Futurs énergétiques 2050

Rapport complet

Février 2022

Futurs énergétiques 2050

Rapport complet

Février 2022



REMERCIEMENTS

ÉQUIPE

Les résultats des *Futurs énergétiques 2050* ont été présentés le 25 octobre 2021 (principaux résultats) et le 16 février (résultats complets) par **Xavier PIECHACZYK,** président du directoire de RTE, et **Thomas VEYRENC,** directeur exécutif de RTE en charge de la stratégie, la prospective et l'évaluation.

Les *Futurs énergétiques 2050* sont le résultat d'un travail collectif de plusieurs années, depuis la conception des modèles jusqu'à la restitution des résultats.

Direction des travaux

L'étude a été réalisée sous la direction de **Thomas VEYRENC.**

Les travaux ont été menés sous le pilotage de **Olivier HOUVENAGEL**, directeur adjoint à la direction économie du système électrique.

Pilotage des travaux

Coline ASSAIANTE	*Attachée de direction*
Simona DE LAURETIS	*Responsable des analyses statistiques et des travaux du conseil scientifique*
Philippe DI BONO	*Conseiller technique*
Anouck DUBOIS	*Coordinatrice du projet*
Marc LE DU	*Responsable de l'analyse économique*
Cédric LEONARD	*Responsable de l'analyse technico-économique et des simulations*
Vincent RIOUS	*Responsable de l'analyse environnementale*

Équipe complète

La réalisation de l'étude a mobilisé, au sein de RTE, une large équipe pluridisciplinaire (ingénieurs, économistes, statisticiens, etc.). Ont notamment participé aux travaux :

Louise ANSART
Fabiola ARAVENA
Jean-Baptiste ARNOUX
Marion ARTAUD
Maylis BABIN
Gabriel BAREUX
Emeric BENONI
Frédéric BIENVENU
Ilyes BORGI
Christallan BRIEND
Arthur BURLIN
Guillaume BUSATO
Julien CALLEC
Gersende CHAFFARDON
Maxime CHAILLET
Joris CHMIELEWSKI
Benjamin COMMANDRE
Hugo CORDIER
Marjorie COSSON
Gro DE SAINT MARTIN
Guillaume DENIS
Wilfried DENOIZAY
François DISPOT
Laurent DUBUS
Marie-Alix DUPRE LA TOUR
Alvaro DURANTE
Virginie DUSSARTRE
Kevin FAVRE
Claire FOURDAN
Mathilde FRANCON
David GAME
Pascal GIBIELLE
Pierre GOUTIERRE
Mathilde GRESSET-BOURGEOIS
Benjamin GUEDOU
Yannick JACQUEMART
Jean-Marc JANIN
Laetitia JOINNEAU
Bénédicte JOURDIER
Madeleine LABORDE
Thomas LASSAIGNE
Aude LAURENS
Pauline LE BERTRE
Guillaume LE PORT
Olivier LEBOIS
Gaëlle LESTAGE
Marion LI
Guillaume MALINGUE
Perrine MAS
Etienne MEYRUEY
Kutluhan PAK
Julien PERET
Jérôme PIGAT
Paul PLESSIEZ
Marie PORTES
Apolline PRADA
Thibault PREVOST
Marie-Clémentine QUILLERIET
Benjamin RICAUD
Yannick ROUQUETTE
Cécile SAINT-SIMON
Cassandre SFILIO
Gaëlle SIMON
Bianka SHOAI-TEHRANI
Alberto TEJEDA
Olfa TLILI
Thibault TOUJOUSE
Josquin VERNON
Florent XAVIER

Infographie

Nolwenn AUDOUEINEIX, Good Eye'd

CONCERTATION

Tout au long des deux années de travaux, un dispositif de concertation inédit a été mis en place, intégrant tous les acteurs intéressés. Il s'agit d'une caractéristique essentielle des *Futurs énergétiques 2050*.

La concertation s'est déroulée sous l'égide de la Commission perspectives système et réseau (CPSR), présidée par **Thomas VEYRENC.** La commission s'est réunie en format plénier à sept reprises entre mai 2019 et septembre 2021.

Elle s'est appuyée sur les travaux de neuf groupes de travail thématiques, présidés par **Olivier HOUVENAGEL.** Ces groupes de travail se sont réunis à plus de trente reprises entre 2019 et 2021, permettant d'approfondir l'ensemble des composantes de l'étude et de couvrir un large champ d'investigation.

Liste des groupes de travail :

- GT 1 « Référentiel climatique »
- GT 2 « Consommation »
- GT 3 « Cadrage et scénarisation »
- GT 4 « Interfaces électricité et autres vecteurs »
- GT 5 « Dynamiques sociétales »
- GT 6 « Environnement »
- GT 7 « Flexibilités »
- GT 8 « Fonctionnement du système électrique »
- GT 9 « Coûts »

Début 2021, le cadrage et la définition des hypothèses de l'étude ont fait l'objet d'une large consultation publique, qui a suscité plus de 4 000 réponses d'organisations et de particuliers.

RTE remercie toutes les organisations ayant participé aux réunions de la concertation (réunions plénières et groupes de travail) et à la consultation publique pour les échanges constructifs et les contributions détaillées ayant permis d'affiner le cadrage et les hypothèses de l'étude :

- 350.org
- 4D
- Académie des technologies
- Acajoo Advisory
- Association de défense du patrimoine nucléaire et du climat (PNC France)
- Agence de la transition écologique (ADEME)
- Association française du gaz (AFG)
- Agence des participations de l'État (APE)
- Agir pour l'environnement
- Agora Energiewende
- Alofa Tuvalu
- Alpiq
- AlterGrids
- Alternatiba
- Aquind
- Arcadia
- Arcelor Mittal
- Arclès
- Arkema
- Artelys
- Association technique énergie environnement (ATEE)
- Autorité de sûreté nucléaire (ASN)
- AVAIRX
- AVERE-France
- Baringa
- BCM Energy
- Boralex
- Bouygues Énergie Services
- Bulane
- Callendar Climate Intelligence
- CARE France
- CCFD – Terre Solidaire
- Colombus Consulting
- Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
- Centrale-Supélec
- Centre observation, impacts, énergie (O.I.E.)
- Cérémé
- Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (Ceren)
- Confédération française démocratique du travail (CFDT)
- CFE Énergies
- Confédération française de l'encadrement - Confédération générale des cadres (CFE-CGC)
- Confédération générale du travail (CGT)
- Centre international de recherche sur l'environnement et le développement (CIRED)
- CLER - Réseau pour la transition énergétique
- Compagnie nationale du Rhône (CNR)
- Collectif Paysages de l'après-pétrole
- Commissariat général au développement durable (CGDD)
- Compass Lexecon
- Conseil général de l'économie (CGE)

- Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC)
- Direction générale du trésor (DG Tresor)
- Dreev
- Électricité de France (EDF)
- Enedis
- Énergie Partagée
- Energy pool
- Enerhy
- Enerplan
- Enertrag
- Engie
- Eqinov
- Équilibre des énergies (EdEn)
- ERG France
- Exeltium
- Flexcity Energy
- Fédération nationale des associations d'usagers des transports (FNAUT)
- France nature environnement (FNE)
- France nature environnement Alpes de Haute-Provence (FNE 04)
- France nature environnement Languedoc-Roussillon (FNE-LR)
- Fondation pour la nature et l'Homme (FNH)
- Fédération nationale énergie et mines de Force ouvrière (FNEM FO)
- France énergie éolienne (FEE)
- France Hydrogène
- France Industrie
- France Stratégie
- France territoire solaire
- Fédération française des usagers de la bicyclette (FUB)
- Gazel Energie
- Gaz réseau distribution France (GRDF)
- Global Chance
- Greenpeace
- Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire (GIFEN)
- Groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés (GIMELEC)
- GRTgaz
- H2V Industry
- Haut-Commissariat au plan (HCP)
- Haya Energy
- Hespul
- Hinicio
- Ingénieurs et scientifiques de France (IESF)
- Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI)
- Institut énergie et développement (IED)
- Institut Jacques Delors
- Institut Pierre-Simon Laplace (IPSL)
- Institut Rousseau
- Institut de recherche stratégique de l'école militaire (IRSEM)
- ITM Power
- JPG Conseil
- Laboratoire des sciences du climat et de l'environnement (LSCE)
- Les Amis de la Terre
- Ligue pour la protection des oiseaux (LPO)
- Luciole
- Météo-France
- négaWatt
- Next Energy Consumer
- Notre affaire à tous
- NovaJoule
- Office français de la biodiversité (OFB)
- Orano
- Oxfam France
- Plateforme filière automobile et mobilités (PFA)
- Planète Oui
- PSA Peugeot-Citroën
- Réseau français des étudiants pour le développement durable (REFEDD)
- Région Pays de la Loire
- Renault
- Renault Trucks
- Renewable energy systems (RES)
- Réseau action climat (RAC France)
- Réseau Sortir du nucléaire
- Réséda
- Sauvons le climat
- Sciences Po
- Secours Catholique - Caritas France
- Syndicat des énergies renouvelables (SER)
- Syndicat professionnel des entreprises locales d'énergie (ELE)
- Société française d'énergie nucléaire (SFEN)
- Société hydro-électrique du midi (SHEM)
- Solagro
- Solstyce
- Solvay
- Sortir du nucléaire Bugey
- SUD-Énergie
- SystemX
- Teréga
- Tesla
- The Shift Project
- Toutes nos énergies – Occitanie environnement (TNE-OE)
- TotalEnergies
- Union d'associations de retraités et d'anciens du nucléaire (UARGA)
- Union française de l'électricité (UFE)
- UFR des Sciences Économiques Gestion Mathématiques Informatique (UFR SEGMI)
- UMR Pacte
- Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)
- Union des entreprises de transport et logistique de France (Union TLF)
- Université Grenoble Alpes
- Université Nantes
- Valorem
- Vattenfall
- Virage Énergie
- Virta
- Voix du nucléaire
- Voltalis
- Watt & Well
- Women engage for a common future (WECF France)
- WISE-Paris
- World wide fund for nature (WWF)
- Yélé
- Ykems
- Zero waste France

Ces remerciements s'étendent aux nombreux citoyens ayant contribué à titre individuel à la consultation publique de RTE sur le cadrage et les hypothèses des *Futurs énergétiques 2050.*

CONSEIL SCIENTIFIQUE

Pour apporter un avis indépendant sur les travaux et sa méthodologie sur le plan scientifique, un conseil scientifique a été installé auprès du président du directoire de RTE, **Xavier PIECHACZYK.**

Le conseil scientifique a été sollicité pour avis sur la méthodologie d'analyse, les modèles et données utilisés, ou encore pour discuter les résultats à neuf reprises en 2021 et 2022.

Il est composé de sept membres, représentant plusieurs disciplines.

Laurence BOONE	*Économiste en chef de l'OCDE*
Pierre CAYE	*Philosophe, directeur de recherche au CNRS, directeur du Centre Jean Pépin (ENS-CNRS-PSL)*
Jean-Michel GLACHANT	*Économiste, directeur de la Florence School of Regulation à l'Institut universitaire européen de Florence, Président élu de l'IAEE, l'Association Internationale des Économistes de l'Énergie*
Christian GOLLIER	*Économiste, directeur général de Toulouse School of Economics, past-president de l'EAERE, l'Association Européenne des Économistes de l'Environnement*
Jan-Horst KEPPLER	*Économiste, professeur à l'Université Paris-Dauphine, directeur scientifique de la Chaire European Electricity Markets*
Dominique ROUILLARD	*Architecte, professeure à l'École Nationale Supérieure d'Architecture Paris-Malaquais, directrice du Laboratoire Infrastructure Architecture, Territoire (LIAT)*
Robert VAUTARD	*Climatologue, directeur de l'Institut Pierre-Simon Laplace, coordinating lead author pour le 6e rapport du GIEC*

RTE remercie tous les membres pour leur implication constante, leurs conseils sur le cadrage, les hypothèses et la restitution de l'étude.

COOPÉRATIONS ET PARTENARIATS

La réalisation des *Futurs énergétiques 2050* a mobilisé, hors de RTE, des expertises pointues dans de nombreux champs disciplinaires.

Des collaborations et partenariats spécifiques ont, à ce titre, été noués par RTE avec certains partenaires :

- Agence de la transition écologique (ADEME)
- Agence internationale de l'énergie (AIE)
- Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA)
- Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM)
- Callendar - Climate Intelligence
- Centre interprofessionnel technique d'études de la pollution atmosphérique (CITEPA)
- Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA)
- Enedis
- GRTgaz
- Institut Pierre-Simon Laplace (IPSL)
- Météo-France
- Centre « Observation, Impacts, Énergie » des Mines ParisTech (OIE)
- Solagro

RTE adresse de vifs remerciements à l'ensemble de ces organismes.

Ces remerciements s'étendent également aux autorités françaises impliquées dans le suivi de l'étude :

- Autorité de sûreté nucléaire (ASN)
- Commission de régulation de l'énergie (CRE)
- Ministère de l'économie, des finances et de la relance (MEFR)
- Ministère de la transition écologique (MTE)



SOMMAIRE

1

L'objet de l'étude : quel système électrique pour sortir des énergies fossiles et être neutre en carbone en 2050 ?

1.1 Un objectif de neutralité carbone en 2050 44

1.2 Pour respecter les engagements climatiques de la France, il faut sortir des énergies fossiles sur lesquelles notre économie et nos modes de vie sont aujourd'hui assis 46

1.3 La stratégie française pour l'avenir : une énergie bas-carbone et souveraine, fondée sur l'efficacité énergétique, l'électricité bas-carbone et le développement des usages de la biomasse 47

1.4 Un impensé du débat français : la fermeture prévisible du parc de seconde génération au cours des prochaines décennies 48

1.5 Les options sur la table : un système électrique « renouvelable + nucléaire » ou « 100 % renouvelable » à terme 49

1.6 Le système électrique de demain sera nécessairement différent de celui d'aujourd'hui 50

2

Le cadrage de l'étude : une description et une analyse des options de transition du secteur électrique pour éclairer le débat public

2.1 Une vaste étude réalisée à la demande du Gouvernement et cadencée par plusieurs points d'étape depuis 2019 54

2.2 Des travaux alimentés par un dispositif de concertation renforcé 56

2.3 Une phase II de l'étude supervisée par un conseil scientifique 58

2.4 Une description de scénarios contrastés pour le système électrique, centrés sur l'objectif de neutralité carbone 59

2.5 Une description temporelle des scénarios sur l'ensemble de la trajectoire 2020-2060 61

2.6 Une étude qui prend en compte les trajectoires climatiques du GIEC 62

2.7 Un cadrage macroéconomique compatible avec une croissance démographique et économique 64

2.8 Une modélisation approfondie du système électrique interconnecté à l'échelle européenne 66

2.9 Des scénarios analysés de manière systématique selon quatre volets principaux : techniques, économiques, environnementaux et sociétaux 68

3

La consommation : des évolutions structurelles de la demande d'électricité en vue de décarboner l'économie

3.1 La trajectoire de référence pour la consommation d'énergie repose sur des progrès substantiels d'efficacité énergétique et le remplacement des énergies fossiles par des alternatives bas-carbone (électricité et biomasse) 72

3.1.1 Le cadre général de la SNBC : efficacité énergétique, électrification et mobilisation poussée du gisement de biomasse dans une France globalement autosuffisante en énergie 72

3.1.1.1 La demande d'énergie finale : une réduction de 40 % en 30 ans 73

3.1.1.2 Le bouquet énergétique et la place des différents vecteurs : une stratégie fondée sur l'électricité et la biomasse produites en France 74

3.1.2 Les *Futurs énergétiques 2050* de RTE : l'évolution future de la consommation électrique résulte d'une modélisation reprenant l'esprit de la SNBC, et adaptée pour tenir compte de l'actualisation des perspectives techniques et des retours de la consultation publique 77

3.1.3 Un dispositif d'étude comprenant trois scénarios d'évolution de la consommation à long terme, une trajectoire d'accélération à l'horizon 2030, et de multiples tests de sensibilité, intégrant l'effet du réchauffement climatique 79

3.2 La trajectoire de consommation d'électricité : une perspective d'augmentation de 35 % d'ici 2050 pour sortir des énergies fossiles tout en promouvant l'efficacité énergétique, pouvant atteindre environ 645 TWh +/- 100 TWh en 2050 81

3.2.1 Une trajectoire de référence caractérisée par une évolution importante en niveau et en structure 81

3.2.2 Une trajectoire de rupture par rapport à la stabilité observée ces dix dernières années 83

3.2.3 La hausse de la demande d'électricité à long terme est liée aux effets de l'électrification, qui ne sont qu'en partie compensés par la progression de l'efficacité énergétique 84

3.2.4 En intégrant différentes trajectoires de consommation envisagées, un cône de plus ou moins 100 TWh autour de la trajectoire de référence 86

3.2.5 L'augmentation de la consommation électrique est une constante de tous les scénarios institutionnels européens et mondiaux 87

3.2.6 Les hypothèses clés qui sous-tendent la trajectoire de référence font l'objet d'analyses détaillées 89

3.3 Une consommation d'électricité qui évolue en structure, dans sa répartition entre les différents secteurs et usages 92

3.3.1 Transports : une forte augmentation de l'usage de l'électricité pour se passer d'énergies fossiles 92

3.3.2 Industrie : une stratégie de rénovation de l'appareil productif français qui passe largement par l'électricité 95

3.3.3 Résidentiel : un secteur dont la consommation est maîtrisée sous réserve que la rénovation des bâtiments soit au rendez-vous 98

3.3.4 Tertiaire : un secteur dont certains usages sont amenés à croître dans le numérique, mais qui recèle également un fort gisement d'efficacité énergétique 101

3.3.5 Power-to-gas : une consommation d'électricité importante pour produire de l'hydrogène bas-carbone par électrolyse 103

3.3.6 Une répartition sectorielle de la consommation qui évolue fortement 105

3.3.7 Synthèse des principales hypothèses dans la trajectoire de référence sur la consommation d'électricité 107

3.4 Un scénario « réindustrialisation profonde » pour explorer les implications d'une reconquête industrielle assise sur une électricité compétitive et bas-carbone 108
3.4.1 La question de l'industrie dans les *Futurs énergétiques 2050* 108
3.4.2 L'enjeu des fuites carbone 109
3.4.3 Un scénario volontariste articulé sur les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, associés à quelques relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger 110
3.4.4 Une consommation d'électricité en croissance de plus de 100 TWh par rapport à la trajectoire de référence 111
3.4.5 Différentes variantes de réindustrialisation pour distinguer l'impact d'une stratégie fondée sur la valeur ajoutée de celle consistant à réduire l'empreinte carbone 113
3.4.6 Des réductions de l'empreinte carbone plus importantes grâce à la relocalisation de la production 114
3.4.7 Synthèse des principales hypothèses du scénario de réindustrialisation 114
3.5 Le scénario de sobriété permet de représenter les gains associés à des changements des modes de vie 115
3.5.1 La question de la sobriété dans les Futurs énergétiques 2050 115
3.5.2 Une distinction explicite entre sobriété et efficacité 117
3.5.3 La sobriété, un outil pour la lutte contre le réchauffement climatique 118
3.5.4 Un scénario sobriété qui explore dans une approche systématique et dans des proportions beaucoup plus importantes que la SNBC les conséquences d'une inflexion structurelle des modes de vie vers la recherche d'un moindre impact sur l'environnement 118
3.5.5 Les gisements de sobriété sont détaillés et quantifiés 119
3.5.6 Des économies d'énergie potentiellement significatives, mais une trajectoire de consommation qui reste néanmoins orientée à la hausse à l'horizon 2050 121
3.5.7 Synthèse des principales hypothèses du scénario de sobriété 122
3.6 Une trajectoire « accélération 2030 » pour atteindre le nouvel objectif européen de -55 % sur les émissions nettes 123
3.6.1 Un nouvel objectif de réduction des émissions impliquant une électrification accrue à court terme 123
3.6.2 Une accélération marquée dans le secteur des transports 124
3.6.3 Une bascule vers les pompes à chaleur plus rapide dans le secteur du bâtiment 125
3.6.4 Un effet sur l'industrie dans le cadre du plan de relance 125
3.6.5 Bilan : un effet haussier sur la consommation d'électricité proche de 40 TWh à l'horizon 2030 126
3.7 D'autres configurations ont été étudiées, avec des évolutions contrastées sur le rythme de déploiement de l'efficacité énergétique, de l'électrification directe ou encore de l'hydrogène 127
3.7.1 Sur l'efficacité énergétique 127
3.7.2 Sur le rythme et le niveau cible d'électrification des usages 128
3.7.3 Sur un recours renforcé à l'hydrogène 128
3.7.4 Bilan des scénarios et variantes 129
3.7.5 Synthèse des principales hypothèses des différentes variantes étudiées 130
3.8 L'analyse en puissance : des usages flexibles qui représentent une part de la consommation d'électricité en forte croissance 132
3.8.1 La consommation sera largement plus flexible à l'horizon 2050 qu'elle ne l'est aujourd'hui 132
3.8.2 La thermosensibilité de la consommation restera élevée en hiver et augmentera en été 134
3.8.3 Du fait de la flexibilité accrue de la consommation, les profils journaliers d'appel de puissance n'auront plus le caractère relativement cyclique qu'ils présentent aujourd'hui 136

3.8.4 Avec le pilotage de la demande flexible, les pointes estivales de consommation pourront atteindre des niveaux élevés, du même ordre que celui des pointes hivernales, et varier dans une plage bien plus large 140

3.8.5 Les pointes de consommation seront potentiellement élevées, mais l'élément dimensionnant pour l'exploitation du système est la consommation résiduelle 143

3.8.6 La flexibilité de la consommation permet de limiter le recours aux moyens de production et de stockage pilotables pour couvrir les pointes de consommation résiduelle 144

4

La production d'électricité : des perspectives intégrant des évolutions contrastées sur les énergies renouvelables et nucléaire

4.1 Le point de départ : augmenter la production d'électricité bas-carbone tout en faisant face au renouvellement des installations actuelles 148

4.1.1 Une problématique industrielle : renouveler les installations bas-carbone quand elles arrivent en fin de vie 148

4.1.2 Un choix structurant : la relance ou non d'un programme de nouveau nucléaire 150

4.2 Le nucléaire : des avenirs contrastés, entre fermeture des réacteurs actuels, différentes options de réinvestissement et possibilité d'une sortie 151

4.2.1 L'enjeu de disposer d'une prospective de qualité sur l'avenir de l'option nucléaire 151

4.2.2 La part du nucléaire dans les scénarios de mix : un débat symbolique, mais insuffisant à décrire les enjeux techniques 152

4.2.3 Les réacteurs de seconde génération : une fermeture à anticiper au cours des années 2030 à 2060 153

4.2.3.1 Une trajectoire de référence : une durée d'exploitation maximale de 60 ans, un panachage des fermetures à l'échéance des 5e et 6e réexamens périodiques 153

4.2.3.2 Un sous-jacent important à la trajectoire de référence : une réussite du grand carénage pour prolonger l'ensemble des réacteurs actuels jusqu'à leur cinquième visite décennale, et certains au-delà 154

4.2.3.3 Une trajectoire de fermeture plus rapide dans le scénario de sortie du nucléaire en 2050 155

4.2.3.4 Une option pour ralentir la fermeture en début de période 157

4.2.3.5 Une option pour la prolongation au-delà de 60 ans 158

4.2.4 Les réacteurs de troisième génération : des rythmes de développement de nouveaux EPR conditionnés par le déploiement de capacités industrielles adéquates 161

4.2.4.1 Dans les scénarios « N », des trajectoires qui reprennent le programme « nouveau nucléaire France » porté par les industriels du nucléaire sur la période 2035-2045 161

4.2.4.2 Des trajectoires contrastées sur le rythme de construction de réacteurs au-delà du programme NNF, avec une accélération possible mais selon un rythme qui reste inférieur à celui des années 1980 162

4.2.4.3 Dans le cas d'une relance du nucléaire en France, des décisions d'engagement qui doivent être prises très rapidement pour que le nouveau nucléaire puisse faire une différence à l'horizon 2050 164

4.2.5 Les petits réacteurs modulaires (SMR) : une opportunité pour le développement de nouveau nucléaire complémentaire aux réacteurs de troisième génération 166

4.2.6 Les réacteurs de quatrième génération : pas de projet à moyen terme en France 167

4.2.7 À l'horizon 2050, le parc nucléaire maximal issu des propositions industrielles des acteurs de la filière est d'environ 50 GW, dont environ la moitié issue de nouveaux réacteurs 168

4.3 Les énergies renouvelables : une très forte croissance dans tous les scénarios pour décarboner le pays 170
4.3.1 La croissance des énergies renouvelables est commune à tous les scénarios mondiaux 170
4.3.2 L'hydraulique : un potentiel déjà largement exploité, quelques opportunités de développement limitées 172
4.3.3 Les bioénergies électriques : une filière qui devrait rester marginale dans la production électrique, la biomasse étant orientée prioritairement vers d'autres vecteurs 174
4.3.4 Le solaire photovoltaïque : une filière amenée à se développer de manière considérable, mais avec des rythmes qui doivent s'infléchir nettement par rapport à aujourd'hui 176
4.3.5 L'éolien terrestre : une technologie mature et compétitive, sujette à un débat politique virulent 178
4.3.6 L'éolien en mer : une option de plus en plus considérée par les États et que la France a les moyens de développer 180
4.3.7 Autres énergies marines : des perspectives limitées à court terme mais une émergence de projets commerciaux possibles à long terme 183
4.3.8 Au-delà des trajectoires de capacités installées, des incertitudes sur l'évolution du facteur de charge des énergies renouvelables 185
4.4 Les rythmes de croissance des énergies renouvelables envisagés apparaissent élevés au regard des tendances observées en France ces dix dernières années, mais une vision européenne permet de les remettre en perspective 189
4.5 Le thermique à flamme : une fermeture progressive des moyens les plus émetteurs et une décarbonation du gaz en vue d'atteindre la neutralité carbone 193
4.5.1 Les grandes unités au fioul arrêtées en 2018, et une sortie du charbon imminente 193
4.5.2 Le gaz fossile : des unités récentes, mais des perspectives d'utilisation en diminution 195
4.5.3 Le gaz décarboné : une perspective pour les centrales actuelles, soumise à un grand nombre d'incertitudes et de modèles envisageables 197
4.5.4 Le parc thermique décentralisé : un socle de plusieurs gigawatts de moyens fonctionnant en base, mais amené à fermer à moyen terme 199

5

Les scénarios de mix production-consommation

5.1 De nombreuses combinaisons possibles entre production et consommation analysées dans le cadre de l'étude 202
5.1.1 Des principes communs : les scénarios permettent d'atteindre la neutralité carbone dans le respect de la sécurité d'approvisionnement 202
5.1.2 Un débat méthodologique sur l'appariement des scénarios de consommation et production 203
5.1.3 Un univers des possibles élargi pour faire apparaître des configurations demandées lors de la consultation publique et de multiples analyses de sensibilité 204
5.2 Six principaux scénarios de mix électrique associés à la trajectoire de référence sur la consommation d'électricité 205
5.2.1 Trois scénarios « M » sans programme de nouveau nucléaire, prévoyant à terme un système 100 % renouvelable et une sortie du nucléaire comprise entre 2050 et 2060 206
5.2.1.1 Scénario M0 : 100 % renouvelable en 2050 206
5.2.1.2 Scénario M1 : vers 100 % renouvelable avec une répartition diffuse 207
5.2.1.3 Scénario M23 : vers 100 % renouvelable avec de grands parcs 208

5.2.2 Trois scénarios intégrant à la fois un programme de nouveau nucléaire et un développement des énergies renouvelables («scénarios N») 209

5.2.2.1 Scénario N1 : Énergies renouvelables + programme nouveau nucléaire à un rythme de deux EPR tous les cinq ans (ou «Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 1») 209

5.2.2.2 Scénario N2 : Énergies renouvelables + programme nouveau nucléaire avec accélération au-delà des six premiers EPR (ou «Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 2») 210

5.2.2.3 Scénario N03 : activation de tous les leviers pour atteindre 50 GW de nucléaire en 2050 (ou «Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 3») 211

5.2.3 Les principaux scénarios de mix étudiés sont tous caractérisés par une part croissante des énergies renouvelables et une baisse de la part du nucléaire 212

5.2.4 Les scénarios de mix se distinguent également sur le type d'installations déployées et la localisation des moyens de production 213

5.2.4.1 Les scénarios font l'objet d'une déclinaison géographique des hypothèses de production et de consommation sur le territoire national afin d'approfondir leur analyse 213

5.2.4.2 Les hypothèses de répartition géographique tiennent compte de nombreux paramètres : contraintes géographiques et réglementaires, orientations publiques, environnement, concurrence d'usages, facteurs d'acceptabilité, logiques industrielles 213

5.2.4.3 Les scénarios font l'objet d'hypothèses contrastées sur la localisation de la production, en cohérence avec leur description propre 215

5.2.4.4 Synthèse des hypothèses de localisation des parcs de production dans les scénarios étudiés 216

5.3 Les différentes stratégies sur la consommation peuvent affecter le dimensionnement du mix électrique 217

5.3.1 Le scénario «sobriété» permet de réduire significativement le besoin de nouveaux moyens de production bas-carbone 217

5.3.2 Une réindustrialisation profonde en France implique de développer encore plus les énergies renouvelables dans tous les scénarios et accroît la difficulté des scénarios de sortie du nucléaire 221

5.4 Des analyses de sensibilité portent sur la répartition des mix de production autour de ces six configurations principales 224

5.4.1 Variantes de scénario 100 % renouvelable, sans nouveau nucléaire mais avec une fermeture ralentie du nucléaire 224

5.4.2 Variantes des scénarios «M» et «N» sur la répartition entre les différentes énergies renouvelables 225

5.5 Un travail engagé pour approfondir les conséquences d'évolutions macroéconomiques défavorables à la transition énergétique (variante «mondialisation contrariée») 226

5.5.1 Une variante au contexte macroéconomique défavorable qui s'écarte du cadrage de la plupart des scénarios énergétiques actuels 226

5.5.2 Des implications multiples qui peuvent aller d'une hausse du coût des technologies de décarbonation à des difficultés d'atteinte des objectifs de la transition énergétique 227

5.6 Des configurations alternatives sur le mix électrique proposées dans le cadre de la concertation 229

5.6.1 Une sortie (très) rapide du nucléaire est incompatible avec le respect des trajectoires climatiques de la France et/ou le maintien de la sécurité d'approvisionnement à court terme 230

5.6.1.1 Même dans le scénario «sobriété» et *a fortiori* dans la trajectoire de référence, une sortie anticipée du nucléaire devrait être compensée par un développement des énergies renouvelables à un rythme qui semble inaccessible 230

5.6.1.2 Un scénario de sortie rapide du nucléaire conduit donc soit à accepter des pénuries, soit à renoncer au respect de la trajectoire climatique de la France 231

5.6.2 Un moratoire sur les énergies renouvelables rend impossible la réindustrialisation et le respect des trajectoires climatiques à compter de la décennie 2030 233

5.6.2.1 Un moratoire sur les énergies renouvelables conduirait dans un premier temps la France à rogner progressivement sur son solde exportateur… 233

5.6.2.2 À compter de 2030-2035, cela placerait la France dans une position critique par rapport à ses ambitions de réindustrialisation et à ses trajectoires climatiques 233

5.6.2.3 Pour qu'une trajectoire sans développement des énergies renouvelables soit possible, il aurait fallu la décider il y a une vingtaine d'années 234

6

L'Europe : un objectif commun d'atteinte de la neutralité carbone, des stratégies nationales différenciées sur les leviers à mobiliser

6.1 Les scénarios de transition du système électrique en France doivent nécessairement être étudiés à l'échelle européenne, qui constitue la maille pertinente d'analyse 240

6.1.1 Le fonctionnement du système électrique est déjà européen depuis plus de 20 ans 240

6.1.2 Les interconnexions sont en fort développement 242

6.1.3 Une modélisation des *Futurs énergétiques 2050* à l'échelle européenne 242

6.2 Des ambitions européennes renforcées pour lutter contre le changement climatique avec l'objectif de la neutralité carbone en 2050 244

6.3 Des stratégies nationales qui s'inscrivent dans les objectifs de l'Union européenne 246

6.4 Les scénarios nationaux et européens pour atteindre la neutralité carbone : des tendances communes notamment sur l'électrification et les énergies renouvelables et des contrastes sur les différents leviers à mobiliser 247

6.4.1 De nombreux scénarios européens et nationaux, compatibles avec la neutralité carbone, ont été publiés au cours des dernières années 247

6.4.1.1 Les scénarios institutionnels européens 247

6.4.1.2 Les contributions des parties prenantes (initiatives de gestionnaires de réseau de transport, d'acteurs de marché, d'organisations non gouvernementales) 248

6.4.1.3 Les scénarios nationaux (institutionnels ou à l'initiative d'acteurs) 249

6.4.2 Une baisse de la consommation énergétique finale, un rôle accru de l'électricité et le recours aux combustibles « verts » 253

6.4.3 L'approvisionnement en combustibles verts : des scénarios très contrastés sur le rôle de l'électrolyse 255

6.4.4 Une consommation d'électricité en forte hausse, plus thermosensible mais aussi plus flexible 257

6.4.4.1 Une forte hausse de la consommation d'électricité partout en Europe, sous l'effet de l'électrification et du développement du *power-to-gas* 257

6.4.4.2 Une consommation d'électricité européenne à la fois plus thermosensible et plus flexible 259

6.4.5 La production d'électricité en Europe sera décarbonée en 2050 et reposera essentiellement sur les énergies renouvelables variables. 260

6.4.5.1 Les énergies renouvelables variables représenteront au moins 70 % de la production d'électricité européenne en 2050 260

6.4.5.2 La production nucléaire en Europe est amenée à se réduire de façon sensible 261

6.4.5.3 La production thermique décarbonée à partir de gaz « vert » servira à assurer une petite partie du « bouclage énergétique » 261

6.4.5.4 Un développement massif de capacités pilotables en Europe est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement 261

6.4.6 Les choix nationaux sur l'évolution des mix de production sont en grande partie dictés par la géographie, l'acceptabilité du nucléaire et la situation initiale du mix de production 262

6.5 L'étude *Futurs énergétiques 2050* s'appuie sur des scénarios de contexte européen contrastés pour évaluer la robustesse du fonctionnement du système électrique français aux évolutions des systèmes électriques des pays voisins 264

6.5.1 Une représentation détaillée pour apprécier précisément le fonctionnement du système électrique européen 264

6.5.2 Les scénarios considérés pour refléter le champ des incertitudes sur les évolutions des systèmes énergétiques en Europe 266

6.5.3 Les scénarios sur le mix énergétique français sont comparés avec le même contexte européen 267

6.6 Zooms sur les principaux pays limitrophes 268
6.6.1 Allemagne 268
6.6.2 Royaume-Uni 272
6.6.3 Italie 276
6.6.4 Espagne 279
6.7 Synthèse des hypothèses européennes 281

7

La sécurité d'approvisionnement : garantir l'équilibre du système électrique dans des scénarios de neutralité carbone reposant en grande partie sur des énergies renouvelables

7.1 Les scénarios de neutralité carbone nécessitent tous de développer des «flexibilités» en France pour assurer l'équilibre offre-demande 288
7.1.1 Premier enjeu : disposer de capacités de flexibilité en puissance suffisantes pour couvrir les périodes de forte consommation résiduelle, qui conditionnent le besoin en capacités pilotables 288
7.1.2 L'évolution des déterminants de l'équilibre offre-demande pose une question sur le critère de dimensionnement du mix 290
7.1.2.1 Le critère de sécurité d'approvisionnement aujourd'hui 290
7.1.2.2 Le critère de sécurité d'approvisionnement à long terme 290
7.1.3 Deuxième enjeu : disposer de capacités de flexibilité mobilisables en des temps courts pour les réserves opérationnelles qui vont également progresser 292
7.1.3.1 Réserve primaire : des besoins qui évoluent peu en volume mais un rehaussement des exigences techniques à prévoir pour compenser la baisse de l'inertie du système électrique européen 292
7.1.3.2 Réserves secondaire et tertiaire : des besoins qui évoluent avec l'accroissement de la production renouvelable variable et pourraient atteindre jusqu'à 9 GW hors amélioration de la qualité des prévisions de production éolienne et solaire 293
7.1.4 Dans l'ensemble, des besoins de flexibilité en augmentation dans tous les scénarios mais dans des proportions variables selon les choix sur le mix 295
7.1.4.1 Les analyses confirment que les transformations prévues du système électrique à l'horizon 2030 ne posent pas de difficulté en matière de sécurité d'approvisionnement. 295
7.1.4.2 Des besoins en capacité massifs apparaissent à partir de l'horizon 2040 et sont d'autant plus importants dans les scénarios de sortie du nucléaire 296
7.1.4.3 Au-delà du besoin de puissance, des besoins de modulation en énergie portant sur des horizons différents 298
7.1.5 Différentes solutions de flexibilité, aux caractéristiques complémentaires, mobilisées pour couvrir les besoins de l'équilibre offre-demande 302
7.2 Développer les interconnexions : une option prioritaire pour atteindre la neutralité carbone au moindre coût 304
7.2.1 Sur le plan économique : les études plaident pour un renforcement important de la capacité d'échange entre pays européens 304
7.2.1.1 Le foisonnement de la consommation et de la production renouvelable variable est important à l'échelle européenne et réduit de l'ordre de 15% la pointe de consommation résiduelle 304
7.2.1.2 Le développement d'interconnexions permet à la fois d'éviter la construction de moyens de production et/ou le développement de nouvelles flexibilités et limite leur sollicitation pour assurer la sécurité d'approvisionnement 305
7.2.1.3 Un développement des interconnexions de l'ordre de 45 GW de capacités d'échange entre la France et ses voisins trouve une justification économique dans tous les scénarios étudiés 307

7.2.2 Sur le plan politique : un débat légitime sur le degré d'interdépendance souhaité entre les pays européens 310

7.2.2.1 Le développement des interconnexions conduit à un accroissement des interdépendances pour la sécurité d'approvisionnement en électricité 310

7.2.2.2 L'approvisionnement énergétique de la France en 2050 est considérablement moins dépendant de l'étranger qu'aujourd'hui, mais avec des interdépendances de natures différentes 311

7.2.3 Une hypothèse de référence pour l'étude des scénarios : un développement des interconnexions en deçà de l'optimum économique pour tenir compte des incertitudes industrielles et politiques 313

7.2.4 Des interconnexions qui contribuent largement à la sécurité d'approvisionnement de la France de façon statistique 314

7.2.5 Un rôle des interconnexions qui évolue 316

7.3 La flexibilité de la demande : une option très peu coûteuse mais activable sur des durées courtes, et dont le développement ne dépend pas que de facteurs économiques 318

7.3.1 Une évolution des usages électriques qui favorise un développement de la flexibilité de la demande… 318

7.3.2 … mais des interrogations sur l'acceptabilité et la volonté de certains consommateurs de s'engager dans ce type de démarche 320

7.3.3 Le développement de l'autoconsommation photovoltaïque facilitera le développement de la flexibilité sur les usages dans le résidentiel 323

7.3.4 La mobilisation des flexibilités de la demande modifie sensiblement le profil de consommation et permet de réduire l'amplitude des variations de la consommation résiduelle 326

7.4 Les batteries stationnaires : une solution adaptée dans les scénarios où le solaire se développe largement 328

7.4.1 Les batteries apportent essentiellement un service de modulation à l'échelle journalière 328

7.4.2 Les batteries contribuent à la sécurité d'approvisionnement mais de façon limitée du fait des contraintes de stock 329

7.5 Le thermique décarboné : une nécessité dans de nombreux scénarios, dans des proportions importantes pour les scénarios sans nucléaire 330

7.5.1 Dans les scénarios avec une part très importante d'énergies renouvelables, des nouvelles centrales thermiques sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement 330

7.5.2 Différentes solutions potentielles pour alimenter de nouvelles centrales thermiques avec des combustibles décarbonés 331

7.5.2.1 L'utilisation de biométhane dans des turbines à combustion est une option qui devrait être compétitive mais sous réserve d'un gisement suffisant 331

7.5.2.2 Le couplage sectoriel avec l'hydrogène s'impose comme l'un des moyens les plus pertinents pour assurer le bouclage des scénarios en limitant l'utilisation de biométhane, mais nécessite que les infrastructures de production et de stockage associées à l'hydrogène soient bien dimensionnées 332

7.5.2.3 Le passage par le méthane conduit à une déperdition d'énergie problématique mais permet de réutiliser des infrastructures existantes 333

7.5.2.4 L'import de combustibles décarbonés pour alimenter les centrales thermiques ou encore le recours au captage et stockage de carbone constituent des solutions alternatives qui sortent toutefois du cadrage de la SNBC 334

7.5.3 Les capacités de production thermique décarbonée fonctionneront relativement peu, essentiellement en hiver et lorsque aucune alternative n'est possible pour assurer la sécurité d'approvisionnement 336

7.6 Dans l'ensemble, des « bouquets de flexibilités » très contrastés selon les scénarios de mix électrique 338

7.6.1 Dans les scénarios avec une relance significative du nucléaire et un développement soutenu des interconnexions, l'essentiel des besoins peut être couvert avec les imports, l'hydraulique, et la flexibilité de la demande 338

7.6.2 La perspective d'un scénario 100 % renouvelable implique de construire de nouvelles centrales thermiques. Ce constat reste vrai dans les scénarios avec peu de nucléaire 340

7.6.3 Les centrales au gaz utiliseront des combustibles de synthèse ou du biométhane pour des volumes limités, mais la mutualisation des moyens thermiques de «back-up» en Europe conduit la France à importer de l'électricité produite à partir de centrales au gaz situées à l'étranger 341

7.6.4 Un moindre développement des interconnexions conduirait à accroître légèrement les besoins de thermique décarboné en France, dans tous les scénarios 343

7.6.5 L'influence de l'évolution des mix des pays voisins sur la sécurité d'approvisionnement en France : un besoin de coordination croissant mais des effets analogues sur tous les scénarios de mix en France 348

7.6.6 Le développement des flexibilités de consommation permet de limiter le développement des batteries stationnaires et de la production thermique décarbonée 350

7.6.7 Un espace économique pour les batteries compris entre quelques gigawatts et quelques dizaines de gigawatts, qui dépend essentiellement de la part du photovoltaïque, du développement de la flexibilité de la demande et de l'ampleur de la baisse des coûts des batteries 354

7.6.8 Les batteries de seconde vie issues du secteur de la mobilité pourraient contribuer aux besoins de flexibilité du système électrique, mais la performance économique et environnementale de cette option n'apparaît pas établie par rapport à celle d'un recyclage des batteries 356

7.6.9 Le déploiement en Europe d'une infrastructure permettant de stocker des volumes importants d'hydrogène et d'accéder à ces installations depuis les bassins de consommation d'hydrogène permet de limiter le besoin de flexibilité du système électrique 358

7.6.10 Le développement des flexibilités de consommation permet de limiter le développement des batteries stationnaires et de la production thermique décarbonée 361

7.6.11 Des résultats sur les bouquets de flexibilités qui se situent dans la fourchette des études externes 362

7.7 La caractérisation des risques sur la sécurité d'approvisionnement : des événements dimensionnant dont la nature évolue 364

7.7.1 La nature des évènements qui font peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement évolue 364

7.7.2 La majorité des risques devrait se lisser sur l'ensemble de l'hiver, voire la fin de l'automne 366

7.7.3 Les heures où les risques sont les plus importants restent concentrées en soirée 367

7.7.4 Des épisodes de défaillance plus rares, mais plus profonds et plus longs 368

7.8 La stabilité de la fréquence du réseau électrique 369

7.8.1 Des solutions techniques existent pour assurer la stabilité du système électrique à long terme dans les scénarios à très forte proportion d'énergies renouvelables, avec différents niveaux de maturité 369

7.8.2 La question de la stabilité ne revêt pas un enjeu économique de premier ordre sur la comparaison des coûts des scénarios avec et sans nouveau nucléaire 371

7.8.3 L'enjeu est avant tout de nature industrielle, afin de permettre à ces solutions de passer de démonstrateurs à des installations présentes par centaines en France en pleine interaction avec le système électrique 373

7.9 Selon les scénarios, différents paris technologiques nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement 374

7.9.1 Les prérequis technologiques associés aux scénarios à forte proportion en renouvelables ont été explicités dans le rapport commun publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie (janvier 2021) 374

7.9.2 Le maintien d'une base nucléaire d'une cinquantaine de gigawatts présente également des défis technologiques 375

7.9.3 Un scénario conservant une capacité de production nucléaire importante associé à un développement conséquent des renouvelables est de nature à limiter le risque de non-atteinte des objectifs climatiques 376

7.10 Les bilans énergétiques d'un système en transition 377

7.10.1 Dans tous les scénarios, la France reste exportatrice d'électricité en 2050 et 2060, après un pic d'export d'électricité entre 2030 et 2040 377

7.10.2 L'énergie électrique perdue dans les écrêtements et les pertes de conversion augmente sensiblement dans les scénarios avec une forte pénétration des énergies renouvelables 378

7.10.3 Les facteurs de charge du nucléaire sont sensiblement plus importants dans les scénarios avec nouveau nucléaire 380

7.10.3.1 La disponibilité des nouveaux réacteurs devrait être plus importante que celle des réacteurs existants, qui vieillissent 380

7.10.3.2 Le parc nucléaire devra davantage moduler dans les scénarios avec fort développement des énergies renouvelables, du fait d'absence de débouchés 380

7.11 La sobriété : un levier de maîtrise de la consommation qui permet aussi de limiter les besoins de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement 383

7.11.1 Dans le scénario *sobriété*, le besoin de nouvelles capacités flexibles est réduit d'environ 15 GW par rapport au scénario de référence, pour chaque mix de production étudié 383

7.11.2 La sobriété ne remet pas en cause l'intérêt de développer fortement les interconnexions 384

7.11.3 Dans le scénario sobriété, le volume de la consommation d'électricité flexible est également réévalué à la baisse, hors appétence accrue pour la flexibilisation des usages 384

7.11.4 Dans tous les scénarios combinant sobriété et construction de nouveaux réacteurs nucléaires, le besoin de centrales thermiques est limité 385

7.11.5 La sobriété permet de réduire le besoin de gaz décarboné pour la production d'électricité ainsi que les pertes d'énergie associées aux besoins d'équilibrage du système 387

7.12 La réindustrialisation profonde : une consommation supplémentaire pour alimenter l'industrie, qui génère aussi un effort sur les flexibilités 388

7.12.1 Le scénario de réindustrialisation profonde conduit à augmenter le besoin de capacités flexibles par rapport au scénario de référence, à hauteur d'environ 13 GW 388

7.12.2 L'augmentation de la consommation d'électricité liée à la réindustrialisation porte en partie sur des usages qui peuvent être flexibilisés 390

7.12.3 Dans le scénario de *réindustrialisation profonde*, des centrales thermiques alimentées par des gaz décarbonés sont nécessaires dans toutes les configurations de mix 391

8

Le climat : une sensibilité accrue du système électrique liée au changement climatique et à l'évolution du mix

8.1 La sensibilité du système électrique aux variables météorologiques nécessite de prendre en compte la variabilité et l'évolution du climat 395

8.1.1 Le système électrique français est de longue date sensible aux aléas météorologiques, et le deviendra encore plus avec l'évolution du mix 395

8.1.2 Les derniers travaux du GIEC confirment la réalité du changement climatique et mettent en évidence l'importance d'intégrer ses conséquences dans le développement des infrastructures 396

8.1.3 Les *Futurs énergétiques 2050* s'appuient sur des modèles climatiques de Météo-France cohérents avec les travaux du GIEC 398

8.2 Les principaux effets du changement climatique devraient se caractériser, en France, par une hausse des températures, une fréquence accrue d'événements extrêmes et une modification du cycle hydrologique 400

8.2.1 Le changement climatique affecte en premier lieu la température, avec une augmentation des moyennes et une modification des extrêmes 400

8.2.1.1 Les températures moyennes vont continuer d'augmenter en France sur les prochaines décennies 400

8.2.1.2 Les canicules deviennent plus fréquentes et plus intenses 401

8.2.1.3 À l'inverse, les vagues de froid se raréfient 402

8.2.2 Le cycle hydrologique est modifié et les sécheresses deviennent plus fréquentes 402
8.2.2.1 Le changement climatique modifie les précipitations et les débits 402
8.2.2.2 Les sécheresses deviennent plus fréquentes 403
8.2.3 Le vent et le rayonnement solaire n'évoluent pas significativement 404

8.3 Le système électrique sera confronté à de nouveaux enjeux face à l'évolution du climat, avec des effets importants sur la consommation et la production 406
8.3.1 Le changement climatique va entraîner une baisse de la consommation de chauffage en hiver et une hausse de la consommation de climatisation en été 406
8.3.2 Une gestion des stocks hydrauliques qui devra évoluer 408
8.3.3 Les indisponibilités du parc nucléaire pour contraintes climatiques pourront concerner un nombre accru de réacteurs 410
8.3.3.1 La disponibilité des différentes centrales nucléaires en cas de canicule est fonction de la réglementation, de leur type de système de refroidissement, et de leur source froide 410
8.3.3.2 Les périodes de canicule ou de sécheresse ont conduit à des baisses de production du parc pouvant atteindre ponctuellement 6 GW 412
8.3.3.3 Le réchauffement climatique va accroître le risque d'indisponibilité lors de canicules ou de sécheresses pour les centrales actuelles en bord de fleuve 413
8.3.3.4 À l'horizon 2050, dans les différents scénarios conservant des tranches nucléaires, le nombre de réacteurs arrêtés simultanément pour cause de canicule ou de sécheresse devrait progresser 414
8.3.4 Des évolutions mineures de la production éolienne et solaire liées au changement climatique 416
8.3.4.1 Un facteur de charge éolien moyen qui évolue peu sous l'effet du climat, mais qui va augmenter avec le raccordement des parcs éoliens en mer 416
8.3.4.2 Un productible photovoltaïque peu affecté par le changement climatique et qui dépendra surtout du type d'installations déployées 417
8.3.5 Le réchauffement climatique affecte également le dimensionnement des infrastructures de réseau 417

8.4 Du fait de l'évolution du mix, l'équilibre du système électrique de demain est plus sensible aux conditions de vent et plus uniquement à la température 418
8.4.1 Une analyse de sécurité d'approvisionnement probabiliste, complétée par l'étude de stress tests climatiques spécifiques 418
8.4.1.1 Des questions récurrentes sur le fonctionnement du système dans certaines configurations météorologiques 418
8.4.1.2 Le dimensionnement du système électrique se fonde sur une analyse de risque intégrant la probabilité d'occurrence d'événements rares, notamment en matière de température et de vent 419
8.4.1.3 La nature des risques induits par les aléas météorologiques sur la sécurité d'approvisionnement en électricité va évoluer fortement d'ici 2050 420
8.4.2 Stress test n°1 «périodes sans vent» : des configurations qui deviendront de plus en plus contraignantes pour le système, même si elles ne conduiront à un risque de déficit de production que dans des cas spécifiques 421
8.4.2.1 En été, lors des périodes sans vent, les moyens de production sont de manière générale largement suffisants pour couvrir la consommation, même sans recourir aux imports 422
8.4.2.2 En hiver, lors des périodes sans vent hors vague de froid, l'équilibre offre-demande sera assuré grâce à un important socle de moyens de production pilotables et de flexibilités, ainsi qu'avec des possibilités d'imports 424
8.4.2.3 En période d'absence de vent en France, des possibilités d'imports existent la plupart du temps 427
8.4.2.4 En hiver, lors des périodes sans vent en Europe combinées à des vagues de froid, des situations de défaillance sont possibles 429
8.4.3 Stress test n°2 «canicules» : une tension accrue sur le système électrique mais un risque qui reste maîtrisé en s'appuyant sur une forte production solaire et sur la sollicitation de capacités de flexibilité importantes 433
8.4.4 Stress test n°3 «sécheresses» : un risque accru pour l'approvisionnement, en particulier si les sécheresses longues sont concomitantes à des périodes froides et sans vent 435

9

L'hydrogène et le rôle des couplages entre les secteurs du gaz et de l'électricité

9.1 La place de l'hydrogène dans le mix énergétique fait l'objet de nombreux débats récents 440

9.1.1 La promesse de l'hydrogène bas-carbone 440

9.1.2 La prise en compte de l'hydrogène dans les *Futurs énergétiques 2050* 443

9.2 Deux raisons distinctes de développer la production d'hydrogène bas-carbone à partir d'électrolyse 445

9.3 L'hydrogène comme matériau et combustible énergétique (« hydrogène final ») : un développement tiré par la décarbonation des usages dans l'industrie et dans le transport lourd, dans des proportions incertaines 447

9.3.1 De multiples usages possibles pour l'hydrogène à long terme, avec des perspectives plus particulièrement dans l'industrie et le transport lourd 447

9.3.2 Plusieurs trajectoires contrastées de développement de l'hydrogène final sont étudiées pour évaluer les conséquences sur le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique 450

9.4 L'hydrogène au service de l'équilibre du système électrique 452

9.4.1 Des centrales thermiques nécessaires dans certains scénarios et pouvant être alimentées directement par de l'hydrogène ou indirectement par du méthane de synthèse lui-même issu de l'hydrogène 452

9.4.2 Des besoins significatifs dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables 454

9.5 Dans l'ensemble, un volume total d'hydrogène produit par électrolyse en France compris entre 35 et 65 TWh_{PCI} selon les scénarios, dans la trajectoire de référence 455

9.6 La flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse : des impacts déterminants pour la sécurité d'approvisionnement électrique 456

9.6.1 Différents modes opératoires sont envisagés pour les électrolyseurs 456

9.6.2 À moyen terme, un fonctionnement des électrolyseurs majoritairement en base 458

9.6.3 À long terme, des modes de fonctionnement des électrolyseurs potentiellement plus flexibles pour favoriser l'équilibre offre-demande d'électricité 459

9.7 L'approvisionnement en hydrogène pour couvrir les besoins finaux et les besoins pour la flexibilité du système électrique 462

9.7.1 La consommation d'électricité pour la production d'hydrogène a un effet de premier ordre sur le dimensionnement du mix électrique 462

9.7.2 Un enjeu économique sur le coût d'approvisionnement 464

9.7.3 Un recours possible à des importations 465

9.8 Les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène seront de nature à favoriser la flexibilité des couplages avec le secteur électrique mais des études complémentaires sont nécessaires pour évaluer leur dimensionnement 466

9.8.1 Stockage de l'hydrogène : des capacités de stockage nécessaires pour assurer une relative flexibilité des infrastructures de production d'hydrogène 466

9.8.2 Transport de l'hydrogène : un besoin d'infrastructures qui dépend de la localisation des électrolyseurs et du stockage 471

10

Les réseaux : des besoins significatifs de nouvelles infrastructures pour accompagner les évolutions du mix électrique

10.1 Une évaluation complète des besoins couvrant l'ensemble des réseaux de transport et de distribution 476

10.1.1 Les réseaux sont au cœur de la transition énergétique 476

10.1.2 La démarche des *Futurs énergétiques 2050* porte sur l'ensemble des réseaux 477

10.2 Réseau de transport : des besoins d'évolution structurants sur toutes les composantes en lien avec la transformation du mix 478

10.2.1 Une répartition géographique de la production et de la consommation qui change et nécessite de faire évoluer le réseau de transport en conséquence 478

10.2.2 Les interconnexions : un développement soutenu pour mutualiser la production et optimiser les coûts à l'échelle européenne 480

10.2.2.1 Un développement poussé des interconnexions sur trente ans, avec un rythme légèrement inférieur à +1GW par an, en vue de favoriser l'optimisation de l'équilibre offre-demande 480

10.2.2.2 Une utilisation des interconnexions qui évolue dans sa nature et modifie les flux circulant sur le réseau français 481

10.2.3 Le réseau de grand transport : une nette amplification des besoins d'investissement au-delà de l'horizon 2035 483

10.2.3.1 Une évolution des flux circulant sur le réseau de grand transport tirée principalement par l'évolution de la production et des interconnexions 483

10.2.3.2 Des besoins d'adaptation identifiés sur plusieurs axes nord-sud mais également de manière croissante sur des axes ouest-est, en lien avec les besoins liés à l'acheminement de la production éolienne en mer 485

10.2.3.3 Les besoins de renforcement du réseau sont communs à tous les scénarios mais significativement plus élevés dans les scénarios de non-renouvellement du parc nucléaire 486

10.2.3.4 Des besoins de renforcement qui nécessitent des nouvelles solutions 487

10.2.3.5 La gestion de la tension reste maîtrisée mais bénéficiera des capacités de réglage des producteurs 488

10.2.3.6 Des besoins d'investissement importants sur la période 2035-2050, en nette hausse par rapport à la période 2020-2035 489

10.2.4 Les réseaux de répartition : un développement qui accompagne celui des énergies renouvelables terrestres 490

10.2.4.1 Le développement des énergies renouvelables terrestres est le principal déterminant de l'évolution des réseaux de répartition régionale 490

10.2.4.2 Le développement des usages électriques et la décarbonation de l'industrie peuvent conduire à des besoins d'adaptation du réseau 490

10.2.4.3 Une croissance de 10 à 40 % des réseaux régionaux, plus forte dans les scénarios allant vers 100 % d'énergies renouvelables 490

10.2.4.4 Le principe du « dimensionnement optimal » reste un facteur important d'économies de développement de réseau et pourrait être poussé encore plus loin 492

10.2.4.5 Le développement de l'autoconsommation dans le scénario M1 conduit à des économies sur les réseaux de répartition, mais limitées 493

10.2.4.6 Des investissements très contrastés au-delà de 2035 494

10.2.5 Les réseaux en mer : le raccordement des parcs éoliens en mer devient le premier poste d'investissements sur le réseau de transport dans tous les scénarios à l'exception de N03 495

10.2.5.1 Des parcs progressivement plus puissants et plus éloignés des côtes qui conduisent à déployer de nouvelles solutions de raccordement, mutualisées et à courant continu 495

10.2.5.2 Les technologies de postes flottants faciliteraient le raccordement des parcs éoliens en mer flottants, même si elles n'apparaissent *a priori* pas indispensables dans les scénarios étudiés 496

10.2.5.3 Des besoins d'investissement en forte hausse pour assurer le raccordement des parcs éoliens en mer 497

10.2.5.4 Des perspectives de mutualisation accrue avec d'autres infrastructures du réseau de transport comme les interconnexions, selon un modèle de « réseaux hybrides », pourraient permettre une optimisation plus large des coûts du réseau en mer à long terme 498

10.2.6 Le renouvellement : un accroissement des besoins d'investissement pour remplacer les infrastructures les plus anciennes dans tous les scénarios 501
10.2.6.1 La pyramide des âges détermine au premier ordre les besoins de renouvellement du réseau 501
10.2.6.2 L'effort de renouvellement à partir de 2035 de lignes aériennes développées après la guerre nécessitera d'avoir traité certaines technologies critiques 501
10.2.6.3 Une forte inflexion sur les postes électriques, qui nécessitera une accélération progressive 502
10.2.6.4 Des actions ont été engagées pour lisser au mieux les dépenses de renouvellement du réseau 503
10.2.6.5 Un besoin industriel d'adopter des trajectoires de renouvellement anticipées pour 2020-2035 et 2035-2050 503
10.2.7 Dans l'ensemble, une augmentation significative des investissements et des coûts du réseau de transport 505
10.2.7.1 Dans tous les scénarios, les besoins d'investissement s'accroissent au-delà de 2035 505
10.2.7.2 Le coût de réalisation des ouvrages de transport dépend de leur acceptation par les parties prenantes 506
10.2.8 Une analyse détaillée des scénarios de *sobriété* et de *réindustrialisation profonde* qui met en évidence l'impact important du niveau de la demande d'électricité sur l'évolution des besoins et des coûts du réseau de transport 507
10.2.8.1 Dans les différentes trajectoires de consommation, l'évolution du réseau de transport demeure principalement dépendante de celle du parc de production 508
10.2.8.2 Au-delà des effets liés à l'ajustement du parc de production, les variations sur le niveau de demande projeté à long terme engendrent des effets locaux sur les besoins d'adaptation du réseau 510
10.2.8.3 Au total, le scénario de demande a une influence majeure sur les besoins de réseau, mais le choix du mix de production reste le premier déterminant 511
10.3 Réseau de distribution : des coûts d'adaptation qui pourraient aller du simple au double suivant les scénarios 513
10.3.1 Des projections sur le coût d'adaptation du réseau de distribution à l'horizon 2050 intégrées à l'étude, sur la base d'évaluations réalisées par Enedis 513
10.3.2 Une méthodologie spécifique pour évaluer les coûts du réseau de distribution dans les différents scénarios 513
10.3.2.1 Une déclinaison territoriale précise des scénarios de mix électrique, partagée entre RTE et Enedis 513
10.3.2.2 Des raccordements de nouveaux clients et des renforcements associés qui seront nécessaires dans les différents scénarios 515
10.3.2.3 Une évaluation des coûts d'adaptation du réseau de distribution 518
10.3.2.4 D'autres coûts relatifs au RPD pris en compte dans l'analyse 520
10.3.2.5 Deux types d'indicateurs économiques présentés en vue d'alimenter l'analyse économique des scénarios 520
10.3.3 Estimations des coûts d'adaptation nécessaires par scénario pour Enedis 521
10.3.4 Une analyse des impacts des différents scénarios de consommation sur les coûts du réseau de distribution (scénarios *sobriété* et *réindustrialisation profonde)* 522
10.3.4.1 L'impact des différents scénarios sur la consommation connectée au réseau de distribution 522
10.3.4.2 L'adaptation des mix électriques aux différents scénarios de consommation et les conséquences pour le réseau de distribution 523
10.3.4.3 Évaluation des coûts d'adaptation du réseau de distribution 525
10.3.5 Principaux enseignements de l'analyse sur les besoins d'adaptation et les coûts du réseau de distribution 527
10.4 Au total, des coûts d'évolution du réseau en nette hausse à la fois sur les réseaux de transport et de distribution 528
10.4.1 L'ensemble des scénarios conduisant à une décarbonation de l'économie a un impact profond sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité 528
10.4.2 Le développement d'une production plus locale fondée sur des installations de petite taille implique un besoin accru de réseau 529
10.4.3 Les dispositifs de planification contribuent à limiter les coûts 529
10.4.4 Une nécessaire prise en compte de l'impact du réchauffement climatique sur les infrastructures de réseau 530

11

L'analyse économique : un chiffrage des coûts des scénarios pour comparer les différentes options de transition

11.1 Pour dépasser les controverses sur le coût de chaque filière, la méthode d'analyse économique vise à appréhender tous les coûts de chaque option de transition 534

11.1.1 Les méthodes d'évaluation du coût par filière présentent des limites intrinsèques 534

11.1.2 La méthode d'analyse des coûts complets à l'échelle du système dans les *Futurs énergétiques 2050* 536

11.2 Le taux de rémunération du capital : un paramètre déterminant pour l'analyse économique 538

11.2.1 L'approche socio-économique consiste à retenir un taux d'actualisation reflétant le niveau de risque intrinsèque à chaque technologie 538

11.2.2 L'évaluation du coût porté par les acteurs du système consiste à intégrer le coût du capital 539

11.2.3 Selon les études, un coût du capital uniforme ou différencié par technologie qui dépend fortement du type et du niveau du soutien public 541

11.3 L'évolution des coûts unitaires des composants du système électrique : des déterminants très différents selon les filières 544

11.3.1 Les coûts du nucléaire : un important travail de consolidation et de prise en compte de l'incertitude 544

11.3.1.1 Le coût du nucléaire historique : des coûts de prolongation très compétitifs, même en retenant des hypothèses prudentes sur les investissements de prolongation et les coûts de gestion des déchets 544

11.3.1.2 Le nucléaire de troisième génération : des projections de coûts des EPR2 fondées sur les évaluations menées par les pouvoirs publics 547

11.3.1.3 Les charges pour démantèlement : des coûts prévisionnels intégrés dans les provisions à constituer à la construction des réacteurs 551

11.3.1.4 L'aval du cycle nucléaire : une prise en compte du traitement-recyclage du combustible usé et du stockage des déchets dans l'analyse économique, en intégrant un principe de prudence 552

11.3.1.5 Les coûts de traitement-recyclage du combustible usé : un renouvellement des infrastructures nécessaires dans les scénarios avec du nouveau nucléaire 553

11.3.1.6 Les coûts de gestion des déchets (entreposage et stockage à long terme) : de fortes incertitudes sur les coûts de stockage en couche géologique profonde des déchets radioactifs 555

11.3.1.7 Bilan des coûts associés à l'aval du cycle en intégrant les principes de prudence 557

11.3.2 Le coût des énergies renouvelables : un principe de poursuite de la baisse des coûts qui fait globalement consensus, avec un niveau de confiance élevé pour le photovoltaïque et moindre pour l'éolien en mer flottant 558

11.3.2.1 Les coûts futurs de l'hydraulique sont paradoxalement sujets à un certain nombre d'incertitudes 558

11.3.2.2 Les coûts du photovoltaïque : une tendance à la baisse qui se poursuivra, grâce à l'amélioration des rendements des cellules et à des effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière au niveau mondial 559

11.3.2.3 Les coûts de l'éolien terrestre : une tendance à la baisse, mais avec de fortes incertitudes sur la taille des éoliennes qui se généralisera à terme 560

11.3.2.4 Les coûts de l'éolien en mer : des baisses liées à l'amélioration des technologies et au passage à l'échelle industrielle mais avec des trajectoires fortement différenciées entre le posé et le flottant 561

11.3.2.5 Les coûts des énergies marines : des technologies aujourd'hui peu matures et dont les coûts rapportés à l'énergie produite sont élevés 562

11.3.2.6 Les coûts des bioénergies : des données parcellaires mais qui n'ont qu'un faible impact sur le coût complet des scénarios de mix électrique 563

11.3.3 Les hypothèses de coûts de production des énergies renouvelables retenues dans l'étude se situent dans la fourchette des projections observées dans la littérature 564

11.3.4 Les coûts rapportés à l'énergie produite sont en moyenne plus faibles pour les énergies renouvelables les plus matures que pour le nouveau nucléaire, mais l'écart ne permet pas de conclure sur la comparaison des scénarios complets 566

11.3.5 Les coûts de la flexibilité : des projections marquées par des incertitudes importantes, notamment pour les centrales thermiques 567

11.3.5.1 Les coûts des batteries : d'importantes baisses attendues grâce à la massification de leur fabrication 567

11.3.5.2 Les coûts de la flexibilité de la demande : des coûts faibles mais incertains en fonction des modalités de conception 568

11.3.5.3 Les coûts du thermique décarboné et des gaz verts : des coûts élevés pour apporter de la flexibilité de long terme 569

11.3.5.4 La flexibilité européenne : la prise en compte des échanges aux frontières dans l'analyse économique 574

11.3.6 Les coûts des réseaux : des hypothèses de coûts fondées sur les références utilisées par les gestionnaires de réseau pour dimensionner les infrastructures 574

11.4 À moyen terme (horizon 2030-2035), le système électrique peut s'appuyer sur du nucléaire prolongé et des énergies renouvelables de plus en plus compétitives pour accélérer la décarbonation de l'économie 576

11.4.1 Même si les énergies renouvelables ont fortement gagné en compétitivité au cours des dernières années, la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants est économiquement pertinente dans toutes les configurations 576

11.4.2 Sur la base d'un socle « nucléaire + renouvelables », l'électrification des usages constitue dès maintenant une solution économiquement efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre 578

11.4.2.1 Le coût moyen de production en France reste faible, même en intégrant le développement des énergies renouvelables 578

11.4.2.2 Le remplacement des énergies fossiles par l'électricité peut se faire sur cette base à un coût très compétitif 579

11.4.3 Une accélération de l'électrification pour atteindre le nouvel objectif européen sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre est possible à un coût maîtrisé 580

11.4.4 Les leviers pour garantir l'atteinte de la trajectoire « accélération 2030 » sont de prolonger l'exploitation des réacteurs du parc existant et de développer le plus d'énergies renouvelables matures 581

11.5 À long terme (horizon 2050-2060), un nouveau cycle d'investissement pour atteindre la neutralité carbone et sortir des énergies fossiles mais un coût du système électrique qui augmente de manière modérée 583

11.5.1 Les besoins d'investissement dans le système électrique sont en forte croissance 583

11.5.1.1 Les besoins d'investissement dans le système électrique doivent augmenter de 50 % voire doubler par rapport aux tendances des années passées 583

11.5.1.2 Les besoins d'investissement sont fortement différenciés selon les scénarios de mix 584

11.5.1.3 Les montants d'investissement dans le système électrique représentent une faible part de l'investissement total en France, mais des dépenses importantes sur les usages à l'aval sont à prévoir 585

11.5.2 Le coût total du système électrique va augmenter pour accompagner la hausse des consommations, mais le coût des importations d'énergies fossiles va diminuer dans le même temps 586

11.5.2.1 L'augmentation de la place de l'électricité dans le mix énergétique se traduit par des coûts totaux du système électrique en nette hausse 586

11.5.2.2 Cette hausse est compensée par l'arrêt des importations de combustibles fossiles, avec un effet positif sur le solde commercial 587

11.5.2.3 Le coût rapporté au mégawattheure consommé est susceptible d'augmenter, mais dans des proportions maîtrisables 588

11.5.2.4 Les dépenses énergétiques complètes des ménages seront de moins en moins dépendantes du prix des hydrocarbures et de plus en plus de la compétitivité du système électrique 590

11.6 Une évaluation économique qui permet une comparaison approfondie du coût des différentes options de transition du mix électrique 591

11.6.1 La prise en compte de l'ensemble des composantes du système électrique met en évidence des coûts globalement inférieurs dans les scénarios de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, dans des proportions mesurées et dans certaines configurations 591

11.6.2 Au périmètre des seuls coûts de production, le scénario M23 fondé sur les grands parcs éoliens et solaires est le scénario le plus performant des *Futurs énergétiques 2050* 593

11.6.3 Les coûts de la flexibilité sont significativement plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, tirés par les besoins de thermique décarboné et dans une moindre mesure des batteries 594

11.6.4 Les coûts du réseau sont également plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, du fait des besoins d'adaptation des réseaux de distribution et de transport et du raccordement de l'éolien en mer 596

11.6.5 Il existe un espace économique pour construire de nouveaux réacteurs nucléaires, dans la plupart des configurations étudiées 597

11.6.5.1 Dans la configuration de référence, un écart de coût complet annualisé entre les scénarios de sortie du nucléaire et les scénarios avec une part significative de nucléaire qui peut atteindre de l'ordre de 10 milliards d'euros annuels 597

11.6.5.2 Les coûts des scénarios M0 (100 % énergies renouvelables en 2050) et M1 (100 % énergies renouvelables avec production diffuse) sont significativement plus élevés 598

11.6.5.3 Les écarts entre scénarios se creusent progressivement à partir de la décennie 2040-2050 599

11.6.5.4 L'interclassement des coûts complets des scénarios n'est pas modifié par des analyses de sensibilité sur les coûts des énergies renouvelables et du nucléaire, sauf en combinant des hypothèses basses sur les énergies renouvelables et très hautes sur le nucléaire 600

11.6.5.5 Les incertitudes sur les coûts de la flexibilité peuvent modifier largement les écarts de coûts entre les scénarios mais ne remettent pas en cause l'interclassement économique des scénarios 601

11.6.5.6 Le coût du capital a un impact important sur le coût complet des scénarios mais influe plus faiblement sur l'écart de coûts des scénarios, sauf dans une configuration où le coût du capital diffère entre les filières 603

11.6.5.7 Les scénarios avec nouveau nucléaire s'avèrent moins coûteux que les scénarios avec 100 % d'énergies renouvelables dans la plupart des configurations testées même si l'écart peut s'inverser dans certaines configurations spécifiques 604

11.6.6 Le développement des énergies renouvelables présente un intérêt économique, d'autant plus marqué pour les grands parcs 606

11.6.7 L'utilisation des interconnexions permet une économie liée à la mutualisation des moyens pilotables en Europe et une valorisation des exports, mais l'interclassement économique des scénarios ne serait pas remis en cause dans une configuration « France isolée » 607

11.6.8 Les points de vigilance sur le bilan économique peuvent être différents selon les scénarios : une forte sensibilité aux coûts de financement (dans tous les scénarios) et aux coûts de la flexibilité (dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables) 609

11.6.8.1 Le coût du capital est déterminant pour le coût complet des scénarios, en particulier pour ceux avec du nouveau nucléaire 609

11.6.8.2 Les coûts des scénarios à forte part en énergies renouvelables sont très sensibles aux hypothèses de coût d'approvisionnement en gaz verts et à la maîtrise de la chaîne logistique de l'hydrogène 610

11.6.8.3 La faculté à développer ou non un système hydrogène flexible a un impact important sur les coûts du système électrique neutre en carbone, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire 611

11.7 Une évaluation du « mix optimal » dans différentes configurations de coûts qui conforte les principaux enseignements sur l'analyse économique des scénarios 614

11.7.1 Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* ne sont pas fondés sur une unique logique d'optimisation économique : leur bilan économique peut donc être amélioré en modifiant certains équilibres 614

11.7.2 L'analyse en mix optimal permet de dégager des configurations optimisées du point de vue théorique mais très sensibles aux hypothèses 615

11.7.3 Le système électrique théorique de coût minimum : un intérêt à développer fortement l'éolien terrestre et un avantage des mix avec production nucléaire, mais un «optimum plat» avec des écarts de coûts réduits à partir d'une certaine capacité nucléaire 616

11.7.3.1 Au sein des énergies renouvelables : une pure logique d'optimisation conduirait à limiter le recours au photovoltaïque au profit d'un développement massif de l'éolien terrestre 616

11.7.3.2 Entre le nucléaire et les renouvelables : une pure logique d'optimisation conduirait à un développement significatif du nucléaire, mais pour un bénéfice marginal qui décroît voire s'inverse au-delà d'un certain niveau 618

11.7.3.3 Du fait des faibles différences de coûts entre les scénarios avec un mix renouvelable optimisé, l'évaluation du mix optimal apparaît très sensible aux hypothèses considérées sur le coût unitaire des technologies 620

11.7.3.4 L'analyse en mix optimal confirme l'intérêt économique de l'éolien terrestre et du nucléaire, filières pour lesquelles les enjeux sont donc de nature sociétale ou industrielle 620

11.8 Les différents scénarios de consommation ont un impact de premier ordre sur les coûts bruts du système électrique mais modifient peu l'analyse comparée des mix électriques 622

11.8.1 La sobriété constitue un levier important de réduction des coûts du système électrique 622

11.8.1.1 Dans le scénario «sobriété», le coût total brut du système électrique est réduit dans tous les mix de production «M» et «N» 622

11.8.1.2 L'écart entre les scénarios «N» et «M» est atténué dans la configuration «sobriété» mais l'analyse confirme la compétitivité des grands parcs d'énergies renouvelables et l'interêt économique du nouveau nucléaire même dans des scénarios de plus faible consommation 623

11.8.1.3 En s'appuyant sur l'évolution des modes de vie, la sobriété induit plusieurs externalités dont la valeur économique fait débat 624

11.8.2 L'économie du scénario de réindustrialisation profonde : un coût supplémentaire du système électrique qui doit être mis en regard des bénéfices attendus sur l'emploi, la souveraineté ou encore l'empreinte carbone 626

11.8.2.1 Dans le scénario de réindustrialisation profonde, les coûts bruts augmentent de l'ordre de 10 à 15% mais le coût du MWh consommé reste du même ordre de grandeur 626

11.8.2.2 L'interclassement des coûts complets des six scénarios de mix est identique à celui en trajectoire de référence avec des écarts de coûts du même ordre de grandeur 627

11.8.2.3 L'analyse économique de la réindustrialisation doit prendre en compte les gains attendus par la réindustrialisation profonde de certaines activités (emplois, réduction de l'empreinte carbone, souveraineté stratégique sur certains secteurs clés…), qui devront faire l'objet d'analyses approfondies 628

11.9 Le déploiement des solutions de décarbonation disponibles à un stade industriel est économiquement justifié du point de vue de l'action pour le climat et doit être engagé à court terme 630

11.9.1 Une analyse détaillée du coût d'abattement action par action confirme l'intérêt d'activer de nombreux leviers dès aujourd'hui pour atteindre les objectifs climatiques 631

11.9.1.1 Une méthode de calcul des coûts d'abattement fondée sur les préconisations du rapport Criqui et appliquée de manière systématique à différentes actions de décarbonation 631

11.9.1.2 L'électrification et l'efficacité énergétique évaluées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* apparaissent comme des solutions compétitives pour lutter contre le changement climatique : leurs coûts d'abattement sont généralement inférieurs à la valeur de l'action pour le climat 633

11.9.1.3 L'atteinte des objectifs climatiques de la France passera par des actions de décarbonation dans l'ensemble des secteurs de l'économie 634

11.9.2 Au sein des différents secteurs, les coûts d'abattement permettent de dégager des ordres de priorité 636

11.9.2.1 Dans le bâtiment : optimiser les coûts de la décarbonation en ciblant les logements chauffés au fioul et les passoires thermiques en priorité 636

11.9.2.2 Dans la mobilité : une priorité à donner à la mobilité électrique légère dont le coût d'abattement est le plus faible et pourrait baisser encore dans les années à venir 637

11.9.2.3 Dans l'industrie : des coûts d'abattement hétérogènes et des solutions qui n'entrent pas forcément en concurrence mais des gains importants sur les émissions 638

11.9.2.4 Pour la production d'hydrogène : un coût d'abattement de l'ordre de 200 €/tCO_2 semble atteignable 639

11.9.3 Une comparaison à la littérature qui tend à conforter les ordres de grandeur obtenus, malgré des différences de méthodes ou de périmètres 640

11.9.4 La prise en compte des co-bénéfices de la décarbonation, notamment à l'échelle locale sur la santé, renforce l'intérêt des politiques climatiques 642
11.9.4.1 De nombreux co-bénéfices possibles associés aux politiques de décarbonation mais difficiles à intégrer de manière exhaustive à l'analyse économique 642
11.9.4.2 La réduction de la pollution atmosphérique dont l'impact sur la santé se chiffre à plusieurs points de PIB paraît constituer un co-bénéfice de premier plan des politiques climatiques 643
11.9.4.3 Les co-bénéfices peuvent fortement réduire les coûts d'abattement mais leur évaluation est incertaine et leur intégration difficile compte tenu de leur aspect local 644

12

L'analyse environnementale : une évaluation approfondie des impacts environnementaux de la transformation du système électrique et de l'électrification des usages

12.1 L'objet du volet environnemental des *Futurs énergétiques 2050 :* analyser les caractéristiques environnementales des scénarios 648
12.1.1 Tous les modes de production, acheminement ou consommation d'énergie ont une incidence sur l'environnement 648
12.1.2 La méthode d'évaluation environnementale des *Futurs énergétiques 2050* 649
12.2 Les émissions de gaz à effet de serre : une transformation du système électrique qui contribue largement à la décarbonation de l'économie, même en tenant compte du cycle de vie des infrastructures 652
12.2.1 L'équation climatique de la France : un secteur électrique déjà quasi décarboné grâce aux choix historiques du nucléaire et de l'hydraulique, mais une production d'énergie totale encore dépendante à 60 % des énergies fossiles 652
12.2.1.1 Le secteur électrique français : un système atypique, décarboné à 93 % 652
12.2.1.2 La clé de l'atteinte de la neutralité carbone consiste à faire baisser les émissions dans les autres secteurs 653
12.2.2 Les perspectives pour les émissions dues à la production d'électricité d'ici 2050 : une décarbonation complète est atteignable dans tous les scénarios, avec un point de vigilance sur le thermique pour les scénarios à forte part en énergies renouvelables 655
12.2.2.1 La neutralité carbone peut être atteinte sur la base d'un système 100 % renouvelables ou d'un système « renouvelables + nucléaire » 655
12.2.2.2 Les scénarios de mix électrique n'ont pas le même bilan sur la trajectoire de décarbonation en France et surtout en Europe, avec un écart qui porte essentiellement sur le point 2030 pour lequel le nombre de réacteurs nucléaires en service diffère d'un scénario à l'autre 655
12.2.2.3 Un premier point de vigilance : l'atteinte de l'objectif de décarbonation du système électrique est en partie conditionnée à la faculté de décarboner totalement le gaz utilisé dans les centrales thermiques, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire 657
12.2.2.4 Deuxième point de vigilance : en cas de non-atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables ou du nucléaire, un risque de compensation par des centrales au gaz fossile 658
12.2.2.5 Troisième point de vigilance majeur : un scénario de « substitution » plutôt que « d'addition » entre énergies bas-carbone conduit à faire augmenter les émissions 659
12.2.3 L'intégration des émissions indirectes liées au cycle de vie, même pour des technologies comme le photovoltaïque, ne modifie pas le bénéfice climatique du remplacement des énergies fossiles par de l'électricité bas-carbone 661
12.2.3.1 L'étude *Futurs énergétiques 2050* intègre une vision prospective de l'empreinte carbone des différentes technologies 661
12.2.3.2 Dès aujourd'hui : les facteurs d'émissions des technologies bas-carbone (nucléaire et renouvelables) sont considérablement inférieurs à ceux des énergies fossiles même en intégrant les émissions indirectes sur l'ensemble du cycle de vie 662
12.2.3.3 Au sein des technologies bas-carbone, le nucléaire, l'hydraulique et l'éolien se distinguent aujourd'hui par une empreinte carbone particulièrement faible, tandis que celle du photovoltaïque, légèrement plus élevée, devrait baisser à terme 663
12.2.3.4 Dans tous les scénarios, l'empreinte carbone de l'électricité produite en France est en forte baisse 665

12.2.4 Remplacer les combustibles fossiles dans les transports, le bâtiment et l'industrie par de l'électricité bas-carbone contribue à une réduction des émissions de la France de plus de 35 % à long terme 666

12.2.4.1 L'électrification des usages énergétiques ou de certains procédés industriels permet de s'attaquer aux principaux postes d'émissions de gaz à effet de serre de la France 666

12.2.4.2 Les transferts d'usages vers l'électricité représentent plus de 50 % des baisses d'émissions liées à l'énergie projetées à l'horizon 2050 et contribuent ainsi fortement à l'atteinte de la neutralité carbone 667

12.2.4.3 La décarbonation des transports à long terme repose à 80 % sur l'électricité, essentiellement via les véhicules électriques à batteries mais également via le développement de l'hydrogène dans le transport lourd 668

12.2.4.4 L'électrification du chauffage permet de réduire les émissions de plus de 40 % dans le secteur du bâtiment 669

12.2.4.5 Dans l'industrie manufacturière, la substitution de l'électricité aux sources d'énergie d'origine fossile représente la moitié du gisement de réduction des émissions énergétiques 670

12.2.4.6 Dans le domaine des procédés industriels non énergétiques, la production d'hydrogène par électrolyse représente un potentiel de décarbonation important 671

12.2.5 Une accélération du rythme de décarbonation est possible dès l'horizon 2030 via des transferts d'usages accrus vers l'électricité 672

12.2.5.1 Le nouvel objectif européen implique d'accélérer le rythme de décarbonation 672

12.2.5.2 L'accélération de l'électrification 673

12.2.6 La France pourrait réduire de manière progressive son empreinte carbone de 50 à 100 $MtCO_2eq$ supplémentaires grâce à une stratégie combinée de réindustrialisation et de décarbonation assise sur un parc électrique bas-carbone compétitif 675

12.2.6.1 L'empreinte carbone : un indicateur qui permet de refléter la pression sur le climat générée par la demande 675

12.2.6.2 Une empreinte carbone en nette diminution dans la trajectoire de référence grâce à la décarbonation progressive de la France et des autres pays 676

12.2.6.3 Dès aujourd'hui, une relocalisation de la production en France permet d'améliorer l'empreinte carbone de la France 677

12.2.6.4 À l'horizon 2030 et 2050, le bénéfice de la réindustrialisation sur l'empreinte carbone dépend de plusieurs facteurs 679

12.2.6.5 L'augmentation des consommations d'énergie et des émissions de procédés associées à la réindustrialisation devra être couverte par de la production d'énergie décarbonée pour atteindre l'objectif de neutralité carbone 681

12.3 Les ressources : des tensions possibles sur l'approvisionnement en ressources minérales, particulièrement pour certains métaux, qu'il sera nécessaire d'anticiper 682

12.3.1 La transition énergétique réduit la dépendance liée aux énergies fossiles mais induit des besoins et circuits d'approvisionnement nouveaux en ressources minérales 682

12.3.1.1 De nouveaux enjeux en matière d'approvisionnement en ressources pour le système énergétique 682

12.3.1.2 Des besoins en matières grandissants pour la transition énergétique au niveau mondial 684

12.3.1.3 Au-delà de l'évaluation de la quantité de ressources nécessaires, des enjeux d'approvisionnement, de relations internationales, de stratégie industrielle et de responsabilité environnementale et sociale sont intégrés à l'analyse 684

12.3.2 Les risques associés à l'approvisionnement des ressources dépendent à la fois de l'évolution des gisements et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l'échelle internationale 686

12.3.2.1 De nombreuses ressources différentes nécessaires pour l'évolution du système électrique sont étudiées 686

12.3.2.2 La criticité d'une ressource, une notion à géométrie variable 687

12.3.3 Les terres rares, souvent évoquées dans le débat, ne présentent en pratique pas d'enjeu de premier ordre du point de vue du système électrique 691

12.3.4 Les besoins en métaux spécifiques pour les batteries constituent un point de vigilance réel surtout pour les véhicules électriques 693

12.3.4.1 Des batteries aujourd'hui largement consommatrices de métaux critiques comme le lithium, le cobalt et le nickel 693

12.3.4.2 Une consommation de ressources spécifiques pour les batteries essentiellement dépendante du développement des véhicules électriques et qui peut être modérée grâce à la sobriété énergétique 693

12.3.4.3 Lithium : une vigilance particulière dans un contexte d'essor du véhicule électrique au niveau mondial, de dépendance croissante à la Chine et de faibles perspectives de recyclage 697

12.3.4.4 Cobalt : des réserves limitées et une chaîne d'approvisionnement qui repose sur un petit nombre de pays 698
12.3.4.5 Nickel : des tensions possibles sur l'approvisionnement, qui pourraient à terme être réduites grâce à une diversité technologique, un développement des capacités de production de nickel en Europe et de meilleures performances de recyclage 701
12.3.4.6 Manganèse : des risques d'approvisionnement modérés mais des incidences environnementales et sociales notables 703
12.3.4.7 Graphite : une ressource abondante, substituable mais produite majoritairement par la Chine 703
12.3.4.8 Argent : malgré des réserves appauvries, les stocks et les capacités de recyclage pourraient permettre de limiter les tensions sur les besoins futurs 704
12.3.5 La croissance de la demande en ressources structurelles, tirée par le secteur électrique mais aussi de nombreux autres secteurs, est susceptible de créer des tensions sur l'approvisionnement de certaines matières comme le cuivre 706
12.3.5.1 Cuivre : un métal critique, consommé dans le secteur électrique et de nombreux autres secteurs, et qui présente un risque de tensions sur l'approvisionnement à moyen terme 706
12.3.5.2 Aluminium : un classement comme matière critique par la Commission européenne mais des enjeux *a priori* moins contraignants que pour le cuivre 707
12.3.5.3 Béton et acier : des consommations importantes en tonnage dans tous les scénarios mais une chaîne d'approvisionnement plus facile à maîtriser 708
12.3.5.4 Chrome et Zinc : des besoins difficilement quantifiables mais des enjeux limités du fait des très bonnes performances de recyclage 710
12.3.6 Un point d'attention doit également être porté à l'approvisionnement en silicium, dans un contexte de forte croissance de la demande liée au développement du photovoltaïque 711
12.3.7 Des besoins de ressources spécifiques pour l'exploitation des centrales nucléaires qui présentent peu de risques d'approvisionnement sur les prochaines années 713
12.3.7.1 Les réserves d'uranium naturel et la chaîne de production en uranium enrichi ne semblent pas soulever de risques d'approvisionnement d'ici 2050 713
12.3.7.2 Zirconium : une ressource indispensable au combustible nucléaire, ne présentant pas d'enjeu particulier 714
12.3.8 Le scénario de sobriété constitue un levier important pour faciliter la décarbonation mais également pour réduire les tensions sur l'approvisionnement en ressources minérales et limiter les impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation minière 715
12.3.8.1 Dans le scénario « sobriété », la diminution de la demande en ressources minérales est en proportion légèrement plus importante que la baisse de consommation électrique car elle se concentre sur certains moyens de production et sur la mobilité électrique 715
12.3.8.2 La sobriété dans le domaine des transports réduit les besoins associés aux batteries de véhicules électriques grâce à des véhicules plus petits et une évolution structurante des modes de déplacement 717
12.3.8.3 Les moindres capacités de production photovoltaïque et éolienne réduisent les besoins de terres rares, de silicium et de façon plus modeste ceux de cuivre, d'aluminium et d'argent 717
12.3.8.4 Le scénario « sobriété » permet de réduire les tensions d'approvisionnement identifiées sur les ressources minérales mais une analyse plus complète est nécessaire pour déterminer si elles disparaissent 718
12.3.9 La réindustrialisation profonde du pays pourrait entraîner un accroissement du besoin en ressources nécessaires en France qui serait toutefois en partie compensé par une réduction dans d'autres pays 720
12.4 L'occupation des sols : un enjeu qui porte davantage sur le cadre de vie que sur des questions strictement environnementales comme l'artificialisation 721
12.4.1 Un débat vif sur l'occupation de l'espace par les infrastructures énergétiques mais avec des enjeux qui dépassent les questions environnementales 721
12.4.1.1 Des interrogations qui portent sur l'artificialisation des sols, en lien avec l'objectif de protection de la biodiversité mais également sur l'impact paysager ou encore la concurrence d'usages 721
12.4.1.2 Une étude quantitative fondée sur des analyses bibliographiques et cartographiques détaillées pour identifier les enjeux spécifiques à chaque type d'installation 722
12.4.2 Des enjeux d'occupation de l'espace qui se posent de manière contrastée selon les technologies 724
12.4.2.1 L'éolien terrestre : une emprise importante, mais une faible part de surfaces artificialisées et de nombreux co-usages possibles 724
12.4.2.2 Le photovoltaïque au sol : une forte empreinte au sol mais une mutualisation avec d'autres usages qui apparaît possible dans le cadre de modèles « agrivoltaïques » 726
12.4.2.3 La filière photovoltaïque sur toiture : une incidence nulle sur l'occupation des terres 728

12.4.2.4 Les filières nucléaire et thermique : des sites qui concentrent des capacités de production importantes mais majoritairement artificialisés et sans possibilité de co-usages 728

12.4.2.5 Les infrastructures de réseau : une emprise importante, mais une faible part de surfaces artificialisées et de nombreux co-usages possibles sous conditions du respect des distances de sécurité 729

12.4.2.6 Synthèse des possibilités de co-usages entre les différentes infrastructures 731

12.4.3 L'évolution du système électrique et le développement des énergies renouvelables ne conduiront pas, de manière générale, à une forte artificialisation des surfaces en comparaison d'autres usages 732

12.4.3.1 Des questions autour de la préservation de la biodiversité et en particulier autour de l'artificialisation des sols liée aux nouvelles installations de production d'électricité 732

12.4.3.2 La surface artificialisée ou imperméabilisée n'occupe qu'une faible part de la surface du système électrique et qu'une faible part du territoire français 734

12.4.3.3 À l'horizon 2050, les surfaces artificialisées pour les infrastructures du système électrique resteront faibles au regard d'autres usages 734

12.4.3.4 La réutilisation de surfaces déjà artificialisées pour construire de nouvelles infrastructures contribuera à limiter le flux d'artificialisation annuel et ainsi à favoriser l'atteinte de l'objectif de « zéro artificialisation nette » 736

12.4.4 Sur la concurrence d'usages, l'essentiel de l'espace situé sous ou autour des infrastructures électriques est accessible à des co-usages mais sous conditions dans le cas du photovoltaïque au sol 738

12.4.4.1 Des estimations de la surface totale occupée par le système électrique tendent à occulter le fait qu'une grande partie des surfaces concernées sont partagées avec d'autres usages 738

12.4.4.2 L'essentiel des équipements du système électrique permettent des co-usages agricoles ou naturels, le principal point de vigilance concerne le développement du photovoltaïque au sol 739

12.4.5 Sur l'empreinte visuelle et l'impact paysager, un impact spécifique de l'éolien terrestre et du réseau mais qui reste difficile à mesurer 741

12.5 Les matières et déchets radioactifs : des enjeux spécifiques pour le cycle du combustible et ses installations de stockage, de retraitement et d'entreposage, en fonction des scénarios d'évolution du parc nucléaire 743

12.5.1 Le cycle de vie du combustible produit des substances variées qui impliquent des modes de gestion spécifiques 743

12.5.2 Dans tous les scénarios de mix, l'enjeu des déchets concerne principalement ceux de haute et moyenne activité à vie longue destinés au stockage géologique profond Cigéo 745

12.5.2.1 Des déchets classés en fonction de leur niveau de radioactivité et de leur durée de vie 745

12.5.2.2 Des enjeux et des solutions de gestion différentes selon la catégorie de déchets, avec une attention particulière sur le stockage géologique profond des déchets de plus forte activité 745

12.5.2.3 Une évaluation simplifiée des volumes de déchets radioactifs dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* soumise à de nombreuses incertitudes et dépendant de plusieurs hypothèses sur l'évolution du cycle du combustible nucléaire 747

12.5.2.4 Un inventaire de déchets destinés au stockage géologique de Cigéo susceptible d'être adapté notamment en fonction de l'évolution du parc de production nucléaire 750

12.5.3 Le cycle du combustible : une stratégie de retraitement à clarifier dans les années à venir et des perspectives incertaines de valorisation traitées avec prudence 754

12.5.4 Dans tous les scénarios, la gestion du cycle du combustible doit être anticipée afin de ne pas affecter la disponibilité du parc nucléaire 755

12.5.5 La consommation des matières issues du retraitement (plutonium, uranium de retraitement) doit être pilotée 758

12.6 La pollution atmosphérique : la décarbonation génère des bénéfices importants pour la santé humaine en réduisant les émissions de particules et de polluants 759

12.6.1 La pollution atmosphérique demeure à ce jour un enjeu majeur de santé public, même si son incidence diminue depuis les années 1990 759

12.6.1.1 La pollution atmosphérique est responsable d'environ 7 % des décès en France avec des coûts sanitaires de l'ordre de plusieurs dizaines de milliards d'euros 759

12.6.1.2 La transition du système énergétique conduit à transformer des secteurs aujourd'hui fortement émetteurs de polluants atmosphériques et dégage des co-bénéfices liés à la diminution de la pollution 762

12.6.1.3 La pollution atmosphérique locale provient d'une multitude de polluants d'origine primaire ou secondaire, avec des interactions physico-chimiques et météorologiques complexes à modéliser 762

12.6.1.4 Des politiques publiques sont engagées depuis plusieurs décennies pour réduire les émissions des principaux polluants atmosphériques 765

12.6.1.5 Malgré des émissions de polluants atmosphériques en nette baisse depuis les années 1990, des épisodes de pollution subsistent notamment dans les grandes villes 767

12.6.2 Pour étudier l'impact des *Futurs énergétiques 2050* sur la pollution atmosphérique, RTE a déterminé les trajectoires d'émissions de quatre polluants principaux (hors agriculture, produits chimiques et procédés) pour les différents scénarios simulés 769

12.6.3 Au cours des prochaines années l'électrification et le remplacement des véhicules et des chauffages individuels au bois par des équipements plus récents contribueront à diminuer nettement les émissions de polluants 772

12.6.3.1 Les transformations du système énergétique considérées dans les *Futurs énergétiques 2050* permettent de tenir les objectifs de réduction des NO_x, SO_2 et $PM_{2.5}$ à l'horizon 2030 772

12.6.3.2 L'évolution des émissions de polluants dépend peu des scénarios sur le mix de production électrique et beaucoup plus de l'évolution des usages énergétiques 772

12.6.3.3 La baisse des émissions de polluants associées au système énergétique interviendra essentiellement sur la période 2020-2030 et se poursuivra sur la période 2030-2050 mais à un rythme plus limité 773

12.6.3.4 L'enjeu sur la pollution atmosphérique porte essentiellement sur le remplacement de certains équipements anciens et peu performants auquel l'électrification des usages contribue 774

12.6.3.5 La réduction des émissions de polluants atmosphériques pourrait également être légèrement accentuée avec l'accélération de la politique d'électrification des véhicules 776

12.6.4 L'analyse sectorielle détaillée permet d'identifier l'effet des différents leviers de réduction des émissions de polluants atmosphériques dans chacun des secteurs 778

12.6.4.1 Production d'électricité : des émissions de polluants dès aujourd'hui limitées du fait de la quasi-disparition des centrales au charbon et au fioul, et qui vont encore se réduire à l'avenir avec la fermeture des dernières installations 778

12.6.4.2 Chauffage : un enjeu autour du renouvellement des installations individuelles de chauffage au bois, qui constitue aujourd'hui le principal contributeur aux émissions de $PM_{2.5}$ 779

12.6.4.3 Transport routier : le renouvellement et l'électrification du parc de véhicules permettront de diviser par 8 les émissions de NO_x d'ici 2050 et de réduire les émissions de $PM_{2.5}$ liées à la combustion 782

12.6.4.4 Industrie manufacturière : l'électrification permettra de poursuivre la baisse des émissions de SO_2 liées aux procédés de combustion 786

13

L'analyse sociétale : représenter les dynamiques sociétales de la transition et leurs implications sur les modes de vie

13.1 Les *Futurs énergétiques 2050* décrivent des choix énergétiques majeurs pour les décennies à venir, qui constituent autant de choix de société 792

13.1.1 Des implications sociétales associées aux différents scénarios qui touchent à toutes les composantes du système énergétique : modes de vie et de consommation d'énergie, acceptabilité des moyens de production 792

13.1.2 Des politiques publiques sur l'énergie historiquement tournées vers l'indépendance énergétique, désormais centrées sur la lutte contre le changement climatique et la transition écologique 793

13.1.3 La consommation : tous les scénarios sont marqués par une forte maîtrise de la demande en énergie ainsi que par des transferts d'usages, qui reposent sur de nombreux choix individuels et collectifs (investissements, modes de vie…) 795

13.1.3.1 L'efficacité énergétique apparaît comme indispensable pour l'atteinte des objectifs climatiques et suppose le déploiement de politiques publiques et d'actions ambitieuses de la part de l'ensemble des acteurs économiques 796

13.1.3.2 La sobriété énergétique est un levier qui doit être envisagé bien que sa perception dans le débat public soit très clivante 797

13.1.3.3 La décarbonation de la consommation énergétique suppose un transfert d'usages des énergies fossiles vers l'électricité et les autres énergies bas-carbone 798

13.1.4 La production électrique : un débat encore fortement clivé autour des énergies renouvelables et du nucléaire, avec des enjeux d'acceptabilité qui concernent toutes les filières 799

13.1.5 La flexibilité de la consommation : une composante déterminante dans l'analyse du fonctionnement du système électrique et dont la dynamique de développement dépendra fortement de l'acceptabilité des consommateurs 801

13.1.6 L'approche méthodologique : une analyse sociétale approfondie sur trois problématiques ayant fait l'objet de débats vifs dans le cadre de la concertation 802

13.2 La sobriété : une opportunité pour maîtriser la demande d'énergie et atteindre la neutralité carbone, qui implique une transformation majeure des comportements individuels, des modes de vie et des organisations collectives 803

13.2.1 La sobriété est désormais bien identifiée comme un levier en tant que tel, complémentaire aux solutions technologiques, pour atteindre les objectifs climatiques en réduisant la demande d'énergie 803

13.2.2 La « sobriété énergétique » correspond à une modération du recours aux ressources via des changements des modes de vie, avec un contenu normatif plus ou moins précis selon ses utilisations dans le débat public 806

13.2.3 Il n'existe pas de consensus sur les modalités concrètes à adopter pour déployer un scénario de sobriété 808

13.2.4 Le scénario « sobriété » est un scénario en partie contre-tendanciel, qui nécessiterait une inflexion très marquée des modes de vie 810

13.2.5 Le scénario « sobriété » de RTE : une trajectoire construite sur une vision systémique, mobilisant des gisements de sobriété dans l'ensemble des secteurs de l'économie, et dont les conditions sous-jacentes sont détaillées 811

13.2.5.1 La sobriété dans le secteur résidentiel : une évolution de l'habitat, une mutualisation d'espaces et d'équipements et une maîtrise de certaines consommations énergétiques 812

13.2.5.2 La sobriété dans le secteur tertiaire : une généralisation du télétravail permettant une réduction des surfaces des bureaux et une limitation de certaines consommations d'énergie 815

13.2.5.3 L'impact de la sobriété sur la consommation énergétique des transports : une généralisation du télétravail et une densification des villes qui contribuent à réduire les déplacements et un recours accru aux modes doux et aux véhicules plus légers 818

13.2.5.4 L'impact de la sobriété dans l'industrie : une évolution des modes de consommation de biens, de l'alimentation et de la construction qui réduit les besoins énergétiques de l'industrie 821

13.3 L'acceptabilité des infrastructures et des technologies : un sujet de débat majeur dans un contexte de vaste transformation du système de production d'électricité et du réseau électrique 823

13.3.1 Un débat de sémantique persistant sur l'emploi du terme d'acceptabilité, qui reste cependant largement mobilisé dans les débats et dans le cadre du déploiement des projets 823

13.3.2 Les recherches en sciences humaines et sociales invitent à dépasser le concept de NIMBY, l'acceptabilité étant multifactorielle et dynamique dans le temps 824

13.3.3 Des dynamiques et des enjeux d'acceptabilité nombreux pour toutes les technologies énergétiques 825

13.3.3.1 Les énergies renouvelables : des enjeux d'acceptabilité communs aux différentes filières et d'autres plus spécifiques à l'éolien (à terre ou en mer) et au photovoltaïque 825

13.3.3.2 Le nucléaire : des facteurs d'acceptabilité qui portent sur la technologie en tant que telle, dépassant les impacts des infrastructures au seul niveau local 836

13.4 La flexibilité des usages électriques : des opportunités de flexibilisation accrues avec le développement de nouveaux usages électriques mais qui nécessiteront d'impliquer plus largement les consommateurs 839

13.4.1 Le développement de la flexibilité de la demande est marqué par des dynamiques positives mais également des freins 840

13.4.2 Le développement de la flexibilité des usages électriques pourra passer par différentes solutions, alliant leviers technologiques et évolution des modes de vie et des pratiques de consommation 842

13.4.3 Les principaux gisements de flexibilité de la demande considérés dans les *Futurs énergétiques 2050* se situent sur les usages aisément pilotables comme la recharge des véhicules électriques ou le chauffage, avec des hypothèses relativement prudentes 843

13.4.4 Des approfondissements seront nécessaires pour consolider les projections sur les gisements atteignables de flexibilité de la demande et les choix de société sous-jacents 845

14

L'analyse des dynamiques d'évolution du système électrique

14.1 La description des scénarios porte sur l'ensemble de la trajectoire et non uniquement sur la cible en 2050 848

14.1.1 Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* sont problématisés autour des grandes questions qui structurent aujourd'hui le débat et doivent faire l'objet de décisions à brève échéance 848

14.1.2 Les scénarios ne constituent pas l'unique grille d'analyse du rapport, qui comprend des analyses détaillées « par paramètre clé » ou « par temporalité » 850

14.2 La situation actuelle : un système électrique décarboné, mais dont les marges ont été progressivement réduites au cours des vingt dernières années 851

14.2.1 Malgré le développement des énergies renouvelables, la France produit actuellement autant d'électricité bas-carbone qu'il y a vingt ans 851

14.2.2 La consommation d'électricité a augmenté au cours de la première décennie des années 2000, avant de se stabiliser 853

14.2.3 La sécurité d'approvisionnement est progressivement devenue un sujet de vigilance et restreint désormais les options possibles sur l'évolution du mix 854

14.3 Dans les années qui viennent, la stratégie de transition devra être menée dans un contexte en évolution, qui comprend plusieurs incertitudes importantes 856

14.3.1 La consommation d'électricité est attendue à la hausse d'ici 2030, mais avec une incertitude sur l'ampleur de l'inflexion et son horizon de matérialisation 856

14.3.2 L'accélération du rythme de déploiement des énergies renouvelables doit encore être confirmée et amplifiée 858

14.3.3 Le niveau de production effective du parc nucléaire de deuxième génération soulève des incertitudes à court et moyen terme 859

14.3.4 Les choix de transition énergétique dans les pays voisins pour atteindre la neutralité carbone sont en cours de définition 861

14.3.5 L'évolution à moyen terme de la conjoncture politique et macroéconomique internationale constitue une inconnue, de même que la pérennité de la crise énergétique européenne en cours 862

14.4 Les transformations nécessaires à l'atteinte de la neutralité carbone nécessitent des décisions et des impulsions dès aujourd'hui, avec des effets produits à court, moyen et long terme et des clauses de revoyure possibles au cours de la période 2030-2040 863

14.4.1 À moyen terme : accélérer la décarbonation des usages pour respecter un point de passage obligé, les objectifs européens du paquet *Fit for 55* à 2030 863

14.4.1.1 Adapter la trajectoire d'évolution du parc nucléaire 863

14.4.1.2 Accélérer le développement de la production renouvelable 865

14.4.1.3 Renforcer l'interconnexion du système électrique européen 865

14.4.1.4 Piloter la croissance de la demande en conjuguant bascule vers les énergies bas-carbone et maîtrise de la demande 866

14.4.1.5 Développer les flexibilités 867

14.4.2 Pour l'atteinte des objectifs de long terme, des décisions rapides sont nécessaires pour garder ouvertes certaines options, quitte à procéder ensuite à des ajustements sur la décennie 2030-2040 869

14.4.2.1 Des efforts de recherche et développement à mener sur l'ensemble des filières pour sécuriser les prérequis techniques à l'atteinte de la neutralité carbone 869

14.4.2.2 Donner de la visibilité aux filières nucléaires et renouvelables pour structurer les programmes de développement et sécuriser les investissements associés 870

14.4.2.3 Disposer d'un programme pour vérifier la faisabilité des solutions structurantes de flexibilité reposant sur l'hydrogène (stockage) ou les alternatives (biométhane, méthane de synthèse) 872

14.4.2.4 Planifier les réseaux et les interconnexions indispensables pour accompagner les évolutions du système électrique 873

14.4.2.5 Construire dès maintenant les bases du modèle de société pour atteindre la neutralité carbone 874

Annexes

Données relatives à la consommation d'électricité (chapitre 3) 879

Décomposition sectorielle de la consommation intérieure d'électricité dans les différents scénarios et variantes 880

Contexte socioéconomique 883

Secteur résidentiel 883

Secteur tertiaire 885

Secteur industriel 888

Secteur des transports 892

Bilans énergétiques des scénarios de mix (chapitre 5) 897

Modélisation des hypothèses européennes (chapitre 6) 917

Bilans électriques de l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie et l'Espagne, modélisés en 2050 (en GW et TWh) 918

Hypothèses relatives à la flexibilité de la consommation (chapitre 7) 921

Hypothèses relatives à la flexibilité de la consommation, par usage, à l'horizon 2050 922

Hypothèses relatives à la consommation d'hydrogène (chapitre 9) 925

Consommation d'hydrogène par usage dans les trajectoires de référence et « hydrogène + » (TWh H_2 PCI/an) 926

Capacité installée d'électrolyseurs dans les différents scénarios (GWe) 928

Volume d'hydrogène produit par électrolyse dans les différents scénarios (TWh H_2 PCI/an) 928

Annexes relatives aux coûts de développement du réseau (chapitre 10) 931

Besoins d'investissement totaux sur le réseau de transport d'électricité entre 2035 et 2050, selon les scénarios et les niveaux de demande (en Md€) 932

Besoin d'investissements sur les réseaux de transport et de distribution entre 2020 et 2060, pour les six scénarios de mix dans la configuration de référence sur la consommation (en Md€) 932

Hypothèses de coûts des technologies de production et de certains usages (chapitre 11) 935

Coûts unitaires de technologies de production, de stockage, et du pilotage de la consommation 936

Hypothèses prises pour réaliser les analyses environnementales (chapitre 12) 941

Émissions de gaz à effet de serre directes, par secteur (émissions territoriales) 942

Émissions de gaz à effet de serre et intensité matières (en cycle de vie) 949

Matrice de criticité des ressources minérales pour l'analyse qualitative 963

Déchets radioactifs 965

Polluants atmosphériques 967

Liste des Figures **971**

1

L'OBJET DE L'ÉTUDE

1

L'OBJET DE L'ÉTUDE : QUEL SYSTÈME ÉLECTRIQUE POUR SORTIR DES ÉNERGIES FOSSILES ET ÊTRE NEUTRE EN CARBONE EN 2050 ?

1.1 Un objectif de neutralité carbone en 2050

Afin de contribuer à l'engagement pour limiter le réchauffement de la planète, la France a pour objectif d'être neutre en carbone d'ici 2050.

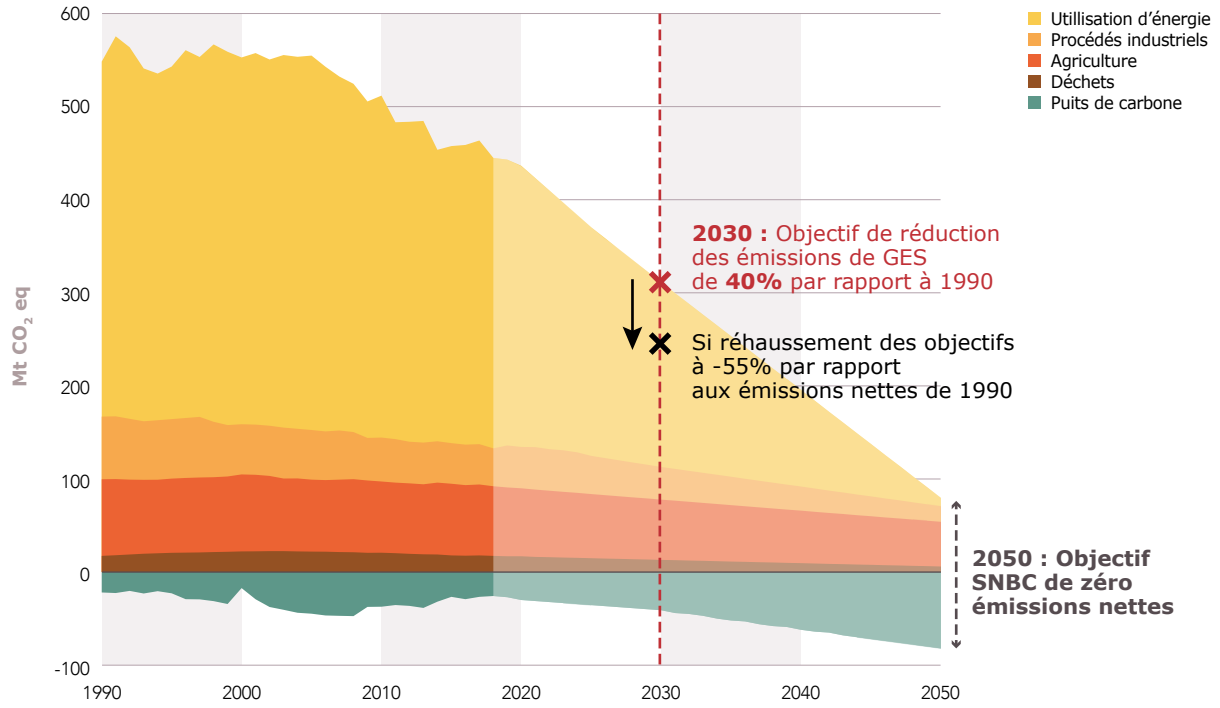
Cet objectif engage la France auprès de l'Union européenne et des Nations unies dans le cadre de l'accord de Paris. Il est intégré dans la loi française depuis 2019 (loi climat-énergie).

L'ambition de neutralité carbone en 2050 signifie que les émissions nationales de gaz à effet de serre ne devront alors pas dépasser les quantités de gaz à effet de serre absorbées sur le territoire français par les écosystèmes (forêts, prairies, sols agricoles…) et certains procédés industriels (capture et stockage ou réutilisation du carbone). Cela nécessite ainsi, d'une part, de réduire considérablement les émissions brutes et de les rapprocher le plus possible de zéro, et d'autre part, de développer les puits de carbone pour parvenir *a minima* à compenser les émissions marginales. Dans tous les cas, il s'agit d'une tâche considérable, qui implique de sortir des énergies fossiles, qui ont alimenté la croissance économique depuis la révolution industrielle.

Les engagements climatiques de la France, et plus généralement de l'Union européenne, ne se réduisent pas à une cible 2050. Ils impliquent qu'une partie de l'effort soit réalisée lors de la décennie 2020-2030, ce qui se traduit à date par un engagement de réduire, d'ici 2030, les émissions de gaz à effet de serre de 40 % par rapport à leur niveau de 1990.

Cet engagement intermédiaire est lui-même en cours de révision. Dans le cadre de la préparation de la COP 26 à Glasgow, l'Union européenne a adopté une loi climat et fixé un nouvel objectif de réduction de 55 % des émissions nettes de gaz à effet de serre d'ici 2030. Cet objectif n'est pas encore traduit dans des cibles contraignantes pour chaque État membre, mais il est certain qu'il implique une augmentation de l'effort par rapport à l'objectif des -40 %.

Figure 1.1 Évolution des émissions et des puits de gaz à effet de serre (historique et objectifs)



(Source : SNBC)

1.2 Pour respecter les engagements climatiques de la France, il faut sortir des énergies fossiles sur lesquelles notre économie et nos modes de vie sont aujourd'hui assis

En France, environ 60 % de l'énergie utilisée est d'origine fossile : il s'agit principalement des produits pétroliers (de l'ordre de 40 %), du gaz naturel (de l'ordre de 20 %) et du charbon (moins de 1 %).

Cette énergie dépend des importations des pays producteurs (notamment l'Arabie saoudite, le Kazakhstan, la Russie, le Nigeria et l'Algérie pour le pétrole brut, la Norvège, la Russie, les Pays-Bas et le Nigeria pour le gaz). Les crises énergétiques qui se succèdent ont montré combien la France était exposée par ce biais aux variations des cours des produits énergétiques sur les marchés mondiaux, qui dépendent de dynamiques géopolitiques complexes et de l'état de l'économie mondiale.

C'est pourtant bien ce système articulé autour des énergies fossiles qui a été le socle de la croissance économique du pays au cours des Trente Glorieuses. Malgré les chocs pétroliers, il a alimenté la France avec une énergie bon marché, encore abondante et facilement stockable. Les combustibles fossiles satisfont aujourd'hui une consommation finale de plus de 930 TWh par an, contre 430 TWh pour l'électricité.

Le système électrique français, contrairement à celui de la majorité de ses voisins, n'est pas assis sur les énergies fossiles. Sa caractéristique principale est de reposer en majorité sur un parc de 56 réacteurs nucléaires, construits et mis en service de manière très rapprochée entre la fin des années 1970 et le début des années 1990 pour la plupart, et qui se sont ajoutés à une base de production hydraulique déjà importante (60 TWh). Le programme électronucléaire français répondait à un souci d'autonomie énergétique à la suite des chocs pétroliers. Aujourd'hui, il n'est pas contestable qu'il constitue un atout majeur de la France dans la lutte contre le changement climatique en produisant une électricité très largement décarbonée en grandes quantités.

Comme dans toutes les démocraties occidentales, le choix du nucléaire civil suscite en France un débat démocratique. La discussion s'est cristallisée, ces dernières années, autour de la notion de « part » du nucléaire dans le mix électrique, à tel point qu'une partie de la population a pu croire que cette part renvoyait à celle du nucléaire dans la consommation énergétique totale de la France. **Or, si le nucléaire représente bien 70 % de *l'électricité* produite en France, il représente moins de 20 % de *l'énergie finale* utilisée par les français.** La prépondérance du nucléaire dans la production d'électricité ne doit pas occulter la dépendance de la France aux énergies fossiles et importées pour ses besoins en énergie. Dès lors, l'atteinte de la neutralité carbone oblige à renoncer en quasi-totalité à ces énergies fossiles.

1.3 La stratégie française pour l'avenir : une énergie bas-carbone et souveraine, fondée sur l'efficacité énergétique, l'électricité bas-carbone et le développement des usages de la biomasse

La stratégie française pour atteindre la neutralité carbone est fixée par la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), réévaluée tous les cinq ans. La dernière version de ce document, publiée en 2020, détermine le cadrage de référence des *Futurs énergétiques 2050* de RTE. Ceux-ci examinent un grand nombre de variantes, qui respectent toutes le cadre de neutralité carbone en 2050.

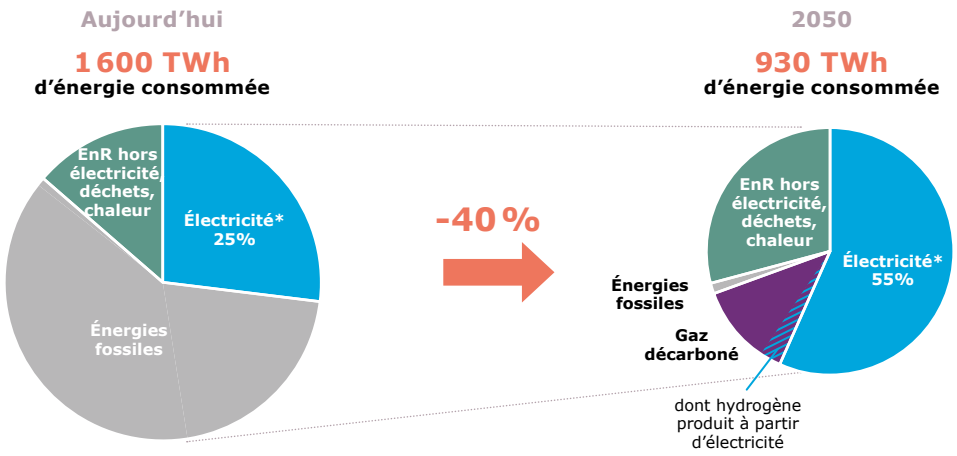
L'étude permet ainsi de tester l'application des principes de la SNBC, d'en mesurer les conséquences, et également de préparer la révision de la stratégie française pour l'énergie et le climat qui aura lieu en 2023 dans le cadre d'une loi de programme.

Côté *demande*, la SNBC repose en premier lieu sur l'efficacité énergétique : elle prévoit que la consommation d'énergie finale de la France diminue de 40 % en trente ans. Il s'agit d'une ambition très forte, dans le haut de la fourchette des stratégies des pays limitrophes, qui conduirait la France à retrouver son niveau de consommation d'énergie de la fin des années 1960.

Côté *offre*, la SNBC est articulée sur deux piliers : l'électricité décarbonée et la biomasse produite sur le territoire. Elle exclut donc les imports massifs de gaz verts, de biomasse non durable ou de combustibles décarbonés, à la différence de ce qui est envisagé dans certains pays européens. La France a donc fait le choix, en 2020, d'un système neutre en carbone et souverain. Les implications en sont très larges.

D'une part, la SNBC implique une mobilisation très poussée de la biomasse, énergie destinée à croître le plus dans la stratégie française. D'autre part, la SNBC prévoit une croissance de la consommation d'électricité, mais dans des proportions généralement inférieures à ce que prévoient les voisins de la France comme l'Allemagne, le Royaume-Uni ou l'Italie. Ces éléments de comparaison doivent être pris en compte dans les *Futurs énergétiques 2050*, alors que les scénarios de neutralité carbone les plus récents convergent pour rehausser l'ambition d'électrification par rapport aux visions d'il y a seulement quelques années. Dans les *Futurs énergétiques 2050*, le cadrage de la SNBC est conservé et légèrement rehaussé pour la consommation d'électricité.

Figure 1.2 Consommation d'énergie finale en France et dans la SNBC



* Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)
Consommation intérieure d'électricité dans la trajectoire de référence de RTE = 645 TWh

1.4 Un impensé du débat français : la fermeture prévisible du parc de seconde génération au cours des prochaines décennies

Pour alimenter une consommation de 645 TWh d'électricité en 2050, la France dispose d'un atout : sa production d'électricité décarbonée avoisine déjà 500 TWh. Dès lors, la « marche » à franchir est beaucoup moins haute que dans d'autres pays (l'Allemagne produit aujourd'hui environ 300 TWh d'électricité bas-carbone, le Royaume-Uni près de 200 TWh, l'Italie près de 100 TWh, alors que tous ces pays européens envisagent des consommations d'électricité de l'ordre de 600-800 TWh dans trente ans).

S'en tenir à cette vision statique ne suffit pourtant pas à saisir l'ampleur du défi en France : l'âge moyen du parc nucléaire est de 36 années et les réacteurs construits à la fin des années 1970 et au début des années 1980 atteignent progressivement l'échéance de 40 ans qui avait été retenue comme hypothèse de durée de fonctionnement lors de leur conception. Si la durée d'exploitation de ces centrales est en train d'être prolongée dans le cadre des prescriptions édictées par l'Autorité de sûreté nucléaire et sous le contrôle de cette dernière, il est généralement admis que les réacteurs ne pourront probablement pas fonctionner plus de 60 ans, sauf exception et démarche de sûreté spécifique.

Définir une stratégie industrielle intégrant la fermeture prévisible du parc électronucléaire historique, qui contribue aujourd'hui largement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la compétitivité de l'électricité produite en France, apparaît donc indispensable. Les arrêts définitifs seront très rapprochés (effet falaise), en raison de la rapidité exceptionnelle avec laquelle la France a bâti son parc dans les années 1980.

Cette perspective de fermeture constitue parfois un impensé du débat énergétique français au niveau médiatique, où beaucoup de discussions prennent pour fondement la possibilité de pérenniser sur le long terme l'équilibre actuel du parc électrique. Une prospective énergétique sérieuse ne peut faire l'impasse sur cette donnée structurante, qui doit être intégrée à la stratégie française sur l'énergie et le climat.

Deux échéances clés peuvent, sur cette base, être distinguées.

À court/moyen terme (2030-2035), le choix de fermer des réacteurs nucléaires relève de choix politiques. À cette échéance, seules deux options existent pour accroître le potentiel de production d'électricité décarbonée : maintenir en fonctionnement les réacteurs nucléaires (les délais sont en toute hypothèse trop rapprochés pour en construire de nouveaux) et développer les énergies renouvelables. La pondération entre ces solutions a été définie par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de 2020, et sera amenée à être réajustée lors de sa prochaine révision en 2023. **Ce réajustement devra prendre en compte la nouvelle donne énergétique issue de ces dernières années :** des objectifs climatiques plus contraignants pour 2030, un paysage de sécurité d'approvisionnement plus fragile avec la tension sur les approvisionnements en hydrocarbures, la montée des prix de l'énergie, et la réduction des marges sur le système électrique européen.

À long terme (2050-2060), la fermeture des réacteurs nucléaires de deuxième génération est une contrainte industrielle : en plus de soutenir l'augmentation prévue de la consommation d'électricité, l'appareil de production français devra profondément se renouveler pour remplacer une production annuelle de l'ordre de 380-400 TWh.

C'est dans cette perspective qu'il convient de replacer les choix énergétiques que doit faire la France dans les prochaines années : répondre au double enjeu d'une nécessaire augmentation de la capacité de production d'électricité décarbonée et d'une fermeture programmée de la majorité des installations qui assurent aujourd'hui ce besoin. Ces choix apparaissent d'une ampleur similaire à ceux réalisés lors des chocs pétroliers dans les années 1970.

1.5 Les options sur la table : un système électrique « renouvelable + nucléaire » ou « 100 % renouvelable » à terme

Pour aborder ce défi, les options envisageables ne sont pas les mêmes qu'au lendemain du choc pétrolier. Puisque les énergies fossiles ne sont plus une option, que la solution du captage et stockage du carbone (CCS) n'est pas privilégiée pour des raisons de maturité technologique, d'acceptabilité et de disponibilité technique, et que la France ne souhaite pas faire reposer l'atteinte de la neutralité carbone sur des imports massifs de combustibles verts, le débat sur la production d'électricité décarbonée porte largement sur la répartition entre énergies renouvelables et nouveaux réacteurs nucléaires.

Entre ces deux énergies, les termes de la comparaison économique ont évolué. Alors que le nucléaire historique s'est révélé très compétitif et le demeure aujourd'hui, les réacteurs de troisième génération ont vu leur coût s'accroître tandis que celui des énergies renouvelables a diminué. Pour autant, les caractéristiques mêmes de l'éolien et du solaire ne permettent pas de conclure en comparant leurs seuls coûts de production : la variabilité de la production doit être compensée par des moyens de flexibilité, leur intégration au système nécessite de renforcer les réseaux. La discussion doit donc comparer le coût complet des différentes options (« coût système ») et non le coût individuel de chaque technologie.

La nature du débat de société a également changé. Si le nucléaire suscite toujours une opposition sous l'angle du risque d'accident et des enjeux éthiques associés aux déchets radioactifs, les énergies renouvelables soulèvent également des controverses mêlant considérations sociétales et environnementales : incidence de l'hydraulique sur la biodiversité, bilan carbone du photovoltaïque, emprise paysagère de l'éolien et conséquences de leur variabilité (« que se passe-t-il une nuit sans vent ? »). Les enjeux d'appropriation et de gouvernance jouent également un rôle : intérêt pour l'autoproduction et pour la participation citoyenne aux projets, profondeur du clivage sur le sujet de la sobriété et sur l'évolution des modes de vie, accroissement du rôle des collectivités locales dans la politique énergétique : la France de 2021 n'est plus celle des années 1970.

Les termes du débat technique sont, enfin, évolutifs. Du côté des renouvelables, les systèmes à forte part en énergies renouvelables constituent un objet de recherche dans de nombreux pays dans le monde, et RTE a publié en janvier 2021, conjointement avec l'Agence internationale de l'énergie, un rapport listant les prérequis techniques pour atteindre un système fondé sur une proportion importante de renouvelables, ouvrant donc la voie à la possibilité de systèmes 100 % renouvelables à terme. Ces scénarios s'accompagnent de paris importants, et notamment la maîtrise parfaite de l'intégration de l'« hydrogène ». Du côté du nucléaire, les options apparaissent également plus ouvertes : à côté des grands réacteurs de type EPR 2 se multiplient les projets de petits réacteurs modulaires (SMR) et de nouvelles technologies. La concertation sur les *Futurs énergétiques 2050* a mis en lumière que la France n'était dans tous les cas pas en capacité, à la date actuelle, de construire des réacteurs nucléaires au même rythme que durant les années 1980.

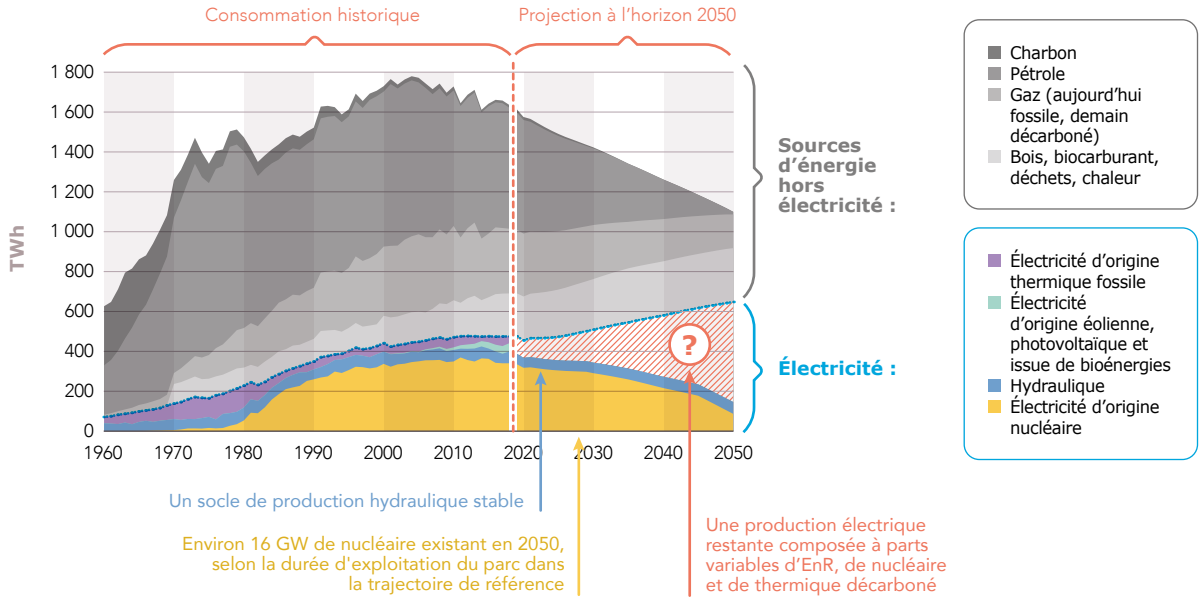
1.6 Le système électrique de demain sera nécessairement différent de celui d'aujourd'hui

Pour débattre de ces choix, RTE a proposé d'emblée un choix méthodologique clair, articulé autour de la distinction entre deux familles de scénarios, qui représentent des tendances de la société française d'aujourd'hui, selon que les nouveaux investissements dans le parc de production se portent exclusivement sur les énergies renouvelables (scénarios «M») ou sur un mix plus diversifié technologiquement, c'est-à-dire une combinaison d'énergies renouvelables et de nouveaux réacteurs nucléaires (scénarios «N»).

Cette représentation met l'accent sur l'importance de la décision de relance ou non d'un parc électronucléaire, qui engagera le pays sur le temps long et résultera d'un choix politique ayant des implications techniques, économiques et sociétales très larges. La méthode a été largement confortée par la concertation. Elle conduit à décrire deux types de systèmes électriques différents de celui d'aujourd'hui, nécessitant tous les deux des investissements massifs. Cependant, **il ne doit pas s'agir de l'unique clé de lecture des scénarios, une distinction trop forte entre scénarios M et N masquerait en effet de grandes proximités techniques** (forte part des énergies renouvelables variables, importance des besoins en flexibilité) **et économiques** (prépondérance des investissements sur les coûts de fonctionnement) entre les scénarios.

Tous les cas de figure impliquent en effet de se projeter sur un système électrique fondamentalement différent. Qu'il soit 100 % renouvelable ou composé durablement de renouvelables et de réacteurs nucléaires fonctionnant de concert, ce

Figure 1.3 Évolution de la consommation totale d'électricité et de la consommation d'énergie finale pour les autres énergies en France



système ne répondra pas aux principes de fonctionnement que nous connaissons depuis 30 ans et ne peut être pensé à la marge du système actuel.

Décrire ces mondes possibles en se fondant sur une étude technique approfondie, un chiffrage économique, une analyse environnementale et une prise en compte des aspects sociétaux : tel est l'objet des *Futurs énergétiques 2050*.

2

LE CADRAGE DE L'ÉTUDE

2

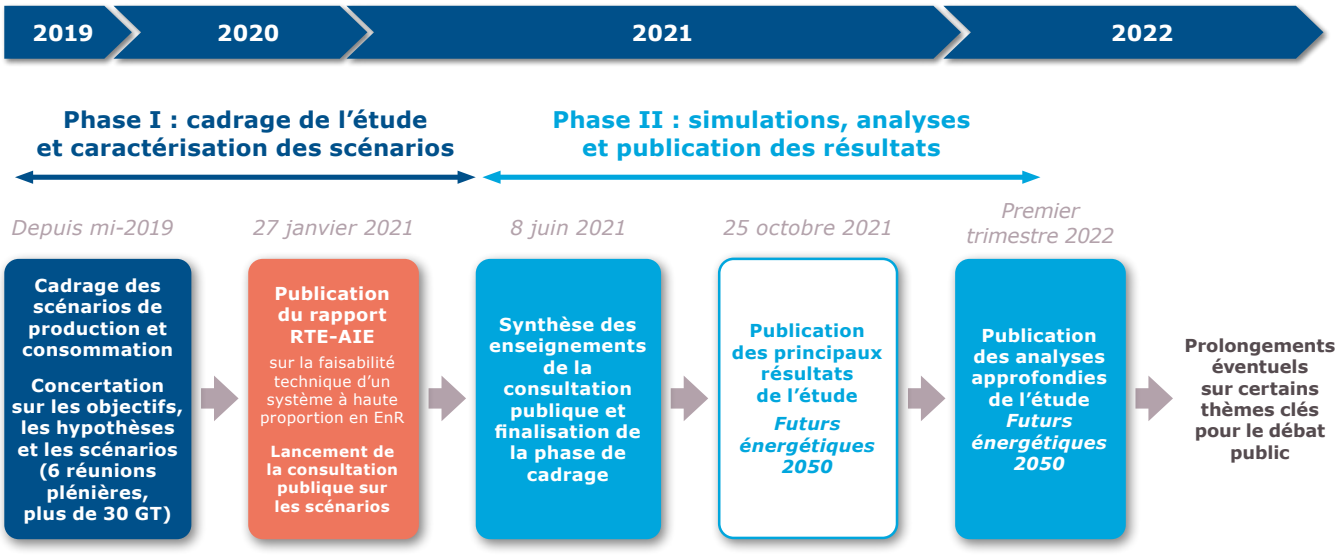
LE CADRAGE DE L'ÉTUDE : UNE DESCRIPTION ET UNE ANALYSE DES OPTIONS DE TRANSITION DU SECTEUR ÉLECTRIQUE POUR ÉCLAIRER LE DÉBAT PUBLIC

2.1 Une vaste étude réalisée à la demande du Gouvernement et cadencée par plusieurs points d'étape depuis 2019

Dans le cadre de ses missions légales (Bilan prévisionnel) et en réponse à une saisine du Gouvernement, RTE a lancé en 2019 une large étude sur l'évolution du système électrique intitulée *Futurs énergétiques 2050*.

Ce travail intervient à un moment clé du débat public sur l'énergie et le climat, au cours duquel se décident les stratégies nécessaires pour sortir des énergies fossiles, atteindre la neutralité carbone en 2050 et ainsi respecter les objectifs de l'accord de Paris. Cela implique une transformation profonde de l'économie et des bouleversements dans le secteur des transports, de l'industrie et du bâtiment aujourd'hui encore très dépendants du pétrole, du gaz d'origine fossile, et parfois même encore du charbon.

Figure 2.1 Séquence de publication de l'étude *Futurs énergétiques 2050*



Il n'existe plus aucun doute scientifique sur l'urgence à agir. Le récent rapport du GIEC, publié en août 2021, a rappelé s'il en était encore besoin, l'importance de réduire très rapidement les émissions de gaz à effet de serre pour limiter les effets potentiellement catastrophiques du changement climatique. La prochaine COP, organisée à Glasgow à partir de novembre 2021, doit en prendre acte et conduire à des nouveaux engagements chiffrés, pour la décennie qui vient.

La transformation nécessaire pour sortir des énergies fossiles doit être menée à bien en seulement trois décennies et accélérer de manière substantielle d'ici 2030.

Différentes options sont sur la table pour y parvenir. Elles présentent des points communs (baisse de la consommation d'énergie, augmentation de la part de l'électricité, recours aux énergies renouvelables) mais également des différences importantes en ce qui concerne le rythme d'évolution de la consommation et sa répartition par usage, le développement de l'industrie, l'avenir du nucléaire, le rôle de l'hydrogène, etc. Les *Futurs énergétiques 2050* de RTE répondent au besoin de documenter ces options en décrivant les évolutions du système sur le plan technique, en chiffrant les coûts associés, en détaillant les conséquences environnementales au sens large et en explicitant les implications en matière de modes de vie.

L'étude consiste, en premier lieu, en un travail technique de grande ampleur, qui s'est appuyé sur un important effort de simulation et de calcul pour caractériser de manière rigoureuse une grande variété de systèmes électriques permettant d'atteindre la neutralité carbone en 2050.

La phase I de l'étude, consacrée au cadrage des objectifs, des méthodes et des hypothèses, s'est achevée au premier trimestre 2021. Elle a fait l'objet d'une large consultation publique, qui a suscité des réponses bien au-delà du cercle des « parties prenantes expertes » habituellement concernées par ce genre d'exercices : près de 4 000 organisations et particuliers ont participé, à travers des contributions spécifiques très détaillées, lettres ouvertes, pétitions et cyberactions. Le bilan résumé de cette phase a été rendu public le 8 juin 2021 dans un rapport préliminaire[1].

La phase II de l'étude est marquée par la publication du présent rapport qui en expose les principaux résultats, rendus publics le 25 octobre 2021 afin de pouvoir éclairer le débat public. Cette phase II s'étale jusqu'à la publication des analyses approfondies au premier trimestre 2022.

1. *Futurs énergétiques 2050*, Bilan de la Phase I, Synthèse et enseignements issus de la consultation publique : https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-09/BP50_Bilan%20de%20la%20consultation%20publique.pdf

2.2 Des travaux alimentés par un dispositif de concertation renforcé

L'étude *Futurs énergétiques 2050* a été réalisée dans le cadre d'une concertation systématique et étroite avec l'ensemble des parties prenantes intéressées.

Cette démarche inédite est désormais une marque de fabrique des scénarios élaborés par RTE. Elle va bien au-delà d'une diffusion d'information descendante et a pour ambition de définir un programme d'étude qui répond aux souhaits des parties prenantes. Les scénarios sont élaborés au grand jour, tous les paramètres de l'étude sont discutés, tracés et débattus dans des groupes de travail et dans le cadre d'une instance plénière de concertation, selon une méthode ouverte et transparente visant à ce que chaque partie intéressée puisse s'exprimer et être entendue. Le planning de l'étude a notamment évolué pour prendre en compte les remarques et enrichir le dispositif en intégrant de nombreux scénarios et variantes qui n'étaient pas initialement prévus.

La discussion avec les parties prenantes a été structurée autour d'une instance plénière rassemblant les parties prenantes au niveau décisionnel (Commission perspectives système et réseau), de neuf groupes de travail thématiques d'experts couvrant le champ d'investigation de l'étude, et d'une vaste consultation publication (voir section précédente).

Figure 2.2 Réunions de concertation tenues dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050*

Groupes de travail	Réunions
GT1 « Référentiel climatique »	● ● ● ●
GT2 « Consommation »	● ● ● ● ● ● ●
GT3 « Cadrage et scénarisation »	● ● ● ●
GT4 « Interfaces électricité et autres vecteurs »	● ● ●
GT5 « Dynamiques sociétales »	● ● ●
GT6 « Environnement »	● ● ●
GT7 « Flexibilités »	● ● ●
GT8 « Fonctionnement du système électrique »	● ● ●
GT9 « Coûts »	● ●
Réunions plénières de la CPSR*	● ● ● ● ● ● ●

*Commission perspectives système et réseau

Au total, une quarantaine de réunions ont été menées et ont rassemblé des experts d'une centaine d'organismes différents (entreprises du secteur de l'énergie, ONG, associations, *think-tanks* et instituts, autorités de régulation, administrations publiques, etc.). Les réunions thématiques ont conduit à la production d'une abondante littérature, qui est intégralement disponible sur le site web de la concertation. À l'issue de chaque réunion, les contributions apportées par les parties prenantes ont été prises en compte pour la suite des travaux.

Dans l'ensemble, le processus de concertation a été très structurant dans l'élaboration des scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050*. Il a conduit à :

- repositionner structurellement certains thèmes : par exemple, la réindustrialisation, à l'origine un sujet parmi d'autres, constitue aujourd'hui l'un des principaux sujets d'étude avec une contribution significative des industriels et des organisations syndicales à ces travaux,
- modifier largement certaines trajectoires, sur la sobriété notamment,
- introduire des configurations nouvelles initialement placées hors du champ de l'étude (scénarios de sortie très rapide du nucléaire ou de moratoire sur les énergies renouvelables),
- développer très largement les études sur le thermique décarboné et la place des gaz verts dans le fonctionnement du système électrique,
- introduire des variantes de consommation en rupture (variante hydrogène +),
- affronter des questions complexes (possibilité de prolonger certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans, rôle des SMR) initialement considérées comme fermées.

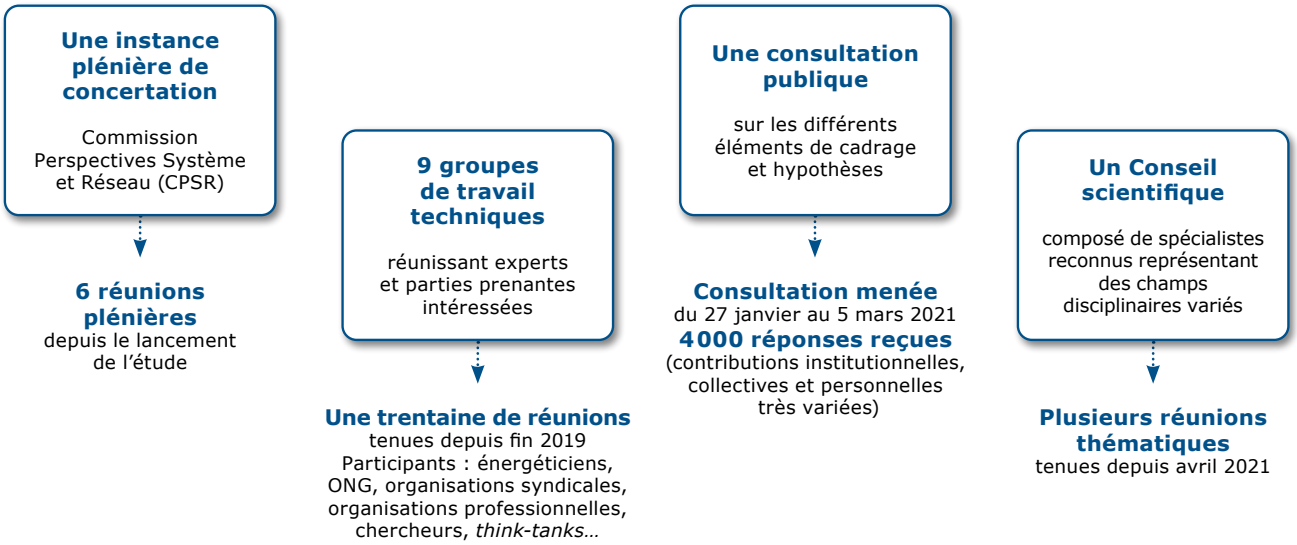
Durant la concertation, RTE a ainsi fait évoluer la trajectoire de consommation de référence, modifié les coûts de référence et cadré les configurations à étudier de manière différente de ce qui était initialement envisagé.

2.3 Une phase II de l'étude supervisée par un conseil scientifique

Le dispositif de concertation a été complété d'un conseil scientifique qui a suivi l'ensemble des travaux depuis le printemps 2021.

Le comité est composé de différentes disciplines universitaires (macroéconomie, économie de l'énergie et de l'environnement, philosophie, climatologie, architecture). Le compte rendu de ces échanges sera rendu public en même temps que les analyses approfondies prévues pour le premier trimestre 2021.

Figure 2.3 Instances de concertation mises en place pour réaliser l'étude *Futurs énergétiques 2050*

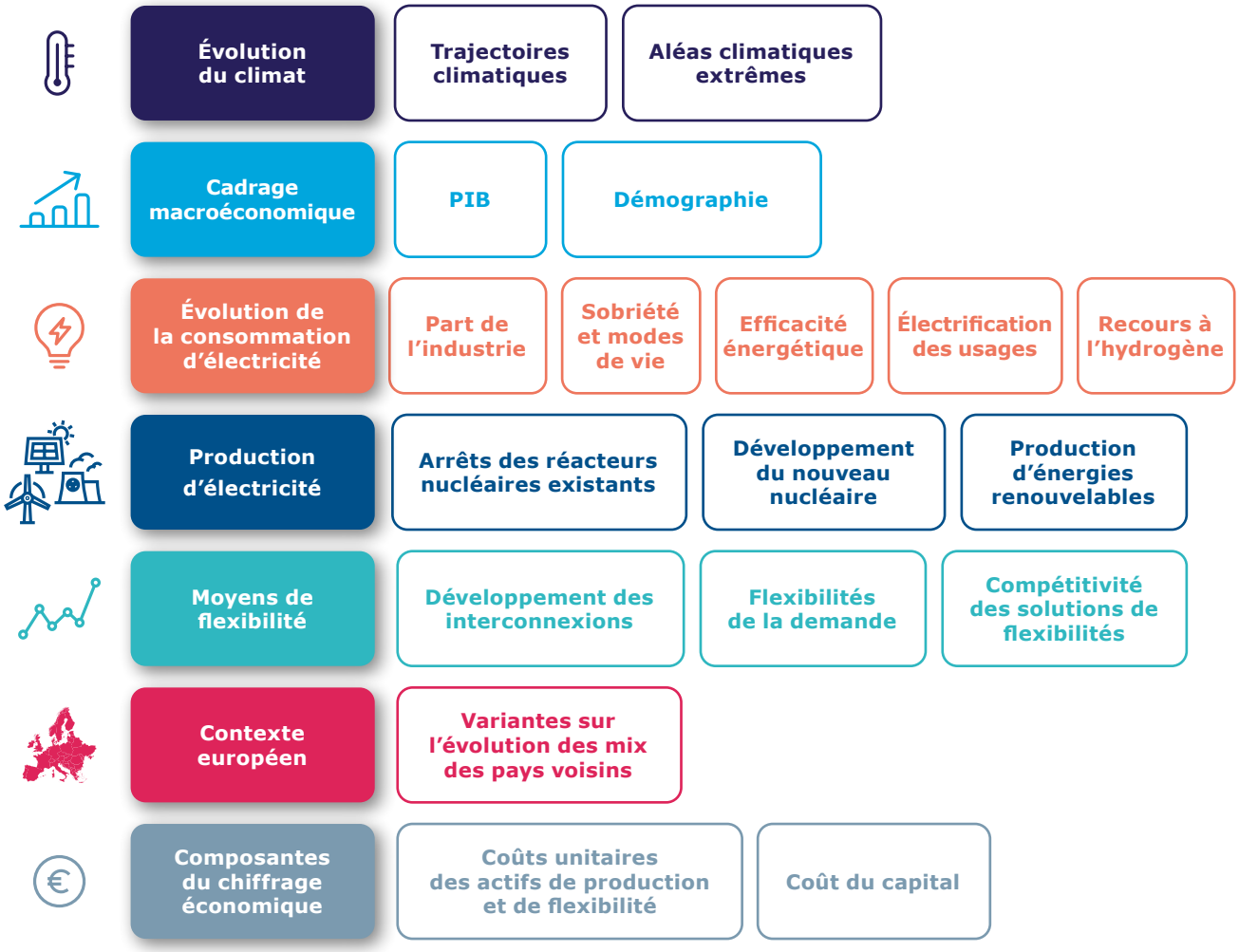


2.4 Une description de scénarios contrastés pour le système électrique, centrés sur l'objectif de neutralité carbone

L'objectif de l'étude *Futurs énergétiques 2050* est de construire et d'évaluer plusieurs options possibles pour l'évolution du système électrique en vue d'atteindre la neutralité carbone. **L'approche proposée consiste à présenter plusieurs trajectoires contrastées (notamment sur la part des différentes filières de production), reposant sur des narratifs propres et distincts entre les scénarios.**

Elle ne repose pas sur une optimisation économique qui viserait à calculer un « mix optimal en 2050 », dont les résultats seraient fortement dépendants des hypothèses prises en compte et pourraient

Figure 2.4 Synthèse des principaux paramètres étudiés dans le cadre de l'étude



difficilement refléter les incertitudes économiques, technologiques ou encore sociétales qui existent à ces horizons de long terme.

Par ailleurs, tous les scénarios de l'étude sont par définition construits pour atteindre la neutralité carbone en 2050, cet objectif n'étant pas remis en question dans le cadrage. Les hypothèses considérées pour l'élaboration des scénarios reposent sur les orientations publiques en matière de décarbonation de l'économie, en particulier celles issues de la stratégie nationale bas-carbone ou des politiques publiques énergie-climat les plus récentes (France Relance, stratégie hydrogène, réglementation environnementale des bâtiments…), ainsi que sur les perspectives remontées par les industriels et parties prenantes du secteur. Des variantes autour de la SNBC, élaborées en s'appuyant notamment sur d'autres scénarios d'atteinte de la neutralité carbone publiés en Europe et dans le monde, sont également étudiées pour évaluer la sensibilité des résultats et éclairer de futurs débats sur la planification du mix énergétique. La SNBC publiée en avril 2020 fait en effet partie de la première génération de scénarios d'atteinte de la neutralité carbone et a vocation à être actualisée dès 2023 dans le cadre d'une loi de programme.

Les orientations publiques sur la décarbonation laissent par ailleurs ouvertes de nombreuses possibilités pour l'approvisionnement énergétique de la France à long terme, avec en premier lieu une question ouverte sur le mix de production d'électricité à long terme. La présente étude analyse des options possibles pour le mix électrique de la neutralité carbone, en combinant de très nombreux paramètres d'évolution sur la consommation (efficacité énergétique, sobriété, nouveaux usages), la production (part des énergies renouvelables et du nucléaire), les solutions de flexibilités pour assurer l'équilibre offre-demande du système électrique, la localisation des moyens de production, le réseau, ou encore les coûts des différentes composantes du système électrique.

2.5 Une description temporelle des scénarios sur l'ensemble de la trajectoire 2020-2060

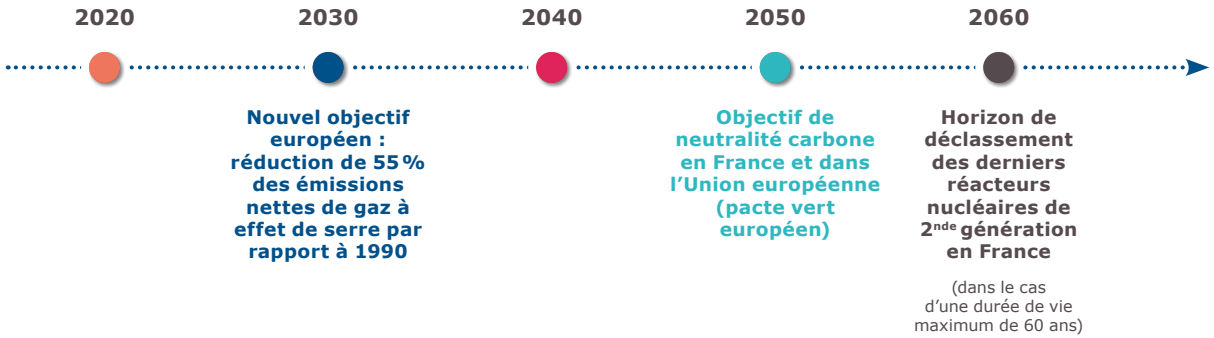
Même si 2050 s'impose comme l'horizon central de l'analyse en raison de l'objectif français et européen d'atteinte de la neutralité carbone à cette date, l'étude *Futurs énergétiques 2050* porte sur une durée de 40 ans (2020-2060) et analyse les trajectoires d'évolution du système et de décarbonation sur l'ensemble de la période.

D'une part, il apparaît indispensable d'analyser les scénarios sur une période longue, jusqu'en 2060 au moins, dans la mesure où c'est à cette échéance que le parc nucléaire actuel de seconde génération devrait être entièrement mis à l'arrêt pour raison d'âge. De ce fait, **les effets complets d'une décision de renouvellement ou de non-renouvellement du parc nucléaire ne peuvent être pleinement appréhendés qu'en poussant l'analyse jusqu'en 2060** (certains participants à la concertation ayant même suggéré d'étendre l'analyse jusqu'en 2100).

En second lieu, l'objectif de l'étude n'est pas uniquement de proposer une cible à long terme pour le système électrique mais de présenter le chemin pour parvenir au mix électrique de la neutralité carbone. **Cela implique d'étudier l'ensemble de la trajectoire** – et notamment les deux premières décennies – afin d'analyser la contribution des scénarios aux objectifs climatiques de la France.

À ce titre, **le point de passage 2030 apparaît comme un jalon majeur dans l'analyse des scénarios.** Les études climatiques alertent en effet de manière récurrente sur l'étroitesse de la fenêtre d'action pour lutter contre le changement climatique et l'importance des dix prochaines années pour infléchir les courbes en direction de l'objectif fixé.

Figure 2.5 Principaux jalons de la trajectoire des scénarios de l'étude

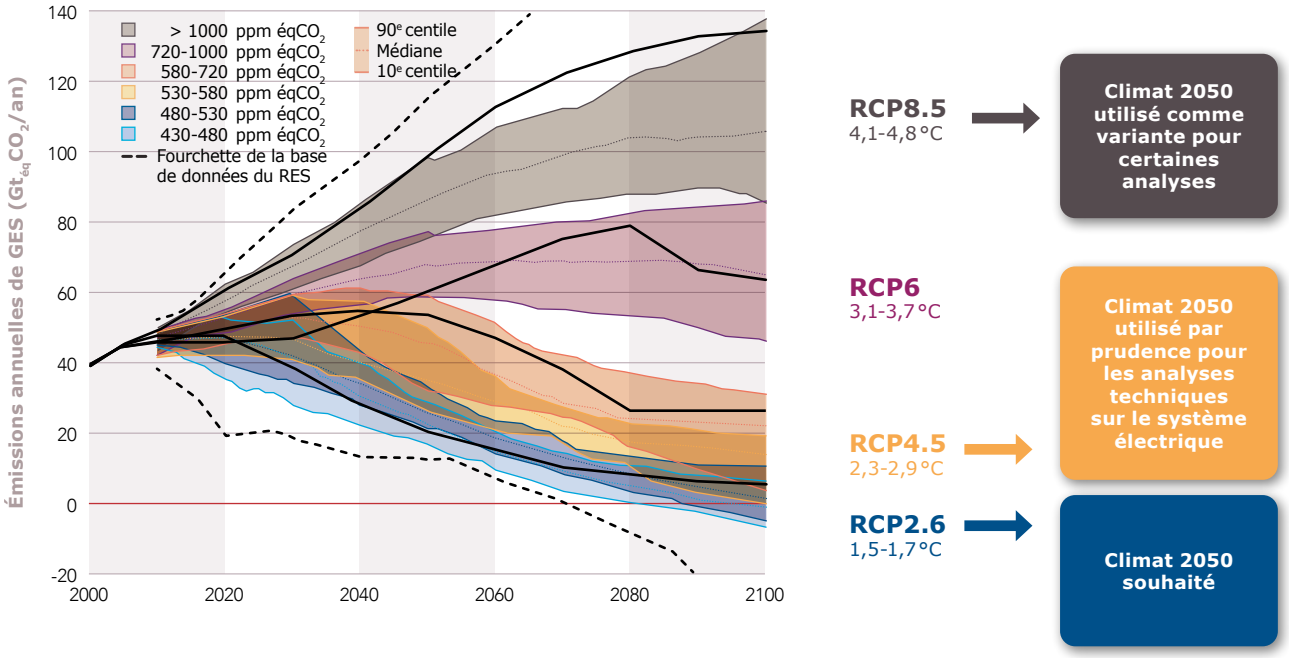


2.6 Une étude qui prend en compte les trajectoires climatiques du GIEC

L'étude *Futurs énergétiques 2050* décrit différentes options d'infrastructures de production, d'acheminement, de stockage et de consommation d'électricité ou d'hydrogène. Or ces infrastructures sont elles-mêmes sensibles au changement climatique. **L'analyse du fonctionnement du système électrique s'appuie ainsi sur une description complète du climat, en tenant compte d'une projection de son évolution future.** Ceci constitue une première en Europe pour une étude de ce type, qui permet de mieux prendre en compte l'augmentation de la probabilité d'événements extrêmes.

Le scénario climatique utilisé par RTE pour réaliser les analyses techniques sur le système électrique correspond à la trajectoire RCP 4.5 du 5e rapport du GIEC. Celle-ci conduirait à une augmentation moyenne de la température à la fin du siècle supérieure à l'objectif de l'accord de Paris sans pour autant représenter une trajectoire tendancielle. Ce choix a été débattu en concertation – il se justifie par **un principe de prudence visant à éviter tout biais à la sous-estimation des conséquences concrètes du changement climatique.** Ainsi, les analyses de résilience menées sur les différents scénarios intègrent d'emblée la possibilité que les

Figure 2.6 Trajectoires climatiques du GIEC (AR5) et scénarios retenus pour l'étude à l'horizon 2050-2060



Source : Contribution du Groupe de travail III au cinquième Rapport d'évaluation du GIEC

émissions mondiales ne s'infléchissent pas à la hauteur de ce qui serait nécessaire pour atteindre les objectifs de l'accord de Paris.

Des analyses spécifiques portant sur la trajectoire RCP 8.5, c'est-à-dire une trajectoire d'emballement climatique (aujourd'hui jugée peu probable par la plupart des répondants au regard des ambitions climatiques au niveau mondial), ont également été menées de manière à évaluer les effets du réchauffement et la résilience du système dans les situations les plus défavorables, ou qui pourraient correspondre à des horizons plus lointains.

Ainsi, le dispositif d'étude a été, en conscience, articulé autour de l'idée que les transformations du climat impliquaient un effort d'adaptation des infrastructures et que la prospective publique devait se confronter à des scénarios dégradés.

2.7 Un cadrage macroéconomique compatible avec une croissance démographique et économique

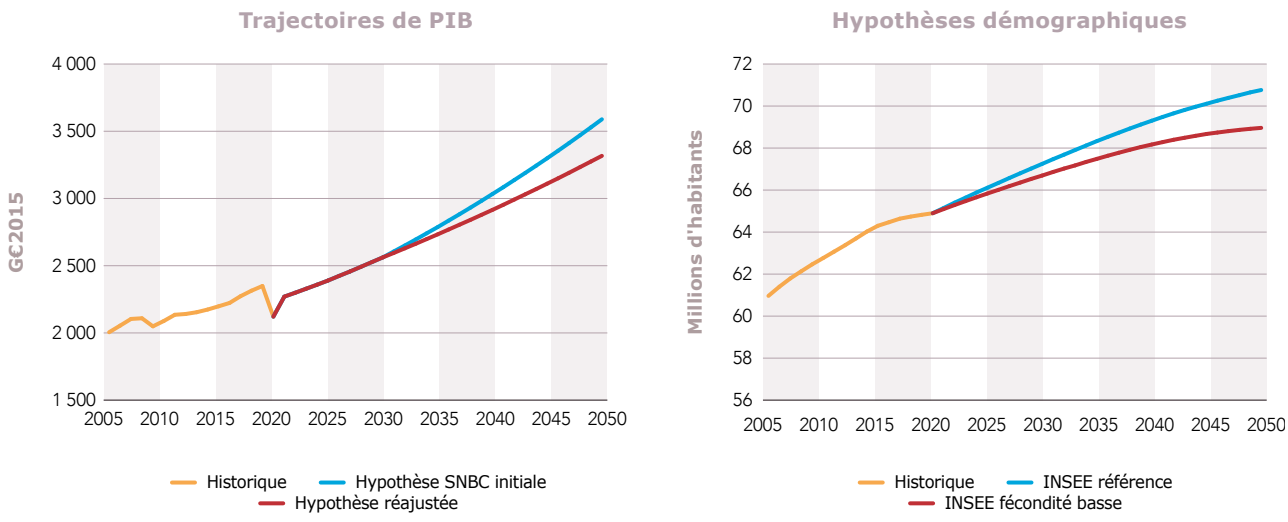
Les scénarios étudiés sont définis par un ensemble d'hypothèses, couvrant les différentes composantes de l'économie (démographie, PIB, activité industrielle...) et du secteur énergétique (consommation, production, interfaces avec les autres vecteurs, flexibilité, évolution du mix dans les pays voisins…).

Dans cet ensemble d'hypothèses, le cadre macroéconomique retenu a un impact important sur l'équilibre des scénarios et en particulier sur les besoins d'énergie. En effet, la consommation d'énergie et notamment d'électricité dépend fortement de l'évolution de la population ainsi que de l'activité économique, et plus précisément de l'activité dans chaque secteur.

Le cadrage macroéconomique retenu dans l'étude s'inspire du cadre utilisé par les pouvoirs publics pour l'élaboration des politiques énergétiques et plus spécifiquement pour la SNBC. Celui-ci prévoyait en particulier une nette augmentation de la population française suivant la trajectoire centrale de l'INSEE (71 millions d'habitants en 2050 en France métropolitaine continentale contre environ 65 millions aujourd'hui), une croissance du PIB soutenue (croissance annuelle de 1,3 % à 1,4 % par an d'ici 2030 puis de 1,7 % par an à partir de 2030, correspondant aux valeurs recommandées par la Commission européenne dans son scénario de référence en 2016) et enfin une inflexion dans l'activité industrielle en France (maintien d'une part de l'industrie dans le PIB autour de 10 %, à l'opposé des tendances naturelles des dernières décennies).

Toutefois, à l'issue de la consultation publique, les hypothèses macroéconomiques ont été ajustées pour tenir compte des perspectives les plus récentes et des retours des parties prenantes. Tout d'abord, l'hypothèse d'évolution du PIB sur le début de la décennie 2020-2030 a été adaptée pour prendre en compte l'effet de la crise sanitaire

Figure 2.7 Hypothèses de croissance du PIB et d'évolution démographique



en 2020. En outre, la projection de croissance économique au-delà de 2030 a été revue significativement à la baisse (+1,3 % par an contre +1,7 % par an dans le cadrage initial).

Dans l'ensemble, le cadrage macroéconomique de l'étude reste néanmoins fondé sur une croissance importante de la population et du PIB. Celui-ci constitue le cadrage de base pour les principaux scénarios étudiés – ceux-ci étant tous basés sur les mêmes hypothèses macroéconomiques afin de les rendre comparables *(voir section 5.1)*. Sans préjuger des évolutions probables ou souhaitables de la démographie et de l'activité économique à ces horizons-là, cette hypothèse conduit à étudier des scénarios de mix énergétique plus « contraints » et compatibles avec un contexte de croissance forte.

En complément de ce cadrage de base, plusieurs autres scénarios et tests de sensibilité ont été analysés. En particulier, l'étude intègre un scénario spécifique de réindustrialisation profonde *(voir chapitre 3),* dans lequel l'activité industrielle française serait amenée à augmenter de manière très importante afin de répondre à différents objectifs socio-économiques : souveraineté stratégique, création d'emplois, réduction de l'empreinte carbone, etc.

En outre, certains participants à la consultation publique ont également proposé à RTE d'étudier des scénarios de transition énergétique dans un contexte de croissance économique nulle. En effet, ceux-ci suggèrent qu'il sera très difficile de maintenir une croissance de long terme dans un contexte où les ressources planétaires ont un caractère fini et où les objectifs de décarbonation impliquent des efforts financiers importants.

Historiquement, la consommation d'énergie a été marquée par une forte corrélation à la croissance démographique et économique, avec des taux de croissance annuels élevés sur la fin du XX^{e} siècle. Si la demande d'énergie s'est stabilisée voire a légèrement baissé au cours des dernières années en France, cette inflexion est en partie liée aux effets de la crise économique de la fin des années 2000 et de la croissance atone qui en a suivi. Si les efforts d'efficacité énergétique et de sobriété jouent également un rôle pour maîtriser la demande d'énergie, il existe aujourd'hui un débat important sur la capacité à découpler totalement la croissance économique et l'évolution de la demande en énergie à long terme.

Dans les configurations proposées, de telles perspectives d'absence de croissance du PIB tendraient d'un côté à favoriser la maîtrise de la demande énergétique mais pourraient de l'autre susciter des difficultés sur le financement de la transition énergétique. En effet, une telle situation serait susceptible de conduire à une forme de rareté des finances publiques et donc à des phénomènes d'éviction des investissements, rendant plus difficile le financement des infrastructures nécessaires à la décarbonation.

Ce type de configuration n'a pu être analysé de manière détaillée dans les délais de l'étude mais pourra cependant faire l'objet de prolongements.

2.8 Une modélisation approfondie du système électrique interconnecté à l'échelle européenne

Quand bien même les États membres de l'Union européenne demeurent responsables du choix de leur mix énergétique, la réalité opérationnelle du fonctionnement du système électrique est, dès aujourd'hui, très largement européenne.

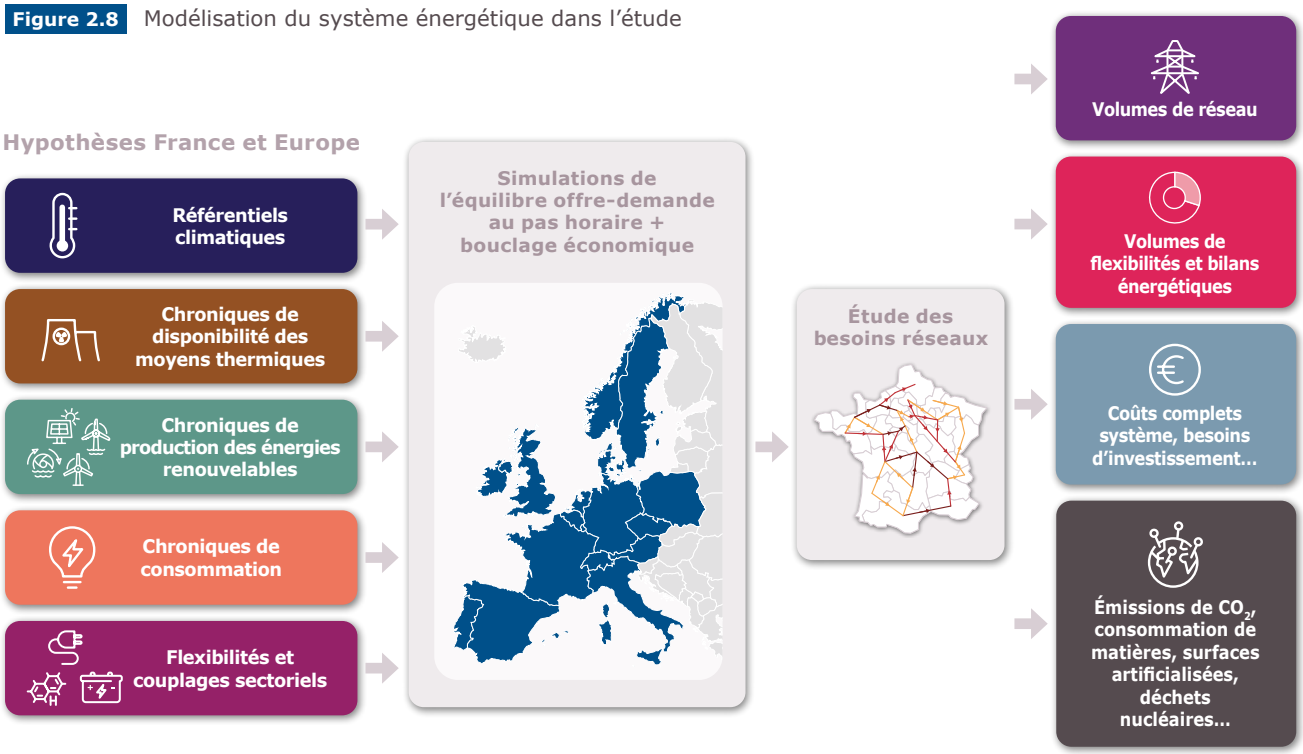
Ce caractère européen s'opère sur le plan physique via les nombreuses interconnexions reliant l'ensemble des pays, et sur le plan réglementaire par un ensemble de règles communes et de mécanismes qui organisent, en pratique, le fonctionnement d'un système intégré.

Dans ce système, ce ne sont pas les États qui décident d'importer, d'exporter, mais des acteurs de marché qui échangent sur des marchés, la traduction physique de ces échanges étant assurée par les gestionnaires de réseau de transport dans le respect des textes européens.

En conséquence, le fonctionnement du système électrique dans son ensemble (équilibre offre-demande, stabilité du système, besoins de réseau…), en particulier dans des scénarios très différents du mix actuel avec une intégration forte des énergies renouvelables, doit nécessairement s'étudier à la maille européenne.

L'étude *Futurs énergétiques 2050* remplit cet objectif en modélisant de manière détaillée l'intégralité du système électrique européen. Le modèle utilisé par RTE, Antares, décrit ainsi le parc de

Figure 2.8 Modélisation du système énergétique dans l'étude



production, le réseau, et les sources de consommation dans tous les États européens, afin de pouvoir restituer la production, la consommation et les échanges par pays au pas horaire dans toutes les configurations étudiées.

Ce dispositif d'étude s'oppose à une analyse « en France isolée », qui est manifestement tellement éloignée du fonctionnement réel du système électrique européen qu'elle ne peut servir de base à une prospective énergétique sérieuse.

L'interconnexion des systèmes électriques européens permet de mutualiser les moyens pour gérer l'équilibre entre l'offre et la demande et ainsi d'optimiser les coûts totaux de fonctionnement du système électrique. Les effets d'optimisation peuvent être importants, notamment dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables variables sur l'ensemble de l'Europe.

À titre d'exemple, les besoins de flexibilité et de capacité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en France pourront être de nature très différente selon que les pays voisins (Allemagne, Royaume-Uni, Italie, Espagne, Benelux…) s'appuient sur un mix reposant quasi exclusivement sur les énergies renouvelables variables ou sur un mix intégrant des moyens de production thermiques ou nucléaires pilotables. De même, les besoins de flexibilité en France pourront dépendre de manière importante de la flexibilité des usages électriques développée dans le reste des pays européens.

De ce fait, l'analyse de la cohérence des choix français avec ceux des pays voisins, et notamment l'identification des situations de dépendance technique, fait partie intégrante de l'étude *Futurs énergétiques 2050*.

Les hypothèses de mix pour les pays voisins s'appuient sur les objectifs définis à l'échelle de l'Union européenne et précisés par les États dans leurs feuilles de route climatique et énergétique respectives.

2.9 Des scénarios analysés de manière systématique selon quatre volets principaux : techniques, économiques, environnementaux et sociétaux

L'analyse prospective des scénarios de transition énergétique implique des enjeux multiples. Le travail engagé en concertation par RTE a fait émerger une grille d'analyse des scénarios fondée sur quatre axes principaux.

Le volet technique consiste à décrire le fonctionnement du système électrique dans les différents scénarios, sur les différentes échéances temporelles étudiées. Ce volet comprend notamment l'analyse de l'équilibre du système et des besoins de flexibilité dans un contexte de développement massif des énergies renouvelables, une description des besoins de réseau associés à chaque mix énergétique, et une analyse de sensibilité à différentes hypothèses de réchauffement climatique fondées sur les trajectoires du GIEC (notamment RCP 4.5 et RCP 8.5).

Le volet économique ressort comme une attente importante, étant donné les différentes appréciations sur la compétitivité relative des différents mix de production. Il consiste à chiffrer le coût des différents scénarios étudiés. La méthode retenue s'appuie sur une analyse des coûts complets des scénarios à l'échelle de la collectivité (production – réseau – stockage – flexibilité), qui constitue la méthode pertinente pour éclairer les décisions publiques en matière d'énergie. Il ne se base pas sur une analyse en LCOE *(Levelized Cost Of Electricity)* qui comporte un certain nombre de biais (facteur de charge exogène, non-prise en compte des différences de services apportés par les différentes technologies…) et ne permet pas de se prononcer sur les coûts complets associés à certaines décisions.

Le volet environnemental vise à apporter des éléments quantifiés sur les différents scénarios étudiés pour apporter un éclairage sur les principaux enjeux remontés dans le cadre de la concertation (changement climatique, protection de la biodiversité, épuisement des ressources naturelles, santé humaine…). Ce volet est articulé autour d'un bilan des émissions territoriales de gaz à effet de serre et de l'empreinte carbone des scénarios, d'une quantification de la consommation de ressources minérales associée à chaque scénario, d'une analyse de l'emprise sur le territoire et d'une analyse des enjeux portant sur les matières et les déchets radioactifs.

Le volet **sociétal** a pour objectif de clarifier les implications des différents scénarios sur les modes de vie, afin que leur « périmètre de validité » soit bien compris. Les conditions évaluées dans ce volet portent sur l'acceptabilité des infrastructures, le degré de diffusion des moyens de flexibilité de la consommation. Ce volet a fait l'objet de plusieurs réunions de concertation[2] et est restitué de manière transverse dans les principaux résultats de l'étude. Il donnera également lieu à une restitution spécifique dans la publication des analyses approfondies, au premier trimestre 2022.

Ce dispositif complet a été plébiscité lors de la concertation, et largement enrichi par les demandes des différentes parties prenantes. Il pourra faire l'objet de compléments, s'agissant notamment de demandes très structurelles comme l'ajout d'un volet emploi (fortes demandes des organisations syndicales, qui n'entrait pas dans le champ initial de l'étude et ne pouvait être mené dans les délais impartis) ou d'une analyse générale de l'incidence des scénarios sur la biodiversité (qui nécessiterait une déclinaison géographique très fine, là encore incompatible avec les délais de production de l'étude).

2. RTE, 2019, document de cadrage sur la prise en compte et l'intégration des aspirations et des modes de vie de la société française dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* : https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/Document%20de%20concertation%20-%20attentes%20de%20la%20soci%C3%A9t%C3%A9_V1.pdf
RTE, 2020, document de cadrage sur l'acceptabilité des moyens de production et de transport d'électricité dans les scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050* : https://www.concerte.fr/system/files/document_travail/2020-11-04_GT5-Dynamiques%20soci%C3%A9tales_Document-Acceptabilite-V1-LQ.pdf
RTE, 2021, document de cadrage sur la sobriété dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* : https://www.concerte.fr/system/files/u12200/2021-07-01-GT2%20Consommation%20-%20GT5%20Soci%C3%A9t%C3%A9%20-%20sobri%C3%A9t%C3%A9%20%C3%A9nerg%C3%A9tique-min.pdf

Figure 2.9 Principaux axes d'analyse des scénarios

1 Technique

- Description complète du système (production – réseau – consommation), en énergie et en puissance, en 2030, 40, 50, 60
- Projections avec les scénarios RCP 4.5 et 8.5 du GIEC et analyse de résilience avec stress-tests climatiques (canicule – sécheresse – grand froid – absence de vent en Europe continentale)

2 Économique

- Coût complet pour la collectivité
- Analyses de sensibilité aux différents paramètres, notamment le coût du capital
- Volet spécifique sur la faculté de chaque scénario à intégrer des perspectives de relocalisation/ réindustrialisation

3 Environnemental

- Empreinte carbone le long de la trajectoire, en intégrant le cycle de vie des matériels
- «Bilan matières» pour chaque scénario (en lien avec les enjeux de criticité)
- Occupation des sols (réseau + production)
- Volume de déchets et polluants

4 Sociétal

- Problématisation des implications sur les modes de vie et conditions de validité des scénarios (télétravail *vs* mobilité, consommation d'électricité, niveau de sobriété souhaité *vs* requis, niveau de flexibilité des usages)

Les *Futurs énergétiques 2050* ne se prononcent pas sur la désirabilité de ces dimensions

3

LA CONSOMMATION

3

LA CONSOMMATION :
DES ÉVOLUTIONS STRUCTURELLES DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ EN VUE DE DÉCARBONER L'ÉCONOMIE

3.1 La trajectoire de référence pour la consommation d'énergie repose sur des progrès substantiels d'efficacité énergétique et le remplacement des énergies fossiles par des alternatives bas-carbone (électricité et biomasse)

3.1.1 Le cadre général de la SNBC : efficacité énergétique, électrification et mobilisation poussée du gisement de biomasse dans une France globalement autosuffisante en énergie

Les *Futurs énergétiques 2050* élaborés par RTE s'inscrivent dans le cadre de la stratégie énergie-climat décidée par la France pour atteindre la neutralité carbone. Ils reprennent ainsi les orientations définies dans la stratégie nationale bas-carbone (SNBC) adoptée en 2020.

La SNBC est en premier lieu fondée sur une perspective de forte diminution de la consommation énergétique totale, qui s'établirait pour la France à environ 930 TWh en 2050, contre près de 1600 TWh aujourd'hui.

La seconde caractéristique de la SNBC est de prévoir une évolution structurelle du bouquet énergétique en faveur des énergies bas-carbone, notamment l'électricité (55 % de la consommation d'énergie finale en 2050, contre 27 % aujourd'hui) et la biomasse (24 % en 2050, contre 11 % aujourd'hui), en misant très largement sur les énergies renouvelables.

Dans leurs principes, ces grandes lignes ne sont pas singulières au regard des stratégies retenues ou discutées dans les autres parties du monde adoptant un agenda de neutralité carbone. Ainsi, la perspective d'une baisse marquée de la consommation d'énergie finale, un haut degré d'électrification de l'économie ou encore un recours très poussé aux énergies renouvelables sont communs à de très nombreux exercices, menés à l'échelle internationale (comme le rapport de référence *« Net zero by 2050 »* publié en mai 2021 par l'Agence internationale de l'énergie) ou européenne (scénarios de la Commission européenne et stratégies nationales des pays européens).

La pondération des différents vecteurs bas-carbone varie selon les stratégies considérées, mais comprend systématiquement une volonté d'électrification et d'utilisation accrue de la biomasse.

3.1.1.1 La demande d'énergie finale : une réduction de 40 % en 30 ans

La SNBC projette que la consommation d'énergie finale de la France se réduira de 40 % d'ici 2050 par rapport à aujourd'hui.

Cette évolution se décompose entre un effet haussier (« effet volume ») résultant de la croissance projetée de la population (qui atteindrait près de 72 millions d'habitants en 2050, contre 65 millions aujourd'hui) et de l'économie (la SNBC postule une croissance continue du PIB à un rythme moyen de près de 1,6 % par an) et un effet baissier très important du fait de l'efficacité énergétique. Celui-ci se subdivise lui-même en plusieurs postes :

- un accroissement de l'efficacité énergétique dans les différents secteurs (rénovation des bâtiments, consommation des appareils énergétiques, efficacité des procédés industriels…), à la fois en raison d'une progression mécanique (équipements électroménagers) et de politiques publiques spécifiques soutenues par l'État (avec notamment la rénovation thermique des bâtiments visant à porter en 2050 le parc immobilier français au niveau moyen du standard BBC – bâtiment basse consommation) ;
- un renforcement mécanique de l'efficacité énergétique lors de l'électrification : ainsi, les moteurs électriques pour les voitures affichent un rendement deux à trois fois plus élevé que les moteurs thermiques, et les pompes à chaleur ont une efficacité de l'ordre de trois fois plus importante que les chaudières traditionnelles ;
- dans une moindre mesure, une réduction de certains besoins énergétiques du fait d'évolutions comportementales permettant de tendre vers des modes de vie plus sobres.

Une baisse prolongée de la consommation d'énergie finale ne constituerait pas une rupture par rapport à la tendance actuelle : la consommation française diminue de manière régulière depuis une vingtaine d'années sous l'effet d'une plus faible croissance économique, de la désindustrialisation et des progrès réguliers dans l'efficacité des matériels. En revanche, réduire la consommation de 40 % en 30 ans, pour se situer en dessous de 1000 TWh (niveau dépassé par la France vers la fin des années 1960) constituerait une véritable rupture de pente et doit donc être considéré comme ambitieux.

La concertation organisée par RTE a donné lieu à un débat animé entre participants sur cet objectif d'efficacité énergétique, qui joue un rôle majeur dans l'élaboration des trajectoires sectorielles. Ce débat, initialement considéré hors du champ du travail des *Futurs énergétiques 2050* de RTE, est apparu d'autant plus vif qu'il renvoie à des différends méthodologiques de fond. De ce fait, certains participants à la concertation ont regretté que ses implications au sens large pour la société ne soient pas suffisamment explicitées et demeurent noyées derrière le caractère apparemment consensuel d'une perspective à long terme de la diminution d'énergie. Ainsi, alors que certains participants ont considéré les perspectives de développement de l'efficacité énergétique trop pessimistes et pas assez en rupture avec la société actuelle, d'autres ont au contraire trouvé ce cadrage trop optimiste et ont regretté qu'il ait été fixé de manière exogène. À ce titre, on doit mentionner la proposition de certains participants de déterminer un niveau réaliste ou souhaitable de consommation énergétique par la modélisation (niveau endogène) plutôt que de se référer à la cible fixée par la SNBC.

L'analyse montre qu'**une forte ambition sur l'efficacité énergétique est un trait partagé des stratégies nationales des États européens, et que le degré d'ambition de la France se situe dans le haut de la fourchette des cibles annoncées.** Les trajectoires de consommation élaborées par RTE dans l'étude reprennent le cadrage et l'assortissent de variantes et tests de sensibilité *(voir parties 3.4 à 3.7).*

3.1.1.2 Le bouquet énergétique et la place des différents vecteurs : une stratégie fondée sur l'électricité et la biomasse produites en France

La SNBC prévoit le remplacement des combustibles fossiles par deux sources d'énergie (l'électricité bas-carbone et la biomasse) alimentant différents vecteurs (usages directs de l'électricité, chaleur, vecteurs gazeux comme l'hydrogène ou des gaz issus de la biomasse, combustibles liquides).

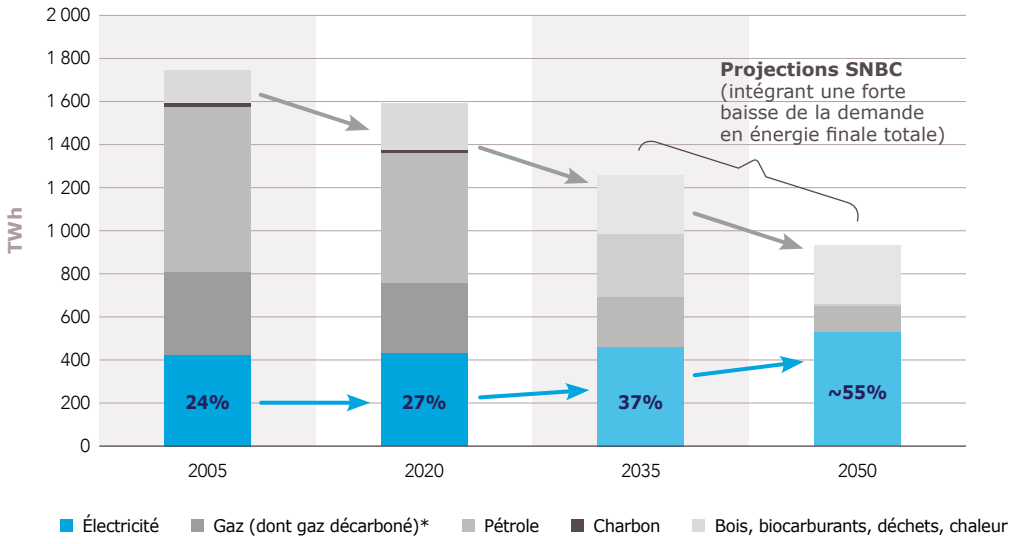
Du fait de la réduction projetée de la consommation, cette modification du bouquet énergétique ne se fait pas à volume d'énergie inchangé, et conduit à une baisse de l'énergie primaire utilisée.

Parmi les différents vecteurs, la SNBC retient une trajectoire de consommation d'électricité orientée à la hausse. Sous l'effet de cette croissance et de la réduction du besoin global d'énergie, la part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale est ainsi appelée à augmenter fortement d'ici 2050 et devrait atteindre de l'ordre de 55 % du volume d'énergie finale consommée, contre 27 % aujourd'hui. Les autres vecteurs énergétiques auraient des trajectoires très différentes (très forte réduction de l'utilisation des combustibles liquides, les produits pétroliers devant être remplacés par des biocarburants, baisse de la part du vecteur gaz restructuré autour d'un bouquet de gaz verts produits par utilisation de la biomasse française ou synthétisés à base d'électricité, progression des vecteurs chaleur et déchets).

Ces orientations sur la place des différents vecteurs résultent très largement des contraintes pesant sur les différentes sources d'approvisionnement en énergie bas-carbone. La SNBC est en effet fondée sur un raisonnement physique sur la disponibilité des ressources, avant de résulter d'une optimisation économique sur le coût des différents vecteurs.

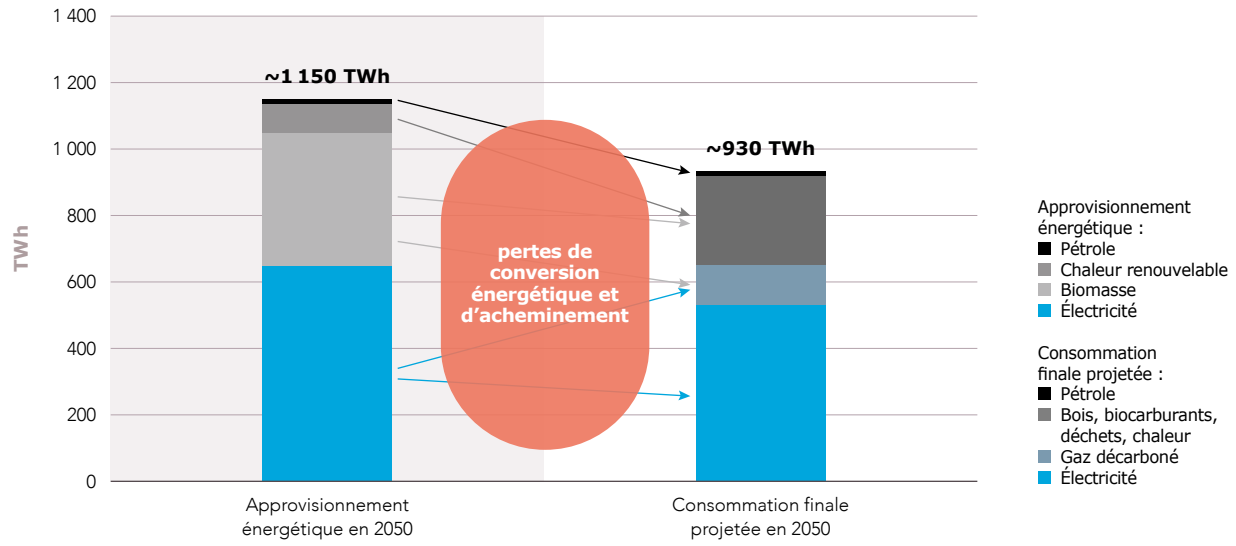
Ainsi, la SNBC prévoit que les vecteurs énergétiques décarbonés – autres que l'électricité – mobilisés pour atteindre la neutralité carbone seront principalement issus de la biomasse (biogaz, biocarburants

Figure 3.1 Évolution de la consommation d'énergie finale et de la part de l'électricité en France métropolitaine (historique et projections SNBC)



* Le vecteur gaz consiste aujourd'hui quasi exclusivement en du gaz naturel d'origine fossile. Il est amené à évoluer pour n'être constitué, en 2050, que de gaz verts (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse, ammoniac, etc.).

Figure 3.2 Projection de l'approvisionnement en énergie et de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2050



ou bois-énergie) et dans une moindre mesure de chaleur renouvelable (géothermie, chaleur industrielle fatale…). Or les quantités accessibles sur le territoire sont limitées.

Parmi les éléments structurants de la SNBC figure le fait d'écarter ou de limiter très fortement le recours au captage et stockage du carbone (pour des questions de maturité et d'acceptabilité) ou de l'importation de combustible depuis d'autres pays (pour des questions d'indépendance et de souveraineté). **En conséquence, l'approvisionnement énergétique d'une France neutre en carbone est appelé à être quasi exclusivement (à hauteur de 95 %) couvert par la biomasse et par de l'électricité bas-carbone** (énergies renouvelables et nucléaire, dont les limites sur le potentiel technique sont moins contraignantes).

À ce titre, la discussion d'experts sur le degré nécessaire d'électrification – élevé dans tous les cas et commun à toutes les stratégies d'atteinte de la neutralité carbone – ne doit pas masquer que **l'un des traits distinctifs de la SNBC réside dans le pari d'une très forte croissance de la mobilisation de la biomasse pour la production d'énergie, qui serait multipliée par 2,5 par rapport à aujourd'hui.** La stratégie de mobilisation de la biomasse inclut notamment la perspective d'une augmentation significative des besoins pour la production de biocarburants (20 TWh supplémentaires en 2050) et pour la production de biogaz (qui attendrait jusqu'à environ 150 TWh[1] en 2050 contre 11 TWh en 2019).

Or, la capacité à développer de tels volumes de biomasse-énergie constitue justement un point de débat, certes moins identifiable dans le grand public que celui qui porte sur les perspectives d'évolution du nucléaire ou des énergies renouvelables électriques, mais néanmoins tout aussi structurant pour l'atteinte de la neutralité carbone. Alors que les premières évaluations, sur lesquelles s'était fondée la SNBC, considéraient un potentiel total de mobilisation de la biomasse permettant de produire entre 400 et 450 TWh d'énergie, cette perspective apparaît notablement plus élevée que les stratégies nationales des pays voisins, et un

1. PCS (pouvoir calorifique supérieur), énergie finale.

rapport récent de France Stratégie[2] indique que la cible de biomasse agricole de la SNBC ne serait vraisemblablement pas atteignable. Dans le cadre de la prochaine SNBC, des scénarios de mobilisation de la biomasse moins intensifs pourraient ainsi être étudiés afin de privilégier les puits forestiers et agricoles. Les travaux de modélisation engagés par l'ADEME fourniront des informations importantes pour l'approfondissement de ce thème.

La faculté à atteindre les objectifs de mobilisation de la biomasse est un élément à prendre en compte dans la réflexion prospective sur le système électrique. En effet, dans une perspective de neutralité carbone, un déficit de production d'énergie décarbonée d'un côté doit être compensé de l'autre. Ainsi, une **non-atteinte des objectifs de la SNBC pour la biomasse impliquerait de prévoir une électrification accrue de l'économie** (en substitution au biogaz dans les bâtiments ou l'industrie, ou aux biocarburants dans les transports…) **en complément d'actions renforcées d'efficacité énergétique et de sobriété,** ou encore de faire reposer l'atteinte de la neutralité carbone sur des imports de combustibles décarbonés à rebours du principe fixé dans la SNBC.

2. France Stratégie, 2021, Biomasse agricole : quelles ressources pour quel potentiel énergétique ? https://www.strategie.gouv.fr/publications/biomasse-agricole-ressources-potentiel-energetique

3.1.2 Les *Futurs énergétiques 2050* de RTE : l'évolution future de la consommation électrique résulte d'une modélisation reprenant l'esprit de la SNBC, et adaptée pour tenir compte de l'actualisation des perspectives techniques et des retours de la consultation publique

Si les *Futurs énergétiques 2050* considèrent la SNBC comme un entrant, ils reposent sur un travail spécifique de modélisation de la consommation d'électricité ayant permis de déterminer des trajectoires prospectives à long terme, en énergie et en puissance.

Par rapport à la SNBC, plusieurs évolutions ont été apportées : les hypothèses de la modélisation et ses premiers résultats ont fait l'objet d'un examen croisé des parties prenantes dans le cadre des groupes de concertation, le contexte macroéconomique de référence a été ajusté pour tenir compte de la crise sanitaire et de l'évolution des perspectives démographiques, et les nouvelles politiques publiques décidées entre 2018 et 2021 ont été intégrées.

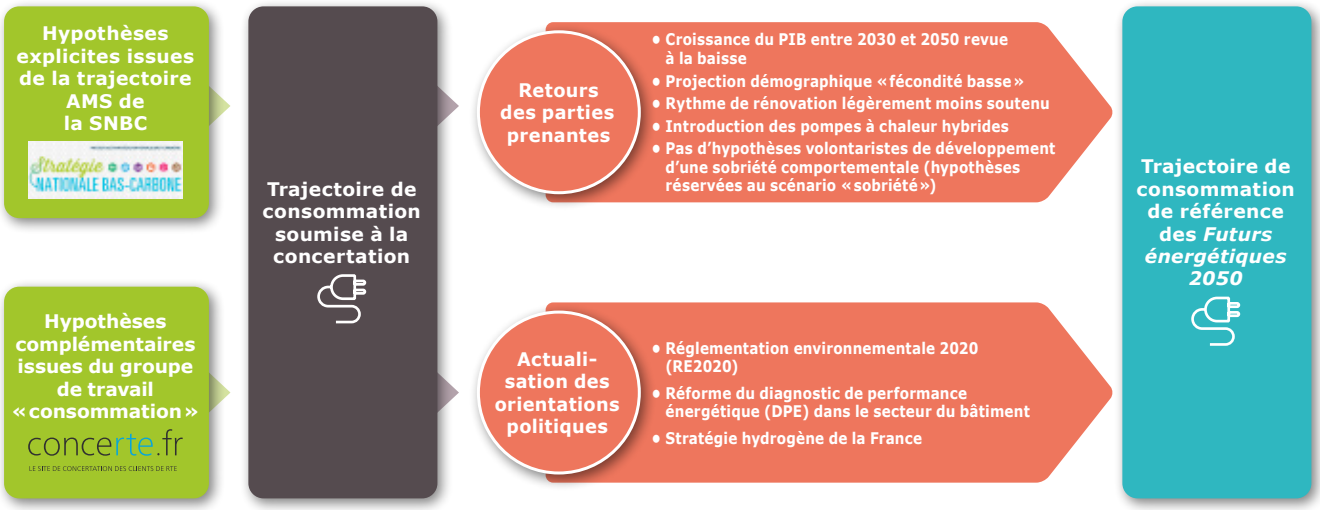
Ce travail permet aujourd'hui de disposer d'un ensemble de trajectoires de consommations ajustées, pouvant sur certains points présenter des différences avec la SNBC, et comprenant plusieurs variantes et analyses de sensibilité pour refléter les incertitudes.

La consultation publique sur les scénarios, lancée fin janvier 2021, a permis de recenser de nombreuses demandes d'amendement, portant sur des paramètres techniques mais également, et de manière fondamentale, sur le cadrage de référence de la SNBC en général et les perspectives d'efficacité énergétique en particulier.

Parmi les modifications apportées à l'issue de la consultation publique figurent, en premier lieu, des éléments de cadrage macroéconomiques ou sectoriels :

- l'hypothèse de croissance du PIB entre 2030 et 2050 retenue par la SNBC a été jugée trop élevée au regard de l'historique des années passées et des perspectives existantes : elle a été revue à la baisse (rythme de croissance annuelle de +1,3 % par an en moyenne contre +1,7 % dans la SNBC entre 2030 et 2050) ;

Figure 3.3 Démarche de construction de la trajectoire de consommation de référence de l'étude



- l'évolution démographique a été recalée sur la projection « fécondité basse » de l'INSEE, qui apparait aujourd'hui plus réaliste et plus cohérente avec les observations récentes ;
- les éléments de sobriété relevant de ruptures comportementales par rapport aux tendances observées n'ont pas été repris dans la trajectoire de référence mais développés dans des proportions plus importantes dans un scénario dédié *(voir ci-après)* ;
- le rythme de rénovation thermique des bâtiments, très ambitieux au regard de l'historique ou de l'expérience internationale, a été revu en légère baisse, de même que la part du chauffage par radiateurs électriques (effet Joule). Un développement significatif des pompes à chaleur hybrides a également été introduit dans la trajectoire.

En second lieu, la modélisation a intégré l'ensemble des décisions de politique énergétique prises au cours des dernières années, et parfois postérieurement à la SNBC. Cette dernière a en effet été élaborée entre 2017 et 2020 et elle a depuis lors été complétée par plusieurs lois, par un plan de relance de l'économie dans le cadre de la pandémie de la COVID et a été suivie d'un approfondissement de la réflexion au niveau européen se traduisant par la volonté d'accroître l'ambition de réduction des émissions à l'horizon 2030 (projet du *Green New Deal).*

La trajectoire de référence intègre donc les orientations politiques actualisées, notamment la réglementation environnementale 2020 (RE2020) et la réforme du diagnostic de performance énergétique (DPE) dans le secteur du bâtiment, qui va renforcer le poids relatif du chauffage électrique dans la construction neuve, ainsi que la stratégie hydrogène de la France.

Enfin, des ajustements sur la consommation d'électricité de certains usages (sidérurgie, *data centers*, climatisation) ont été intégrés pour affiner le réalisme de la projection (toutes choses étant égales par ailleurs, ces réajustements ont un impact haussier).

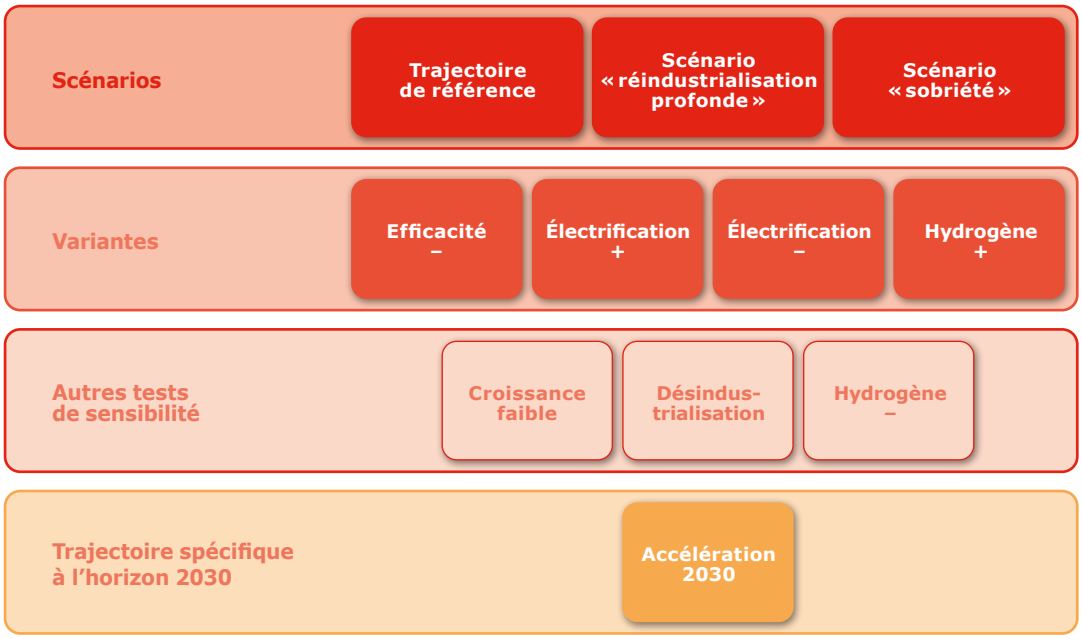
3.1.3 Un dispositif d'étude comprenant trois scénarios d'évolution de la consommation à long terme, une trajectoire d'accélération à l'horizon 2030, et de multiples tests de sensibilité, intégrant l'effet du réchauffement climatique

Quand bien même l'étude *Futurs énergétiques 2050* vise à apporter des éléments de réponse circonstanciés à la question du mix électrique, laissée ouverte par les précédentes SNBC et PPE publiées en 2020, elle doit permettre également d'actualiser la réflexion sur les quantités d'électricité susceptibles d'être consommées à long terme.

La question de la consommation est en effet centrale dans la prospective du secteur électrique, et elle ne peut être considérée comme ayant été définitivement refermée par la SNBC en vigueur. En effet, cette dernière a été adoptée en 2020, seulement un an après que l'objectif de neutralité carbone a été inscrit dans la loi et, même si elle a bénéficié d'un travail de scénarisation et de modélisation engagé dès 2017, elle doit être considérée comme la première version d'une stratégie nationale appelée à être approfondie, ajustée et précisée régulièrement. Une prochaine évolution de la SNBC est déjà programmée, dans un cadre nouveau institué par la loi énergie-climat de 2019 (les prochaines SNBC et PPE découleront d'une loi de programme adoptée par le parlement). Les travaux préparatoires à la réévaluation de la SNBC ont ainsi été lancés fin 2020 par les services du ministère de la transition énergétique.

Ces possibles révisions concernent notamment les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité, qui concentrent des enjeux d'autant plus lourds que l'électricité est appelée à remplacer le pétrole comme première source d'énergie du pays. De nombreux éléments de cadrage sont susceptibles d'être réinterrogés dans le cadre de la réactualisation prévue de la stratégie nationale bas-carbone : anticipations du contexte macroéconomique et politique,

Figure 3.4 Scénarios et variantes des *Futurs énergétiques 2050*



choix d'une stratégie faisant de la France un pays globalement autosuffisant sur le plan énergétique plutôt que structurellement importateur, analyse du consensus social et politique sur l'évolution des modes de vie et les perspectives qu'elle offre ou au contraire interdit en matière de sobriété énergétique, perspectives de réindustrialisation dans le cadre d'une stratégie de relance, ou encore le rôle dévolu aux usages de la biomasse et à l'économie de l'hydrogène. Et la consultation organisée par RTE sur les *Futurs énergétiques 2050* a précisément permis d'illustrer que des positions particulièrement différentes existaient dans le débat public sur chacun de ces paramètres clés pour la planification du système électrique.

Au cours des deux ans de travail de concertation sur les *Futurs énergétiques 2050*, ces incertitudes ont bien été mesurées, plaidant pour élargir le dispositif initialement envisagé.

La trajectoire de référence de l'étude reprend bien le cadrage de la SNBC tout en l'actualisant. Elle conduit à une consommation d'électricité de 645 TWh en 2050, en augmentation de 35 % par rapport à aujourd'hui.

La modélisation de cette trajectoire intègre une représentation des effets du changement climatique à l'horizon 2050. Bien que le changement climatique puisse avoir des impacts importants sur le système énergétique, ses effets sont rarement pris en compte dans les scénarios prospectifs de mix énergétique. La modélisation de RTE et Météo-France utilisée dans les *Futurs énergétiques 2050* de RTE constitue en cela une démarche inédite pour ce type d'exercice prospectif. Les résultats présentés dans ce chapitre sont basés sur le scénario RCP4.5 du GIEC *(cf. chapitre 8).*

À ce scénario de référence s'ajoutent un scénario « sobriété » et un scénario de « réindustrialisation profonde ». Ces deux trajectoires obéissent à des cadrages sociaux, politiques et économiques substantiellement différents de la trajectoire de référence : il s'agit bien de scénarios en tant que tels, qui obéissent à une logique intrinsèque détaillée par la suite.

Différentes variantes sont également étudiées dans l'étude : la première consiste à réduire le degré d'efficacité énergétique projeté (« efficacité énergétique – »), la seconde à faire varier le niveau d'électrification (« électrification +/- ») et la troisième à prévoir un recours nettement plus élevé à l'hydrogène (« hydrogène + »). Des tests sur le niveau de la croissance économique (notamment pour évaluer le fonctionnement du système dans un environnement macroéconomique défavorable, avec par exemple une croissance nulle du PIB en 30 ans), seront également présentés dans l'analyse complète.

Enfin, une trajectoire spécifique (« accélération 2030 ») à l'horizon 2030 a été ajoutée à l'étude en lien avec le nouvel objectif européen visant à atteindre une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % (net, c'est-à-dire en intégrant la contribution des puits de carbone) en 2030, contre 40 % brut aujourd'hui. Cette trajectoire permet alors d'analyser la faculté de différentes configurations du système électrique à atteindre ce nouvel objectif, particulièrement ambitieux au regard des tendances actuelles de réduction des émissions en France et chez l'ensemble de ses voisins.

3.2 La trajectoire de consommation d'électricité : une perspective d'augmentation de 35 % d'ici 2050 pour sortir des énergies fossiles tout en promouvant l'efficacité énergétique, pouvant atteindre environ 645 TWh +/- 100 TWh en 2050

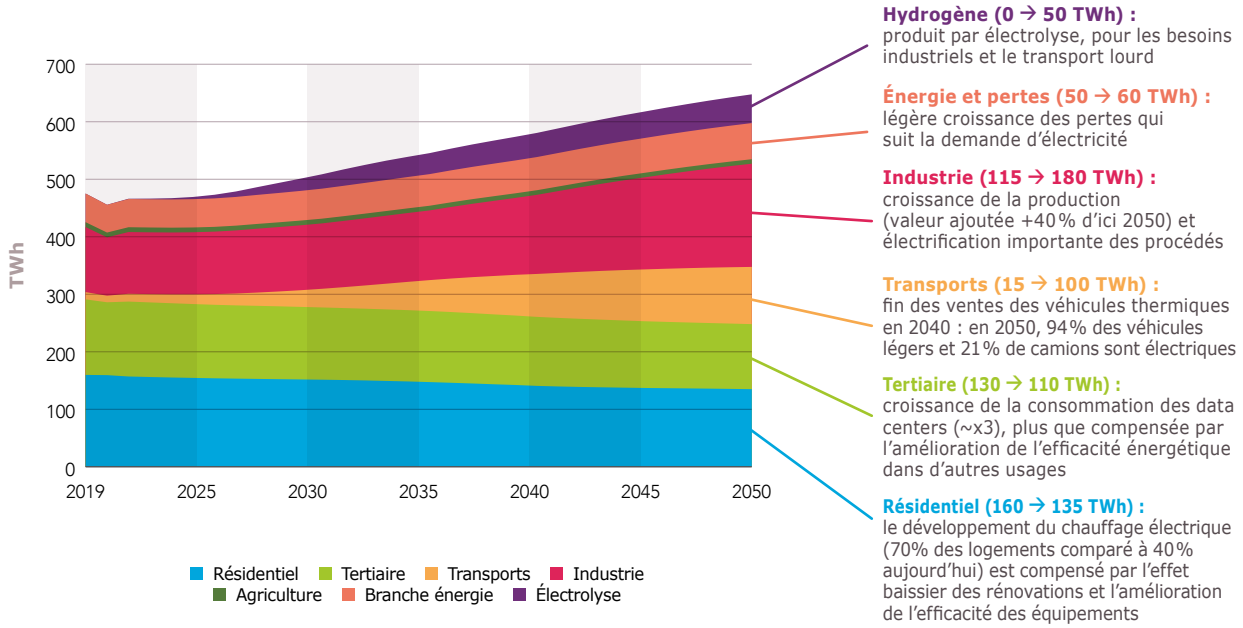
3.2.1 Une trajectoire de référence caractérisée par une évolution importante en niveau et en structure

Les orientations retenues pour la construction de la trajectoire de référence conduisent à une consommation totale de l'ordre de 645 TWh à l'horizon 2050 en France métropolitaine continentale, en incluant les pertes de transport et de distribution ainsi que l'électricité utilisée pour la production d'hydrogène. Ceci constitue une hausse de l'ordre de +35 % par rapport à aujourd'hui.

La trajectoire de référence prévoit une augmentation relativement régulière de la consommation, avec une tendance à l'accélération progressive (taux de croissance annuel moyen de 0,6 % sur la décennie 2020, de 1,1 % sur la décennie 2030 et de 1,3 % sur la décennie 2040). La consommation se stabiliserait ensuite, la neutralité carbone étant atteinte, pour n'évoluer que marginalement dans la décennie suivante en fonction de l'évolution de la population et de l'activité économique.

Ce scénario de consommation combine des évolutions très différenciées selon les secteurs. D'une part, la consommation électrique de trois secteurs est orientée très fortement à la hausse

Figure 3.5 Évolution de la consommation totale d'électricité dans la trajectoire de référence et décomposition sectorielle



du fait des nouveaux usages électriques : les transports (+85 TWh sur la période), l'industrie (+65 TWh) et la production d'hydrogène (+50 TWh). Dans le même temps, certains secteurs parmi les plus consommateurs historiquement (résidentiel, tertiaire) voient leur demande d'électricité diminuer sous les effets de l'efficacité énergétique.

Il conduit en outre à une évolution importante de la structure de la consommation tout au long de l'année, les « nouveaux usages électriques » étant plus flexibles que les usages traditionnels. Ainsi, la production d'hydrogène est considérée comme intégralement pilotable, tandis que la recharge des véhicules électriques et les usages industriels le sont également à des degrés divers *(voir paragraphe 3.8).*

3.2.2 Une trajectoire de rupture par rapport à la stabilité observée ces dix dernières années

La trajectoire d'évolution de la consommation nécessaire pour atteindre la neutralité carbone marquerait une rupture par rapport à la tendance actuelle.

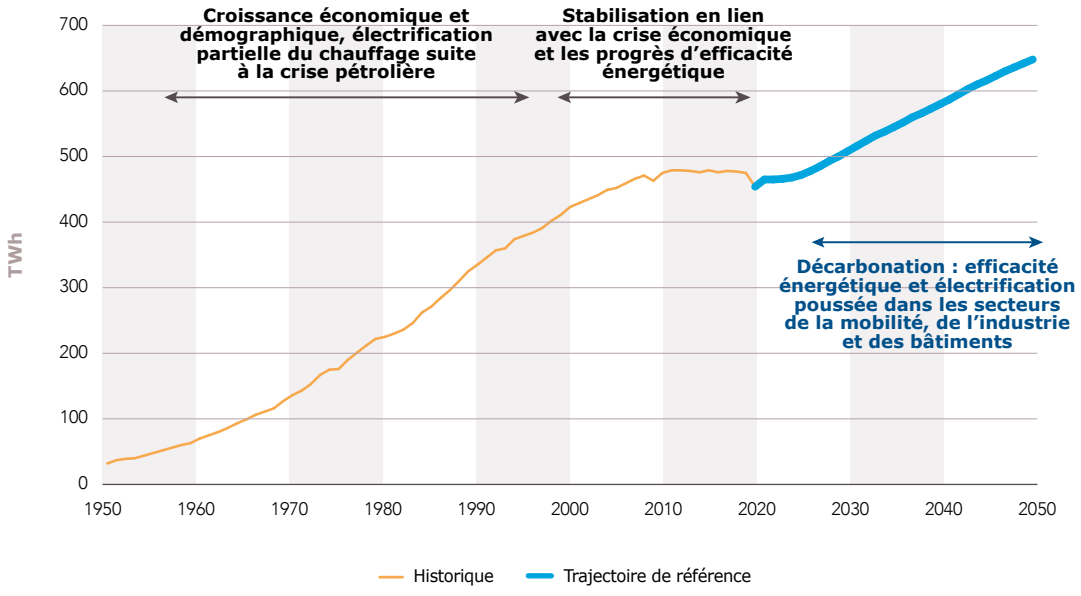
En effet, après plusieurs décennies de hausse soutenue liée à la croissance démographique et économique dès la fin de la seconde guerre mondiale, la consommation d'électricité en France s'est progressivement stabilisée au cours du XXIe siècle. Depuis une dizaine d'années, la consommation est ainsi remarquablement stable en données corrigées des variations météorologiques, à l'exception de la baisse brutale et conjoncturelle de la consommation enregistrée en 2020 en raison de la crise sanitaire.

Cette stabilisation au cours des dix dernières années est généralement attribuée à une combinaison de facteurs bien identifiés :

- la diffusion des actions de maîtrise de la demande, et en particulier le développement de l'efficacité énergétique des bâtiments et des équipements ;
- le ralentissement tendanciel de la croissance économique ;
- la progression de la tertiarisation de l'activité économique, avec des services qui sont moins consommateurs d'électricité que l'industrie ;
- la modification du tissu industriel français (stagnation de l'industrie manufacturière et évolutions structurelles en faveur d'une industrie de haute technologie).

Par rapport à cette tendance désormais bien inscrite à la stabilité de la consommation, une réorientation de trajectoire à la hausse marquerait donc un changement structurant. La France retrouverait des rythmes d'augmentation annuelle de la consommation similaires aux années 2000, mais avec un moteur différent : des politiques publiques de décarbonation, plutôt que la croissance économique et l'équipement des ménages. Ce rythme de croissance, de l'ordre de +1 % par an, demeurerait cependant nettement inférieur à celui observé sur certaines périodes passées (4 % en moyenne dans les années 1980, par exemple).

Figure 3.6 Évolution de la consommation d'électricité en France



3.2.3 La hausse de la demande d'électricité à long terme est liée aux effets de l'électrification, qui ne sont qu'en partie compensés par la progression de l'efficacité énergétique

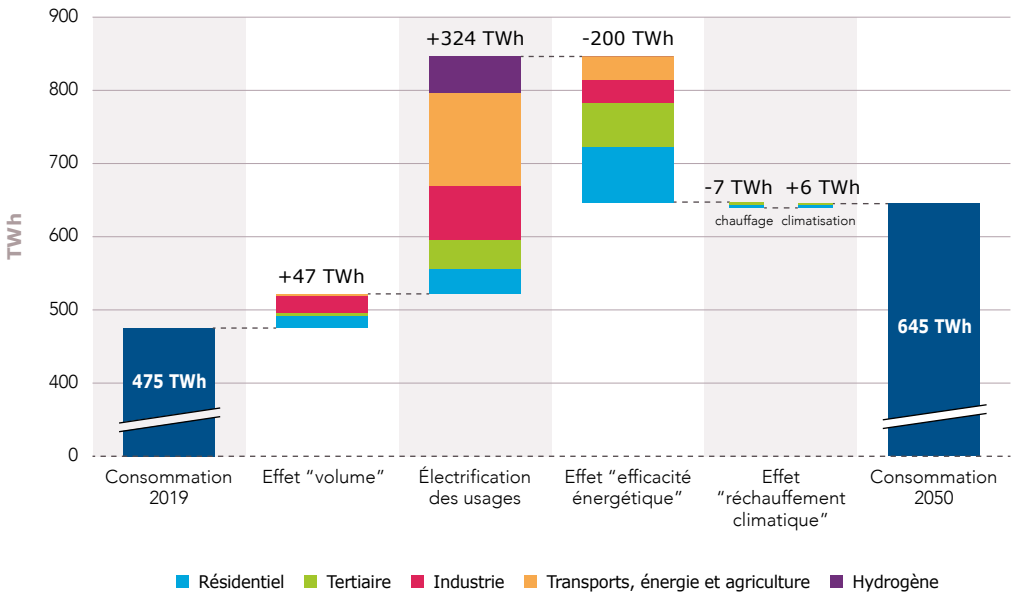
Une conclusion importante des *Futurs énergétiques 2050* est que la trajectoire d'évolution de la consommation électrique nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone est résolument orientée à la hausse.

En effet, même dans le scénario « sobriété », l'effet haussier résultant du développement de nouveaux usages électriques l'emporte sur celui, baissier, associé au renforcement de l'efficacité énergétique ou à la sobriété. Ce résultat découle directement de l'importance des nouveaux usages à électrifier pour remplacer les énergies fossiles, dans un pays où ces dernières alimentent encore 60 % des besoins énergétiques finaux. Il apparaît beaucoup plus nettement dans une trajectoire de neutralité carbone, impliquant de se passer complètement des énergies fossiles, que dans une politique comme le « facteur 4 » visant à réduire les émissions de 75 %.

L'effet respectif de l'électrification et de l'efficacité énergétique peut, par exemple, être représenté pour la trajectoire de référence en décomposant l'évolution projetée de la consommation d'électricité entre 2019 et 2050 selon différentes composantes :

- un effet « volume », haussier, induit par la croissance démographique et l'évolution de l'activité économique, qui contribue à une hausse de l'ordre de 47 TWh ;
- un effet « électrification des usages », haussier, très majoritairement lié aux secteurs de l'industrie et des transports, qui constitue l'essentiel de l'augmentation de la consommation et représente environ +324 TWh ;
- un effet « efficacité énergétique », baissier, qui touche l'ensemble des secteurs et usages pour un volume total d'environ -200 TWh ;
- un effet « réchauffement climatique », globalement faible en énergie annuelle (-1 TWh), mais

Figure 3.7 Évolution de la consommation intérieure d'électricité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence et décomposition en effets



qui recouvre des évolutions contrastées sur les usages thermiques de l'électricité (-7 TWh sur le chauffage, +6 TWh sur la climatisation), avec en corollaire un impact significatif sur les appels de puissance.

Les effets de l'électrification, et dans une moindre mesure les effets « volume », ne sont ainsi que partiellement contrebalancés par les effets de l'efficacité énergétique sur les usages électriques.

L'intérêt de cette décomposition réside également dans l'identification des leviers de modération de l'augmentation de la consommation. Ainsi, le levier principal sur le secteur résidentiel – la rénovation énergétique (bâti et solutions de chauffage) efficace des logements – est considéré déjà largement activé dans la trajectoire de référence, puisqu'il contribue à réduire le besoin de 130 TWh. Il en va de même pour le secteur tertiaire, pour les mêmes raisons. *A contrario,* au-delà des efforts individuels de sobriété, des gains organisationnels sont possibles dans plusieurs secteurs, notamment dans celui des transports en cas de réduction du besoin de mobilité par la voiture individuelle ou de réduction de la taille des véhicules, et sont explorés dans le scénario « sobriété ».

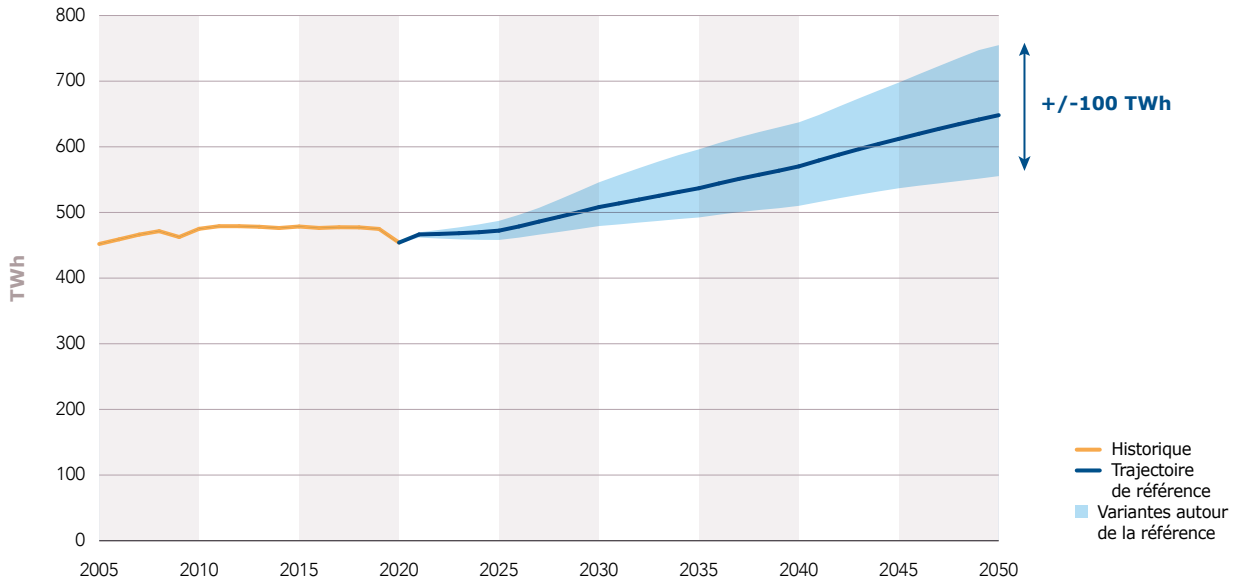
3.2.4 En intégrant différentes trajectoires de consommation envisagées, un cône de plus ou moins 100 TWh autour de la trajectoire de référence

Les différents scénarios et variantes présentés au paragraphe 3.1.3 conduisent à des évolutions de nature similaire. Ils confortent la conclusion forte des *Futurs énergétiques 2050* sur le besoin de planifier un système électrique devant pouvoir répondre à une augmentation de la demande intérieure d'électricité qui lui sera adressée.

Les trajectoires modélisées dans l'étude conduisent, à l'horizon 2050, à évaluer la consommation électrique dans une plage de plus ou moins 100 TWh autour de la trajectoire de référence, s'échelonnant entre 555 TWh et 755 TWh en 2050, néanmoins avec davantage de configurations qui seraient orientées à la hausse qu'à la baisse. Si des combinaisons de variantes encore plus haussières pourraient être envisagées en sommant différents effets haussiers – conduisant alors à dépasser la barre des 800 TWh en 2050 –, le cône de prévision cité précédemment apparaît de nature à bien refléter les incertitudes actuelles sur les déterminants de la consommation.

Le cône de prévision est plus élevé que celui qui est retenu par l'ADEME dans la dernière édition de ses « visions 2030-2050 », actuellement en cours de réévaluation dans le cadre de ses travaux de prospective énergie-ressources. Dans des avis récents, l'Académie des sciences et l'Académie des technologies ont, quant à elles, retenu des perspectives plus élevées, mais sans procéder à un travail de modélisation de la consommation : une fois retraitées des différents effets, les estimations en ordre de grandeur de l'Académie des technologies sont cohérentes avec les trajectoires hautes de RTE.

Figure 3.8 Cône de variation des différentes trajectoires de consommation des *Futurs énergétiques 2050*



3.2.5 L'augmentation de la consommation électrique est une constante de tous les scénarios institutionnels européens et mondiaux

La perspective d'augmentation de la consommation d'électricité n'est pas propre à la France : elle se retrouve dans toutes les stratégies nationales de décarbonation, dans la stratégie «net zero» de l'Agence internationale de l'énergie et dans les projections des différents instituts ayant publié des scénarios de neutralité carbone. Indépendamment des variations selon les régions du monde ou les instituts, **la perspective d'une augmentation de la part de l'électricité dans le mix est consensuelle, et celle d'une augmentation de la consommation en valeur absolue est également largement partagée.**

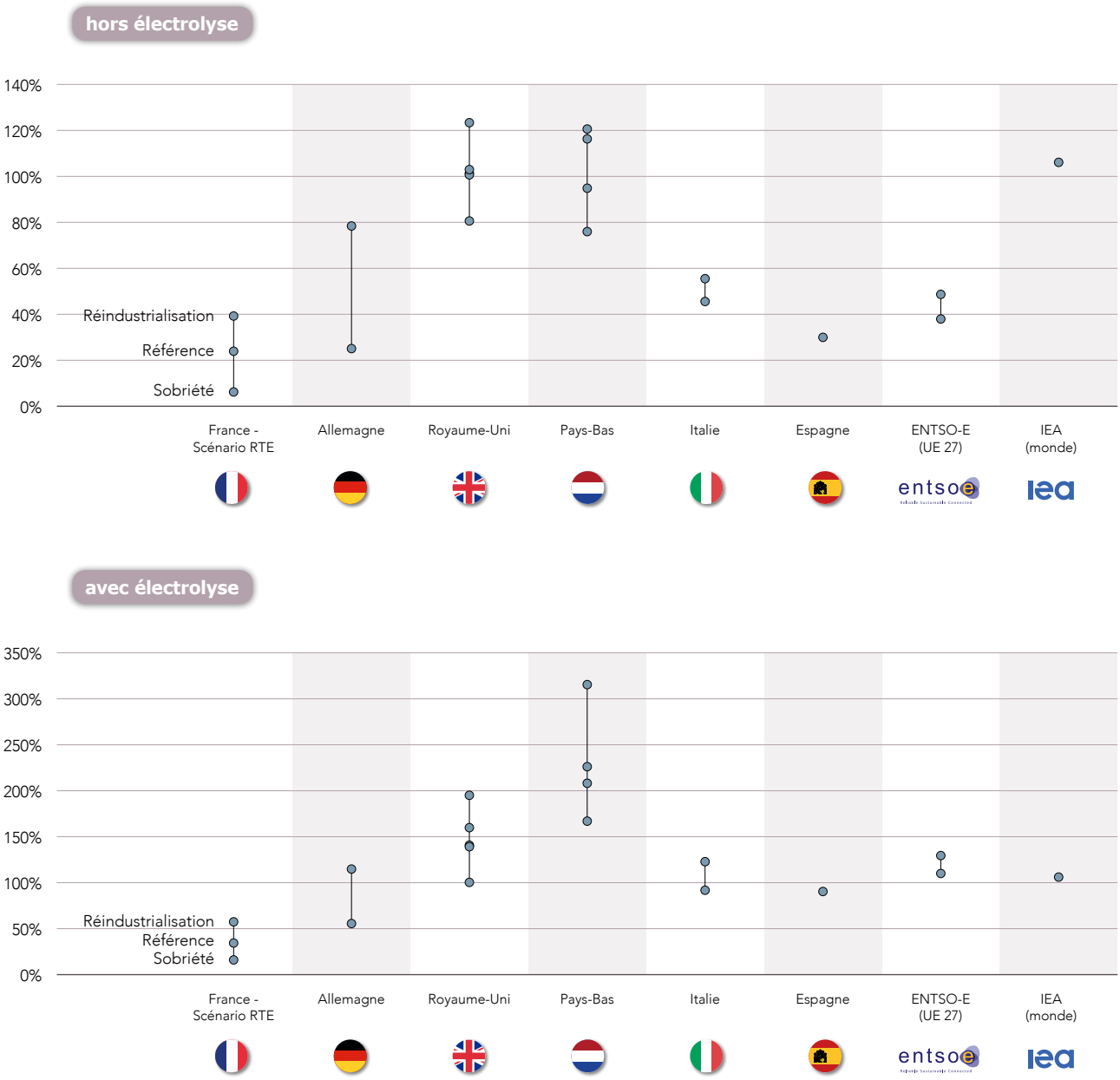
L'ampleur de l'augmentation prévue varie selon les pays. Elle dépend de plusieurs facteurs, comme (i) les prévisions de croissance démographique et économique (supérieures dans le monde par rapport à l'Europe), (ii) du niveau initial d'électrification (plus élevé en France que dans d'autres pays européens), (iii) des paris sur les technologies (par exemple, électrification vs captage et stockage du carbone) et (iv) des ambitions sur l'efficacité énergétique et la sobriété.

Ainsi, la perspective d'évolution peut être plus importante dans certains pays voisins qu'en France. C'est notamment le cas du Royaume-Uni ou des Pays-Bas, où l'usage de l'électricité dans le secteur du bâtiment par exemple est aujourd'hui moins répandu qu'en France du fait des conditions d'accès historiquement propices de ces pays aux gisements de gaz de la mer du Nord, et où les perspectives de développement de l'électricité sont en conséquence comparativement plus fortes.

Parmi les scénarios publiés par les organisations non gouvernementales, certains prévoient également une augmentation, parfois importante, de la consommation d'électricité. C'est le cas notamment du scénario européen du *Climate Action Network et du European Environmental Bureau*[3] publié en 2020, visant la neutralité carbone en 2040 via un renforcement des actions de maîtrise de la demande en énergie, une électrification importante des usages énergétiques et un développement massif des énergies renouvelables électriques. **Par rapport à la SNBC française, ce type de scénarios accorde au développement des usages énergétiques de la biomasse un rôle beaucoup plus limité, du fait de l'exigence de préserver les forêts et de ne pas accroître leur exploitation pour des usages énergétiques ou encore de limiter les conflits d'usage sur l'utilisation de la ressource agricole et forestière.** En France, le scénario de l'association négaWatt publié en 2017 constitue une entreprise de modélisation du secteur énergétique aboutie. Il s'écarte cependant du scénario porté par le *Climate Action Network* par la place importante qu'il accorde aux usages de la biomasse et qui conduisent, par ricochet, à un moindre développement de l'électricité et donc à une consommation électrique en baisse dans le scénario de référence.

3. CAN Europe, EEB, 2020, Building a Paris Agreement Compatible (PAC) energy scenario, http://www.caneurope.org/content/uploads/2020/06/PAC_scenario_technical_summary_29jun20.pdf

Figure 3.9 Évolution de la demande finale d'électricité entre 2018 et 2050 (en %) en France et dans une sélection de pays européens



Sources :
France : *Futurs énergétiques 2050,* RTE (2021)
Allemagne : *Leitstudie Integrierte Energiewende,* DENA (2018)
Grande-Bretagne : *The Sixth Carbon Budget Electricity Generation,* Climate Change Committee (2020)
Pays-Bas : *Klimaatneutrale energiescenario's 2050*, Tennet/Gasunie (2020)
Italie : Long Term Strategy
Espagne : Long Term Strategy
UE27 : *TYNDP 2022*, ENTSO-E (2021)
Monde : *Net Zero by 2050*, International Energy Agency

3.2.6 Les hypothèses clés qui sous-tendent la trajectoire de référence font l'objet d'analyses détaillées

Le périmètre de validité de la trajectoire de référence est, par définition, dépendant des hypothèses utilisées pour l'établir. Fidèle au projet des *Futurs énergétiques 2050* d'élaborer une prospective publique transparente permettant une discussion sur les hypothèses et les marges d'incertitude, RTE restitue ces hypothèses clés qui ont été discutées en concertation.

Tout d'abord, **la trajectoire de référence implique que la neutralité carbone soit réellement atteinte et, notamment, que les nouveaux usages de l'électricité se développent effectivement.** Un écart entre les intentions et la réalité conduisant par exemple à un moindre développement du véhicule électrique, à une électrification plus lente dans l'industrie ou à une persistance des énergies fossiles dans le secteur du bâtiment, aurait une incidence à la baisse sur le niveau de demande électrique. La trajectoire de référence ne constitue donc pas une prévision du « monde probable », mais une description de ce que devrait être la consommation pour atteindre un objectif public précis.

Une première catégorie d'hypothèses porte sur le contexte macroéconomique. RTE a retenu un cadrage macroéconomique et démographique réajusté à la baisse par rapport à la SNBC, mais qui demeure inscrit dans le même paradigme que les politiques publiques actuelles, lesquelles font l'hypothèse qu'une politique mondiale de lutte contre le changement climatique est compatible avec la poursuite de la croissance. Une discussion importante a été lancée en concertation, à l'initiative du think-tank *The Shift Project,* sur les limites possibles de cette approche dans un monde en transition énergétique, marqué par une raréfaction de l'accès aux énergies fossiles bon marché et par une augmentation du coût des alternatives bas-carbone. De même, alors que la plupart des analyses macroéconomiques sous-tendant la SNBC (réalisées par l'ADEME en partenariat avec l'OFCE) anticipent un effet positif des politiques de lutte contre le changement climatique sur la croissance, des analyses récentes comme celle de Jean Pisani-Ferry[4] invitent plutôt à les considérer comme un choc d'offre susceptible de réduire le potentiel de croissance. Des propositions visant à analyser des scénarios d'évolution de la consommation électrique dans des situations macroéconomiques contraintes (croissance par tête plus faible, voire nulle ou négative) ont ainsi été analysées. **L'effet d'une révision à la baisse de l'hypothèse de croissance à long terme jouerait pour plusieurs dizaines de térawattheures.** Elle poserait, plus largement, des questions d'importance sur le financement de l'effort d'investissement pour atteindre la neutralité carbone.

La seconde catégorie d'hypothèses porte sur la projection des modes de vie. La trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050* repose sur un maintien des standards de vie actuels et notamment du degré de confort. À ce titre, elle intègre des évolutions comportementales lorsque celles-ci apparaissent déjà à l'œuvre dans la société ou sont prescrites par la réglementation, mais ne présupposent pas de rupture comportementale par rapport à aujourd'hui. Elle ne retient notamment pas certains des leviers de la SNBC (baisse de 1 °C de la température de chauffe, augmentation du taux d'occupation moyen des véhicules légers, etc.), mais ceux-ci sont explorés – et dans des proportions significativement plus importantes – dans le « scénario sobriété ». **L'adoption de modes de vie plus sobres a une influence baissière estimée à une centaine de térawattheures.** *A contrario*, le développement de nouveaux usages énergivores pourrait entraîner la consommation à la hausse.

La troisième catégorie concerne le développement de l'efficacité énergétique. La trajectoire de référence de l'étude *Futurs énergétiques 2050* est caractérisée par un déploiement important des actions d'efficacité énergétique dans tous les secteurs : rénovation des bâtiments et développement

4. https://www.piie.com/publications/policy-briefs/climate-policy-macroeconomic-policy-and-implications-will-be-significant

Figure 3.10 Principales hypothèses de la trajectoire de référence et risques/facteurs de non-respect

	Hypothèses clés de la trajectoire de référence	Risque/facteur de non-respect de la trajectoire de référence	Conséquences sur la consommation d'électricité (écart par rapport à la trajectoire de référence)
Cadrage socioéconomique	• Croissance économique de 1,3 % en moyenne sur 30 ans • Croissance démographique de 4 millions d'habitants en 30 ans	Croissance économique plus faible, voire nulle (situation de crise)	Moindre consommation électrique (plusieurs dizaines de TWh) – *variante «croissance faible»*
Mode de vie	• Pas de rupture sociétale	Généralisation de pratiques sobres	Moindre consommation électrique (-90 TWh) – scénario «sobriété»
		Relâchement des comportements et des investissements d'efficacité énergétique	Consommation électrique plus élevée (+70 TWh) – variante «efficacité énergétique -»
Industrie	• Part de l'industrie dans le PIB stable à 10%	Poursuite de la déindustrialisation	Moindre consommation électrique (-30 TWh) – *variante «désindustrialisation»*
		Croissance ou électrification supplémentaire	Consommation électrique plus élevée (+50 TWh) - *scénario «réindustrialisation»* ou (+10 TWh) – *variante «électrification +»*
Résidentiel/ tertiaire	• Réussite de la politique de rénovation thermique (parc équivalent proche de BBC en 2050)	Pas d'inflexion de la trajectoire	Consommation électrique plus élevée (+20 TWh) avec un impact important à la pointe – *variante « efficacité énergétique -»*
Transports	• Décollage du véhicule électrique, interdiction de la vente des voitures thermiques en 2040 (95% du parc de véhicules légers en 2050)	Echec de la généralisation du véhicule électrique (75% du parc de véhicules légers en 2050)	Moindre consommation électrique (-15 TWh) – *variante «électrification -»*
		Accélération et interdiction dès 2035 des véhicules thermiques	Consommation électrique plus élevée (+3 TWh en 2050, mais +13 TWh en 2030), – *variante «électrification +»*
	• Essor modéré des camions électriques (20% du parc)	Essor plus soutenu des camions électriques (75% du parc)	Consommation électrique plus élevée (+24 TWh) – *variante «électrification +»*
Production d'hydrogène	• Développement conforme à la SNBC et au plan de relance	Développement moins rapide	Moindre consommation électrique (-10 TWh) – *variante «hydrogène -»*
		Développement plus rapide	Consommation électrique plus élevée (+110 TWh) – *variante «hydrogène +»*

des pompes à chaleur, efficacité des procédés industriels, diminution de la consommation unitaire des véhicules, efficacité énergétique des appareils électroménagers, etc. À titre d'exemple, elle implique une inflexion très significative du rythme des rénovations dans le secteur résidentiel. De l'ordre de 400 000 par an aujourd'hui, l'ambition est de porter ce rythme à près de 700 000 par an en moyenne autour de 2030 et à plus de 800 000 par an à partir de 2040. **Un échec de la politique de rénovation des bâtiments aurait une influence haussière sur la consommation à hauteur d'une vingtaine de térawattheures.**

S'agissant de l'industrie manufacturière, en cohérence avec la SNBC, le scénario de référence *Futurs énergétiques 2050* retient l'hypothèse d'un maintien de sa part relative dans le PIB français. Contrairement à ce que pourrait suggérer une interprétation hâtive, **le maintien à long terme de ce ratio à son niveau actuel ne constitue pas un scénario de *statu quo* mais bien une trajectoire contre-tendancielle, qui nécessite une inflexion par rapport à la tendance baissière observée sur les dernières décennies.** Or l'évolution baissière de cet indicateur au cours des dernières décennies résulte de tendances lourdes – d'une part des facteurs structurels comme la progression de la productivité plus forte dans l'industrie que dans le tertiaire ou l'externalisation d'activités de l'industrie vers les services, d'autre part la dégradation du solde commercial. La perspective d'une rupture plus marquée avec cette évolution est traitée dans le scénario dédié « réindustrialisation profonde ». Là encore, l'influence pourrait atteindre une centaine de térawattheures (hydrogène compris) dans le cas de figure le plus élevé. Il est néanmoins important de rappeler que l'évolution pourrait être également baissière : si le rythme actuel d'électrification des procédés industriels était poursuivi, la réduction de la consommation industrielle atteindrait 30 TWh.

Le cas des transports illustre bien les incertitudes associées à la prospective publique. Dans un scénario d'électrification massive des véhicules individuels ou utilitaires légers, la consommation électrique du secteur avoisinerait 100 TWh. **Les incertitudes entourant cette trajectoire se comptent en dizaines de térawattheures :** à la hausse si les camions choisissaient majoritairement l'électricité par batterie plutôt que l'hydrogène ou d'autres carburants « verts », à la baisse si l'électrification du parc automobile était moindre ou si celui-ci se réduisait. Ces incertitudes sont étudiées dans la variante « électrification + » et la trajectoire « accélération 2030 », spécifique à cet horizon.

3.3 Une consommation d'électricité qui évolue en structure, dans sa répartition entre les différents secteurs et usages

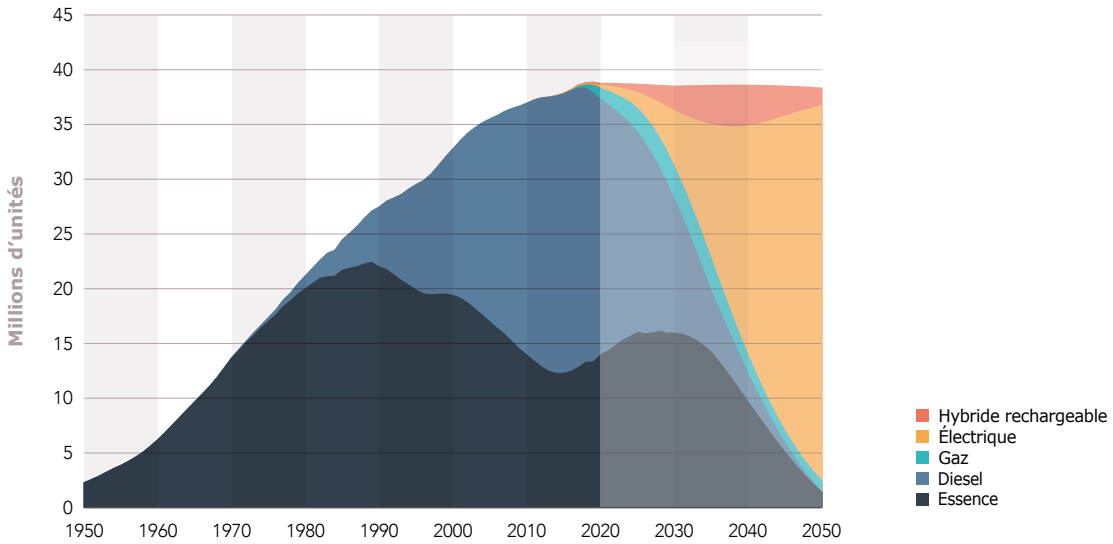
3.3.1 Transports : une forte augmentation de l'usage de l'électricité pour se passer d'énergies fossiles

Le secteur des transports représente 30 % des émissions nationales, et 32 % de la consommation d'énergie finale en France. L'électricité n'y joue aujourd'hui qu'un rôle restreint (2 %), principalement dans le secteur ferroviaire avec notamment les transports de passagers urbains et longue distance.

Le développement de l'électromobilité routière constitue le principal levier de décarbonation du secteur des transports. Il s'agit en effet de l'une des actions qui permet d'agir le plus rapidement sur les émissions, pour des volumes importants et à des coûts faibles au regard d'autres actions de décarbonation *(voir chapitre 12)*. L'analyse du développement de l'électromobilité et de ses impacts sur le système électrique a fait l'objet de travaux menés dans le cadre d'un large groupe de travail, piloté par RTE en collaboration avec AVERE-France. Ces travaux ont été restitués dans un rapport[5], publié en mai 2019.

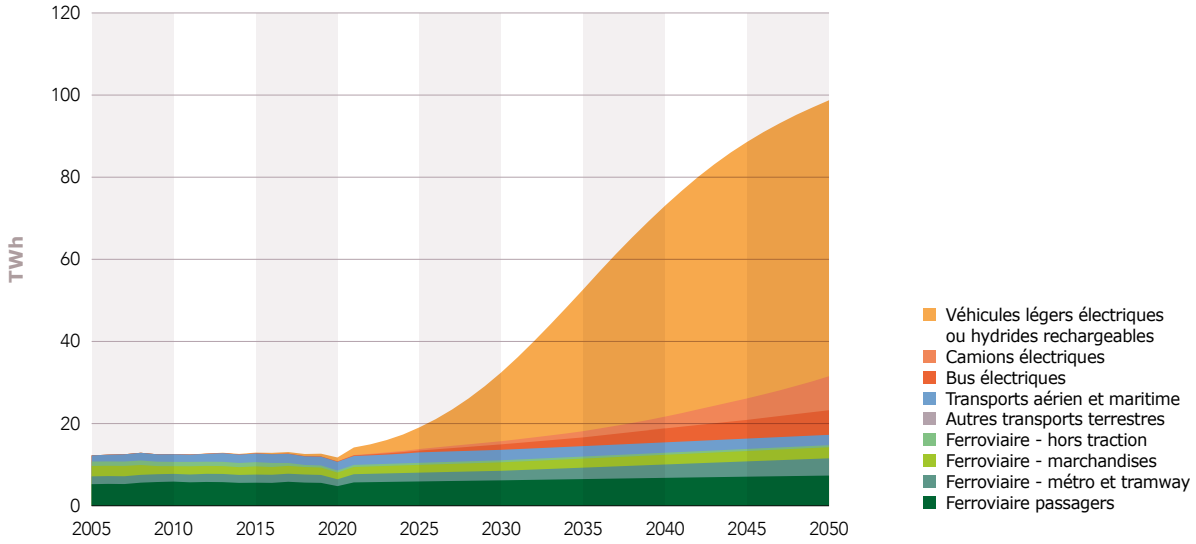
Il s'est forgé, au cours des dernières années, un relatif consensus sur la priorité de cette action, qui se décline en politiques publiques en Europe : tant les normes sur les émissions des véhicules neufs

Figure 3.11 Évolution de la structure du parc de véhicules légers entre 1950 et 2050



5. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilite%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf

Figure 3.12 Consommation électrique du secteur des transports – Trajectoire de consommation de référence



que les politiques des villes pour chasser de leurs centres les véhicules les plus polluants ouvrent un espace pour une bascule rapide vers la mobilité électrique. Depuis quelques mois, on assiste en outre à des annonces de plus en plus volontaristes des constructeurs quant à l'électrification de leur gamme, à des annonces d'implantation d'usines de construction de batteries.

Ainsi, le consensus sur les trajectoires possibles de développement de la mobilité électrique a été significativement revu à la hausse depuis le dernier Bilan prévisionnel long terme. La trajectoire la plus haute, qui prévoyait 15 millions de véhicules électriques en 2035, constitue désormais la trajectoire centrale de l'étude *Futurs énergétiques 2050*.

La trajectoire de consommation de référence implique des transferts vers l'électricité dès la décennie 2020 (pour les véhicules légers et certains bus et camions opérant en zone urbaine) puis, massivement, au cours de la décennie 2030.

Pour tenir cette trajectoire, **plus de 40% du parc automobile léger et plus de 80% des immatriculations neuves doivent être composés de véhicules électriques ou hybrides rechargeables à l'horizon 2035,** ce qui est cohérent avec une interdiction en 2040 de la vente de voitures et véhicules utilitaires légers neufs utilisant des énergies fossiles – soit le jalon retenu à ce jour par la France. À 2030, cela implique un parc de 7,3 millions de véhicules électriques. La trajectoire «électrification +», qui permet d'atteindre un jalon plus ambitieux pour 2030, en accord avec le nouvel objectif européen et les annonces de la Commission européenne du 14 juillet 2021, implique pour sa part une accélération par rapport à cet objectif : elle conduirait à atteindre 13,1 millions de véhicules en circulation en 2030.

À l'horizon 2050, **la trajectoire de référence implique que près de 95% du parc de véhicules légers, soit près de 36 millions d'unités, disposent d'une motorisation électrique[6].** Les autres véhicules fonctionnent à l'hydrogène ou au GNL.

6. Véhicules tout électriques ou hybrides rechargeables

L'électromobilité routière est également destinée à se développer sur les segments des bus/autocars et sur celui des camions, avec une dynamique et un niveau d'électrification toutefois moindres que pour les véhicules légers, compte tenu de la logistique nécessaire et de la viabilité économique des technologies concurrentes sur ces segments.

À l'horizon 2050, plus de la moitié de la flotte de bus et autocars serait ainsi mue par le vecteur électrique, ainsi que plus de 20 % des camions.

Là encore, des opportunités de bascule plus rapide pour les camions, bus et autocars existent et offrent l'opportunité de réduire les émissions de gaz à effet de serre plus rapidement avec un parc électrique largement décarboné. Dans la trajectoire « électrification + », la part des camions électriques s'élève ainsi à 76 %, contre 21 % dans la trajectoire de référence.

Enfin, un report modal progressif vers le transport ferré (train, métro, tramway) pourrait également contribuer à la hausse de la consommation électrique du secteur.

Tout compris, la consommation des transports avoisinerait les 100 TWh en 2050 dans la trajectoire de référence, contre un peu moins de 13 TWh en 2019.

3.3.2 Industrie : une stratégie de rénovation de l'appareil productif français qui passe largement par l'électricité

L'industrie représente aujourd'hui 16 % des émissions françaises. Ses procédés sont partiellement électrifiés (36 % en énergie finale), notamment dans les secteurs des métaux non ferreux et de la construction mécanique.

La consommation annuelle d'électricité dans le secteur de l'industrie atteint 113 TWh en 2019. Cette consommation est en baisse depuis les années 2000, sous les effets conjugués d'une contraction de la production industrielle et d'une amélioration de l'efficacité énergétique au fur et à mesure que l'appareil productif se modernisait ; cette baisse n'a été que partiellement compensée par des mesures d'électrification. La consommation électrique de l'industrie en France est très largement inférieure à celle de l'Allemagne (223 TWh), comparable à celle de l'Italie (120 TWh) et supérieure à celle du Royaume-Uni (92 TWh).

La poursuite de l'électrification des procédés industriels et des besoins de chaleur constitue un levier essentiel pour décarboner l'industrie, et il s'agit de ce fait de la principale voie de décarbonation du secteur établie par la SNBC.

La trajectoire de référence de l'étude *Futurs énergétiques 2050* retient donc une évolution progressive mais profonde du mix énergétique du secteur industriel. Les transformations prévues consistent en un remplacement de l'utilisation de l'hydrogène fossile (issu notamment du reformage du méthane) par de l'hydrogène bas-carbone entre 2025 et 2035, ainsi qu'en une électrification des procédés par des technologies électriques (techniques résistives, conduction, induction, compression mécanique de vapeur pour l'essentiel) et des besoins de chaleur via le remplacement de chaudières fossiles par des pompes à chaleur ou des chaudières électriques – un mouvement qui serait surtout visible dans les décennies 2030 et 2040. La part de l'électricité dans la consommation énergétique finale dans l'industrie passerait alors de 40 % aujourd'hui à 70 % à l'horizon 2050.

RTE retient dans son scénario central de consommation une inflexion résolue de la tendance actuelle d'évolution de l'activité industrielle, consistant en un arrêt de la dynamique de long terme de désindustrialisation et en une stabilisation de la part de l'industrie manufacturière dans le PIB à environ 10 % en 2050.

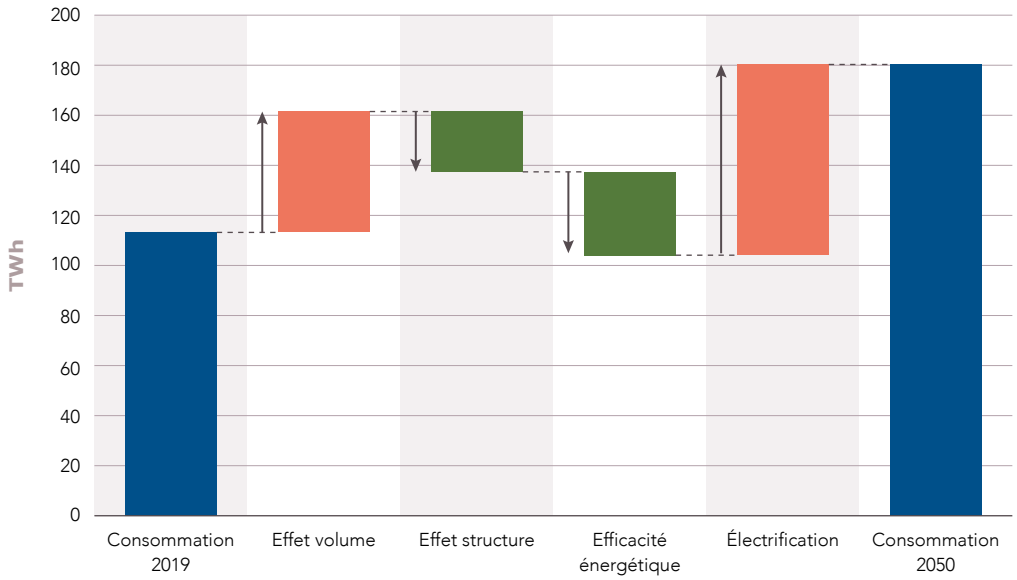
Or l'analyse fine des tendances passées sur l'industrie montre que la diminution de la part de l'industrie dans le PIB résulte en grande partie d'effets structurels (gains de productivité plus importants dans l'industrie que dans le tertiaire, évolution de la structure de consommation qui porte de manière croissante plus sur les services que sur les biens manufacturés, externalisation et comptabilisation des dépenses en services de l'industrie…) et seulement en partie à la croissance des importations. **Le maintien de la part de l'industrie dans le PIB à 10 % apparaît donc déjà comme une stratégie de redéploiement industriel en France, cohérente avec les ambitions publiques sur la relocalisation d'une partie des importations et la relance d'une dynamique industrielle en ce qui concerne certains secteurs stratégiques.** Il s'agit d'un scénario contre-tendanciel mais atteignable, qui reflète déjà un effort de réindustrialisation du pays.

Avec un PIB en augmentation d'environ 1,3 % par an en moyenne dans la trajectoire de référence, il s'agit d'un scénario de croissance de l'activité industrielle avec une augmentation d'environ 40 % de la valeur ajoutée associée à l'industrie manufacturière entre 2019 et 2050. Cette augmentation concernerait la plupart des branches, tout en étant plus marquée pour les industries stratégiques et celles contribuant à la transition énergétique (produits électriques et électroniques, pharmacie, industrie agroalimentaire…).

Dans ce scénario de référence, l'expansion de l'activité industrielle va de pair avec une amélioration du solde commercial de l'industrie manufacturière, qui s'inverse en 2050 (presque +30 Md€ contre presque -30 Md€ en 2019).

Bien que partiellement contrebalancés par plus de 30 TWh de gains d'efficacité énergétique attendus

Figure 3.13 Décomposition de l'évolution de la consommation industrielle dans le scénario de référence, selon les différents effets



d'ici à 2050, les effets haussiers combinés de l'accroissement de la production industrielle et de l'électrification des procédés et des besoins de chaleur industriels se traduiraient par une croissance marquée de la consommation d'électricité dans l'industrie, qui atteindrait environ 180 TWh en 2050 dans la trajectoire de référence, contre un peu plus de 113 TWh en 2019.

Les industriels français, dans le cadre de la concertation, ont défendu la perspective d'augmentations plus importantes des consommations industrielles. Par rapport à la trajectoire de référence, l'écart porte essentiellement sur l'efficacité énergétique, plusieurs fédérations industrielles considérant les perspectives de gains comme plus faibles. **Les travaux ultérieurs menés avec les fédérations conduisent désormais aux mêmes ordres de grandeur (environ 180 TWh de consommations directes d'électricité dans le scénario correspondant à la trajectoire de référence de RTE, et de l'ordre de 240 TWh dans le scénario de réindustrialisation), auxquels s'ajoutent des consommations directes d'hydrogène pour l'industrie.**

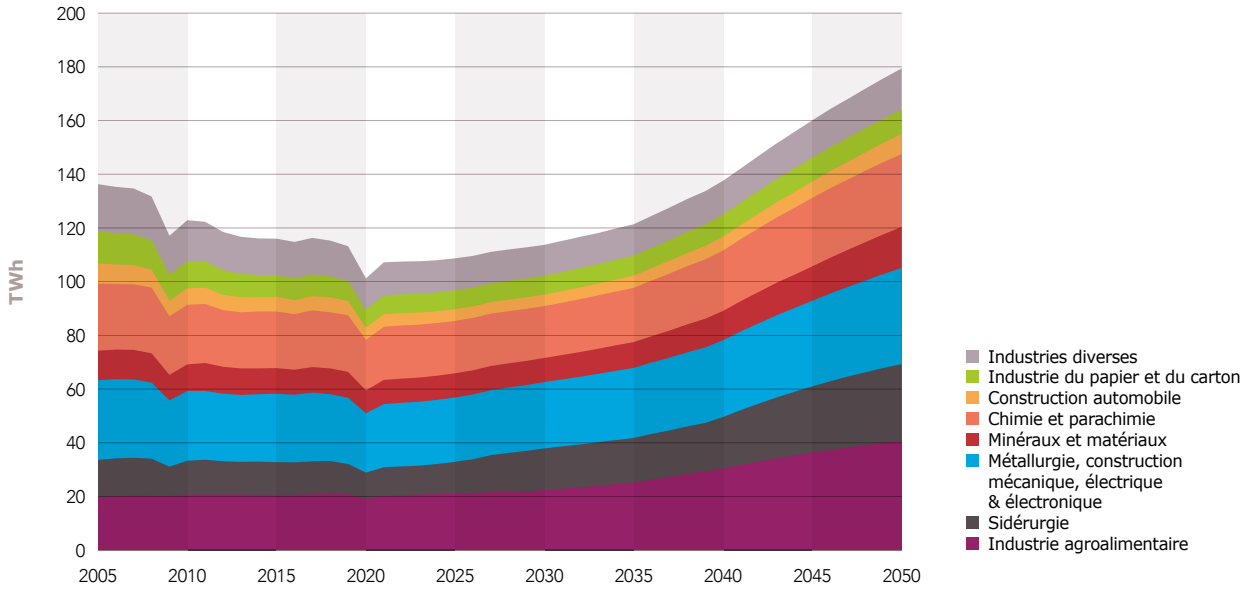
L'incertitude sur la consommation industrielle est explorée dans les différents scénarios et variantes. Ainsi, la consommation industrielle pourrait atteindre de l'ordre de 210-250 TWh dans le scénario de réindustrialisation (dont plusieurs variantes ont été étudiées), et environ 190 TWh dans la variante «efficacité énergétique faible», contre 180 TWh dans la référence. Dans le sens opposé, une plus grande sobriété conduirait à une consommation de l'ordre de 163 TWh.

Les dynamiques sous-jacentes à la maille des différentes grandes branches industrielles sont contrastées :

- la décarbonation de la production sidérurgique nécessitera un accroissement marqué de la consommation électrique de ce secteur, au travers d'un accroissement du recyclage (la production secondaire d'acier se fait très essentiellement via la filière électrique) et de l'essor de filières peu émettrices pour la production d'acier primaire (filières *Direct Reduced Iron* utilisant de l'hydrogène ou procédé électrolytique à plus long terme) ;

- la métallurgie et la construction mécanique (hors secteur automobile), électrique et électronique devraient également voir leur demande électrique croître fortement du fait d'un fort potentiel d'électrification des procédés productifs et de la croissance de l'activité (avec notamment le développement de la production de batteries électriques dans des *gigafactories)* ;
- la consommation électrique des industries agroalimentaires devrait croître fortement à l'horizon 2050, portée par le dynamisme économique de cette branche d'activité et le fort potentiel d'électrification de ses procédés, notamment par le recours à des techniques résistives, à de la compression mécanique de vapeur ou à des pompes à chaleur ;
- la consommation électrique des autres secteurs de production est aussi projetée à la hausse, mais dans de moindres proportions.

Figure 3.14 Consommation électrique du secteur industriel (hors production d'hydrogène par électrolyse) – Trajectoire de référence



3.3.3 Résidentiel : un secteur dont la consommation est maîtrisée sous réserve que la rénovation des bâtiments soit au rendez-vous

Le secteur résidentiel est responsable de 10 % des émissions de gaz à effet de serre en France, et de 30 % de la consommation finale d'énergie. L'électricité y est fortement présente, et constitue notamment l'unique vecteur énergétique utilisé pour l'éclairage, le « blanc » (équipements électroménagers et pour la production de froid), les technologies de l'information ou de communication (TIC) ou encore la climatisation. L'essentiel des enjeux de décarbonation du secteur résidentiel concerne le chauffage, qui génère à lui seul 82 % de ses émissions directes.

Même si la France est connue pour un développement du chauffage électrique plus marqué que dans les pays voisins, le chauffage reste un usage dominé par les combustibles fossiles, qui alimentent 52 % des besoins. Il demeure aujourd'hui 3,4 millions de logements chauffés au fioul, et plus de 12 millions au gaz. Le remplacement des combustibles fossiles par des solutions bas-carbone (électricité, bois, biogaz, réseaux de chaleur urbains alimentés par des énergies renouvelables), en commençant par une sortie rapide du chauffage au fioul, et la réduction du besoin de chauffe constituent ainsi la principale voie de réduction des émissions dans ce secteur, comme l'a récemment noté le Haut Conseil pour le climat[7]. Des éléments d'analyse sur ce sujet ont été apportés dans l'étude[8] publiée en décembre 2020 par RTE et l'ADEME, portant sur la contribution du chauffage des bâtiments à la réduction des émissions de CO_2 et son impact sur le système électrique à l'horizon 2035.

L'État a défini, au cours des dernières années, des politiques publiques permettant d'agir sur ces deux leviers – la performance énergétique des bâtiments et l'utilisation de solutions de chauffage bas-carbone – qui constituent la clé de la réduction des émissions dans ce secteur.

Sur le plan de la performance des bâtiments, les enjeux ne portent pas en premier lieu sur les bâtiments neufs, qui sont soumis depuis la réglementation thermique de 2012 à des exigences très strictes, lesquelles ont encore été renforcées dans la réglementation environnementale 2020 (RE 2020). Du fait du faible taux de rotation et de renouvellement du parc immobilier, les logements de 2050 existent déjà aujourd'hui en large partie, et c'est en conséquence dans l'amélioration de leur performance que réside le principal enjeu à long terme pour la consommation des bâtiments.

Cela passe par une intensification du rythme de rénovation thermique des logements, qui doit conduire au doublement du nombre annuel d'opérations (il faut atteindre un rythme de croisière de 700 000 ou 800 000 opérations de rénovation efficaces par an, contre 400 000 en rythme tendanciel). Cette trajectoire doit conduire, à l'horizon 2050, le besoin de chauffage moyen d'un logement à diminuer de 40 % environ. Néanmoins, la rénovation des logements est une politique complexe à mettre en œuvre : elle met en jeu un soutien public budgétaire important, nécessite un investissement de la part des particuliers et repose sur la mobilisation d'un tissu de petites entreprises. L'éventualité d'un échec partiel dans l'atteinte des objectifs publics doit donc être intégrée à l'étude *Futurs énergétiques 2050* – cette éventualité est notamment prise en compte par RTE dans la variante « efficacité énergétique moins ».

Sur le plan de la bascule vers des solutions de chauffage bas-carbone, les enjeux diffèrent là encore dans le neuf et l'existant. Pour les bâtiments neufs, la nouvelle RE 2020 prévoit que les nouveaux logements n'utiliseront plus de combustibles fossiles à compter de 2022 pour les maisons et 2025 pour les immeubles collectifs. Elle devrait conduire à une place prépondérante de l'électricité, via les pompes à chaleur, dans les maisons et dans une moindre mesure dans l'habitat collectif. Les incitations sont également fortes pour le développement du chauffage au bois, ou au raccordement des immeubles à

7. https://www.hautconseilclimat.fr/wp-content/uploads/2021/06/HCC-rappport-annuel-2021.pdf
8. https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf

des réseaux de chauffage urbain. Dans l'ancien, la bascule vers des solutions bas-carbone repose sur le soutien budgétaire aux opérations de conversion (notamment la promotion des pompes à chaleur avec le dispositif MaPrimeRenov') et la modification du DPE. La trajectoire de référence de l'étude retient un accroissement constant du flux annuel de logements convertis à l'électricité (passage de 65 000 logements par an à 250 000 à l'horizon 2050). Le parc immobilier passerait ainsi de 40 % des logements chauffés à l'électricité aujourd'hui à 70 % en 2050.

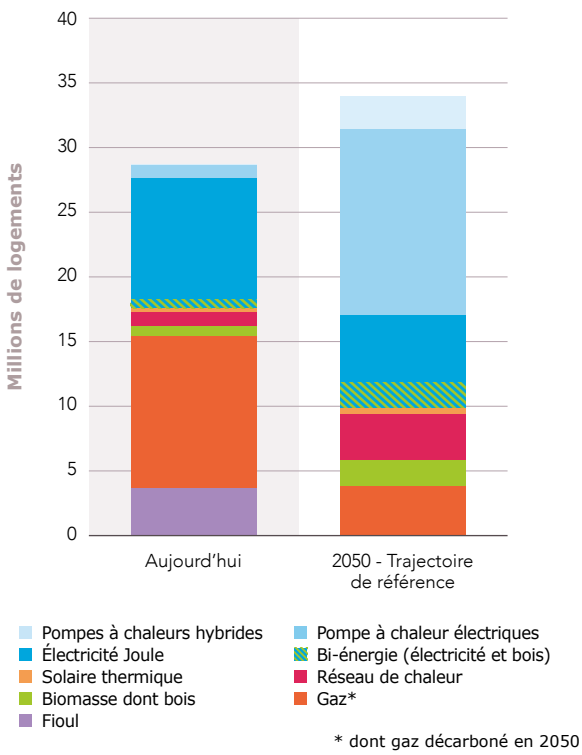
À ces évolutions sur le parc s'ajoute l'impact du réchauffement climatique sur les besoins de chauffe : avec l'élévation moyenne des températures hivernales (basées sur le scénario RCP4.5 du GIEC), ceux-ci se contracteraient d'environ 13 %.

Au global, la consommation électrique de chauffage se réduirait de 25 % environ à l'horizon 2050.

La conversion des systèmes de chauffe à l'électricité va globalement de pair avec celle de la production d'eau chaude sanitaire. Dans la trajectoire de référence, 70 % des ménages en 2050 auraient recours à l'électricité pour cet usage (contre 51 % aujourd'hui). Toutefois, il est attendu que cette évolution s'accompagne d'un développement des procédés thermodynamiques de production d'eau chaude sanitaire (chauffe-eau thermodynamiques et pompes à chaleur double service), déjà en forte croissance depuis plusieurs années et qui devraient ainsi devenir largement majoritaires à terme. Ces procédés, plus efficaces sur le plan énergétique, représenteraient alors environ deux tiers des équipements électriques de production d'eau chaude sanitaire en 2050, entraînant une contraction de plus de 20 % de la consommation de cet usage.

Parmi les facteurs d'évolution à long terme de la consommation des logements, la climatisation-ventilation est fréquemment citée comme l'un des facteurs à surveiller de près, notamment alors que le réchauffement climatique s'accélère et conduira à des températures plus élevées et une fréquence plus importante des canicules. Ce poste représente aujourd'hui une consommation annuelle faible, de l'ordre de 6 TWh. RTE estime qu'il devrait plus que

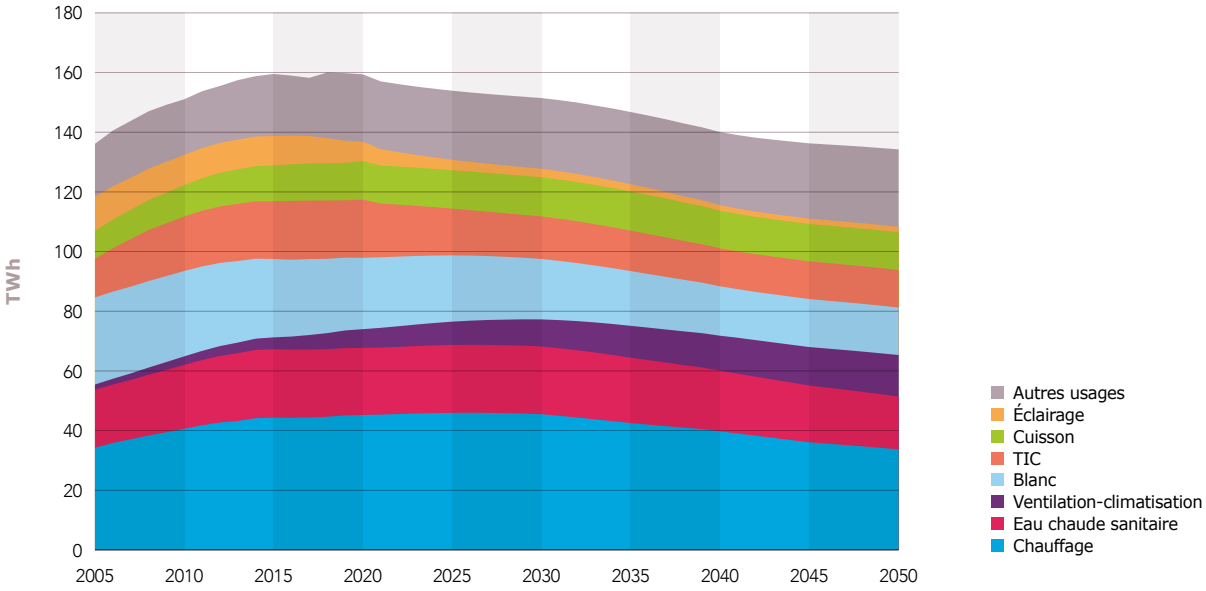
Figure 3.15 Évolution du parc de chauffage résidentiel entre aujourd'hui et 2050 dans la trajectoire de référence



* dont gaz décarboné en 2050

doubler et atteindre 14 TWh en 2050 (mais cette consommation est concentrée sur une période réduite). Trois raisons y concourent : (i) tous les logements neufs et tous les logements rénovés seront équipés d'un système de ventilation mécanique pour améliorer le confort d'été (il s'agit d'une obligation réglementaire dans la RE 2020), (ii) le taux d'équipement des ménages en climatisation est structurellement orienté à la hausse, et il est projeté qu'il atteigne environ 55 % des logements en 2050, (iii) le réchauffement climatique devrait se traduire par des températures estivales plus élevées en moyenne, intensifiant l'usage de la climatisation. Néanmoins, **même cette trajectoire très haussière ne conduit pas à faire de la climatisation un composant essentiel de la consommation des ménages en 2050.** La situation en France devrait ainsi demeurer durablement différente de celle des États-Unis ou des pays du sud de l'Europe.

Figure 3.16 Consommation électrique du secteur résidentiel – Trajectoire de référence



L'évolution de la consommation résidentielle repose également sur la poursuite des progrès d'efficacité énergétique. Cette perspective paraît réaliste. D'une part, elle prolonge une tendance désormais bien ancrée depuis une dizaine/vingtaine d'années : les nouveaux appareils sont plus performants que les anciens, et leur taux de renouvellement permet à ces gains de se diffuser plus rapidement dans l'économie. D'autre part, elle s'appuie sur une réglementation contraignante (étiquetage énergétique, normes constructives, règlements d'écoconception), établie au niveau européen. Dans la trajectoire de référence, ces usages spécifiques de l'électricité sont ainsi amenés à décroître en volume, même en intégrant une tendance au suréquipement des ménages pour le matériel informatique. À titre d'exemple, **la consommation électrique pour l'éclairage a beaucoup diminué au cours des dernières années et est susceptible d'être divisée par quatre d'ici 2050** par le seul effet de la généralisation des ampoules LED et de l'amélioration de leur performance énergétique.

Ces différents effets conduisent la consommation du secteur résidentiel à se contracter pour s'établir à 134 TWh en 2050 dans la trajectoire de référence, contre 160 TWh en 2019. Parmi les différents facteurs d'incertitude, il faut noter la sensibilité forte de ce chiffrage à la réussite de la politique de rénovation des logements, quand bien même la trajectoire de référence intègre un facteur de prudence par rapport à l'objectif fixé par la loi de disposer d'un parc immobilier équivalent au niveau BBC d'ici 2050.

Dans le cas contraire (variante « efficacité énergétique moindre ») la consommation serait plus élevée de 22 TWh et demeurerait stable par rapport à aujourd'hui. À l'inverse, une plus grande sobriété dans certains usages pourrait conduire à des valeurs plus faibles, de l'ordre de 23 TWh.

3.3.4 Tertiaire : un secteur dont certains usages sont amenés à croître dans le numérique, mais qui recèle également un fort gisement d'efficacité énergétique

Le secteur tertiaire représente 6 % des émissions de gaz à effet de serre françaises, et 16 % de la consommation finale énergétique. Il a été marqué par une dynamique haussière de la consommation énergétique durant plusieurs décennies, qui trouve sa source dans la tertiarisation de l'activité économique et l'essor de nouveaux usages de l'électricité (électrification des usages thermiques, développement de la bureautique…). Toutefois, une inflexion s'est fait jour depuis 2010 et se traduit depuis lors par une relative stagnation de la demande en énergie du secteur. Sa nature composite rend difficile l'interprétation fine des mouvements (moindre croissance de l'activité économique, efficacité énergétique en hausse, développement important des TIC…), dont les effets tendent à se contrebalancer.

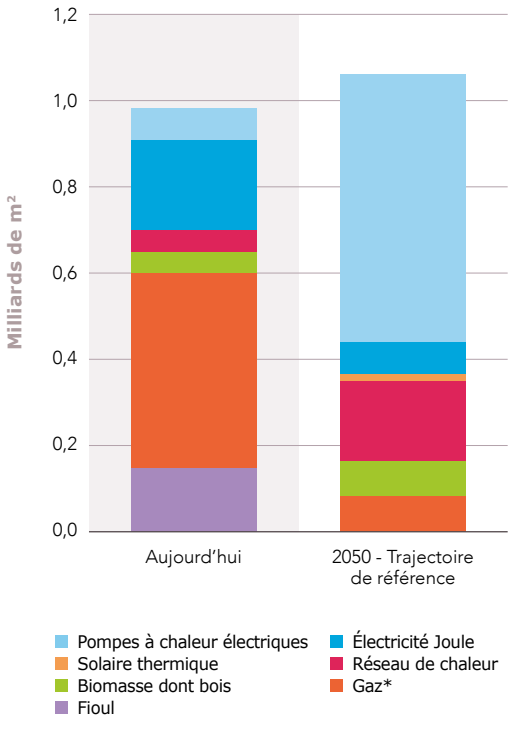
L'enjeu principal de décarbonation du secteur tertiaire porte, à l'instar du secteur résidentiel, sur les usages recourant à des combustibles carbonés, et donc aux usages thermiques du bâtiment (chauffage, eau chaude sanitaire, cuisson). Cela implique un effort accru d'amélioration de l'efficacité énergétique, tant sur l'isolation du bâti que sur les équipements, et d'importants transferts de consommation de combustibles carbonés vers l'électricité ou d'autres énergies bas-carbone.

La trajectoire de référence de l'étude traduit les ambitions publiques, et donc la perspective d'un effort important de rénovation thermique des bâtiments tertiaires (bureaux, surfaces commerciales). Cette ambition est portée par le décret tertiaire, adopté en 2019, et qui doit conduire à traiter 2,5 % du parc tertiaire chaque année, contre 1,5 % aujourd'hui, et à réduire ainsi le besoin de chauffage moyen par mètre carré de 40 % environ à l'horizon 2050. Cette baisse est renforcée par l'impact du réchauffement climatique.

Comme dans le secteur résidentiel, les orientations publiques sont supposées conduire à davantage de transferts vers l'électricité (essentiellement des pompes à chaleur) avec, à terme, un flux annuel moyen de plus de 10 millions de mètres carrés de surfaces tertiaires convertis à l'électricité. Cela conduirait à ce que 65 % environ des surfaces tertiaires soient chauffées électriquement en 2050 contre 30 % environ aujourd'hui. Malgré cette croissance du nombre de solutions de chauffage électrique, les gains escomptés d'efficacité énergétique sur le bâti et les systèmes de chauffe (pompes à chaleur) apparaissent suffisamment élevés pour conduire à une diminution de la consommation électrique de chauffage dans le secteur tertiaire, attendue en baisse de près de 20 % en 2050 par rapport à 2019 dans la trajectoire de référence.

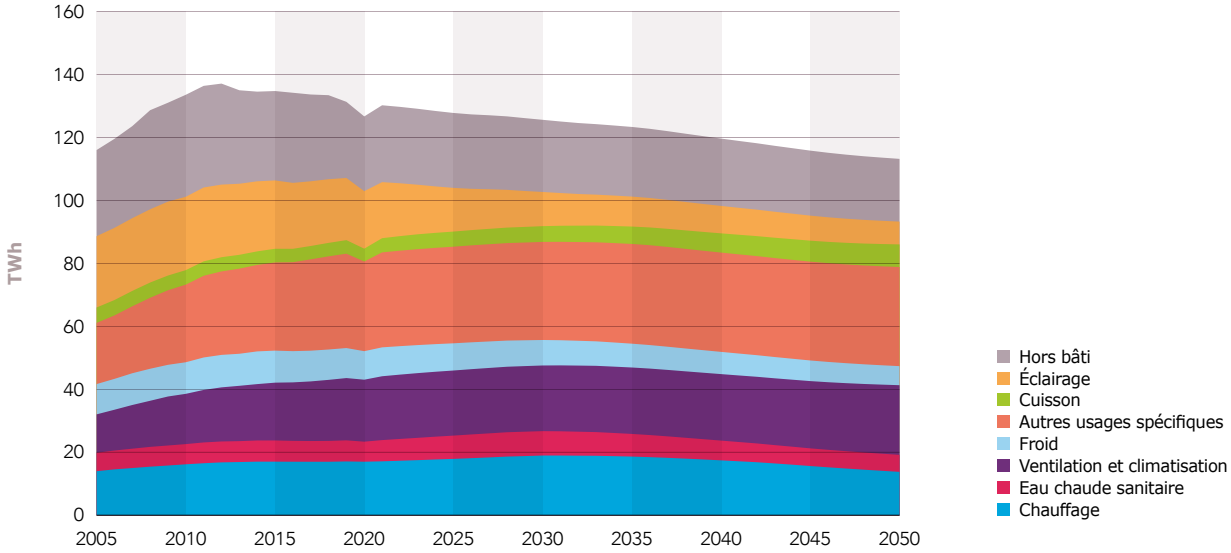
Le recours au vecteur électrique pour la production d'eau chaude sanitaire est supposé croître de façon corrélée à la part des surfaces chauffées à l'électricité. Cet effet fortement haussier devrait toutefois être moindre que celui – baissier – des gains

Figure 3.17 Évolution du parc de chauffage tertiaire entre aujourd'hui et 2050 dans la trajectoire de référence



* dont gaz décarboné en 2050

Figure 3.18 Consommation électrique du secteur tertiaire – Trajectoire de référence



d'efficacité énergétique, au travers d'équipements thermodynamiques. La consommation électrique pour la production d'eau chaude sanitaire s'établirait ainsi en 2050 à un niveau 20 % plus bas que celui de 2019.

La consommation de climatisation-ventilation est en revanche attendue en légère croissance (de 12 % environ) à l'horizon 2050, avec des gains d'efficacité énergétique qui contrebalancent partiellement l'augmentation des surfaces climatisées (par rapport aux logements, les surfaces tertiaires comme les bureaux ou les centres commerciaux sont déjà largement équipés de systèmes de ventilation et de climatisation) et celle de l'usage de la climatisation, renforcé par le réchauffement climatique.

Avec un potentiel de gains énergétiques relativement modéré et une part de marché en très forte croissance (près de 80 % en 2050 contre 40 % aujourd'hui), l'usage cuisson devrait voir sa consommation électrique croître de près de 70 % d'ici 2050.

Par ailleurs, comme dans le secteur résidentiel, l'efficacité énergétique des usages spécifiques (froid, bureautique, etc.) se poursuit sous l'effet moteur des règlements d'écoconception, avec un effet modérateur sur la consommation de ces usages.

En revanche, face à la croissance très rapide des flux de données, les perspectives de hausse de la consommation d'électricité associée aux usages numériques, et notamment aux *data centers*, fait l'objet de nombreux débats : certains acteurs portent la vision d'une croissance exponentielle de la demande, tandis que d'autres tablent sur une croissance plus modérée. Dans les scénarios de RTE, l'hypothèse retenue est celle d'une hausse marquée de la demande électrique des *data centers*, tout en modélisant une poursuite des gains d'efficacité énergétique (qui, au-delà des réglementations, répond à un objectif de performance économique pour les acteurs du numérique). Ce scénario conduit à un triplement de la demande d'électricité des *data centers* d'ici 2050, pour atteindre plus de 9 TWh.

Ainsi, la consommation du secteur tertiaire s'élèverait, dans la trajectoire de référence, à 113 TWh en 2050, contre 131 TWh en 2019. Ce niveau fluctue d'une vingtaine de térawattheures à la hausse ou à la baisse selon les différentes variantes étudiées.

3.3.5 Power-to-gas : une consommation d'électricité importante pour produire de l'hydrogène bas-carbone par électrolyse

La consommation d'hydrogène dans l'industrie représente 1 % des émissions de gaz à effet de serre en France, et 1 % de la consommation énergétique. L'hydrogène utilisé aujourd'hui est en effet un dérivé des hydrocarbures, dont il est extrait par vaporeformage.

Le développement de l'hydrogène bas-carbone constitue aujourd'hui un élément revendiqué de la stratégie énergétique française, au même titre que de celle de nombreux États européens (Allemagne, Espagne, Pays-Bas, Belgique). Cette perspective est récente et s'est structurée au cours des toutes dernières années, alors qu'elle ne figurait pas, ou alors marginalement, dans les stratégies de décarbonation. Elle s'articule autour de la double promesse que l'hydrogène permettrait de décarboner des secteurs où l'électrification est difficile ou onéreuse d'une part, et qu'elle constituerait un moyen de stocker de l'énergie très complémentaire avec le développement des énergies renouvelables électriques d'autre part. Les perspectives ouvertes par l'hydrogène bas-carbone ont été détaillées, récemment, par un rapport de référence de l'Agence internationale de l'énergie[9].

En l'état actuel des technologies, l'hydrogène bas-carbone serait très largement produit par électrolyse de l'eau, c'est-à-dire par un procédé électrique. D'autres modes de production sont possibles, notamment la pyrolyse ou la pyrogazéification de déchets. Néanmoins, ces technologies sont moins matures et le passage à l'échelle dans la production d'hydrogène bas-carbone, si elle se concrétise dans les prochaines années, sera largement réalisé en utilisant l'électricité.

Cette perspective conduit à envisager un nouveau rôle pour l'électricité. Celle-ci est aujourd'hui uniquement une « énergie finale ». Elle est ainsi directement consommée dans les bâtiments, dans l'industrie ou pour le transport ferroviaire par exemple. En ce sens, elle diffère du gaz naturel, qui est à la fois une énergie finale (utilisée notamment dans le secteur du bâtiment pour le chauffage ou dans l'industrie), et une énergie primaire utilisée pour produire de l'électricité.

Avec la perspective d'un développement de l'hydrogène par électrolyse, l'électricité deviendra un entrant servant à produire un autre vecteur énergétique, qui pourra lui-même être soit directement consommé en tant qu'énergie finale, soit transformé en un autre combustible (comme le méthane de synthèse), soit stocké et retransformé ultérieurement en électricité.

La consommation énergétique directe de l'hydrogène est appelée à se développer dans trois directions :

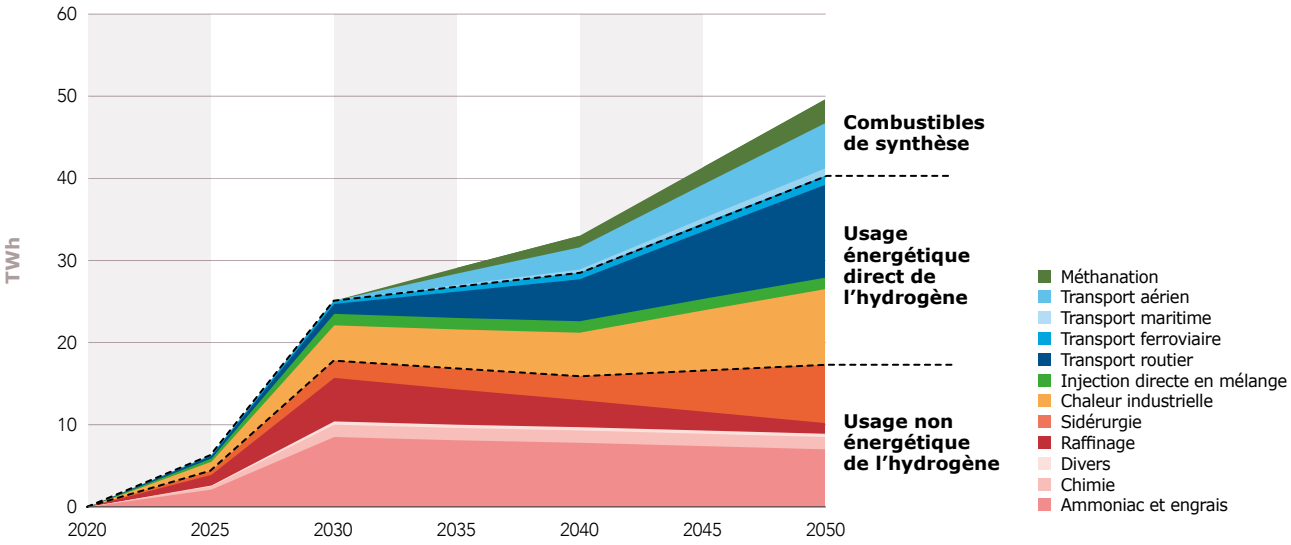
- dans l'industrie, pour la production de chaleur haute température, en substitution à de la biomasse ;
- en injection directe dans le réseau actuel de gaz naturel (mais de façon limitée en raison des contraintes de dilution) ;
- dans les transports, de manière limitée pour les transports ferroviaires et plus fortement dans les transports lourds (4 % des camions en 2050, couvrant 8 % des distances).

Les orientations de la SNBC, confirmées depuis par le Plan hydrogène et France relance, privilégient l'usage de l'hydrogène dans l'industrie dans un premier temps (afin de remplacer l'hydrogène actuel), puis dans les transports lourds. L'injection directe d'hydrogène ne constitue pas, en revanche, la voie privilégiée.

RTE a mené des premières analyses des enjeux techniques, économiques et environnementaux associés au développement en France de la production d'hydrogène par électrolyse à 2035, qui ont fait l'objet d'un rapport publié[10] en janvier 2020. Ces travaux s'intéressaient en particulier au mode opératoire des électrolyseurs, sous des hypothèses de développement correspondant aux orientations

9. *« Energy Technology Perspectives 2020 »* (AIE, septembre 2020) : https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020
10. RTE, 2020, *« La transition vers un hydrogène bas-carbone, atouts et enjeux pour le système électrique à l'horizon 2030-2035 »*, https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf

Figure 3.19 Consommation électrique pour la production d'hydrogène – Trajectoire de référence



des pouvoirs publics décrits dans la SNBC. Ils ont permis d'établir différents régimes de production et de consommation d'hydrogène.

La production d'hydrogène est un procédé intensif en électricité. L'électricité nécessaire pour produire les volumes d'hydrogène correspondants à la SNBC s'élève à 50 TWh environ en 2050, contre zéro aujourd'hui. Ces volumes n'intègrent pas la demande d'hydrogène qui serait éventuellement nécessaire pour la production d'électricité, à travers la boucle *power-to-gas-to-power* dans certains scénarios de développement poussé des énergies renouvelables : ces volumes supplémentaires sont déterminés par simulation et seront détaillés au chapitre 9.

S'agissant d'un vecteur nouveau, pratiquement inexistant à l'heure actuelle, l'incertitude sur son développement apparaît extrêmement forte. Certaines ONG ont exprimé des réserves quant aux trajectoires très ambitieuses articulées dans plusieurs États, considérant que le développement de l'hydrogène bas-carbone devait être restreint à un socle « sans regret » constitué des usages actuels de l'hydrogène diminués de ceux associés au raffinage et aux hydrocarbures en général – qui n'auraient plus de justification dans une France neutre en carbone à l'horizon 2050[11]. *A contrario*, plusieurs acteurs soutiennent des perspectives de développement de l'hydrogène à une échelle encore supérieure. Cette perspective est intégrée à l'étude *Futurs énergétiques 2050* sous la forme de la variante « hydrogène + », qui conduit à la production de 120 TWhH_2 (mobilisant un peu plus de 170 TWh d'électricité) et à une consommation électrique totale de 755 TWh.

Ainsi, le spectre de la consommation électrique pour la production d'hydrogène – hors production dédiée pour les besoins du système électrique – est particulièrement large : entre 40 et 171 TWh, avec une référence de 50 TWh.

11. https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/
https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/reseau-transeuropeen-dhydrogene-quel-role-dans-la
https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/plan-hydrogene-en-europe-les-conditions-du-succes

3.3.6 Une répartition sectorielle de la consommation qui évolue fortement

Sous l'effet des politiques de décarbonation, de l'apparition de nouveaux usages et des dynamiques d'évolution très différentes selon les grands secteurs de consommation, les scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050* impliquent tous une évolution de la structure de la demande intérieure d'électricité.

La trajectoire de référence implique ainsi que la consommation des secteurs du bâtiment (résidentiel et tertiaire) s'inscrive à la baisse grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Dit autrement, le maintien de la consommation d'électricité dans la zone des 645 TWh en 2050 est tributaire d'une bonne exécution des politiques de rénovation du

Figure 3.20 Historique et évolution de la consommation d'électricité par secteur dans la trajectoire de référence

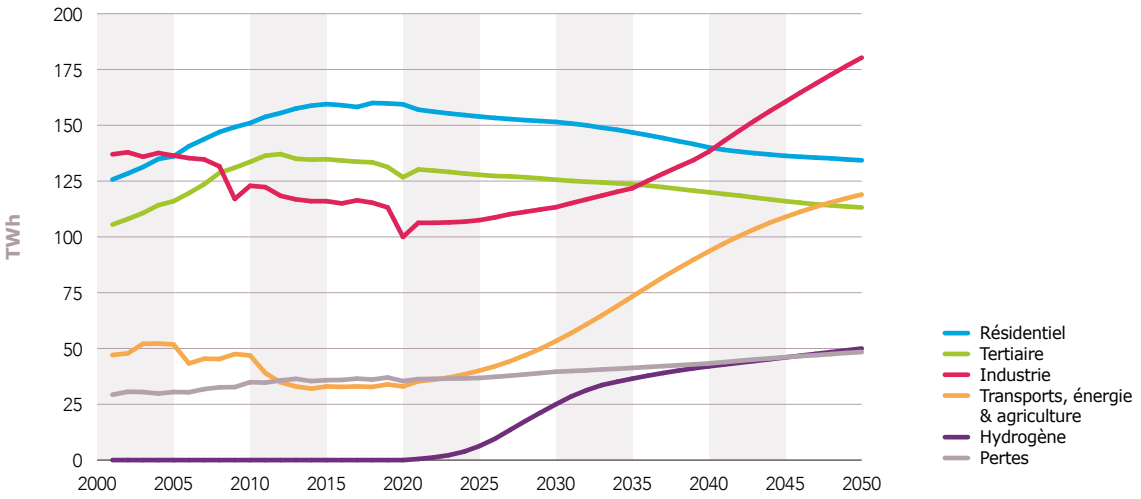
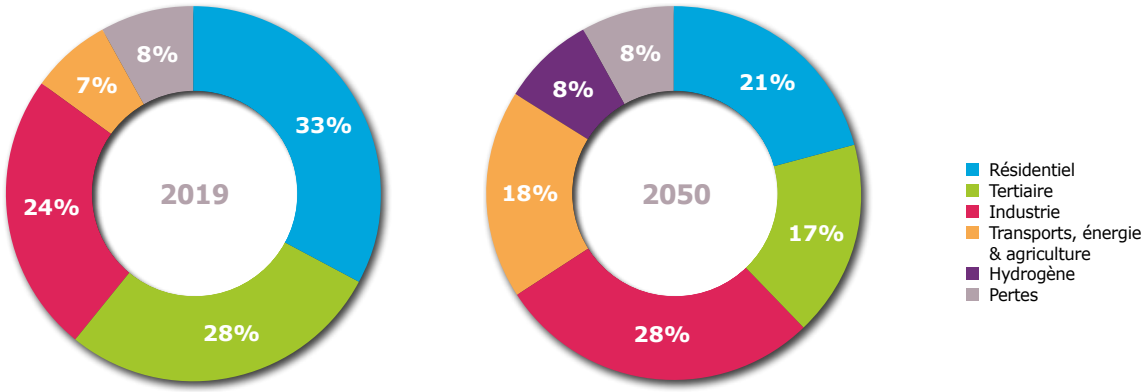


Figure 3.21 Évolution structurelle de la consommation intérieure d'électricité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence



bâti, même si – par prudence et eu égard aux difficultés rencontrées dans le déploiement de ces politiques depuis une dizaine d'années – RTE a retenu dans la trajectoire de référence des hypothèses légèrement moins volontaristes que ne le prévoit la loi (laquelle vise l'atteinte d'un parc immobilier équivalent BBC à l'horizon 2050).

Cette maîtrise est utile alors que, dans les autres secteurs (industrie, transports), l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 implique une augmentation de la consommation d'électricité par rapport à aujourd'hui dans des proportions importantes.

La structure de la consommation intérieure d'électricité en France devrait donc être affectée en profondeur par ces évolutions contrastées.

Ainsi, une trajectoire de type SNBC conduirait l'industrie à redevenir le premier poste de consommation en France, rang qu'elle avait abandonné depuis 2005, dépassée successivement par le secteur résidentiel puis le secteur tertiaire. À l'opposé, les secteurs du bâtiment (résidentiel et tertiaire), qui pèsent aujourd'hui pour plus de 60 % de la demande électrique, ne devraient plus en représenter que 38 % en 2050.

3.3.7 Synthèse des principales hypothèses dans la trajectoire de référence sur la consommation d'électricité

Figure 3.22 Synthèse des principales hypothèses de la trajectoire de référence

		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	508 TWh	567 TWh	645 TWh
Cadrage socioéconomique	PIB *(TCAM)*	+1,5 %	2021/2030 : +1,4 %	2030/2040 : +1,3 %	2040/2050 : +1,3 %
	Population *(France métropolitaine)*	64,8 millions	66,7 millions	68,2 millions	69,0 millions
Efficacité énergétique	Rénovations dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	400000 par an	680000 par an	830000 par an	830000 par an
	Gains d'une rénovation dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	30 %	50 %	50 %	40 %
	Pompes à chaleur dans les logements existants *(moyenne sur dix ans)*	+40000 par an	+270000 par an	+330000 par an	+350000 par an
	Rénovations dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	1,5 % du parc par an	2,0 % du parc par an	2,5 % du parc par an	2,5 % du parc par an
	Gains d'une rénovation dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	15 %	25 %	40 %	50 %
Nouveaux usages et électrification	Part de chauffage électrique dans les logements neufs *(moyenne sur dix ans)*	50 %	80 %	85 %	85 %
	Transferts vers chauffage électrique dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	65000 par an	130000 par an	165000 par an	250000 par an
	Transferts vers chauffage électrique dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	2,5 Mm^2 par an	7,5 Mm^2 par an	10,5 Mm^2 par an	10,5 Mm^2 par an
	Nombre de véhicules *(y compris véhicules hybrides rechargeables)*	0,3 million	7,3 millions	24,7 millions	35,9 millions
	Part des camions électrifiés	0 %	2 %	8 %	21 %
	Consommation électrique pour la production d'hydrogène	0 TWh	25 TWh	33 TWh	50 TWh
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 dans l'industrie	-	9 TWh	34 TWh	77 TWh
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 pour l'eau chaude sanitaire et la cuisson	-	6 TWh	9 TWh	11 TWh
	Consommation des *data centers*	3 TWh	5 TWh	6,5 TWh	9,5 TWh
Parcs résultants	Part de logements chauffés à l'électricité	40 %	50 %	60 %	70 %
	Part de surfaces tertiaires chauffées à l'électricité	30 %	40 %	55 %	65 %
	Part de l'électricité dans la consommation énergétique industrielle	30 %	35 %	45 %	60 %
	Part de l'électricité dans le parc de véhicules légers	1 %	20 %	65 %	95 %

3.4 Un scénario « réindustrialisation profonde » pour explorer les implications d'une reconquête industrielle assise sur une électricité compétitive et bas-carbone

3.4.1 La question de l'industrie dans les *Futurs énergétiques 2050*

Alors que la question de la réindustrialisation et des fuites de carbone constituait à l'origine un thème d'étude parmi d'autres, elle s'est imposée au cours des deux ans de concertation comme un enjeu central de l'étude *Futurs énergétiques 2050*.

Cette priorisation fait écho au consensus politique croissant, encore renforcé par la crise sanitaire, en faveur de politiques de réindustrialisation et/ou de relocalisation de certaines activités considérées comme stratégiques. Les raisons associées sont multiples : elles tiennent à la défense et la qualité de l'emploi, à la compétitivité de l'économie française, à la volonté de renforcer la souveraineté du pays ou à celle d'en réduire l'empreinte carbone.

Dans le cadre de la concertation, l'intérêt de construire un scénario consacré spécifiquement à ce thème a notamment été défendu par les organisations syndicales et les fédérations industrielles. RTE a ainsi proposé, à l'issue de la consultation publique, de retenir ce scénario comme l'un des principaux de l'étude, et de l'analyser sur plusieurs terrains en recherchant des réponses quantitatives :

- l'évaluation des perspectives d'évolution de la consommation d'électricité et d'hydrogène du secteur industriel à court, moyen et long terme, en fonction des ambitions ;
- l'analyse des choix les plus pertinents sur le mix électrique nécessaire pour alimenter cette consommation au meilleur coût ;
- les gains apportés par les scénarios de réindustrialisation sur les émissions en général et l'empreinte carbone de la France en particulier ;
- les conditions économiques et réglementaires auxquelles un scénario d'accélération peut être crédible.

Ces analyses confirment que la France dispose à date d'un double avantage comparatif (économique et climatique) en matière de production d'électricité *(voir chapitres 11 et 12).*

Cet avantage par rapport à d'autres pays est néanmoins transitoire : il est très marqué sur la décennie 2020-2030, encore important sur la période 2030-2040, mais tend à s'estomper au fur et à mesure que les réacteurs nucléaires existants seront arrêtés sur critère d'âge.

Cette analyse implique **qu'il existe une fenêtre d'opportunité en matière d'investissement dans l'appareil industriel au cours des prochaines années.** Un réinvestissement dans certains secteurs, ainsi que la relocalisation de certaines activités fortement émettrices au nom de la réduction de l'empreinte carbone, peuvent se justifier dans une perspective stratégique, économique et climatique.

Cette fenêtre d'opportunité correspond au calendrier des dispositifs de *France Relance*, et encore plus de ceux du Plan d'investissement *« France 2030 »* annoncé par le président de la République le 12 octobre 2021, qui organisent un soutien à l'électrification des industriels énergo-intensifs. Le détail des mesures de « France 2030 » devrait permettre d'affiner cette hypothèse et pourrait infléchir plus nettement la tendance de décarbonation, donc d'électrification.

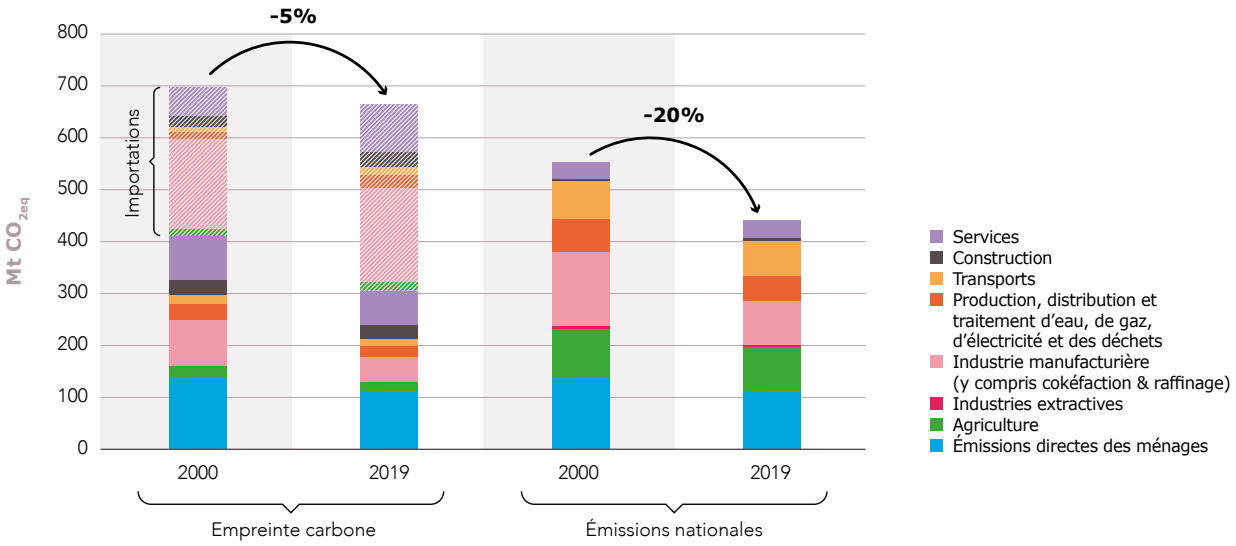
Le scénario de « réindustrialisation profonde » doit servir à en analyser les prérequis et les conséquences.

3.4.2 L'enjeu des fuites carbone

Au cours des quinze dernières années, les émissions de gaz à effet de serre en France ont diminué : selon l'inventaire national, elles sont passées d'environ 540 $MtCO_2eq$ à environ 440 $MtCO_2eq$ entre 2000 et 2015[12], soit une baisse de près de 20 %. Toutefois, dans le même temps, l'empreinte carbone de la France est demeurée globalement stable, autour de 700 $MtCO_2eq$, même si elle a eu tendance à baisser légèrement au cours des toutes dernières années.

La désindustrialisation du pays au cours de ces trente dernières années, accompagnée de l'augmentation de la demande intérieure en produits industriels, explique en large partie ce constat : **malgré les progrès dans l'efficacité énergétique des procédés en France et dans le monde, une partie des émissions a simplement été déplacée hors de France.**

Figure 3.23 Décomposition de l'empreinte carbone et des émissions nationales de la France entre 2000 et 2019



12. Les estimations provisoires pour 2019 sont du même ordre de grandeur.

3.4.3 Un scénario volontariste articulé sur les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, associés à quelques relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger

Par rapport à la trajectoire de référence – fondée sur une inflexion dans la trajectoire industrielle conduisant à maintenir la part de l'industrie dans le PIB à long terme, à rebours de la tendance actuelle –, **le scénario de réindustrialisation profonde est un scénario de rupture. Il implique de porter la part de l'industrie manufacturière dans le PIB à 12-13 % en 2050.**

De manière détaillée, plusieurs stratégies industrielles sont envisageables, en fonction des branches sur lesquelles l'accélération serait la plus marquée. Or la contribution au PIB et l'intensité énergétique par rapport à la valeur ajoutée peuvent différer très largement d'une branche à l'autre : l'analyse de ce scénario implique donc de réaliser des projections détaillées, branche par branche.

L'analyse menée a conduit à distinguer deux formes différentes de réindustrialisation, qui n'entraînent pas le même type d'effet sur la consommation énergétique en France et les émissions :

- Un premier type de réindustrialisation pourrait concerner les industries exposées aux risques de fuites de carbone, donc notamment l'industrie lourde et fortement consommatrice. Ses conditions de réalisations sont à préciser, mais intègrent la mise en œuvre de mécanismes efficaces d'ajustement carbone aux frontières.
- Un second type de réindustrialisation porterait sur certains secteurs stratégiques tels que l'électronique ou les équipements électriques. Ces secteurs sont ceux qui présentent des plus fortes valeurs ajoutées et conduisent à la plus forte croissance du PIB[13]. Ils sont moins sensibles au prix de l'énergie.

Dans le scénario « réindustrialisation profonde » de RTE, ces deux tendances sont panachées mais avec une plus forte pondération pour les secteurs technologiques de pointe et stratégiques. Le scénario est complété de quelques relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française, mais n'est pas construit autour du principe d'une relocalisation complète de certaines branches comme la pharmacie ou le textile. En effet, les perspectives de relocalisation de ces activités sont très faibles dans une économie ouverte, pour des raisons de normes environnementales ou de coût du travail.

13. L'interdépendance entre les branches industrielles et entre l'industrie et les autres secteurs productifs, ainsi que l'effet sur le PIB, sont évaluées grâce à des tableaux entrées-sorties de la comptabilité nationale, projetés sur l'horizon considéré. Ceci permet de disposer d'un cadre macroéconomique cohérent reliant les différents secteurs. Le modèle ne tient en revanche pas compte des effets de bouclage macroéconomique (impacts sur les salaires, rétroaction sur la consommation des ménages, etc.) pour lesquels un modèle d'équilibre général serait nécessaire.

3.4.4 Une consommation d'électricité en croissance de plus de 100 TWh par rapport à la trajectoire de référence

Le scénario «réindustrialisation profonde» de l'étude *Futurs énergétiques 2050* est fondé sur un investissement spécifique sur les secteurs stratégiques[14], ainsi que sur la relocalisation de certaines productions fortement exposées à la concurrence internationale et dont la fabrication à l'étranger est particulièrement intensive en carbone[15].

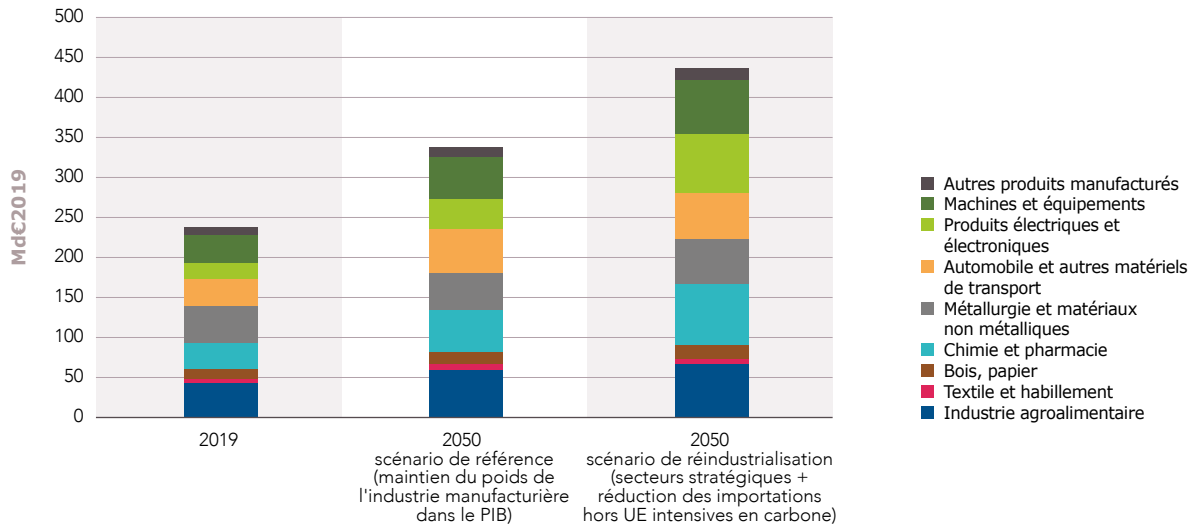
Le scénario se traduit par une diminution des importations provenant de pays hors Union européenne pour ces produits, qui implique l'introduction d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières de l'Union européenne. Il conduit en 2050 à :

- une augmentation du PIB par rapport à la trajectoire de référence (+5 %)
- une augmentation du poids de l'industrie manufacturière dans le PIB (au-delà de 12 %, contre 10 % dans la trajectoire de référence).
- une valeur ajoutée de l'industrie supérieure de 80 % à celle d'aujourd'hui.

La progression importante de l'activité industrielle se reflète dans l'évolution du solde commercial de l'industrie manufacturière, bien plus positive dans ce scénario que dans la trajectoire de référence : **le solde commercial dépasserait les 200 Md€ à l'horizon 2050, essentiellement sous l'effet de l'investissement dans les secteurs stratégiques.**

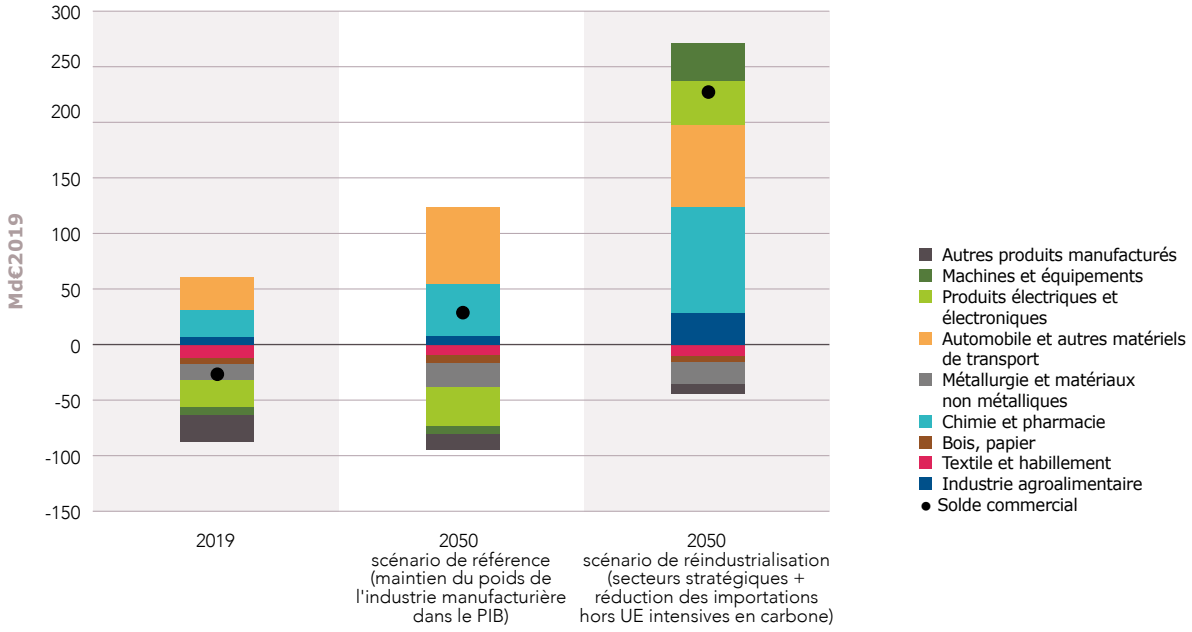
Un tel niveau serait particulièrement élevé au regard de l'historique. En effet, la balance commerciale pour l'industrie manufacturière était positive au début des années 2000, mais pour des volumes bien moindres (de 10 et 20 Md€). Un niveau de 200 Md€ correspond, en ordre de grandeur, à la performance de l'Allemagne au cours des dernières années.

Figure 3.24 Valeur ajoutée de l'industrie manufacturière en 2019, en 2050 dans la trajectoire de référence et en 2050 dans le scénario «réindustrialisation profonde»



14. Les branches «stratégiques» sont essentiellement celles mentionnées dans le plan de relance élaboré en 2020 par le gouvernement, ainsi que les branches concernées par la transition énergétique (informatique et électronique, chimie, pharmacie, agroalimentaire, machines et équipements, équipements électriques, matériel médical, automobile et autres matériels de transport, matières premières et métallurgie).
15. Les branches à risque de fuite carbone considérées ici sont celles identifiées par l'Union européenne, qui bénéficient d'allocations d'un montant de quotas gratuits dans le cadre du système communautaire d'échange de quotas d'émission.

Figure 3.25 Solde commercial de l'industrie manufacturière (et décomposition des soldes par branche) en 2019, en 2050 dans la trajectoire de référence et en 2050 dans le scénario « réindustrialisation profonde »



Du point de vue énergétique, l'effet sur les consommations d'énergie est **un surcroît de la consommation électrique directe de l'industrie de près de 60 TWh/an, accompagné d'une hausse de la consommation de combustibles décarbonés comme l'hydrogène** par rapport à la trajectoire de référence. Cette consommation additionnelle de combustibles s'élèverait à environ 50 TWh, incluant les usages en tant que matière première. En supposant que la moitié de ce besoin en combustibles soit satisfait par la production en France d'hydrogène par électrolyse (le reste pouvant correspondre par exemple à des combustibles importés), la réindustrialisation contribuerait indirectement à la mobilisation de 37 TWh supplémentaires d'électricité.

3.4.5 Différentes variantes de réindustrialisation pour distinguer l'impact d'une stratégie fondée sur la valeur ajoutée de celle consistant à réduire l'empreinte carbone

Le scénario de réindustrialisation profonde combine les effets d'une réindustrialisation marquée sur les branches stratégiques (produits électroniques, etc.) et sur celles dont les importations sont intensives en carbone, et qui présentent des risques de « fuites de carbone ».

Ces logiques de réindustrialisation, donnant la priorité respectivement à la compétitivité stratégique et à la réduction de l'empreinte carbone, peuvent être analysées séparément :

- une trajectoire fondée sur la réduction de 50 % des importations intensives en carbone provenant de pays hors Union européenne (qui pourrait refléter l'introduction d'un mécanisme de compensation carbone aux frontières de l'Union européenne) entraîne un effet relativement limité sur l'augmentation du PIB par rapport au scénario de référence, ou sur la part de l'industrie manufacturière dans le PIB. En effet, les branches concernées sont souvent associées à des consommations d'énergie élevées mais à des valeurs ajoutées plus faibles que celles d'autres branches.
- une trajectoire portant principalement sur les branches stratégiques entraîne un effet très positif sur le solde commercial, le PIB ou la part de l'industrie dans le PIB.

Les études confirment qu'une relocalisation des productions les plus intensives en carbone a un effet plus important sur l'empreinte carbone de la France et les émissions qu'une relocalisation d'autres productions ou, de manière générale, qu'une réindustrialisation de l'économie.

- Dans le cas d'une réindustrialisation portée essentiellement par une augmentation des exportations, la France contribuerait à la réduction des émissions mondiales, avec des productions bas-carbone qui se substitueraient dans le reste du monde à des produits plus carbonés, mais l'effet sur l'empreinte carbone de la France (liée à la consommation des ménages français) serait relativement limité.
- En revanche, une réindustrialisation couplée à une relocalisation marquée de la consommation, avec une réduction volontariste des importations qui seraient remplacées par de la production locale, pourrait contribuer de manière significative à la réduction de l'empreinte carbone du pays. Les effets de la réindustrialisation/relocalisation sont décrits dans la partie 12.2.6.

L'emploi constitue un autre enjeu qui pourrait être priorisé dans l'élaboration d'une stratégie nationale pour l'industrie. Un scénario qui privilégierait les branches intensives en emplois, tout en atteignant le même niveau de PIB et la même part de l'industrie manufacturière que dans le scénario « réindustrialisation profonde », nécessiterait une inversion de tendance très forte sur les branches concernées. Par exemple, pour le textile, cette trajectoire supposerait une réduction des importations jusqu'à des niveaux jamais vu depuis les années 1990, alors que les importations n'ont cessé d'augmenter sur les dernières décennies.

3.4.6 Des réductions de l'empreinte carbone plus importantes grâce à la relocalisation de la production

Une stratégie ambitieuse de réindustrialisation accompagnée d'une relocalisation des productions pour la satisfaction de la demande intérieure permet de réduire de manière significative l'empreinte carbone de la France par rapport à la trajectoire de référence, même en prenant en compte la décarbonation progressive des pays dont la France importe. La réduction de l'empreinte carbone sur la trajectoire d'ici 2050 serait de près de 900 $MtCO_2eq$ *(voir chapitre 12 pour les résultats détaillés sur ce volet).*

3.4.7 Synthèse des principales hypothèses du scénario de réindustrialisation

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Scénario réindustrialisation		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	538 TWh *(508 TWh)*	631 TWh *(567 TWh)*	752 TWh *(645 TWh)*
Activité économique	PIB *(TCAM)*	+1,5 %	2021/2030 : +1,5 % *(+1,4 %)*	2030/2040 : +1,5 % *(+1,3 %)*	2040/2050 : +1,5 % *(+1,3 %)*
	Part de l'industrie dans le PIB	9,9 %	10,5 % *(9,8 %)*	11,4 % *(9,9 %)*	12,3 % *(10,0 %)*
	Solde commercial en biens manufacturés *(milliards d'euros)*	-27	+34 *(-11)*	+115 *(+6)*	+227 *(+29)*

3.5 Le scénario de sobriété permet de représenter les gains associés à des changements des modes de vie

3.5.1 La question de la sobriété dans les Futurs énergétiques 2050

Le thème de la sobriété est incontournable dans la réflexion sur les futurs énergétiques.

Clé de voûte de la réflexion devant rendre possible la transition énergétique dans ses multiples dimensions pour les uns, repoussoir synonyme de décroissance et promesse de rupture par rapport aux modes de vie actuels pour les autres, la sobriété est devenue un thème de discussion qui cristallise les débats. Le terme lui-même s'avère particulièrement clivant. Dans le cadre de la consultation conduite par RTE, aucun accord ni aucune évidence ne ressortent des diverses contributions. Pour certains groupes, la sobriété est une évidence, tandis que d'autres en rejettent le principe même. Certains enfin jugent la question mal formulée au risque de favoriser le *statu quo* en matière de transition dans l'appareil productif.

Plus largement, même si des slogans de façade portant sur l'intérêt de moins consommer semblent faire l'unanimité, les implications de ce thème sont très larges – raison pour laquelle le terme de « sobriété » n'a rien de consensuel. Ce sont en effet les caractères des modes de vies actuels des processus de production, de l'organisation des sociétés, ainsi que de leur évolution qui sont ici en jeu.

Ces questions ont de fortes dimensions politiques, sociales et symboliques, adossées à des préférences philosophiques profondes. Loin d'être neuves, elles ont accompagné l'industrialisation de nos sociétés et ne peuvent pas être réduites, comme cela a été longtemps le cas, à une simple crainte devant la nouveauté. Par exemple, les débats sur les limites sociales et politiques d'une dynamique d'accumulation du capital productif visant à satisfaire des besoins sans cesse plus importants d'une partie de la population sont contemporains du modernisme et de l'essor industriel au XIX^{e} siècle. Dans les années 1970, à l'occasion de la parution du rapport Meadows[16] sur les limites à la croissance, ces débats ont été formulés en référence à des préoccupations d'ordre environnemental et économique. Ils ont, depuis, structuré le développement de l'écologie politique.

Dans cette situation, RTE a procédé à des choix visant à permettre une confrontation de points de vue sur les orientations qui peuvent être, dès aujourd'hui, envisagées. Il s'agit de mettre en avant plusieurs futurs possibles, tout en répondant à des impératifs techniques, matériels et économiques liés au fonctionnement du système électrique et à la sécurité énergétique du pays.

Un volet important des *Futurs énergétiques 2050* est, en conséquence, consacré au cadrage de la réflexion sur la sobriété, en commençant par préciser les définitions utilisées et la méthode d'analyse (détaillée dans le cadre de la concertation). Celle-ci est fondée sur :

(i) l'ouverture des réflexions aux praticiens et représentants de la société civile pour repositionner les échanges sur les variables sociétales clés en amont du processus de scénarisation,
(ii) l'étude de variantes contrastées y compris sur le plan sociétal, ainsi que
(iii) l'explication des « implicites sociétaux » des scénarios.

Cette méthode a été bien accueillie par les parties prenantes.

Le second choix, qui découle du premier, consiste à problématiser le sujet en donnant à voir la

16. « *The limits to growth* », rapport du Club de Rome, 1972

différence entre un scénario de référence qui prolongerait les habitudes de vie actuelles et un scénario de sobriété qui marquerait des différences nettes. De ce fait, le débat sur les gains possibles de la sobriété comparés à la difficulté à les atteindre lorsqu'ils impliquent de déroger aux modes de consommation et de production actuels n'est pas "dissimulé" derrière un ensemble de paramètres techniques présentés en note de bas de page, mais rendu particulièrement visible.

Cette distinction entre scénario de référence et scénario de sobriété relève également d'une posture de prudence : le choix méthodologique qui consiste à fonder la trajectoire de référence sur des modes de consommation et de production se situant dans le prolongement de ceux d'aujourd'hui constitue une hypothèse prudente pour le dimensionnement du système électrique, dans un contexte où un éventuel surdimensionnement de la production d'électricité a des conséquences moins coûteuses qu'un sous-dimensionnement du mix par rapport à l'impératif de lutter contre le réchauffement climatique. Il n'invalide en rien l'intérêt de la sobriété comme levier pour la neutralité carbone.

3.5.2 Une distinction explicite entre sobriété et efficacité

Si les débats relatifs à la sobriété sont nombreux, il n'existe pour autant pas de définition de la sobriété qui fasse consensus.

La notion de sobriété provient en effet de mouvements et de racines très diverses. Dans les débats sur l'évolution des besoins énergétiques, plusieurs parties prenantes ont progressivement tenté de définir les contours de la notion de « sobriété énergétique » (qui ne couvre qu'une partie des enjeux de sobriété). Dans son panorama sur la sobriété, l'ADEME la définit ainsi comme « une recherche de "moins", de modération des biens et des services produits et consommés, tout en recherchant un "mieux", notamment une augmentation de la qualité de vie et du bien-être »[17]. L'association négaWatt évoque une démarche de réduction des consommations superflues s'organisant par une hiérarchisation des besoins, et favorisant les comportements et activités intrinsèquement peu consommateurs d'énergie au niveau individuel et collectif.

Le choix méthodologique des *Futurs énergétiques 2050* consiste à distinguer explicitement la notion de sobriété de celle d'efficacité, souvent confondues dans les débats. L'efficacité correspond ici à la diminution de consommations énergétiques d'un dispositif technique pour un service rendu équivalent. Si l'efficacité s'avère complémentaire de la sobriété, cette dernière vise, au-delà de la seule amélioration de l'efficacité des matériels, à interroger plus fondamentalement les modes de production et de consommation.

Le scénario de sobriété étudié repose sur une recherche de gisements dans tous les secteurs de consommation. La méthodologie déployée pour étudier ce scénario sobriété repose (i) sur une revue de littérature exhaustive portant sur les principaux axes de transformation en faveur d'une société plus sobre et (ii) sur une identification des actions en faveur de la sobriété.

17. ADEME, novembre 2019, Florian Cézard et Marie Mourad. « *Panorama sur la notion de sobriété – Définition, mises en œuvre, enjeux* » – Synthèse

3.5.3 La sobriété, un outil pour la lutte contre le réchauffement climatique

Les actions sur la demande d'énergie au travers des modes de vie constituent un outil évident pour l'atteinte de la neutralité carbone, qui doit être aujourd'hui systématiquement investigué. Deux questions se posent pour la modélisation : comment prendre en compte cet outil, et à quel niveau. Chaque organisme appelé à investiguer le thème de la neutralité carbone a dû répondre à cette question.

Cette intégration représente un défi méthodologique que certaines institutions ont relevé à l'instar du GIEC. Dans le cadre de ses derniers rapports, celui-ci s'est appuyé sur un canevas de cinq trajectoires appelées *Shared socio-economic Pathways* (SSP ou « Trajectoires socio-économiques de référence »), décrivant le cadrage démographique, macroéconomique et quelques grands déterminants autour des modes de vie afin d'intégrer des composantes économiques, sociétales et géopolitiques aux projections d'évolution des émissions et du climat.

De manière générale, **l'évolution des modes de vie vers davantage de sobriété est une notion désormais intégrée comme un des leviers de décarbonation dans la plupart des études prospectives,** mais avec des définitions diverses qui rendent difficile l'identification de l'ampleur des transformations envisagées et leurs effets sur la consommation énergétique ou la réduction des émissions.

Certains scénarios, comme ceux de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), évoquent l'évolution des comportements individuels comme une des variables permettant de faciliter l'atteinte de la neutralité carbone. Les leviers mobilisés par l'AIE dans son scénario *Net-zero by 2050* restent toutefois limités et pèsent relativement peu dans la trajectoire de réduction des émissions (4 % des baisses d'émissions sur l'ensemble de la trajectoire).

À l'inverse, d'autres acteurs intègrent la sobriété au cœur de leur matrice d'analyse, en portant une vision systémique sur la transformation de l'organisation de la société et en déclinant de manière fine les effets de la sobriété activables dans les différents secteurs. En particulier, les associations négaWatt et Virage Energie[18] intègrent, de longue date, un volet important sur la sobriété énergétique dans leurs travaux prospectifs, en vue de proposer des trajectoires de transition vers un futur sans énergies fossiles dans l'optique de limiter le réchauffement climatique, tout en y ajoutant un autre objectif de sortie du nucléaire.

3.5.4 Un scénario sobriété qui explore dans une approche systématique et dans des proportions beaucoup plus importantes que la SNBC les conséquences d'une inflexion structurelle des modes de vie vers la recherche d'un moindre impact sur l'environnement

La trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050* suppose une poursuite des standards de vie actuels et notamment du degré de confort actuel. À ce titre, elle intègre des évolutions comportementales lorsque celles-ci apparaissent déjà amorcées dans la société ou sont prescrites par la réglementation. Elle ne présuppose donc pas de rupture comportementale par rapport à aujourd'hui.

L'analyse des gisements de sobriété, qui fait l'objet d'un scénario dédié, explore via une approche systématique les conséquences d'une inflexion structurelle des modes de vie et l'intérêt que revêtirait une telle évolution pour l'atteinte des objectifs climatiques.

18. Virage Energie, 2016, *« Mieux vivre en Nord-Pas-de-Calais : pour un virage énergétique et des transformations sociétales »*

3.5.5 Les gisements de sobriété sont détaillés et quantifiés

Dans le **secteur résidentiel,** la propension des individus à accepter de partager certains espaces et équipements, et potentiellement à disposer de moins de mètres carrés par personne, constitue la clé de voute de l'analyse de l'évolution de la consommation. Si une telle dynamique se matérialisait, l'impact serait majeur sur la consommation d'électricité.

Ainsi, le scénario sobriété prévoit une très légère hausse du nombre de personnes par ménage (2,3 en 2050 contre 2,2 aujourd'hui) avec un accroissement des parts de logements en mutualisation, dans le collectif. Malgré une tendance globale actuelle en faveur de la décohabitation, l'apparition de certaines pratiques localisées montrent qu'une telle évolution relèverait du possible : dynamisme de développement de la colocation (choisie) dans les villes, appétence pour l'habitat partagé et émergence de l'habitat participatif.

D'autre part, **la baisse volontaire de la température de consigne de chauffage** de 1 °C d'ici à 2050 (hypothèse SNBC) est le second gisement le plus souvent évoqué, associé à l'hypothèse **de réduction de l'usage de l'eau chaude sanitaire** (environ -30 % d'ici à 2050). Les ressorts qui conduiraient à de telles autolimitations peuvent être débattus (contrainte politique et sociale, ou alors choix individuels et libres de chaque citoyen) et sont approfondis dans le chapitre 13.

Dans le **secteur tertiaire**, le gisement le plus important identifié repose sur un **développement poussé du télétravail,** de l'ordre de 50 % du temps à distance pour les emplois qui le permettent, contre 20 % dans une vision qui intègre *a minima* les enseignements de la crise sanitaire. Cette tendance s'accompagnerait d'une diminution des surfaces par emploi (principalement dans la branche des bureaux) et donc d'une réduction des consommations énergétiques, tous usages confondus.

Un autre gisement notable de sobriété identifié dans la discussion repose sur des actions de sobriété numérique en lien avec l'équipement informatique et son usage pouvant conduire à une réduction de 10 % de la consommation unitaire d'électricité spécifique, pour toutes les branches du secteur tertiaire.

De manière plus anecdotique, la diminution de la publicité aura un impact sur les consommations énergétiques directement associées (écrans, affichages vidéo), ainsi que sur la consommation de biens au sens large. Ainsi, la transformation des modes de consommation induite (circuits courts, produits frais et de saison, manger local, moins consommer de manière générale) entrainerait une réduction de la taille des surfaces d'environ 10 % pour la branche commerce.

Dans le **secteur des transports** (de personnes et de marchandises), plusieurs gisements de sobriété sont mobilisés et s'articulent autour de deux objectifs :

- d'une part, il s'agit de **se déplacer moins** : en évitant les déplacements professionnels (grâce aux outils numériques, télétravail), en limitant les déplacements quotidiens, par le développement de logements collectifs, par davantage de concentration des fonctions de vie, commerces et loisirs de proximité (ville du quart d'heure) et grâce au développement croissant des circuits courts pour les marchandises (diminution de 20 % des km.tonnes de biens contre 9 % dans le scénario de référence) ;
- d'autre part, il s'agit de **se déplacer différemment :** les reports modaux se font depuis la route vers des modes alternatifs nettement plus sobres – les modes doux et transports en commun ou partagés qui réduisent le nombre de véhicules en circulation pour une même distance parcourue (2,2 personnes par véhicule en 2050, contre 1,7 dans la trajectoire de référence). Le scénario «sobriété» repose également sur des hypothèses de pratiques et comportements vertueux (réduction de la vitesse moyenne de circulation, véhicules plus légers), permettant de diminuer d'environ 10 % la consommation kilométrique des véhicules. Pour les marchandises, les reports se feront au profit du fret fluvial ou ferroviaire.

L'industrie étant un secteur intermédiaire, les effets de la sobriété chez les consommateurs influent directement sur la structure de l'appareil de production.

Ainsi, le fait **de privilégier les produits frais et non transformés** réduit la demande pour les produits issus de l'industrie agroalimentaire en faveur des produits agricoles « bruts ».

L'allongement des durées de vie des équipements, le réemploi et le recyclage de matière occasionnent également un ralentissement de la production de certains biens et de l'intensité énergétique associée à la production de certains matériaux. De plus, le changement des pratiques dans le secteur des transports réoriente la production, en baisse, vers des véhicules plus légers et performants.

Enfin, toutes les branches du secteur de la construction sont ralenties par l'augmentation de la cohabitation et de la réduction des surfaces tertiaires.

Figure 3.26 Décomposition des leviers de sobriété électrique par secteur d'activité

	Leviers de sobriété	Effet (TWh évités)	
Résidentiel	Habitat à espaces partagés et légère augmentation de la taille unitaire des ménages	11,9 TWh	◀
	Limitation de la consommation de chauffage résidentiel	4,0 TWh	◀
	Limitation de la consommation en eau chaude résidentielle	4,7 TWh	◀
	Moindre taux d'équipement en climatisation résidentielle	1,1 TWh	
	Limitation de la consommation des autres usages résidentiels	0,7 TWh	
Tertiaire	Recours au télétravail (impact sur la consommation dans les bureaux)	9,1 TWh	◀
	Limitation des besoins énergétiques sur le lieu de travail	4,7 TWh	◀
	Limitation de la consommation de chauffage, climatisation et eau chaude sanitaire tertiaires	1,8 TWh	
	Réduction de la surface des commerces	1,1 TWh	
	Réduction des écrans publicitaires	0,5 TWh	
	Limitation de la consommation des autres usages tertiaires	0,8 TWh	
Transports	Report des déplacements individuels en voiture vers le covoiturage	9,8 TWh	◀
	Réduction moyenne de la vitesse de circulation et véhicules plus petits	5,4 TWh	◀
	Recours au télétravail (impact sur les déplacements domicile-travail)	2,8 TWh	
	Reconcentration des fonctions de vie	2,7 TWh	
	Recours aux produits issus de circuits courts	0,7 TWh	
	Report modal vers les moyens de mobilité douce	0,7 TWh	
Industriel	Consommation d'une alimentation moins transformée	5,8 TWh	◀
	Moins d'engrais azotés dans l'agriculture *(y compris effet sur la production d'hydrogène)*	3,4 TWh	◀
	Allongement des durées de vie des équipements	3,3 TWh	◀
	Baisse de la vente de véhicules/fabrication de véhicules plus petits	2,8 TWh	
	Réduction de la construction	2,2 TWh	
	Économie circulaire	2,1 TWh	
	Limitation des emballages et de la publicité	1,7 TWh	
	Limitation du plastique à usage unique	0,9 TWh	
	Recours à des matériaux biosourcés dans la construction	0,6 TWh	

3.5.6 Des économies d'énergie potentiellement significatives, mais une trajectoire de consommation qui reste néanmoins orientée à la hausse à l'horizon 2050

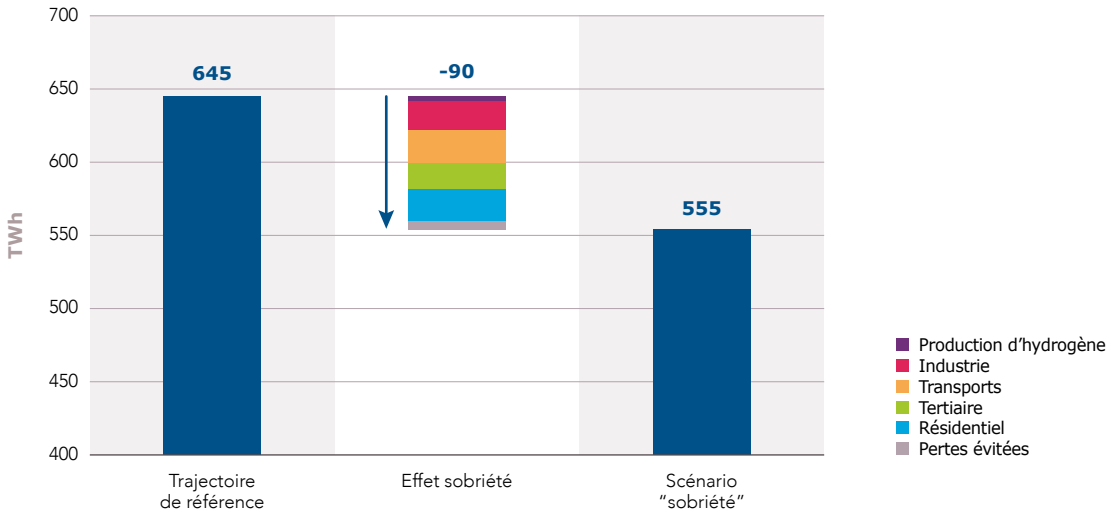
Les économies d'énergie permises par l'activation des gisements de sobriété sont importantes. À l'horizon 2050, elles sont estimées à environ 90 TWh.

Juger du réalisme de ces gisements n'entre pas dans le champ du présent rapport, et renvoie très largement à des représentations politiques ou symboliques déjà évoquées plus haut. Il est certain que le scénario «sobriété» des *Futurs énergétiques 2050* constitue en lui-même un système différent de celui d'aujourd'hui, et implique des changements organisationnels importants (organisation des villes et de l'habitat de manière générale, inversion de la tendance à l'augmentation de la taille des véhicules, etc.). Toutefois, il représente une société dont les traits principaux ont été conservés : la mobilité demeure essentiellement individuelle, l'habitat est toujours organisé de manière prédominante autour des cellules familiales, etc. Des lectures antagonistes seront donc possibles sur ce scénario : pour en déplorer le manque d'ambition ou au contraire en souligner le caractère déjà très normatif.

L'enseignement le plus important pour la prospective réside, de manière plus fondamentale, dans le fait que **l'activation simultanée des leviers du scénario sobriété n'apparaît pas de nature à infléchir la tendance prévisionnelle d'augmentation de la consommation d'électricité dans un cadre de neutralité carbone.**

En effet, la consommation atteindrait 555 TWh en 2050 dans le scénario sobriété contre 475 TWh en 2019. Si elles permettent d'infléchir de manière significative l'évolution de la consommation, les mesures de sobriété ne remettent donc pas en cause son caractère haussier. *A contrario,* cela signifie que les scénarios impliquant une stabilité voire une réduction de la consommation d'électricité reposent soit sur une organisation sociale plus fondamentalement en rupture par rapport à aujourd'hui, soit sur un renoncement à la trajectoire de neutralité carbone dans un cadre proche de la SNBC.

Figure 3.27 Décomposition des effets d'actions de sobriété sur la consommation en 2050



3.5.7 Synthèse des principales hypothèses du scénario de sobriété

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Scénario sobriété		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	479 TWh *(508 TWh)*	509 TWh *(567 TWh)*	555 TWh *(645 TWh)*
Gisement de sobriété	Nombre moyen de personnes par ménage	2,17	2,23 *(2,07)*	2,28 *(2,01)*	2,33 *(1,98)*
	Baisse moyenne de la température de consigne du chauffage	-	0,3°C *(0°C)*	0,7°C *(0°C)*	1°C *(0°C)*
	% du temps de télétravail	-	20% *(4%)*	35% *(8%)*	50% *(10%)*
	Taux d'occupation moyen des véhicules légers	1,62	1,73 *(1,65)*	1,97 *(1,68)*	2,20 *(1,70)*
	Dépense annuelle moyenne par personne en produits de l'industrie agroalimentaire par rapport à 2019	-	stable *(+3%)*	stable *(+12%)*	stable *(+21%)*
	Évolution de la part de marché des citadines dans les ventes par rapport à 2019	-	+4% *(stable)*	+8% *(stable)*	+10% *(stable)*

3.6 Une trajectoire « accélération 2030 » pour atteindre le nouvel objectif européen de -55 % sur les émissions nettes

3.6.1 Un nouvel objectif de réduction des émissions impliquant une électrification accrue à court terme

Dans le cadre de son nouveau « Pacte vert », l'Union européenne a fixé l'objectif d'une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 55 % net en 2030 (contre -40 % brut) par rapport aux niveaux de 1990 et l'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle de l'Union d'ici 2050. Il s'agit d'une réévaluation significative du degré d'ambition par rapport à l'objectif précédent.

Ces nouvelles ambitions sont susceptibles d'accélérer le transfert de certains usages d'énergie vers l'électricité. Plusieurs mesures contenues dans le paquet « Ajustement à l'objectif 55 » publié en juillet 2021 vont dans ce sens, notamment la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émissions pour le transport routier et le bâtiment. La Commission européenne a également proposé un objectif de réduction de 100 % des émissions dans les parcs de véhicules légers (voitures et véhicules utilitaires légers) vendus dès 2035.

La proposition de modification du règlement européen sur la répartition des efforts, concernant les émissions des secteurs non couverts à l'origine par le système d'échange de quotas d'émissions, établirait une réduction de 47,5 % des émissions françaises dans ces secteurs. D'autre part, la révision du système d'échange de quotas (SEQE), également proposée par la Commission européenne en juillet 2021, rehausserait l'objectif européen de réduction des émissions couvertes par le SEQE, qui passerait de -43 % à -61 % en 2030.

L'accélération de l'électrification est un des leviers efficaces pour permettre l'atteinte des nouveaux objectifs 2030, d'autant plus que la production d'électricité bas-carbone en France restera excédentaire à cet horizon.

La variante « accélération 2030 » implique des évolutions dans les rythmes de déploiement de l'électricité sur les trois principaux secteurs émetteurs : les transports, l'industrie et le bâtiment.

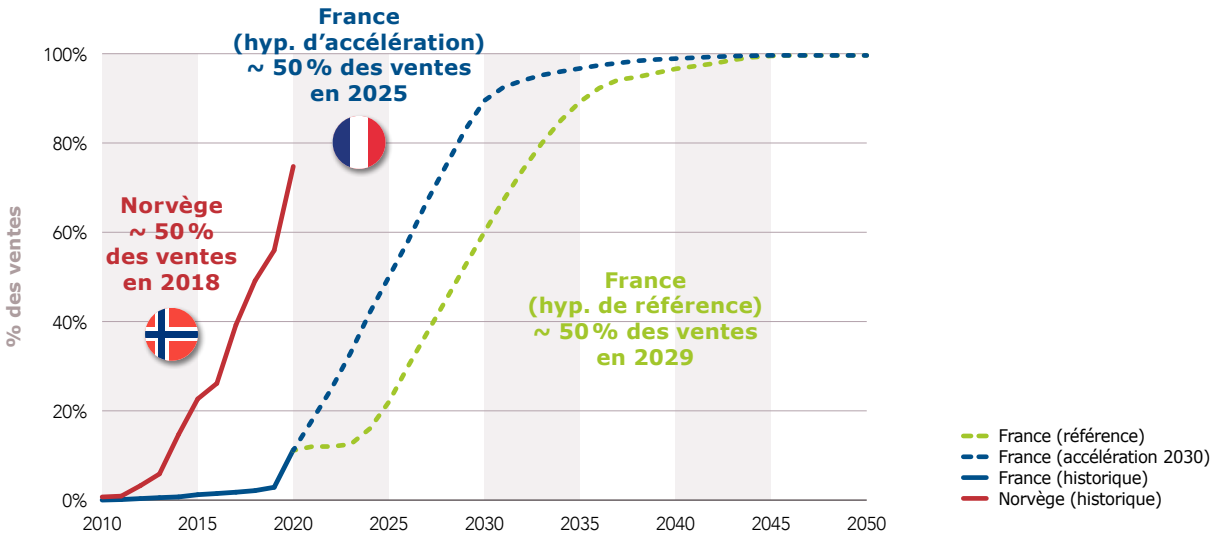
3.6.2 Une accélération marquée dans le secteur des transports

Le secteur des transports apparaît le plus propice à une accélération.

D'une part, le taux de renouvellement naturel du parc automobile est élevé (6 à 7 % par an pour les véhicules légers, contre 1 à 2 % par an dans le logement) : il s'agit donc de remplacer des véhicules polluants en fin de vie par des véhicules neufs utilisant un combustible bas-carbone. D'autre part, sous certaines conditions, la bascule vers le véhicule électrique présente une bonne efficacité économique au regard d'autres actions de décarbonation (les coûts d'abattement des émissions de CO_2 sont restituées dans la partie 11.9 de la présente étude). Enfin, la dynamique industrielle est engagée : la part de marché de l'électrique progresse, les constructeurs automobiles électrifient leur flotte bien plus rapidement qu'initialement escompté et les nouveaux objectifs annoncés à l'échelle européenne (fin de la vente de véhicules thermiques en 2035) sont de nature à accélérer la transition.

La trajectoire « accélération 2030 » prolonge la dynamique positive observée en 2020-2021, en supposant notamment une part de marché de 50 % pour l'électrique (tout électrique et hybride rechargeable) sur le segment des voitures particulières en 2025, contre 2029 dans la trajectoire de référence.

Figure 3.28 Part de marché des véhicules électriques (tout électriques et hybrides rechargeables) dans les ventes de voitures particulières



3.6.3 Une bascule vers les pompes à chaleur plus rapide dans le secteur du bâtiment

Dans le secteur du bâtiment, aussi bien résidentiel que tertiaire, la trajectoire de référence prend déjà en compte une électrification volontariste des usages, en particulier du chauffage. En effet, le rythme des transferts vers des solutions électriques de chauffage dans l'existant entre 2021 et 2030 est doublé par rapport à la décennie précédente dans le résidentiel et même triplé dans le tertiaire. Cette rupture de tendance répond aux orientations publiques de décarbonation des usages, portées par la SNBC.

Dans une variante d'électrification plus poussée, cette accélération est davantage marquée, mais avec un effet cependant limité à l'horizon 2030. Ainsi, la part de chauffage électrique dans le bâtiment est rehaussée de l'ordre de quelques pourcents en 2030 par rapport à la trajectoire de référence, et par le biais de pompes à chaleur, c'est-à-dire d'appareils très performants sur le plan énergétique.

De ce fait, à un horizon de temps relativement court à l'échelle de la durée de vie d'un système de chauffage et en raison de l'inertie importante propre au secteur du bâtiment, cette augmentation n'a qu'un impact limité sur la consommation d'électricité en 2030. Ainsi, pour le résidentiel et le tertiaire, la variante d'électrification poussée conduit à une consommation en hausse d'environ 4 TWh en 2030 par rapport à la trajectoire de référence.

Une accélération de la transition du secteur des bâtiments au-delà de ces niveaux est possible mais elle nécessite un effort structurel très important sur le parc de bâtiments existants, avec des incitations ou des obligations largement renforcées par rapport aux mesures en vigueur.

3.6.4 Un effet sur l'industrie dans le cadre du plan de relance

La trajectoire de référence intègre déjà une forte intensification des transferts d'usage dans le secteur industriel, tant sur les procédés que sur les besoins de chaleur, des combustibles carbonés vers l'électricité. Calibrée en s'appuyant sur la base de données industrielle et les analyses du CEREN, elle est fondée sur une estimation du potentiel techniquement réalisable d'électrification et de la cible atteignable en 2050 compte tenu des temps de retour des différentes technologies.

Le scénario « réindustrialisation profonde » présenté en partie 3.4 décrit une France structurellement réindustrialisée, en allant significativement plus loin que le scénario de référence. Néanmoins, ce scénario produit des effets marquants à long terme, et donc notamment aux échéances 2040 et 2050.

Dans la trajectoire « accélération 2030 », un rythme d'électrification encore plus rapide de l'industrie est retenu, en considérant que les soutiens publics mis en place dans le cadre de France Relance, puis du nouveau plan d'investissement « France 2030 », permettent d'atteindre un rythme de conversion plus soutenu des énergies fossiles (principalement le fioul) vers l'électricité et les réseaux de chaleur.

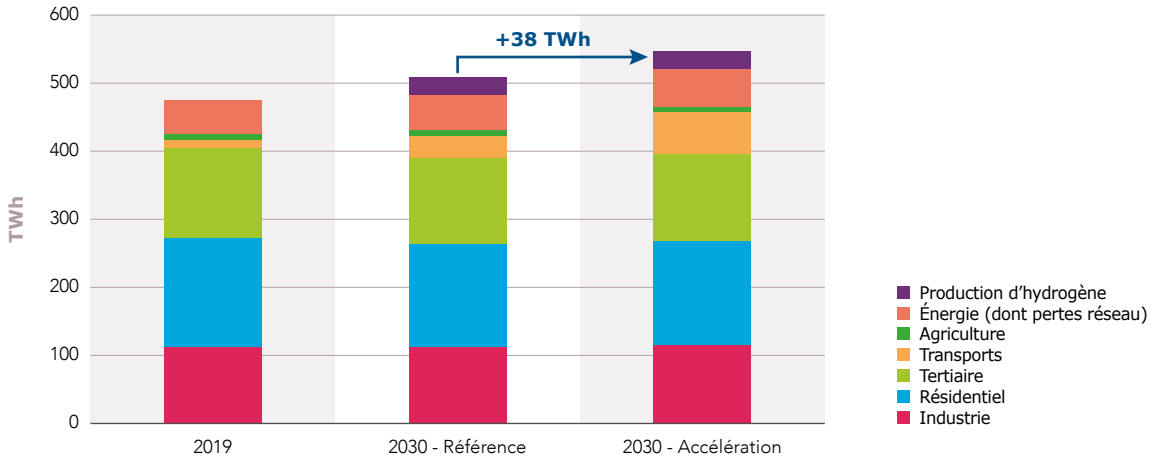
Cette trajectoire peut s'appuyer sur des exemples concrets de projets d'investissements dans les grandes zones industrielles françaises (par exemple à Dunkerque ou à Fos) pouvant concerner des secteurs très énergivores comme la sidérurgie.

En pratique, les conditions de réussite de la trajectoire « accélération 2030 » doivent encore être précisées. Elles impliquent la déclinaison rapide des perspectives d'électrification en projets concrets et une inversion de la logique décisionnelle sur le raccordement (les travaux de renforcement de la capacité d'accueil dans ces zones ne sont pas très coûteux mais peuvent être longs à cadre procédural inchangé et il sera nécessaire de faire démarrer les travaux en anticipation par rapport à certains projets, si ceux-ci doivent se concrétiser entre 2025 et 2030).

3.6.5 Bilan : un effet haussier sur la consommation d'électricité proche de 40 TWh à l'horizon 2030

Atteindre un objectif renforcé de réduction des émissions d'ici 2030 entraîne sans aucun doute un effet haussier sur la consommation d'électricité en France, dans un contexte favorable où la production d'électricité est à 93 % décarbonée. L'effet associé est estimé à environ 40 TWh par rapport à la trajectoire de référence. La trajectoire « accélération 2030 » est donc légèrement supérieure à la trajectoire haute du dernier Bilan prévisionnel, mais dans des proportions qui n'en modifient pas les conclusions s'agissant de la faculté à garantir la sécurité d'approvisionnement sous certaines conditions.

Figure 3.29 Consommation électrique dans les trajectoires de référence et « accélération 2030 »



3.7 D'autres configurations ont été étudiées, avec des évolutions contrastées sur le rythme de déploiement de l'efficacité énergétique, de l'électrification directe ou encore de l'hydrogène

Au-delà de la trajectoire de référence et des scénarios de réindustrialisation et de plus grande sobriété, les débats et les retours de consultation publique ont mis en exergue des positions divergentes sur les hypothèses associées à l'évolution de la consommation à long terme.

Aussi, la trajectoire de référence retenue par RTE s'accompagne de l'étude d'autres configurations. Celles-ci visent à refléter des trajectoires contrastées s'agissant des modes de vie, des politiques publiques en matière de décarbonation de l'économie ou des rythmes de transformation du système et à en dégager les conséquences pour le dimensionnement du système électrique.

3.7.1 Sur l'efficacité énergétique

Comme évoqué à plusieurs reprises dans le présent chapitre, la projection sur les gains futurs en matière d'efficacité énergétique est centrale en matière de prospective énergétique. Avec une hypothèse de réduction de 40 % de la consommation d'énergie finale, la France a retenu une hypothèse qui se situe dans le haut de la fourchette des autres pays européens.

Lors de la consultation publique, plusieurs répondants ont remis en cause l'intérêt de certaines mesures d'efficacité prévues par la SNBC en mettant en avant leur coût important par rapport à d'autres leviers de décarbonation ou le caractère trop optimiste des trajectoires retenues.

À l'inverse, d'autres répondants indiquent que les leviers d'efficacité énergétique possèdent de nombreux bénéfices au-delà de la réduction de la consommation énergétique et des émissions de gaz à effet de serre et qu'ils sont sans regret et nécessaires pour atteindre les objectifs climatiques que la France s'est fixés.

Pour apporter un éclairage sur ces questions, RTE a intégré aux *Futurs énergétiques 2050* une analyse de sensibilité portant sur le rythme de déploiement des mesures d'efficacité énergétique. Cette variante conduirait à une consommation d'électricité de l'ordre de 720 TWh en 2050.

3.7.2 Sur le rythme et le niveau cible d'électrification des usages

Les débats sur le niveau d'électrification pour atteindre la neutralité carbone sont tout aussi structurants dans l'élaboration des perspectives. Comme évoqué plus haut, s'il existe un consensus sur la nécessité d'utiliser l'électricité pour remplacer en partie les énergies fossiles et donc sur le fait que la part de l'électricité dans le mix énergétique est amenée à s'accroître, les proportions de cette augmentation demeurent sujet de débat.

Certains suggèrent que la SNBC accorde une place trop importante à l'électrification, notamment dans l'industrie voire dans le résidentiel et les transports, par rapport à d'autres sources comme la biomasse ou les imports de combustibles énergétiques décarbonés. D'autres soulignent à l'inverse les incertitudes sur le gisement de biomasse pouvant être consacrée à l'énergie (via le biogaz ou les biocarburants) ou encore la capacité à déployer plus rapidement des solutions électriques, et mettent ainsi en évidence l'intérêt de cibler une électrification plus rapide et/ou plus poussée des usages, notamment dans les transports.

Les travaux des *Futurs énergétiques 2050* intègrent ainsi deux trajectoires contrastées sur le rythme d'électrification, avec un éclairage spécifique sur la possibilité d'accélérer l'électrification de certains usages (en particulier les transports) d'ici 2030 en vue d'atteindre les nouveaux objectifs européens sur les émissions de gaz à effet de serre (la trajectoire d'électrification soutenue coïncide, à l'horizon 2030, avec la trajectoire « accélération 2030 » présentée dans la partie 3.6).

3.7.3 Sur un recours renforcé à l'hydrogène

Le développement de l'hydrogène bas-carbone constitue l'une des solutions mises en avant pour atteindre la neutralité carbone, notamment pour décarboner certains usages dans l'industrie ou les transports (camions, bus, bateaux, avions…). Au cours des dernières années, des visions ambitieuses de développement de l'hydrogène se sont développées, et les pouvoir publics ont adopté en septembre 2020 une stratégie hydrogène en lien avec le plan de relance adopté à la suite de la crise sanitaire.

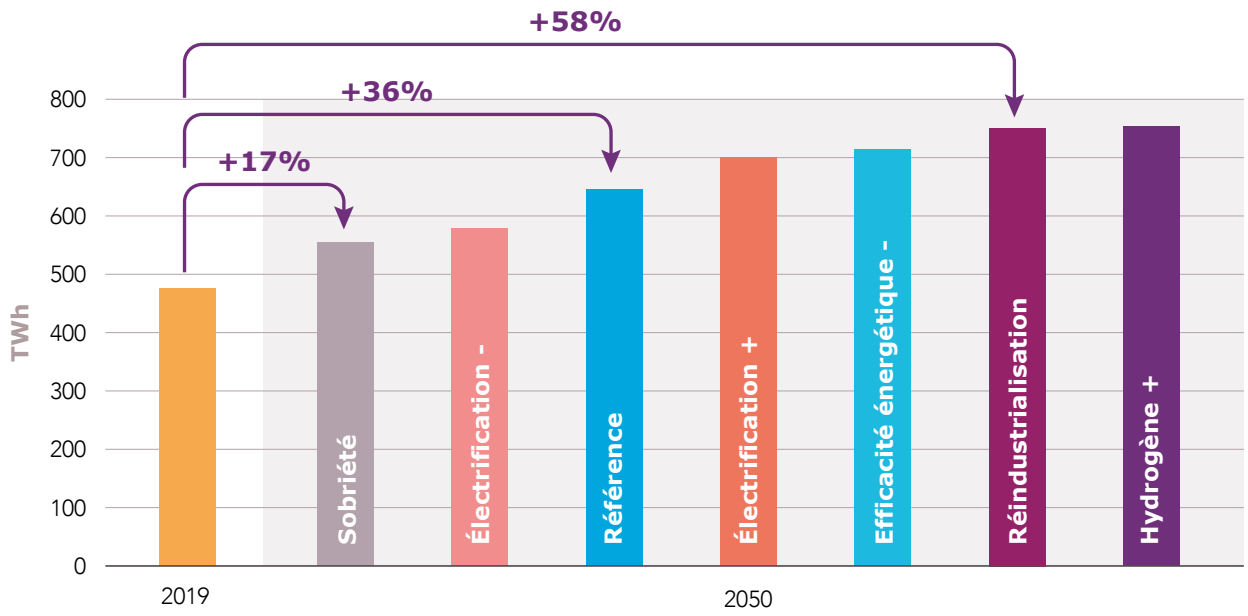
Dans ce contexte et suite aux demandes issues de la concertation, RTE a élaboré et étudié une trajectoire fondée sur une accélération forte du développement de l'hydrogène (trajectoire « hydrogène + »), conduisant à une demande finale d'hydrogène nettement plus élevée que dans la trajectoire de référence : plus de 120 TWh H_2 PCI à l'horizon 2050 contre environ 40 TWh H_2 PCI dans la trajectoire de référence (hors hydrogène nécessaire à l'équilibrage du système électrique). L'hydrogène ainsi développé se substitue à l'électrification directe dans certains secteurs compliqués à électrifier (sidérurgie…) ainsi qu'à l'utilisation de biomasse (transport lourd, chaleur industrielle).

Dans le cas où tout ou partie de ce complément d'hydrogène est produit par électrolyse en France, il en résulte une consommation d'électricité supplémentaire, qui s'avère structurante pour le dimensionnement du système électrique.

3.7.4 Bilan des scénarios et variantes

In fine, en complément de la trajectoire de référence, ce sont six trajectoires de consommation qui font l'objet d'une analyse détaillée dans cette étude.

Figure 3.30 Synthèse des trajectoires de consommation modélisées dans l'étude



3.7.5 Synthèse des principales hypothèses des différentes variantes étudiées

Figure 3.31 Synthèse des principales hypothèses des différentes trajectoires de consommation

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Variante efficacité énergétique moindre		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	527 TWh *(508 TWh)*	610 TWh *(567 TWh)*	714 TWh *(645 TWh)*
Efficacité énergétique	Rénovations dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	400000 par an	470000 *(680000 par an)*	680000 *(830000 par an)*	700000 *(830000 par an)*
	Gains d'une rénovation dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	30%	45% *(50%)*	45% *(50%)*	40% *(40%)*
	Pompes à chaleur dans les logements existants *(moyenne sur dix ans)*	+40000 par an	+180000 par an *(+270000 par an)*	+220000 par an *(+330000 par an)*	+230000 par an *(+350000 par an)*
	Rénovations dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	1,5% du parc par an	1,8% du parc par an *(2% du parc par an)*	2% du parc par an *(2,5% du parc par an)*	2% du parc par an *(2,5% du parc par an)*
	Gains d'une rénovation dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	15%	20% *(25%)*	30% *(40%)*	30% *(50%)*
	Consommation kilométrique des véhicules légers	18,6 kWh/ 100 km	17,4 kWh/ 100 km *(17,1 kWh/100 km)*	16,3 kWh/ 100 km *(15,6 kWh/100 km)*	15,2 kWh/ 100 km *(14,1 kWh/100 km)*
	Taux d'atteinte des gisements d'efficacité énergétique	-	20% *(30%)*	40% *(50%)*	50% *(70%)*

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Variante électrification +		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	546 TWh *(508 TWh)*	636 TWh *(567 TWh)*	700 TWh *(645 TWh)*
Électrification	Transferts vers chauffage électrique dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	65000 par an	150000 par an *(130000 par an)*	220000 par an *(165000 par an)*	300000 par an *(250000 par an)*
	Transferts vers chauffage électrique dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	2,5 Mm^2 par an	9,8 Mm^2 par an *(7,5 Mm^2 par an)*	14,6 Mm^2 par an *(10,5 Mm^2 par an)*	14,6 Mm^2 par an *(10,5 Mm^2 par an)*
	Nombre de véhicules électriques *(y compris véhicules hybrides rechargeables)*	0,3 million	13,1 millions *(7,3 millions)*	31,1 millions *(24,7 millions)*	37,2 millions *(35,9 millions)*
	Part des camions électrifiés	0%	24% *(2%)*	60% *(8%)*	76% *(21%)*
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 dans l'industrie	-	12 TWh *(9 TWh)*	43 TWh *(34 TWh)*	88 TWh *(77 TWh)*

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Variante électrification -		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	493 TWh *(508 TWh)*	527 TWh *(567 TWh)*	578 TWh *(645 TWh)*
Électrification	Transferts vers chauffage électrique dans le résidentiel *(moyenne sur dix ans)*	65000 par an	90000 par an *(130000 par an)*	130000 par an *(165000 par an)*	135000 par an *(250000 par an)*
	Transferts vers chauffage électrique dans le tertiaire *(moyenne sur dix ans)*	2,5 Mm² par an	5 Mm² par an *(7,5 Mm² par an)*	7 Mm² par an *(10,5 Mm² par an)*	7 Mm² par an *(10,5 Mm² par an)*
	Nombre de véhicules électriques *(y compris véhicules hybrides rechargeables)*	0,3 million	5,4 millions *(7,3 millions)*	19,1 millions *(24,7 millions)*	28,8 millions *(35,9 millions)*
	Part des camions électrifiés	0%	2% *(2%)*	6% *(8%)*	16% *(21%)*
	Transferts vers l'électricité depuis 2019 dans l'industrie	-	7 TWh *(9 TWh)*	21 TWh *(34 TWh)*	46 TWh *(77 TWh)*

Entre parenthèses, hypothèses retenues pour la trajectoire de référence

Variante Hydrogène +		2019	2030	2040	2050
Consommation	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	525 TWh *(508 TWh)*	635 TWh *(567 TWh)*	754 TWh *(645 TWh)*
Production d'hydrogène et débouchés	Consommation d'électricité pour la production d'hydrogène	-	40 TWh *(25 TWh)*	98 TWh *(33 TWh)*	171 TWh *(50 TWh)*
	Dont usage non énergétique de l'hydrogène *(ammoniac, sidérurgie, etc.)*	-	20 TWh *(18 TWh)*	19 TWh *(16 TWh)*	24 TWh *(17 TWh)*
	Dont usage énergétique direct de l'hydrogène *(chaleur industrielle, transport routier et ferroviaire, etc.)*	-	20 TWh *(7 TWh)*	44 TWh *(13 TWh)*	75 TWh *(23 TWh)*
	Dont combustibles de synthèse *(transport maritime et aérien, méthanation)*	-	-	36 TWh *(5 TWh)*	72 TWh *(9 TWh)*

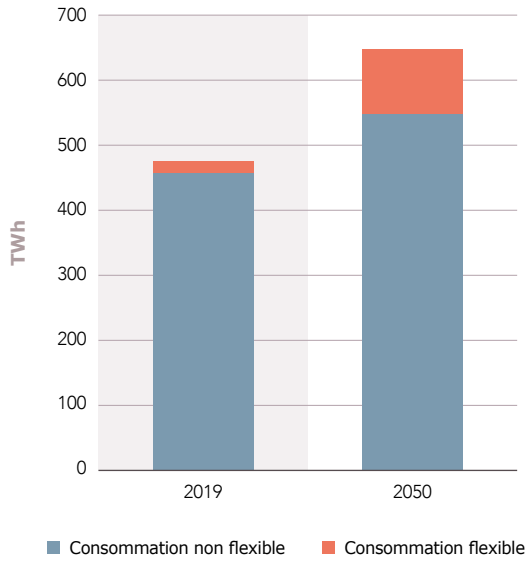
3.8 L'analyse en puissance : des usages flexibles qui représentent une part de la consommation d'électricité en forte croissance

3.8.1 La consommation sera largement plus flexible à l'horizon 2050 qu'elle ne l'est aujourd'hui

La consommation d'électricité fluctue au cours du temps, en fonction des besoins des utilisateurs. Ceux-ci sont largement dictés par le rythme des activités économiques et domestiques et le cycle des saisons : la consommation est plus élevée le jour que la nuit, en jours ouvrés qu'en week-end, en hiver qu'en été.

Cette cyclicité de la demande et son caractère régulier et prévisible sont appelés à être largement modifiés par les évolutions structurelles envisagées à l'horizon 2050, avec notamment la perspective que la demande électrique devienne plus flexible.

Figure 3.32 Évolution de la consommation flexible entre 2019 et 2050



La notion de flexibilité de la consommation couvre deux notions distinctes :

- une part de la consommation peut être déplacée, *a minima* au sein de la journée, pour être activée aux moments les plus favorables pour l'exploitation du système électrique ;
- une part de la consommation peut être interrompue, lors de périodes de tension sur le système électrique.

La consommation est aujourd'hui déjà partiellement flexible. D'une part, les périodes de charge des ballons d'eau chaude sont placées sur les plages horaires les plus favorables : près de 80 % de la consommation pour la production d'eau chaude sanitaire est ainsi activée sur les creux de nuit, alors que, sans pilotage, elle serait activée en cours de journée sur les plages les plus chargées. D'autre part, les dispositifs d'effacement contribuent à la sécurité d'approvisionnement avec près de 3 GW pouvant être activés.

À l'horizon 2050, les usages de consommation considérés comme flexibles sont appelés à être en forte progression, d'une part avec un recours accru au pilotage de la charge, et notamment celle des véhicules électriques, d'autre part à travers des dispositifs d'effacements renforcés (essentiellement les effacements des électrolyseurs).

La part de la consommation flexible passe ainsi de 4 % aujourd'hui à 15 % en 2050 dans la trajectoire de référence, et différentes variantes explorent la possibilité que la flexibilité se développe plus ou moins vite.

La flexibilité de la consommation n'est en effet pas limitée techniquement, et pourrait concerner d'autres secteurs : elle dépend avant tout de son

acceptation sociale. Les hypothèses retenues dans la trajectoire de référence de la consommation sont relativement prudentes, permettant de ne pas faire reposer les résultats relatifs à la sécurité d'approvisionnement sur des hypothèses incertaines *(cf. chapitre 7)*. Différentes variantes de flexibilité de consommation permettent d'illustrer l'apport des flexibilités sur le système électrique.

3.8.2 La thermosensibilité de la consommation restera élevée en hiver et augmentera en été

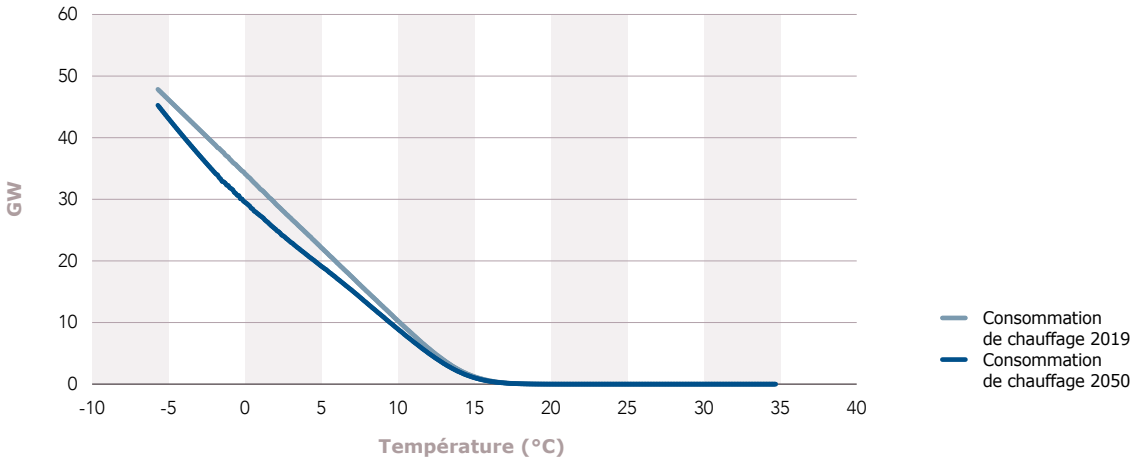
La consommation d'électricité est influencée par les températures extérieures en été, via la climatisation, et surtout en hiver via le chauffage électrique – largement répandu en France puisqu'il équipe près de 40 % du parc de logements et 30 % des surfaces du parc tertiaire.

Le système électrique français se caractérise par une forte thermosensibilité induite par le chauffage électrique : lors d'une vague de froid intense, les besoins de chauffe peuvent être beaucoup plus importants et contribuer à une augmentation significative de la puissance appelée. Le gradient hivernal (sensibilité de la consommation à la baisse de température en hiver) est aujourd'hui estimé à 2400 MW/°C.

Les transferts de chauffage au fioul ou au gaz vers les pompes à chaleur électriques pour une partie significative du parc de logements vont accroître de manière sensible la part des logements chauffés à l'électricité à l'horizon 2050[19] (70 % contre 40 % environ aujourd'hui). Toutefois, dans le même temps, l'amélioration de l'isolation du bâti (réglementation environnementale dans le neuf, rénovations renforcées dans l'existant), combinée à une performance accrue des systèmes de chauffe (au travers des pompes à chaleur notamment) et à l'effet du réchauffement climatique, devrait permettre de stabiliser puis de faire décroître la consommation en énergie du chauffage électrique d'environ 24 % à l'horizon 2050. En corollaire, la sensibilité de la consommation aux températures froides devrait se contracter d'environ 13 %.

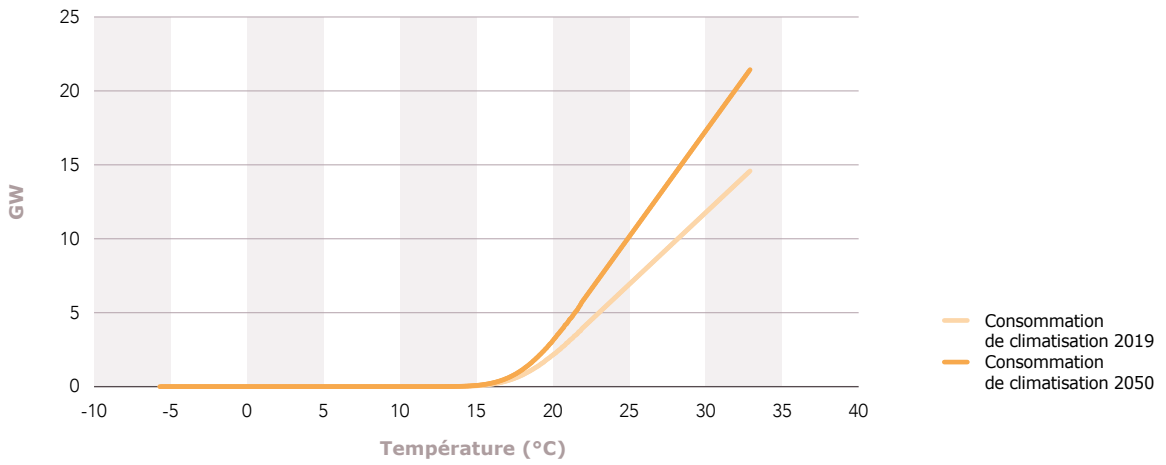
Dès lors, les transferts importants vers les solutions de chauffe électriques prévus dans le cadre de la SNBC ne conduisent pas à accroître la pointe de consommation du chauffage.

Figure 3.33 Appel de puissance moyen du chauffage en fonction de la température lissée



19. Le développement des pompes à chaleur a des conséquences sur les consommations en énergie mais également sur les appels en puissance. En effet, le profil de charge des pompes à chaleur est différent de celui du chauffage par effet Joule : leur coefficient de performance (COP), rapport entre l'énergie restituée et l'énergie consommée, diminue lorsque l'écart de température entre le milieu de prélèvement et le milieu de restitution des calories augmente, d'où le caractère non linéaire qui apparaît sur la figure 3.33.
La technologie de la pompe à chaleur a toutefois connu des progrès importants sur les dernières années. Les anciens modèles étaient dotés de résistances thermiques d'appoint, ce qui pouvait conduire à une consommation équivalente à celle de convecteurs électriques lors de vagues de froid. Aujourd'hui, elles sont en voie de disparition, car elles ne respectent pas les exigences requises par les labels de qualité ; la dégradation du COP à températures très froides est ainsi limitée.

Figure 3.34 Appel de puissance moyen de la climatisation en fonction de la température



Les débats relatifs à la thermosensibilité de la consommation et aux contraintes associées sur le système électrique sont aujourd'hui centrés sur les périodes de grand froid. Les perspectives de diffusion accrue de la climatisation et le réchauffement climatique font toutefois apparaître de nouvelles interrogations sur les contraintes de sécurité d'approvisionnement lors des vagues de chaleur.

La part de logements climatisés en France, en fort développement ces dernières années, a atteint 22 % en 2019. Elle reste toutefois bien inférieure à ce que l'on peut voir dans le sud de l'Europe ou dans les États de l'Ouest américain. Les perspectives de développement de la climatisation dans la trajectoire de référence dans le bâtiment font passer la part de logements climatisés à 55 % en 2050.

La sensibilité de la consommation à la température (gradient d'été) devrait fortement augmenter d'ici 2050 et atteindre 1 400 MW/°C en moyenne journalière et 2 100 MW/°C à 17 h.

L'évolution de cette thermosensibilité, couplée au réchauffement climatique qui va d'une part conduire à un accroissement de la fréquence et de l'intensité des vagues de chaleur et, d'autre part, faire apparaître des contraintes accrues sur la disponibilité des moyens de production, font l'objet d'analyses dans les études de sécurité d'approvisionnement des différents scénarios *(cf. infra)*. Ces analyses ne font pas apparaître de contraintes d'approvisionnement spécifiques aux vagues de chaleur.

3.8.3 Du fait de la flexibilité accrue de la consommation, les profils journaliers d'appel de puissance n'auront plus le caractère relativement cyclique qu'ils présentent aujourd'hui

Aujourd'hui, le profil journalier de consommation constitue essentiellement un reflet des modes de vie. À titre d'illustration, la figure 3.35 représente les variations de la consommation d'électricité sur une semaine type de janvier et sur une semaine type de juin, décomposée par grands secteurs et usages.

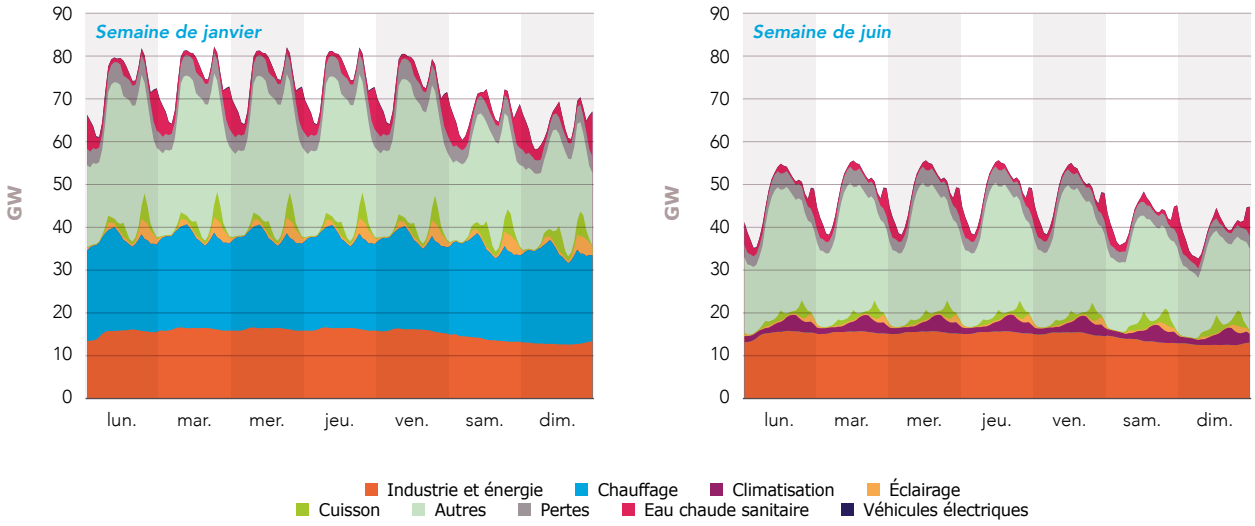
Si les courbes de charge hivernales et estivales en jours ouvrés présentent des différences notables, tant en forme qu'en niveau, elles possèdent néanmoins des caractères communs :

- un minimum de consommation atteint en fin de nuit (vers quatre ou cinq heures du matin), période où les consommations émanent essentiellement des procédés industriels à feu continu, de l'éclairage public, des appareils de froid, des veilles des appareils électroniques et, en hiver, du chauffage ;
- une rapide montée de charge à partir de six heures, liée à la reprise d'activité chez les particuliers, dans les transports ferroviaires et dans les établissements industriels (industrie légère travaillant à un ou deux postes par jour sur cinq jours par semaine) et tertiaires (commerces et bureaux notamment), conduisant à la formation d'un « plateau du matin » ;
- une lente diminution à partir de 13 h, suivie d'un rebond en fin d'après-midi, où se conjuguent activité de fin de journée dans les bureaux, reprise de la consommation résidentielle, et pic d'activité des transports en commun.

Les différences saisonnières sont principalement dues :

- au chauffage, qui explique l'essentiel de la différence générale de niveau entre hiver et été ;
- à des consommations additionnelles d'éclairage, qui sont à l'origine des écarts de forme : combinée avec une charge de même ampleur liée à la cuisson résidentielle, l'apparition d'une charge supplémentaire de l'ordre de 4 GW à la tombée de la nuit provoque une pointe à 19 h au cœur de l'hiver, un peu plus tardive et moins haute

Figure 3.35 Profil hebdomadaire de la consommation par usages aujourd'hui (à températures de référence)



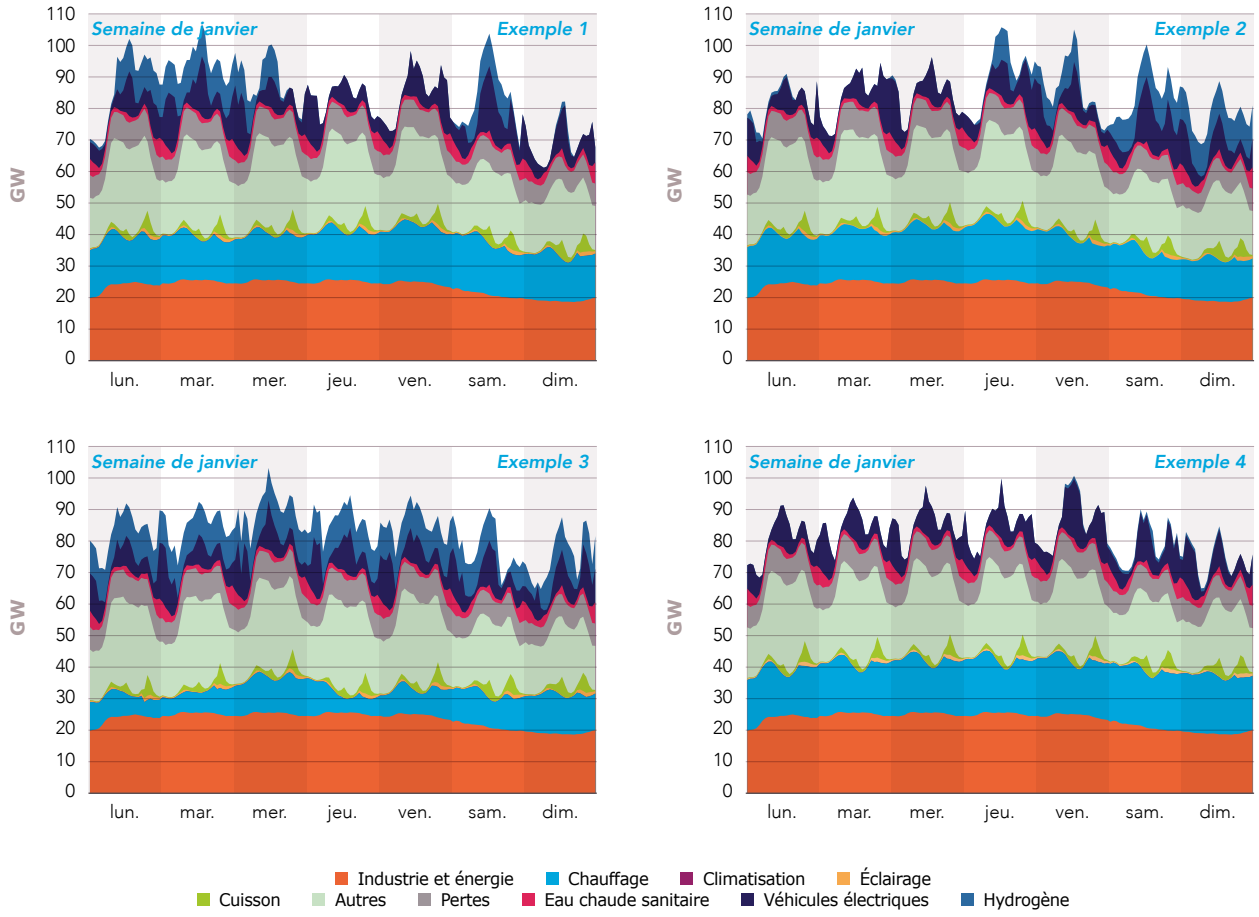
en demi-saison et en été ; symétriquement, le matin, l'éclairage induit en décembre et janvier un supplément de consommation qui positionne la pointe du matin vers 9 h. Avec de moindres besoins d'éclairage, cette pointe tend à se décaler vers midi au fur et à mesure que le jour se lève plus tôt.

Hormis des différences de niveaux liées aux conditions de température *(cf. infra)*, les appels de puissance hivernaux présentent un profil cyclique similaire sur les jours ouvrés, et il en va de même sur la période estivale. Les profils des samedis et dimanches diffèrent en revanche de celui des jours ouvrés du fait de la baisse de l'activité économique.

Cette relative constance de la forme journalière des appels de puissance est appelée à disparaître à l'horizon 2050 avec une part croissante de consommation flexible, dont le pilotage sera optimisé en fonction des contraintes du système électrique. Cette optimisation sera fonction non seulement des besoins de consommation, mais également de la production fatale et donc du mix électrique *(ce point sera détaillé au chapitre 7).*

Pour chaque scénario, l'équilibre offre-demande du système électrique ouest-européen a été simulé au pas horaire pour 1 000 années différentes représentant la variabilité météorologique (chroniques différentes de température, vent, ensoleillement,

Figure 3.36 Profil hebdomadaire de la consommation par usages d'une semaine de janvier en 2050 pour quatre chroniques climatiques différentes



précipitations) et diverses disponibilités des moyens de production. La figure 3.36 présente, à titre d'illustration, les appels de puissance d'une semaine de janvier, à l'horizon 2050, pour quatre de ces tirages dans un des scénarios d'étude.

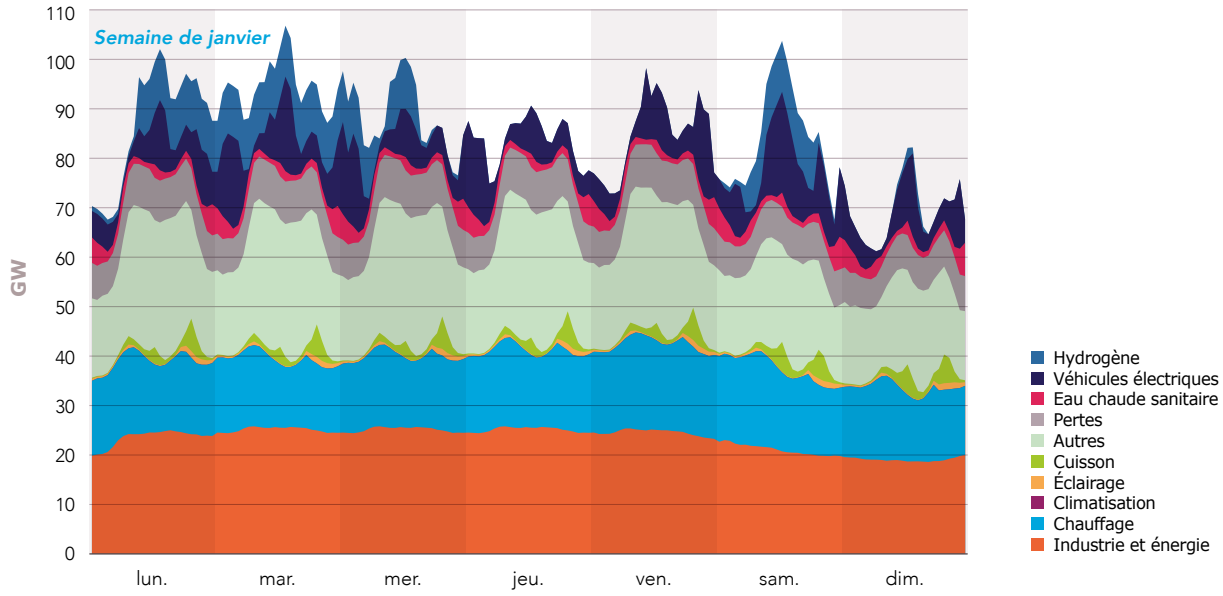
Le contraste est patent par rapport à la situation actuelle : le pilotage optimisé des flexibilités (eau chaude sanitaire, véhicules électriques, production électrolytique d'hydrogène) se traduit par une plus grande volatilité de leurs appels de puissance selon les contraintes du système, notamment le niveau de la production fatale (photovoltaïque, éolien, etc.). En particulier, la consommation des électrolyseurs pour la production d'hydrogène pourra être présente sur tout (exemple 3) ou partie (exemples 1 et 2) de la semaine, ou être totalement absente (exemple 4).

Ainsi, la pointe journalière n'intervient plus à la même heure d'un jour à l'autre, et la pointe du week-end peut être supérieure à celle de certains jours ouvrés.

Si l'on examine, toujours à titre d'exemple, plus en détail un de ces tirages *(cf. figure 3.37)*, on constate qu'une partie de la demande, correspondant aux usages peu ou pas pilotables (industrie, éclairage, cuisson, autres usages…), conserve un profil relativement cyclique, avec des jours ouvrés de forme similaire et un certain décrochage baissier le week-end. La réduction marquée du poids de l'éclairage en 2050 par rapport à aujourd'hui apparaît également, du fait de la poursuite du passage à la technologie LED.

Sur cet exemple, un niveau de production éolienne relativement important du lundi au mercredi autorise une production électrolytique d'hydrogène en l'absence de contrainte sur l'équilibre du système électrique. Cette production d'hydrogène est interrompue sur les deux jours suivants essentiellement du fait d'une production éolienne beaucoup plus faible. Un nouvel épisode venteux lors de la journée du samedi conduit toutefois à la réactiver. Combinée avec une importante production photovoltaïque autorisant un placement poussé de la recharge méridienne des véhicules électriques, la

Figure 3.37 Exemple de profil hebdomadaire de la consommation par usages d'une semaine de janvier en 2050 pour une chronique climatique possible



pointe de consommation du samedi est sensiblement supérieure à celle des deux jours ouvrés précédents. Cette recharge méridienne des véhicules électriques est observable sur les autres journées, mais avec une profondeur variable selon le niveau de production fatale.

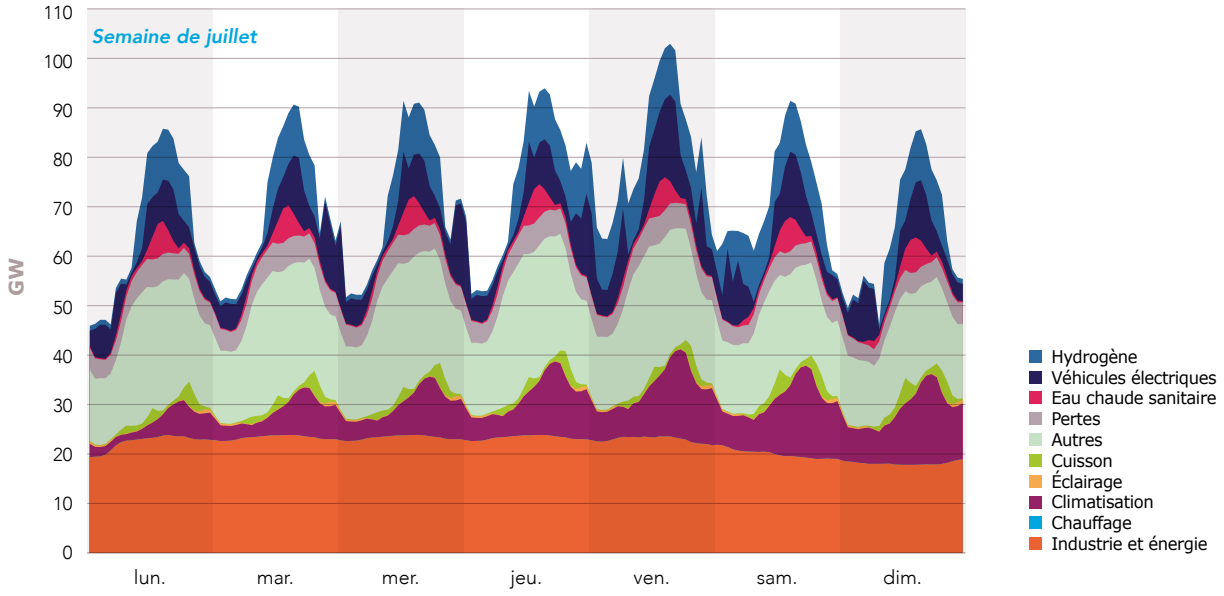
Au global, **les pointes de consommation observées dans cet exemple ne reflètent donc pas des situations de tension sur l'équilibre du système électrique mais résultent au contraire d'un pilotage optimal de la consommation flexible.**

L'impact de ce pilotage est également patent en période estivale. La figure 3.38 fournit un exemple de courbe de charge d'une semaine de juillet en 2050 pour un tirage d'aléas.

Plusieurs constats peuvent être dressés :

- le développement important de la climatisation à l'horizon 2050 se traduit par des appels de puissance élevés. Les niveaux de puissance appelée peuvent, sur des épisodes de très forte chaleur, approcher 35 GW (contre un peu plus de 20 GW aujourd'hui) ;
- la production photovoltaïque abondante en période estivale permet de concentrer une part importante de la demande flexible (véhicules électriques et eau chaude sanitaire notamment) sur les heures méridiennes ;
- la charge des véhicules électriques, plus forte les vendredis d'été en raison des départs en vacances, explique le pic d'appel de puissance sur la semaine ce jour-là.

Figure 3.38 Exemple de profil hebdomadaire de la consommation par usages d'une semaine de juillet en 2050 pour une chronique climatique possible



3.8.4 Avec le pilotage de la demande flexible, les pointes estivales de consommation pourront atteindre des niveaux élevés, du même ordre que celui des pointes hivernales, et varier dans une plage bien plus large

Outre le profil des appels de puissance, le pilotage d'une demande de plus en plus flexible selon les contraintes du système se traduira par des niveaux globalement bien plus élevés des pointes estivales de consommation.

Pour illustrer cette évolution, la figure 3.39 représente, sur la dernière semaine de juillet, la plage de variation des appels de puissance horaires modélisés pour les mille tirages annuels des différents aléas sur le système électrique de 2019. Elle fait apparaître, pour une heure donnée, une plage de fluctuation maximale de l'ordre d'une dizaine de gigawatts et, à l'échelle de la semaine, la variabilité totale des appels de puissance est de l'ordre de 30 GW.

La figure 3.40 fournit les mêmes éléments pour l'année 2050. Globalement, le niveau des puissances appelées est bien plus élevé : il peut approcher 120 GW sur les cas de figure extrêmes.

Pour une heure donnée, la plage de variation des appels de puissance apparaît bien plus large qu'en 2019, de l'ordre de plus de 30 GW sur certaines heures (soit trois fois plus qu'en 2019). Ceci est dû au fait qu'à la thermosensibilité estivale (seul paramètre d'influence en 2019) s'ajoute la variabilité du pilotage de la demande flexible en fonction des contraintes du système électrique.

Enfin, on peut noter l'amplitude hebdomadaire bien plus élevée pour les appels de puissance horaires, de près de 75 GW. Ceci est notamment dû au creusement de l'écart jour/nuit, la demande flexible étant largement positionnée sur les heures méridiennes pour offrir un débouché à la production photovoltaïque.

Le même type d'analyse mené sur une semaine hivernale (troisième semaine de janvier) fait apparaître des évolutions de moindre ampleur entre 2019 (figure 3.41) et 2050 (figure 3.42).

En effet, le niveau de la plage de variation des appels de puissance se trouve, compte tenu de la forte croissance de la demande électrique, légèrement rehaussé (d'une quinzaine de gigawatts) en 2050 par rapport à 2019, mais bien moins que dans le cas d'une semaine estivale. La baisse d'un peu plus de 10 % de la consommation de chauffage électrique à cet horizon contribue à modérer la hausse des appels de puissance.

Sur les heures méridiennes de production photovoltaïque, la puissance appelée peut atteindre jusqu'à 130 GW pour certains tirages d'aléas, du fait du placement de la demande flexible sur ces périodes quand l'état du système électrique l'autorise. Ces niveaux élevés de puissance appelée ne sont donc pas nécessairement le reflet d'une tension sur l'équilibre du système électrique.

Figure 3.39 Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1 000 années de Monte-Carlo pour la dernière semaine de juillet – Année 2019

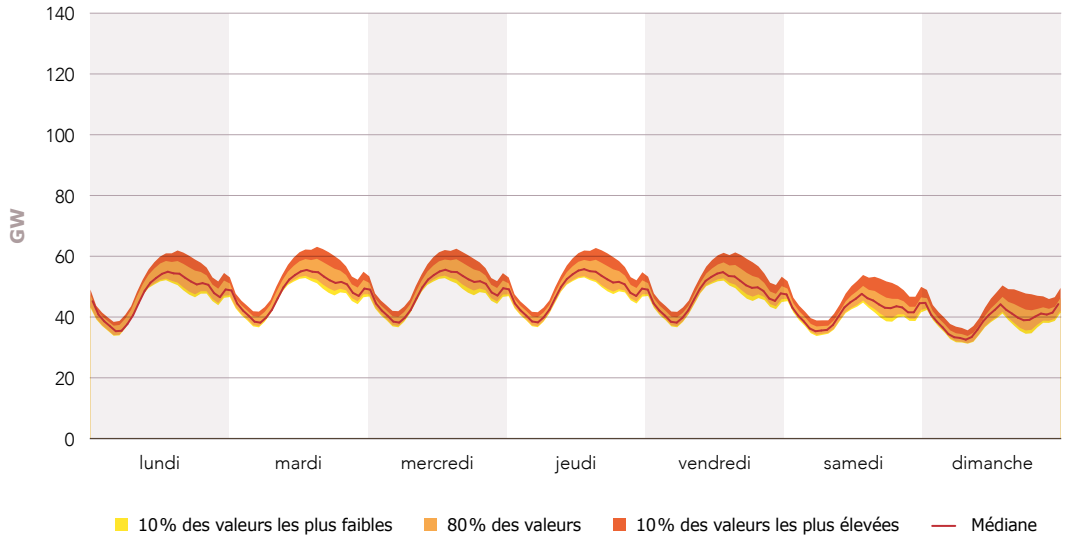


Figure 3.40 Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1 000 années de Monte-Carlo pour la dernière semaine de juillet – Année 2050

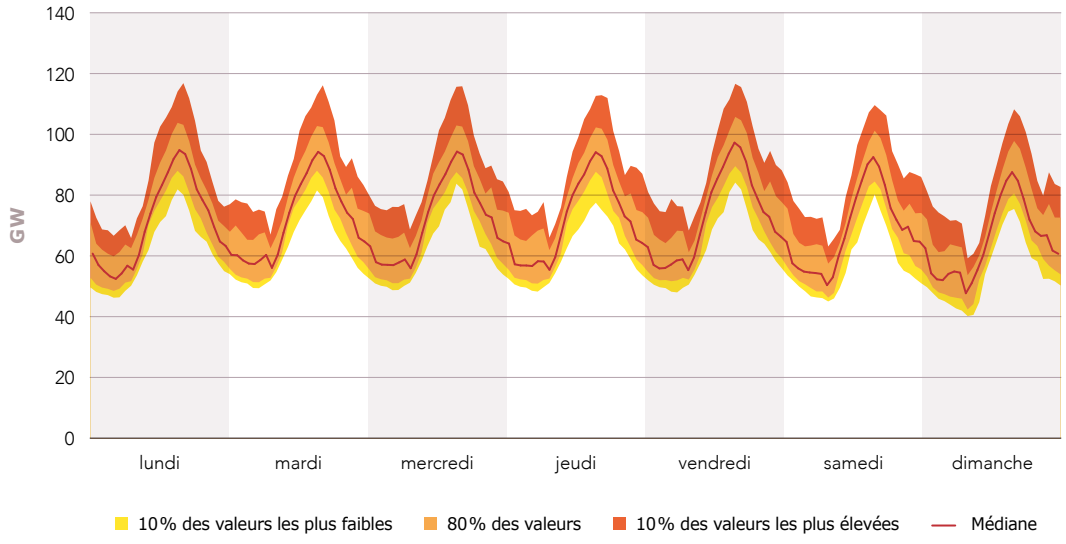


Figure 3.41 Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1 000 années de Monte-Carlo pour la troisième semaine de janvier – Année 2019

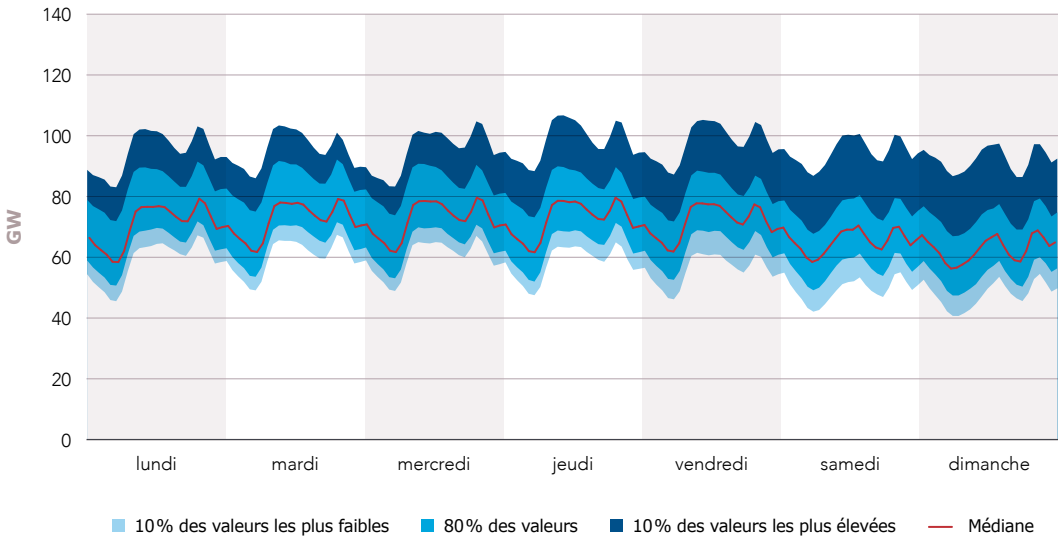
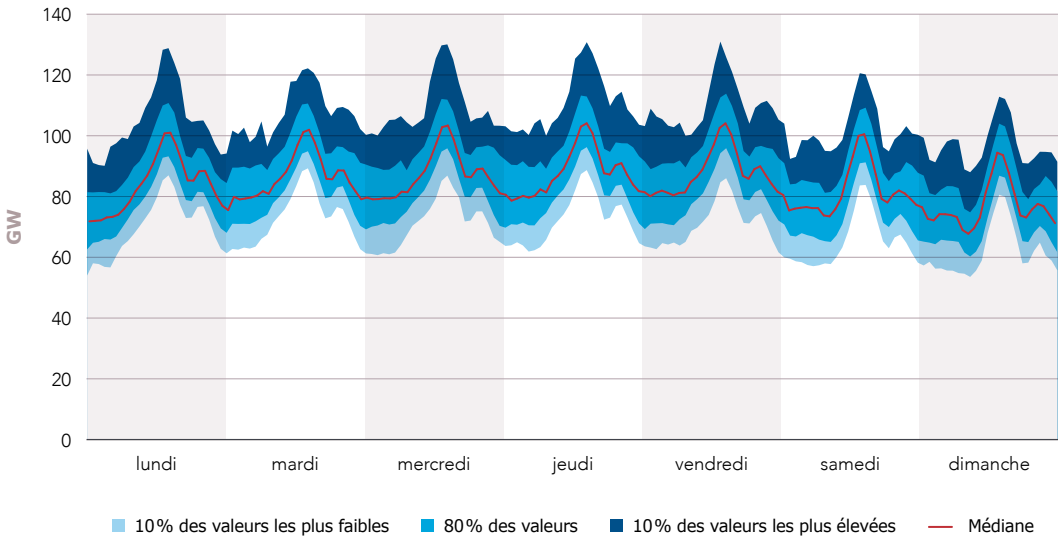


Figure 3.42 Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1 000 années de Monte-Carlo pour la troisième semaine de janvier – Année 2050



3.8.5 Les pointes de consommation seront potentiellement élevées, mais l'élément dimensionnant pour l'exploitation du système est la consommation résiduelle

À l'horizon 2050, les valeurs atteintes par la consommation seront projetées comme pouvant être bien plus élevées que celles rencontrées aujourd'hui. Dans le scénario de référence, la consommation atteint une valeur supérieure à 100 GW près de 2,4 % du temps, alors que la probabilité d'atteindre cette valeur est aujourd'hui exceptionnelle (0,02 %). En 2050, certaines pointes pourront dépasser 120 GW.

Ces valeurs atteintes par la consommation ne reflètent qu'imparfaitement la tension sur l'équilibre offre-demande. En effet, la consommation qui doit être couverte par des moyens pilotables est la consommation résiduelle, consommation défalquée des productions fatales, et cette production fatale sera importante à l'horizon 2050 dans tous les scénarios étudiés.

Les instants qui présenteront le plus de contraintes sur l'équilibre offre-demande seront les instants à plus forte consommation résiduelle, et non pas les instants de plus forte consommation.

Le graphique ci-dessous, basé sur une semaine d'hiver d'un des scénarios d'étude, permet de représenter des instants où la consommation résiduelle atteint des valeurs très basses, voire négatives alors que la consommation dépasse 120 GW.

Figure 3.43 Évolution des monotones de consommation entre 2019 et 2050

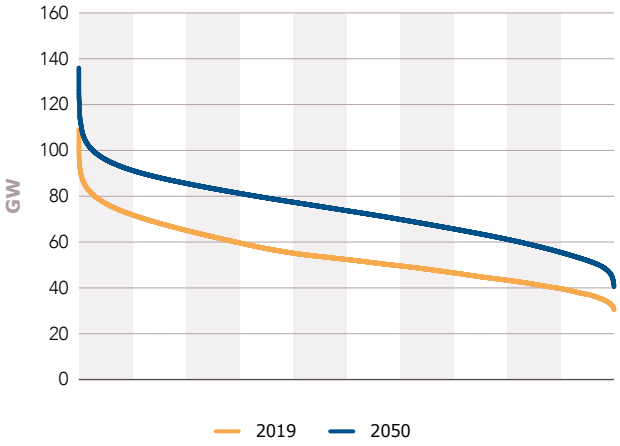
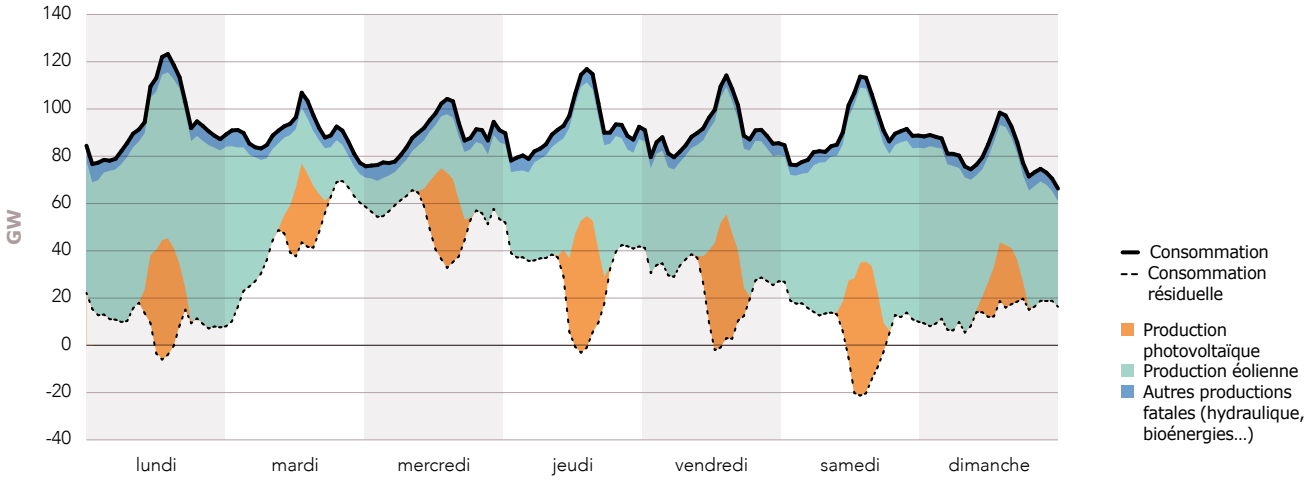


Figure 3.44 Écart entre consommation totale et consommation résiduelle



3.8.6 La flexibilité de la consommation permet de limiter le recours aux moyens de production et de stockage pilotables pour couvrir les pointes de consommation résiduelle

La pointe à couvrir par des moyens pilotables est historiquement représentée par la pointe de consommation à une chance sur dix. Cet indicateur a peu à peu perdu de sa pertinence avec (i) le développement de productions renouvelables variables et fatales (notamment éoliennes et photovoltaïques) et (ii) la flexibilité croissante de la consommation.

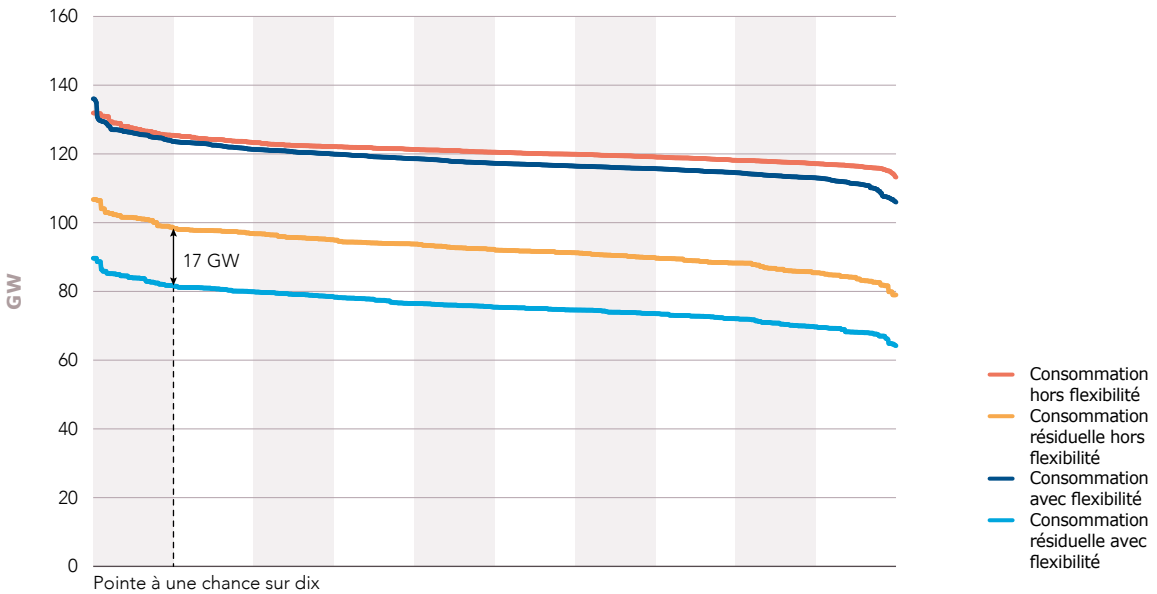
L'indicateur représentatif de la production à couvrir par les moyens pilotables est désormais la pointe à une chance sur dix de la consommation résiduelle après application des flexibilités. Cet indicateur est fonction des mix de production, et varie entre 82 GW et 88 GW dans les différents scénarios étudiés.

Un point notable est le bénéfice apporté par la flexibilité de la consommation. Sans flexibilité de la consommation, les pointes à couvrir par les moyens pilotables seraient significativement plus élevées. Ce bénéfice apporté sur la consommation résiduelle par les flexibilités est aujourd'hui de 3 GW et sera en 2050, selon les scénarios de l'étude, compris entre 16 GW et 18 GW.

Le graphique ci-après permet d'illustrer la réduction apportée par la flexibilité du système.

Des analyses détaillées sur la contribution de la flexibilité de la demande et des autres moyens de flexibilité (stockage, production thermique…) à la sécurité d'approvisionnement sont présentées dans le chapitre 7.

Figure 3.45 Monotones des pointes de consommation en 2050



LES TRAJECTOIRES DE CONSOMMATION
À L'HORIZON 2050

Consommation finale d'électricité par secteur : Industrie, Résidentiel, Tertiaire, Transport, Hydrogène

SCÉNARIOS

	HYPOTHÈSES	NIVEAU 2050	PRINCIPALES ÉVOLUTIONS
Référence	Électrification progressive (en substitution aux énergies fossiles) et ambition forte sur l'efficacité énergétique (hypothèse SNBC). Hypothèse de poursuite de la croissance économique (+1,3% à partir de 2030) et démographique (scénario fécondité basse de l'INSEE). La trajectoire de référence suppose un bon degré d'efficacité des politiques publiques et des plans (relance, hydrogène, industrie). L'industrie manufacturière croît et sa part dans le PIB cesse de se contracter. Prise en compte de la rénovation des bâtiments mais aussi de l'effet rebond associé.	**645 TWh**	180 TWh 134 TWh 113 TWh 99 TWh 50 TWh

	HYPOTHÈSES	NIVEAU 2050 (par rapport à la référence)	PRINCIPALES ÉVOLUTIONS (+ écart par rapport à la référence)
Sobriété	Les habitudes de vie évoluent dans le sens d'une plus grande sobriété des usages et des consommations (moins de déplacements individuels au profit des mobilités douces et des transports en commun, moindre consommation de biens manufacturés, économie du partage, baisse de la température de consigne de chauffage, recours à davantage de télétravail, sobriété numérique, etc.), occasionnant une diminution générale des besoins énergétiques, et donc également électriques.	**555 TWh** (-90 TWh)	160 TWh (-20 TWh) 111 TWh (-23 TWh) 95 TWh (-18 TWh) 77 TWh (-22 TWh) 47 TWh (-3 TWh)
Réindustrialisation profonde	Sans revenir à son niveau du début des années 1990, la part de l'industrie manufacturière dans le PIB s'infléchit de manière forte pour atteindre 12-13% en 2050. Le scénario modélise un investissement dans les secteurs technologiques de pointe et stratégiques, ainsi que la prise en compte de relocalisations de productions fortement émettrices à l'étranger dans l'optique de réduire l'empreinte carbone de la consommation française.	**752 TWh** (+107 TWh)	239 TWh (+59 TWh) 134 TWh (0 TWh) 115 TWh (+2 TWh) 99 TWh (0 TWh) 87 TWh (+37 TWh)

VARIANTES

Électrification +	La part de l'électricité dans la consommation finale s'accroît de manière plus forte que dans la SNBC. Certains usages basculent plus rapidement ou fortement vers l'électricité. C'est particulièrement le cas dans le secteur des transports, dans lequel l'adoption du véhicule électrique et l'électrification de certaines catégories de poids lourds est beaucoup plus rapide. Le transfert vers le chauffage électrique se fait également plus rapidement et de manière plus volontariste.	**700 TWh** (+55 TWh)	192 TWh (+12 TWh) 139 TWh (+5 TWh) 120 TWh (+7 TWh) 125 TWh (+27 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Moindre électrification	La part de l'électricité dans la consommation finale augmente de manière moins forte et moins rapide que dans la SNBC. Dans l'industrie, par exemple, l'électricité ne parvient pas à être compétitive et la bascule vers l'électrification se fait moins rapidement. Il en est de même pour le transfert vers la mobilité électrique (véhicules légers et lourds) et vers les dispositifs de chauffage électrique dans les secteurs résidentiel et tertiaire.	**578 TWh** (-67 TWh)	150 TWh (-30 TWh) 126 TWh (-8 TWh) 107 TWh (-6 TWh) 81 TWh (-18 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Efficacité énergétique réduite	Les hypothèses de progrès de l'efficacité énergétique des équipements électriques généralement retenues ne se matérialisent pas, ou s'accompagnent de phénomènes de surconsommation au-delà de ce qui est prévu dans la trajectoire de référence. Dans le secteur du bâtiment, les objectifs de rénovation et la conversion aux pompes à chaleur ne sont pas atteints, et le taux d'atteinte des gisements d'efficacité énergétique ne dépasse pas 50% en 2050 (contre 70% dans la trajectoire de référence).	**714 TWh** (+69 TWh)	191 TWh (+11 TWh) 156 TWh (+22 TWh) 135 TWh (+22 TWh) 105 TWh (+6 TWh) 50 TWh (0 TWh)
Hydrogène +	Le développement de la production d'hydrogène décarboné connait une forte accélération conduisant à une demande finale d'hydrogène nettement plus élevée que dans la trajectoire de référence. L'hydrogène se substitue à l'électrification directe dans certains secteurs difficiles à électrifier (sidérurgie…) ainsi qu'à l'utilisation de biomasse (transport lourd, chaleur industrielle).	**754 TWh** (+109 TWh)	164 TWh (-16 TWh) 134 TWh (0 TWh) 113 TWh (0 TWh) 93 TWh (-6 TWh) 171 TWh (+121 TWh)

4

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

4

LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ : DES PERSPECTIVES INTÉGRANT DES ÉVOLUTIONS CONTRASTÉES SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET NUCLÉAIRE

4.1 Le point de départ : augmenter la production d'électricité bas-carbone tout en faisant face au renouvellement des installations actuelles

4.1.1 Une problématique industrielle : renouveler les installations bas-carbone quand elles arrivent en fin de vie

La production d'électricité en France est déjà très largement décarbonée (à 93 % en 2019 et 2020)[1]. Comme présenté au chapitre 1, son bilan carbone est l'un des meilleurs au monde (62 gCO_2/kWh, pour une moyenne européenne de 317 hors France[2]). Au cours des prochaines années, la fermeture définitive des dernières centrales au charbon et la moindre sollicitation attendue des centrales à gaz du fait de la croissance des énergies renouvelables devraient conduire à renforcer cette performance. La France est de plus un pays très largement exportateur, ce qui améliore encore son bilan carbone.

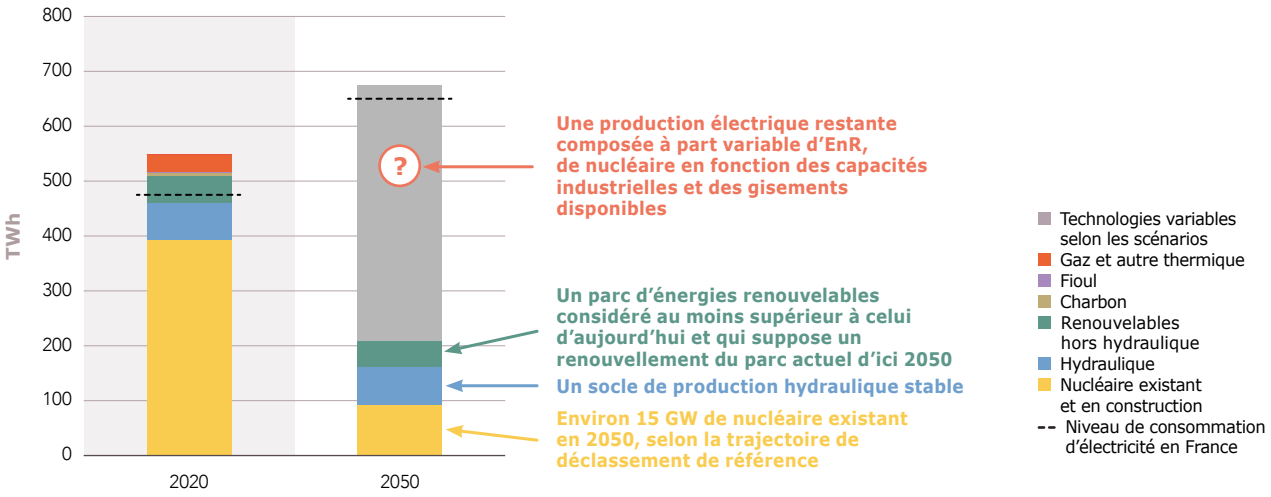
De ce fait, la décarbonation du secteur électrique n'est pas le levier principal pour améliorer la performance climatique du pays. En revanche, le maintien de cette performance sur le temps long n'est pas acquis. Il est tributaire du renouvellement des installations de production bas-carbone durant la période couverte par l'étude *Futurs énergétiques 2050*. Si cette problématique est largement passée sous silence dans le débat public, elle est pourtant structurante dans l'établissement d'une feuille de route énergétique pour les 40 prochaines années.

S'agissant de la pyramide des âges de son parc de production, la situation française est atypique. Même si l'éolien et le solaire se sont développés récemment en France, les installations bas-carbone françaises sont pour l'essentiel des centrales hydrauliques et nucléaires, et ces centrales ont, pour la majorité, été construites il y a plusieurs décennies. *A contrario*, un des cycles d'investissement les plus récents, celui des années 2010, a porté sur des installations utilisant des combustibles fossiles : les centrales à gaz françaises ont ainsi moins de dix ans de moyenne d'âge. Le cycle naturel de renouvellement des installations par critère d'âge porte ainsi, en priorité, sur des installations bas-carbone.

C'est en particulier le cas des réacteurs nucléaires de deuxième génération, qui fournissent 70 % de l'électricité du pays : construits de manière rapprochée de la fin des années 1970 au début

1. Bilan électrique 2020 de RTE, https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/
2. Émissions de CO_2 incluant la cogénération et l'autoproduction – Source : *Chiffres clés du climat : France, Europe et Monde,* édition 2021, Ministère de la transition écologique

Figure 4.1 Perspectives d'évolution de la production d'électricité entre 2020 et 2050



des années 1990, ils ont été initialement conçus en tablant sur une durée d'exploitation de quarante années, et donc avec la perspective qu'un cycle de renouvellement interviendrait entre la fin des années 2010 et le début des années 2030. Même s'il a été depuis montré, en France et ailleurs dans le monde, que ces réacteurs pouvaient être exploités plus longtemps sous réserve que certains de leurs composants clés soient progressivement renouvelés, l'arrêt à terme de ces réacteurs, comme de toute installation industrielle, revêt un caractère inéluctable et doit nécessairement être pris en compte dans la stratégie énergétique française.

Enfin, durant les quarante prochaines années, les premières éoliennes et panneaux solaires installés sur le territoire au cours des 15 dernières années devront également être renouvelés. Ces installations ont en effet des durées de vie plus courtes, de l'ordre de 20 à 25 ans.

Dès lors, **la question du mix électrique au cours des prochaines décennies doit nécessairement être appréhendée en considérant qu'une large partie des actifs actuels devront être renouvelés.** Il ne s'agit donc pas uniquement de définir comment l'incrément de consommation électrique pourra être alimenté, mais bien de réfléchir sur la quasi-totalité du volume d'électricité à produire.

4.1.2 Un choix structurant : la relance ou non d'un programme de nouveau nucléaire

Pour alimenter une consommation d'électricité d'environ 650 TWh en 2050 et remplacer les réacteurs nucléaires qui seront fermés, le débat technique et public s'est structuré autour de deux options distinctes : (i) celle d'un mix « renouvelables + nucléaire », en lançant donc un nouveau programme nucléaire allié à un fort développement des énergies renouvelables, (ii) celle d'un système reposant à terme uniquement sur les énergies renouvelables.

Dans le premier cas, le mix électrique – nécessairement intégralement bas-carbone pour atteindre la neutralité carbone – serait constitué de réacteurs nucléaires anciens et récents et d'un bouquet d'énergies renouvelables, dans des proportions différentes d'aujourd'hui et variables selon les scénarios. Dans le second cas, le système électrique s'acheminerait vers une solution « 100 % renouvelable ».

La scénarisation des *Futurs énergétiques 2050* est articulée autour de cette distinction entre les deux grandes options. Dans la première (scénarios N1, N2, N03), les nouveaux investissements dans le parc combinent énergies renouvelables et de nouveaux réacteurs nucléaires ; dans la seconde (scénarios M0, M1, M23), ils se portent uniquement sur les énergies renouvelables. Au sein de chaque famille de scénarios, plusieurs trajectoires de développement des énergies renouvelables et du nucléaire sont considérées et reposent sur des logiques industrielles et sociétales contrastées. La suite de ce chapitre détaille les trajectoires sous-jacentes pour les différentes filières de production tandis que les scénarios de mix production-consommation sont explicités dans le chapitre 5.

Cette représentation met ainsi l'accent sur l'importance de la décision de relance ou non d'un parc électronucléaire, qui engagera le pays sur le temps long et résultera d'un choix structurant ayant des implications techniques, économiques, environnementales et sociétales très larges et qui constituera donc une décision politique.

Dans le cadre de la concertation, la distinction claire entre les scénarios selon cette ligne a fait l'objet d'un large consensus.

Organisée ainsi, l'étude *Futurs énergétiques 2050* s'inscrit dans la séquence logique définie par les pouvoirs publics pour prendre une décision sur le renouvellement du parc nucléaire :

- La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en 2020 porte sur la période allant jusqu'à 2028 et est cadrée sur une vision prospective du système électrique à 15 ans, cohérente avec la temporalité retenue dans le Bilan prévisionnel 2017 de RTE. L'échéance 2035 n'est toutefois pas suffisante pour statuer sur l'intérêt et les enjeux du renouvellement du parc.
- La PPE définit un programme de travail devant permettre de documenter les différentes options pour le renouvellement du parc. Ce programme de travail inclut différents livrables, qui sont selon les cas de la responsabilité de l'État, de RTE, ou des acteurs de la filière nucléaire. Ce programme de travail est coordonné par l'État.
- Au titre de ce programme, EDF a remis à l'État au printemps 2021 une proposition technique, économique et financière de renouvellement du parc nucléaire. Cette proposition, appelée programme « nouveau nucléaire France » (programme NNF) consiste à engager maintenant un programme de construction de six nouveaux réacteurs (trois paires) de technologie EPR 2 sur les sites de Penly (Normandie), Gravelines (Hauts-de-France) et Tricastin ou Bugey (Auvergne-Rhône-Alpes). Les mises en service seraient prévues entre 2035 et 2045.
- Les administrations ont conduit de multiples audits sur la proposition d'EDF. Elles doivent remettre au gouvernement une estimation actualisée de l'option du nouveau nucléaire, associée à leur propre évaluation des coûts.
- Pour répondre aux questions relevant de son périmètre de responsabilité, RTE a engagé la démarche *Futurs énergétiques 2050*. La consistance technique spécifique des scénarios 100 % renouvelables a fait l'objet d'un rapport commun entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie, publié le 28 janvier 2021. La description technique, économique, sociétale et environnementale des scénarios du présent rapport et les analyses approfondies qui seront publiées au premier trimestre 2022 complètent cette analyse.

4.2 Le nucléaire : des avenirs contrastés, entre fermeture des réacteurs actuels, différentes options de réinvestissement et possibilité d'une sortie

4.2.1 L'enjeu de disposer d'une prospective de qualité sur l'avenir de l'option nucléaire

L'étude *Futurs énergétiques 2050* implique un travail de prospective sur l'évolution de la production électronucléaire française, réalisé en concertation avec les parties prenantes.

Il s'agit d'un sujet qui suscite un débat très vif, qui a animé la concertation menée sur l'étude. Dans cette discussion à forte charge symbolique, la détermination même de trajectoires de long terme implique des sous-jacents qu'il est nécessaire d'expliciter et de mettre en débat, tant sur la faculté de la filière à construire de nouveaux réacteurs dans des délais maîtrisés que sur la faculté d'exploiter un parc durablement constitué de réacteurs de deuxième génération qui auront fait l'objet de travaux structurants dans la décennie 2020.

Le travail spécifique d'explicitation des trajectoires possibles d'évolution du parc nucléaire au cours des 40 prochaines années est un produit de la concertation. Il a fait l'objet de discussions ouvertes, qui ont progressivement conduit à élargir le spectre des scénarios envisageables. La consultation publique et les réunions de concertation ont illustré la diversité des appréciations portées sur le choix du nucléaire. Un premier groupe de contributions a mis l'accent sur les risques d'une stratégie reposant sur l'exploitation prolongée des réacteurs de deuxième génération ou le lancement d'un renouvellement du parc, en soulignant un potentiel risque économique (surdimensionnement de l'appareil électronucléaire), climatique (retard dans la mise en service des réacteurs, conduisant à ne pas tenir les trajectoires) ou systémique (absence d'alternative en cas de nécessité de procéder à l'arrêt anticipé de réacteurs pour des raisons de sûreté). Un autre groupe a souligné le risque, *a contrario*, que les limites actuelles de la filière soient surpondérées dans la décision publique et qu'elles jouent le rôle de prophéties auto-réalisatrices, conduisant à des risques majeurs sur le plan climatique (le rythme nécessaire de déploiement des renouvelables devant être très important sans nucléaire), économique (coût des renouvelables) ou techniques (la faisabilité pratique d'un système 100 % renouvelable étant soumise à la réussite de paris technologiques). Dans tous les cas, il en résulte un besoin d'articuler finement les trajectoires d'évolution du parc ainsi que ses principaux jalons, et d'en tenir compte dans l'analyse des stratégies de moindre regret.

Les perspectives pour le parc nucléaire français sont déterminées à la fois par les trajectoires de fermeture du nucléaire existant (deuxième génération) et par le rythme possible de développement de nouveaux réacteurs (troisième génération et petits réacteurs modulaires).

4.2.2 La part du nucléaire dans les scénarios de mix : un débat symbolique, mais insuffisant à décrire les enjeux techniques

En France, le débat sur le nucléaire s'est structuré de manière très spécifique autour de la notion de «part» du nucléaire dans la production d'électricité. RTE a déjà eu l'occasion de préciser que, formulé ainsi, ce débat ne rendait pas correctement compte des enjeux sur la sécurité d'alimentation. Le niveau effectif de sécurité d'approvisionnement, tout comme la résilience du système à divers aléas, ne dépendent en effet pas de la «part» des différentes sources de production mais du dimensionnement global de l'appareil de production par rapport à la consommation projetée et, ainsi, des marges de sécurité autorisées par chaque configuration de mix électrique. Ce niveau est évalué alors par analyse probabiliste des aléas et peut être comparé à des normes internationales selon les métriques de référence utilisées dans le présent rapport *(voir notamment chapitres 7 et 8 sur la sécurité d'approvisionnement).* Il peut être complété par différents «stress-tests», qui peuvent porter par exemple (pour l'appareil de production) sur le risque d'indisponibilité générique de réacteurs nucléaires ou les périodes «sans vent» mais, là encore, la notion de «part» d'une technologie ne permet pas, seule, de conclure sur la sécurité d'approvisionnement.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, la part relative du nucléaire à l'horizon 2050 varie selon les scénarios en fonction de la taille projetée du parc nucléaire et du développement anticipé des énergies renouvelables.

Cette part est le résultat d'analyses techniques et n'est pas limitée par une contrainte politique qui serait liée à la diversification du mix. Si la majorité des scénarios retient comme point de départ la SNBC et la PPE adoptées en 2020, qui structurent les politiques publiques actuellement conduites par la France, certains scénarios s'en écartent et testent des configurations alternatives. Telle est bien la nature d'un exercice prospectif visant à déterminer des scénarios permettant d'atteindre les objectifs climatiques de la France, à en débattre de manière ouverte et structurée, à permettre aux pouvoirs publics de disposer d'outils pour la prise de décision : **pour les besoins de l'étude, il n'y a donc pas lieu de limiter *a priori* la part du nucléaire.**

La part des différentes filières peut, en revanche, être conditionnée aux contraintes industrielles existantes. S'agissant du nucléaire, une double contrainte s'exerce : la durée de vie du parc nucléaire actuel et les rythmes envisageables pour la construction de nouveaux réacteurs. Ces contraintes ont été discutées avec les acteurs de la filière nucléaire, qui ont pu s'exprimer lors de la concertation et de la consultation publique.

La proposition industrielle la plus haute de la filière consiste à date à atteindre un parc nucléaire d'une capacité complète de 50 GW en 2050, dans un scénario de relance volontariste du nucléaire.

Cette perspective, qui représente un défi industriel de premier plan, ne doit pas être interprétée comme un «renoncement» sur le nucléaire. En effet, disposer d'un parc de 50 GW en 2050 implique de réunir quatre conditions : (i) prolonger l'essentiel des réacteurs actuels au moins jusqu'à 60 ans, (ii) être en mesure d'exploiter certains d'entre eux au-delà de cette durée (et ce d'autant plus que certains fermeront à 50 ans) en respectant les prescriptions de sûreté qui seront imposées par l'ASN, (iii) mettre en service 14 nouveaux réacteurs de type EPR 2 entre 2035 et 2050, dont de très nombreux entre 2040 et 2050, et (iv) installer en complément une capacité significative (4 GW) de petits réacteurs nucléaires.

Cette projection pourra être amenée à évoluer avec le temps : sans réinvestissement dans la filière, sa capacité projetée à long terme continuera de diminuer, tandis qu'une décision rapide de relance pourrait conduire, ultérieurement, à revoir à la hausse ses perspectives.

Un parc de 50 GW est susceptible de produire de l'ordre de 325 TWh en 2050. Un tel volume représente, dans la trajectoire de consommation de référence, environ 50% de la production d'électricité nationale. La part relative du nucléaire dans la production varie selon la trajectoire de consommation considérée : dans le scénario «sobriété», un parc de 50 GW pourrait alimenter environ 60% des besoins, dans le scénario «réindustrialisation profonde» environ 44%. Il n'y a donc aucune limite intrinsèque à la part du nucléaire dans les différents scénarios.

4.2.3 Les réacteurs de seconde génération : une fermeture à anticiper au cours des années 2030 à 2060

4.2.3.1 Une trajectoire de référence : une durée d'exploitation maximale de 60 ans, un panachage des fermetures à l'échéance des 5e et 6e réexamens périodiques

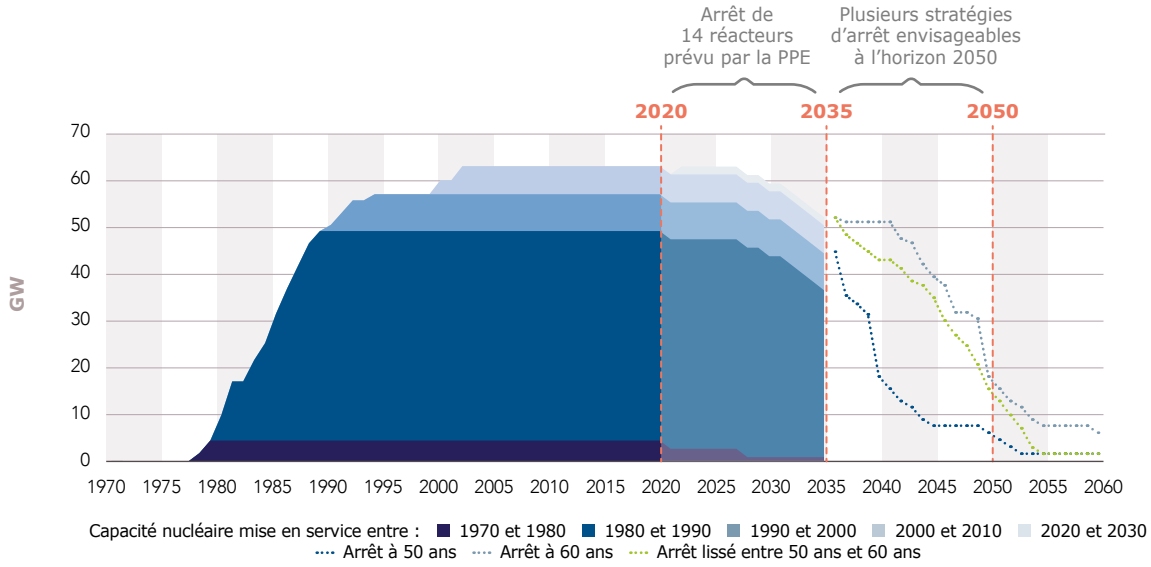
Les scénarios prévoient tous une diminution progressive de la capacité du parc nucléaire de seconde génération entre aujourd'hui et 2060, pour des raisons techniques. En effet, l'étude prend pour hypothèse – sans que ce point n'ait fait l'objet d'une contestation de la part des acteurs de la filière – que le parc actuel sera progressivement mis à l'arrêt et que la durée d'exploitation des réacteurs pourra aller au-delà de 50 ans pour une grande partie mais ne pourra pas, dans le cas général, excéder 60 ans.

L'essentiel des réacteurs de seconde génération ayant été mis en service entre la fin des années 1970 et le début des années 1990, de nombreux réacteurs existants atteindront 60 ans de durée de vie dans les décennies 2040 et 2050. Pour éviter un «effet falaise» associé à l'arrêt d'un grand nombre de réacteurs d'une année sur l'autre, le lissage des arrêts de réacteurs sur l'ensemble de la période 2040-2060, correspondant à des fermetures panachées entre 50 et 60 ans de durée d'exploitation, présente un fort intérêt industriel. Celui-ci favorise en particulier la gestion des conséquences sociales associées à la fermeture progressive des tranches nucléaires ainsi que l'articulation avec le développement de nouveaux moyens en remplacement (qu'ils soient nucléaires ou renouvelables) qui se fera nécessairement de manière progressive.

Cette trajectoire industrielle, intégrant un lissage des arrêts, est celle qui est retenue en référence dans l'étude.

Le «début de trajectoire», c'est-à-dire le rythme de fermeture de réacteurs sur la période 2020-2035, est celui fixé par la PPE. Celle-ci prévoit l'arrêt de 12 réacteurs nucléaires, en plus de ceux de Fessenheim, déjà fermés en 2020. Au-delà de la possibilité de fermer deux réacteurs additionnels en 2025-2026, la trajectoire de la PPE implique que

Figure 4.2 Évolution du parc nucléaire existant et en construction à 2060 dans la trajectoire de référence (intégrant les arbitrages actuels de la PPE sur les fermetures d'ici 2035 et avec un arrêt des réacteurs lissé entre 50 et 60 ans de durée de vie au-delà)



quelques fermetures de réacteurs interviennent à partir de 2028, en anticipation par rapport à l'échéance du cinquième réexamen périodique.

Au-delà de cet horizon, le rythme des fermetures serait nécessairement plus rapide, avec notamment trois réacteurs fermés chaque année en moyenne sur la période 2045-2055.

Dans la trajectoire de référence, la capacité des réacteurs existants (incluant l'EPR de Flamanville actuellement en construction) diminue progressivement, s'élève à environ 15 GW en 2050 et devient nulle vers la fin des années 2050. Dans cette trajectoire et en l'absence de construction de nouveaux réacteurs, la sortie du nucléaire en France intervient à l'horizon 2060 (à l'exception possible de l'EPR de Flamanville).

4.2.3.2 Un sous-jacent important à la trajectoire de référence : une réussite du grand carénage pour prolonger l'ensemble des réacteurs actuels jusqu'à leur cinquième visite décennale, et certains au-delà

La prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires de deuxième génération jusqu'à 50 ou 60 ans constitue une opération lourde, dont la réussite ne peut être considérée comme acquise *a priori*.

Elle implique un programme industriel de grande ampleur, le grand carénage, actuellement mis en œuvre par EDF sur tous ses réacteurs dans le cadre de leurs arrêts programmés pour maintenance. Ce programme doit conduire à remplacer plusieurs grands composants des installations nucléaires (générateurs de vapeur, turbines) et à renforcer les dispositifs de sûreté en tenant compte du retour d'expérience formalisé à l'issue de l'accident nucléaire de Fukushima-Daiichi, comme le veut la règle générale en vigueur dans l'industrie nucléaire. À l'issue du grand carénage, la réévaluation de la sûreté des réacteurs existants doit donc être réalisée au regard des nouvelles exigences de sûreté, de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires et de la durée de fonctionnement selon les termes utilisés par l'ASN, c'est-à-dire ceux des réacteurs de troisième génération de type EPR.

Sur le plan réglementaire, il n'existe pas en France de limite fixée par la loi ou la réglementation pour l'exploitation d'une installation nucléaire. Les autorisations sont délivrées sans limitation de durée, et des réexamens approfondis des installations (réexamens périodiques) sont réalisés tous les dix ans pour évaluer les conditions de la poursuite d'exploitation pour dix années supplémentaires.

À l'issue d'une longue instruction, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a rendu en février 2021 son avis générique sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MW au-delà de leur quatrième réexamen périodique[3], c'est-à-dire pour une prolongation de 40 à 50 ans de la durée de fonctionnement. Il s'agit d'un avis particulièrement structurant, puisqu'il avait été retenu, lors de la conception de ces réacteurs, une hypothèse de 40 années de fonctionnement. Par cet avis, l'ASN a validé le principe de la prolongation des réacteurs 900 MW jusqu'à 50 ans, tout en prescrivant la réalisation des améliorations majeures de la sûreté prévues par EDF dans le cadre du grand carénage et en fixant des dispositions supplémentaires pour atteindre les objectifs du réexamen. Ces prescriptions génériques seront ensuite appliquées à chaque réacteur dans le cadre de son réexamen.

La publication de l'avis générique de l'ASN sur le palier 900 MW conforte la crédibilité de la trajectoire de référence, la prolongation pour dix ou vingt ans de l'exploitation des réacteurs, sous réserve des importants travaux actuellement en cours ou demandés par l'ASN.

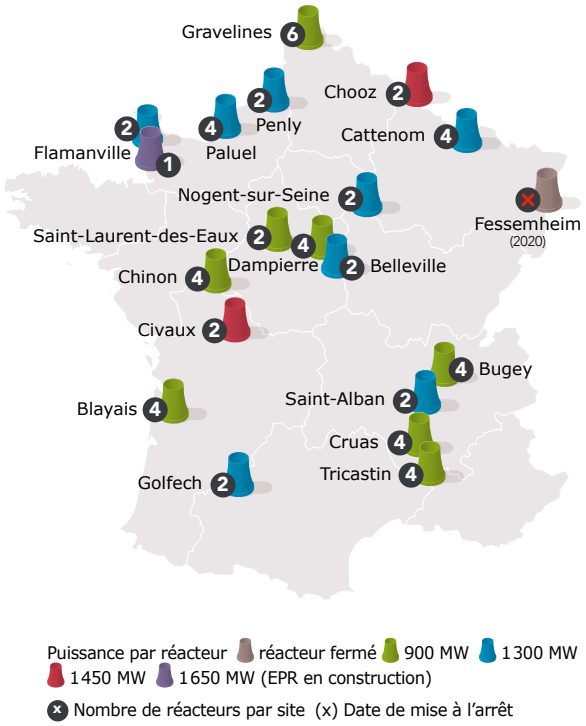
Néanmoins, ce processus souligne également qu'il demeure un grand nombre d'étapes à franchir pour atteindre ce scénario de référence. L'ASN ne s'est prononcée que sur un seul des paliers – celui de 900 MW – et uniquement pour une

3. Décision n° 2021-DC-0706 de l'ASN du 23 février 2021

prolongation de dix années. À la date de publication de ce rapport, parmi les 32 réacteurs du palier 900 MW en activité, quatre ont achevé avec succès leur quatrième visite décennale (Tricastin 1, Bugey 2, Tricastin 2, Bugey 4), et trois sont en cours (Dampierre 1, Bugey 5, Gravelines 1). Comme RTE l'a illustré à de nombreuses reprises, le calendrier des quatrièmes visites décennales s'accélère en 2021 et atteint son pic en 2023, il implique un volume d'interventions considérables, dont la maîtrise est clé et sur laquelle l'ASN a déjà alerté[4], et qui engendre des engagements financiers importants.

L'analyse de la stratégie de référence pour la prolongation du parc au cours des prochaines années doit ainsi également intégrer l'importance de disposer de marges de sécurité permettant de faire face à des aléas dans la conduite des chantiers, de se prémunir contre la possibilité que les prolongations ne soient pas possibles sur tous les réacteurs ou qu'elles impliquent des arrêts plus longs qu'escompté.

Figure 4.3 Parc nucléaire au 31 décembre 2020



4.2.3.3 Une trajectoire de fermeture plus rapide dans le scénario de sortie du nucléaire en 2050

Dans le cas d'une volonté de sortir du nucléaire d'ici 2050, voire à une échéance plus rapprochée, il est nécessaire d'accélérer nettement le rythme de fermeture des réacteurs sur la période de l'étude.

Ainsi, pour une sortie du nucléaire à l'horizon 2050 correspondant à l'objectif du scénario M0, il est nécessaire de mettre à l'arrêt près de trois réacteurs par an en moyenne dès l'horizon 2030 et jusqu'à 2050. Ceci implique de fermer l'essentiel des réacteurs existants à 40 ou 50 ans de durée d'exploitation (et même avant 40 ans pour l'EPR de Flamanville).

Dans un scénario de sortie du nucléaire à une date très rapprochée (2035), le rythme de fermeture à atteindre serait encore plus important avec plus de cinq réacteurs par an à arrêter dès les prochaines années. Une telle configuration de «fermeture accélérée du nucléaire» est étudiée dans les *Futurs énergétiques 2050 (voir chapitre 5)* : au-delà des doutes majeurs qu'elle suscite sur les capacités à remplacer ces installations pour assurer la sécurité d'approvisionnement et le respect des objectifs climatiques, un tel rythme de fermeture des centrales embarque des contraintes industrielles et sociales importantes.

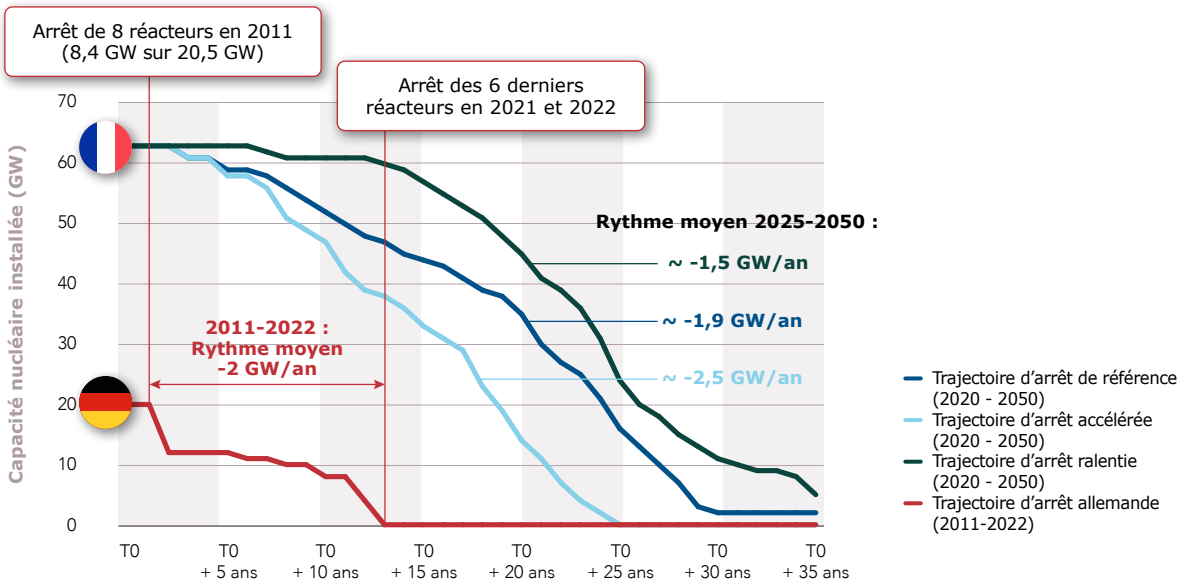
Il existe deux précédents récents de fermeture très rapide de réacteurs nucléaires : l'Allemagne (de manière programmée) et le Japon (de manière instantanée).

4. Présentation du Rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020 aux parlementaires de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) par Bernard Doroszczuk, président de l'ASN, et Olivier Gupta, directeur général, le 27 mai 2021

L'Allemagne a commencé sa sortie du nucléaire au lendemain de l'accident de Fukushima-Daiichi. Elle a immédiatement mis à l'arrêt huit réacteurs, puis a programmé la fermeture des autres en l'étalant sur une durée de 11 ans. À l'issue de ce programme, fin 2022, l'Allemagne aura fermé 17 réacteurs en 11 ans, produisant à l'origine près de 150 TWh, soit une réduction d'un rythme de 14 TWh/an. Cette fermeture a été accompagnée d'une forte croissance du développement de l'éolien et du solaire (+ 110 TWh entre 2011 et aujourd'hui), qui néanmoins demeure insuffisante pour permettre la fermeture simultanée des centrales à charbon. Le rythme de fermeture des réacteurs dans la trajectoire accélérée est supérieur à celui de l'Allemagne. Quant au Japon, la fermeture immédiate des réacteurs (dont certains ont depuis été redémarrés) a été compensée en large partie par la remise en service de capacités thermiques peu utilisées, complétée par des programmes d'économie d'énergie, l'utilisation des énergies renouvelables demeurant très faible.

La question du rythme de fermeture des réacteurs nucléaires en France doit, de plus, intégrer des dimensions supplémentaires propres à la stratégie du « cycle fermé » choisie par France. En effet, des pays comme l'Allemagne et le Japon ne retraitent actuellement pas leur combustible nucléaire usé et se sont donc dotés d'importantes capacités pour l'entreposer. Dans la situation française, de telles capacités de stockage n'existent pas aujourd'hui puisque le combustible nucléaire est retraité une fois sous forme de MOX au lieu d'être stocké. La production d'une unité de combustible MOX consomme environ huit unités de combustible usé. Ainsi, la fermeture d'un réacteur consommant du MOX n'est actuellement possible qu'au prix d'une réduction des déchets en fermant au préalable des réacteurs classiques ou d'une augmentation des capacités d'entreposage de combustible usé. Toute trajectoire de fermeture du nucléaire en France doit intégrer ces éléments, qui structurent le rythme possible de réduction de la capacité de production nucléaire.

Figure 4.4 Comparaison des trajectoires d'arrêt des réacteurs nucléaires proposée en France (2025-2060) et réalisée en Allemagne (2011-2022)



4.2.3.4 Une option pour ralentir la fermeture en début de période

À l'opposé des scénarios de sortie anticipée du nucléaire, l'étude analyse une autre trajectoire alternative consistant à repousser le plus longtemps possible la fermeture de réacteurs nucléaires dont les coûts sont amortis et qui constituent un atout pour la lutte contre le changement climatique. Cette stratégie implique de pousser la durée de vie des réacteurs au maximum de leurs capacités techniques dans le respect des conditions de sûreté fixées par l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN).

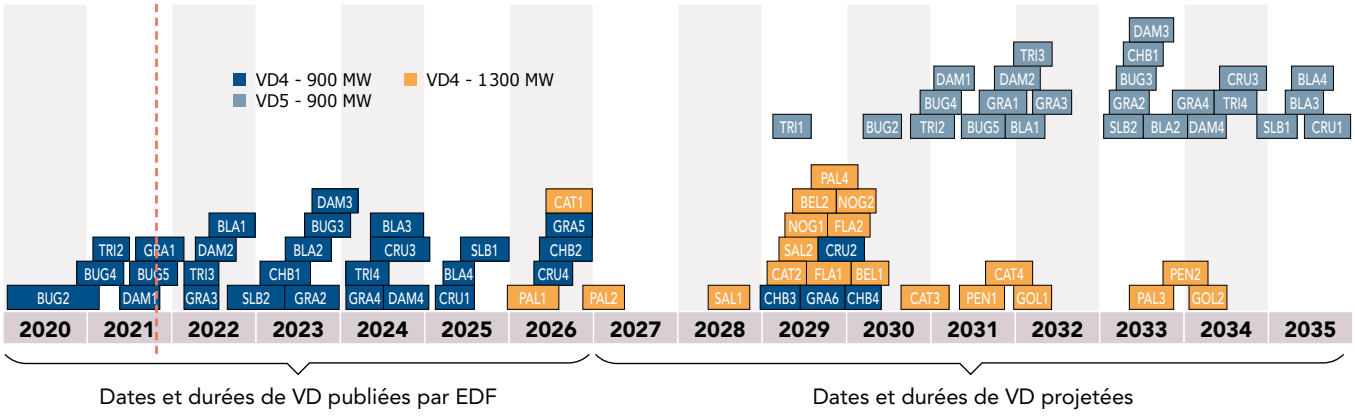
Dans cette option, les fermetures de réacteurs prévues par la PPE sur les quinze prochaines années seraient reportées, en totalité ou en partie. Il ne s'agit donc pas ici uniquement de ne pas activer les fermetures optionnelles sur les années 2025 et 2026 mentionnées par la PPE (RTE a déjà analysé, dans le Bilan prévisionnel 2021, que les conditions prévues par la PPE pour procéder à de telles fermetures ne sont pas remplies vu d'aujourd'hui[5]), mais bien d'envisager le report de l'ensemble des 12 fermetures de réacteurs prévues d'ici 2035.

L'option de la prolongation intégrale du parc au cours des 10-15 prochaines années permet de maintenir une capacité nucléaire maximale, en complément du développement des énergies renouvelables, à l'horizon 2030-2035. À cette échéance, il n'existe en effet pas de relais possible par du nouveau nucléaire, du fait des délais de développement et de construction de nouveaux réacteurs *(voir paragraphe 4.2.4)*.

Cette option implique de prolonger des réacteurs non seulement au-delà de leur VD 4, mais également au-delà de leur VD 5. C'est notamment le cas pour les réacteurs les plus anciens du parc (Tricastin, Bugey), dont les cinquièmes visites décennales (VD) sont programmées pour intervenir à l'horizon 2030 et qui devraient alors être prolongés au-delà. La perspective d'une prolongation intégrale du parc existant est donc conditionnée par la capacité industrielle de l'exploitant à réaliser les travaux de prolongation nécessaires afin d'obtenir l'autorisation de l'ASN.

Cette option conduirait à repousser au-delà de 2035 l'atteinte de l'objectif fixé par la loi de 50 % de nucléaire dans la production d'électricité. Un tel report nécessiterait une modification de la loi mais serait indispensable dans le cas où les pouvoirs publics souhaitent maintenir à long terme

Figure 4.5 Planning prévisionnel des quatrième et cinquième visites décennales des centrales nucléaires françaises jusqu'à 2035



5. Bilan prévisionnel 2021 de RTE, https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021.pdf

(2050-2060) un socle nucléaire conséquent conduisant à une part du nucléaire proche des 50 % dans le scénario de référence. En effet, compte tenu des contraintes sur la durée de vie des réacteurs et des contraintes industrielles remontées par la filière nucléaire sur le rythme de mise en service de nouveaux réacteurs, il n'apparaît pas possible de baisser la part du nucléaire à 50 % en 2035 puis de la maintenir à ce niveau à l'horizon 2050-2060. Cela impliquerait de construire de nouveaux réacteurs à un rythme supérieur à celui des années 1980, ce qui dépasse nettement les capacités industrielles projetées par la filière nucléaire en France. RTE avait initialement proposé ce type de scénarios à la consultation publique mais celui-ci n'a été jugé ni réaliste ni cohérent sur le plan industriel par la grande majorité des répondants.

La prolongation de l'essentiel des réacteurs est ainsi retenue dans la trajectoire « arrêt ralenti » du scénario N03. Dans cette trajectoire, seuls deux réacteurs (en plus des deux de Fessenheim) sont supposés fermer d'ici 2035 et la part du nucléaire dans le mix se maintient à environ 60 % à cet horizon.

4.2.3.5 Une option pour la prolongation au-delà de 60 ans

Dans le cadre de la concertation menée par RTE sur les *Futurs énergétiques 2050*, plusieurs acteurs se sont interrogés sur la possibilité de prolonger certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans de durée d'exploitation.

Ces interrogations s'appuyaient en particulier sur l'exemple de certains réacteurs nucléaires aux États-Unis, dont les licences ont été prolongées par la *Nuclear Regulatory Commission (NRC)* pour permettre une exploitation jusqu'à 80 ans. Parmi ces réacteurs, quelques-uns ont effectivement été mis en service il y a désormais près de 60 ans sous le contrôle de la NRC.

En réponse à la consultation publique menée au début de l'année 2021, les industriels de la filière nucléaire se sont en outre montrés pour la première fois ouverts à l'hypothèse d'une prolongation de certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans en France. Il s'agit d'une évolution notable de leur position, la fermeture de tous les réacteurs à 60 ans au plus tard ayant toujours, jusque-là, fait office d'hypothèse de référence dans ces travaux sans que ce point ne soit contesté.

La comparaison avec les réacteurs états-uniens doit être prise avec précaution. Bien que la technologie utilisée pour la plupart des réacteurs français soit identique à celle de nombreux réacteurs américains (réacteurs à eau pressurisée sous licence *Westinghouse)*, des différences de traitement de la prolongation du nucléaire subsistent entre les deux pays.

D'une part, le fonctionnement des licences d'exploitation aux États-Unis, qui peuvent être renouvelées pour plusieurs décennies, diffère du processus mis en place en France : celui-ci prévoit une démonstration de sûreté et des travaux de mise à niveau tous les dix ans pour que les réacteurs puissent être autorisés à prolonger leur exploitation dans les meilleures conditions de sûreté. En outre, la prolongation des licences d'exploitation de certains réacteurs états-uniens jusqu'à 80 ans ne garantit pas que ceux-ci seront techniquement et économiquement aptes à fonctionner jusqu'à cette échéance.

D'autre part, la démonstration de sûreté des réacteurs américains n'est pas basée sur les mêmes principes méthodologiques (méthode probabiliste utilisée par la NRC aux États-Unis pour s'assurer du maintien du niveau de sûreté par rapport à la mise en service, méthode déterministe pour vérifier l'amélioration continue de la sûreté utilisée par l'ASN en France) et ne peut donc être répliquée dans les mêmes conditions.

En tout état de cause, si l'option de prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans en France apparaît ouverte, elle n'est possible que sous de strictes conditions et est soumise à la validation de l'ASN. Cette prolongation ne serait d'une part vraisemblablement envisageable que pour certains réacteurs et ne pourra donc constituer un cas général. Elle doit d'autre part être anticipée pour garantir la sûreté des réacteurs concernés. Dans une récente audition au

Sénat[6], le président de l'ASN a ainsi indiqué qu'il n'y avait à ce jour pas de visibilité sur la tenue des cuves au-delà de 50 ans et que les perspectives semblaient «un peu justes» pour certains réacteurs. Il a également plaidé pour une anticipation des études et des recherches sur le vieillissement des matériaux afin d'avoir de la visibilité sur les possibilités de prolongation au-delà de 60 ans et de disposer d'un plan réaliste pour le nucléaire en vue de projeter le mix énergétique de long terme.

Malgré ces réserves, cette option ne peut être exclue *a priori* au regard des expériences internationales et il apparaît en ce sens nécessaire qu'elle fasse l'objet d'une description, ne serait-ce que pour évaluer ses prérequis et identifier les principaux jalons décisionnels associés. Pour que certains réacteurs nucléaires de deuxième génération soient prolongés au-delà de 60 ans durant la décennie 2040-2050, la décision devra être prise aux alentours de 2040. Or une telle décision nécessite une

Figure 4.6 Trajectoires de fermeture du nucléaire existant

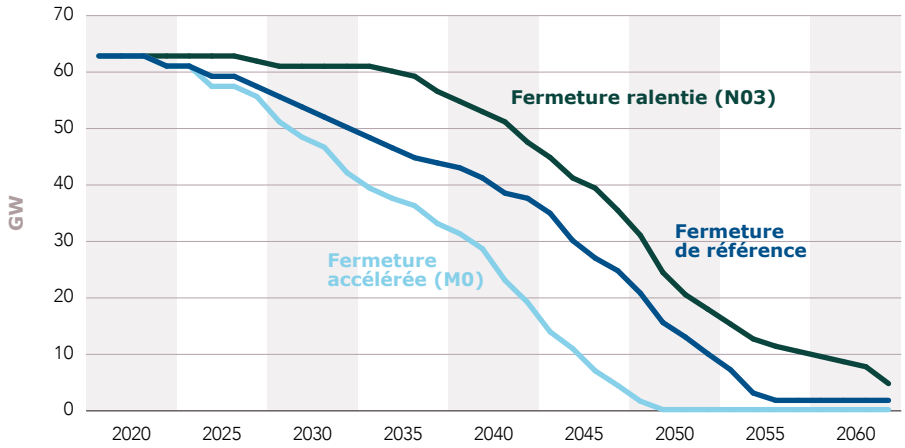


Tableau 4.1 Âge moyen des réacteurs encore en service par trajectoire de fermeture du nucléaire existant

	Trajectoire de fermeture du nucléaire existant		
Âge moyen des réacteurs existants (hors EPR de Flamanville) encore en service en :	**Référence (M1, M23, N1, N2)**	**Accélérée (M0)**	**Ralentie (N03)**
2030	42 ans	41 ans	42 ans
2040	50 ans	47 ans	51 ans
2050	54 ans		56 ans
2060			58 ans

6. Audition de M. Bernard Doroszczuk, président de l'Autorité de sûreté nucléaire, devant la Commission des affaires économiques du Sénat, le 7 avril 2021 : https://www.senat.fr/compte-rendu-commissions/20210405/ecos.html#toc5

instruction d'au moins dix ans, ce qui implique de disposer de premiers éléments techniques aux alentours de 2030. L'option d'une prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans impliquerait donc, dès aujourd'hui, qu'un programme de recherche et développement spécifique lui soit consacré.

Dans les scénarios de RTE, cette option n'est ouverte que dans le seul scénario N03, pour quelques réacteurs (entre trois et cinq dans ce scénario selon les paliers et réacteurs retenus, et d'autant plus si certains doivent être fermés à 50 ans). Dans cette configuration, la capacité de nucléaire existant (incluant l'EPR de Flamanville en construction) encore en service en 2050 est d'environ 25 GW contre 15 GW dans la trajectoire centrale. Ceci contribue à atteindre une capacité de production nucléaire totale d'environ 50 GW à cet horizon.

4.2.4 Les réacteurs de troisième génération : des rythmes de développement de nouveaux EPR conditionnés par le déploiement de capacités industrielles adéquates

Après la principale phase d'investissement dans la technologie nucléaire (années 1970 et 1980), plusieurs pays ont développé une nouvelle génération de réacteurs nucléaires dits de «troisième génération» répondant à des exigences accrues en termes de sûreté et de sécurité. Ces exigences visent à tirer les enseignements des accidents nucléaires et des attentats ayant eu lieu depuis la fin des années 1970.

La France et l'Allemagne ont ainsi développé à partir de 1989 la filière EPR de réacteur à eau pressurisée. Après la décision allemande d'arrêter la construction de réacteurs nucléaires en 1998, le projet n'a plus été porté que par la France dont il constitue aujourd'hui la filière privilégiée. Les grandes options de conception définies conjointement entre les ingénieries des deux pays n'ont pas été remises en cause compte tenu de l'avancement du projet.

Dans les années 2000, dans un contexte international de «renaissance du nucléaire», les groupes EDF et Areva ont suivi des stratégies industrielles distinctes, et les réacteurs EPR construits depuis présentent des différences de conception. Deux réacteurs de cette filière sont en service en Chine (Taishan), deux sont construits et en préparation de mise en service (Olkiluoto en Finlande construit par Areva, Flamanville en France construit par EDF), et deux sont en phase de chantier à Hinkley Point au Royaume-Uni.

La construction des EPR européens en Finlande et en France a subi de nombreux retards. Le chantier de l'EPR de Flamanville, envisagé comme une tête de série d'un nouveau programme nucléaire français, a ainsi connu d'importants aléas (révision du contrôle-commande, défauts de fabrication du pont polaire, anomalies de l'acier de la cuve et du couvercle, défaut de spécification de soudures, etc.) qui ont retardé ce projet.

L'accident de Fukushima en mars 2011 a suscité une remise en question, à l'échelle internationale, des exigences appliquées aux réacteurs nucléaires présents et à venir. Ceci a conduit à un infléchissement du nombre de nouveaux projets de réacteurs nucléaires dans le monde qui a contrecarré la stratégie de construction en série d'EPR. EDF prévoit donc, pour ses futurs réacteurs, la construction d'EPR2 à la conception simplifiée.

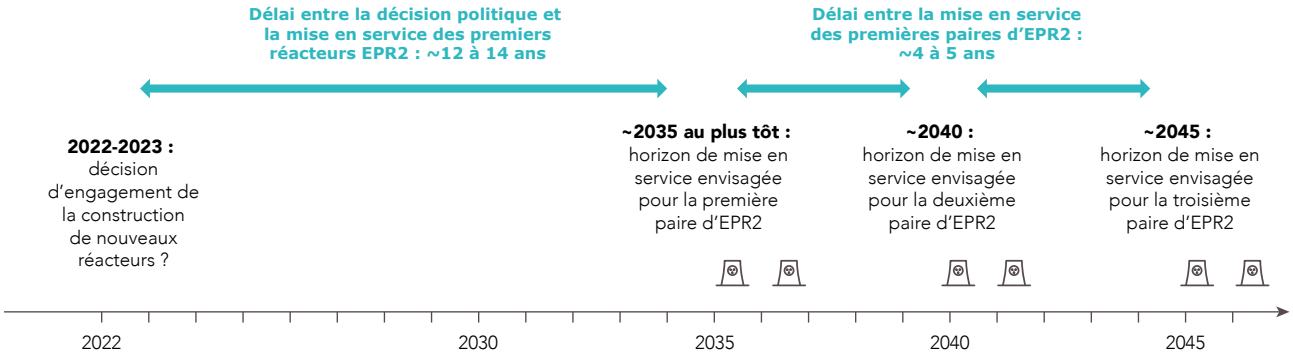
En dépit des difficultés de la filière EPR, qui n'est pas la seule à connaître des difficultés de mise en œuvre, la reprise des investissements nucléaires dans le monde est une réalité, pour des raisons tenant à la fois à la lutte contre le réchauffement climatique et au souhait de certains pays de renforcer leur indépendance énergétique. Les nouvelles constructions de réacteurs se situent aujourd'hui principalement en Asie : au-delà des EPR, des réacteurs de troisième génération de conceptions différentes, nippo-américains (AP-1000 de Westinghouse et ABWR de GE-Hitachi), russe (VVER-1200 de Rosatom), chinois (Hualong One de CGNPC & CNCC), ou coréen (APR-1400 Kepco) sont ainsi également en cours de déploiement dans le monde.

4.2.4.1 Dans les scénarios « N », des trajectoires qui reprennent le programme « nouveau nucléaire France » porté par les industriels du nucléaire sur la période 2035-2045

Le programme «nouveau nucléaire France» (NNF) porté par les acteurs de la filière nucléaire et étudié par le gouvernement conformément aux orientations de la PPE, consiste en la construction de six EPR2 (modèle de réacteur adapté de celui en cours de construction à Flamanville) sur la période 2035-2045, représentant une capacité d'environ 10 GW. Les nouveaux réacteurs seraient construits par paires, afin de bénéficier d'économies liées à «l'effet de paire» comme pour les réacteurs de seconde génération, sur des sites existants et au rythme d'une paire tous les quatre à cinq ans.

Ce programme est présenté par les acteurs du nucléaire comme une solution sans regret, en vue

Figure 4.7 Programme « nouveau nucléaire France » et délais estimés entre les premières mises en service des EPR2



de construire le mix électrique de la neutralité carbone. Il peut ensuite se prolonger avec de nouvelles mises en services selon un rythme plus ou moins important à partir de 2045.

La question du rythme de mise en service est déterminante pour la part du nucléaire dans le mix électrique à l'horizon 2050 et celle-ci a fait l'objet de nombreux échanges avec les parties prenantes dans le cadre de la concertation.

En particulier, les acteurs de la filière nucléaire ont indiqué en réponse à la consultation publique qu'un délai de 4 à 5 ans était nécessaire entre les mises en service des trois premières paires afin de reconstituer progressivement une capacité industrielle performante de construction de réacteurs nucléaires en France et de disposer d'un retour d'expérience suffisant entre les premières mises en service. Ce délai est jugé difficilement compressible par la filière et se retrouve ainsi dans les principaux scénarios étudiés par RTE.

4.2.4.2 Des trajectoires contrastées sur le rythme de construction de réacteurs au-delà du programme NNF, avec une accélération possible mais selon un rythme qui reste inférieur à celui des années 1980

Au-delà du programme NNF, les mises en service de nouveaux réacteurs peuvent se prolonger selon plusieurs trajectoires, avec un rythme maintenu au même niveau ou au contraire accéléré.

Dans la trajectoire du scénario N1, la mise en service se poursuit au rythme d'une paire d'EPR2 tous les cinq ans au-delà du programme NNF, conduisant à la mise en service d'une quatrième paire entre 2045 et 2050 et de deux autres sur la décennie 2050-2060. Dans ce scénario, la capacité de nouveau nucléaire disponible atteint environ 13 GW en 2050 et autour de 20 GW en 2060.

Dans les trajectoires des scénarios N2 et N03, le rythme de construction de nouveaux réacteurs s'accélère au-delà du programme NNF pour atteindre environ deux paires tous les trois ans à partir de 2044. Dans ces scénarios, la capacité de nouveaux EPR s'élève à environ 23 GW en 2050 et jusqu'à près de 40 GW en 2060.

Cette perspective d'accélération, considérée dans les scénarios N2 et N03, correspond au rythme maximum communiqué par les acteurs de la filière nucléaire au cours de la concertation. Il a notamment fait l'objet de contributions écrites spécifiques de la part d'EDF, du GIFEN, de la SFEN et du CEA à

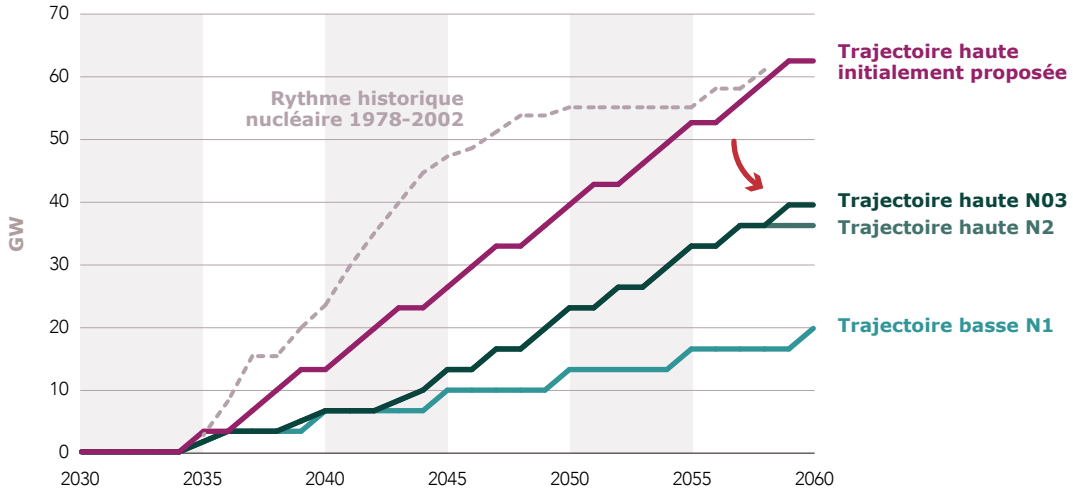
l'occasion de la consultation publique. Cette accélération est soumise d'après ces mêmes acteurs à plusieurs conditions parmi lesquelles le lancement du programme NNF dans les tout prochains mois, la stabilité du cadre politique et réglementaire pour assurer une visibilité à long terme pour l'industrie, la standardisation des équipements et réacteurs développés ou encore la mise en place d'une logique partenariale entre maître d'ouvrage et acteurs de la *supply chain*.

Le rythme de construction résultant de ces propositions industrielles (un à deux réacteurs par an au maximum à partir de 2045) ressort nettement en-dessous de celui du programme nucléaire historique, qui a vu trois à quatre réacteurs mis en service chaque année en moyenne, entre la fin des années 1970 et le début des années 1990. Cette différence entre le rythme historique et celui projeté dans le meilleur des cas a fait l'objet en concertation de discussions passionnées conduisant à de multiples prismes d'interprétation, mettant l'accent tantôt sur le caractère exceptionnel du programme nucléaire civil français des années 1980, tantôt sur la perte de compétence industrielle du pays depuis.

Plusieurs acteurs ont suggéré d'étudier la possibilité d'aller au-delà de l'accélération décrite ci-dessus, pour disposer d'un scénario retenant une capacité de production nucléaire plus importante, avec 35 à 40 GW de nouveaux réacteurs en 2050. Un des scénarios initialement proposés par RTE dans la consultation publique était d'ailleurs basé sur ce type de trajectoires. Pour autant, cette proposition n'a pas été reprise par des acteurs industriels, qui ont indiqué que les contraintes de *supply chain* rendaient difficilement envisageable d'atteindre un tel rythme. Celui-ci ne serait possible qu'en recourant à des capacités industrielles à l'étranger, soit en Europe dans le cadre de programmes nucléaires coordonnés avec le Royaume-Uni, la République tchèque et la Pologne notamment, soit en Asie. Ces conditions n'étant manifestement pas susceptibles d'être remplies, RTE n'a pas retenu, parmi les scénarios principaux, une trajectoire prévoyant la construction de 35 à 40 GW de nouveaux réacteurs d'ici 2050 (cette capacité ne pouvant être atteinte qu'à l'horizon 2060).

Le scénario N03 permet néanmoins de documenter un scénario comprenant 23 GW de nouveau nucléaire en 2050, et constitue donc un bon objet d'étude pour tester les conséquences de scénarios de relance du nucléaire très ambitieux.

Figure 4.8 Trajectoires de développement de nouvelles tranches nucléaires (nouveaux EPR2)



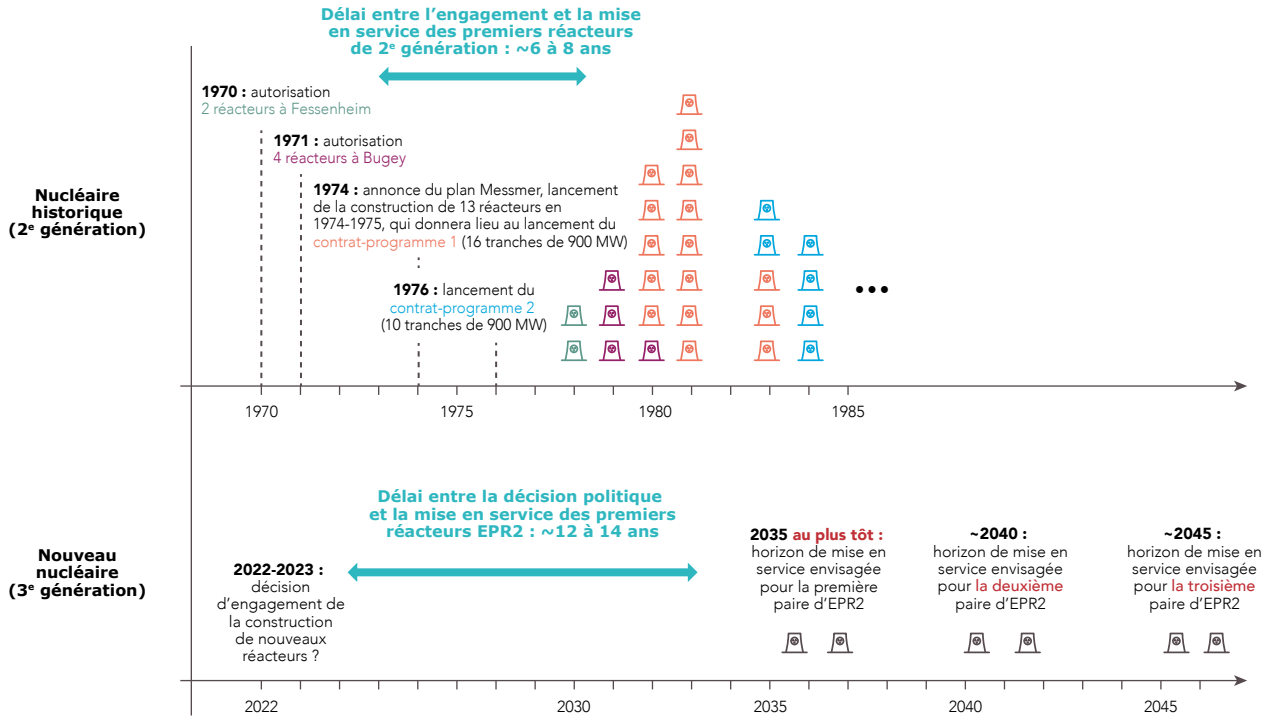
4.2.4.3 Dans le cas d'une relance du nucléaire en France, des décisions d'engagement qui doivent être prises très rapidement pour que le nouveau nucléaire puisse faire une différence à l'horizon 2050

Quoi qu'il en soit, une relance du nucléaire en France ne constitue un élément distinctif entre les différents scénarios que dans le cas d'une décision rapide de construction de nouveaux réacteurs sous la forme d'un programme.

D'une part, cette rapidité apparaît nécessaire pour maintenir un certain nombre de compétences et de ressources spécifiques pour l'industrie nucléaire et éviter un «trou d'air» avant le lancement de nouveaux chantiers. Sur le passé récent, le délai important entre la fin des chantiers des réacteurs de seconde génération intervenue à la fin des années 1990 et l'engagement de la construction d'un nouveau réacteur EPR en France décidé en 2006-2007 a conduit à une perte de compétences généralisée dans la filière nucléaire française, qui constitue une des raisons des délais et surcoûts importants observés sur le chantier de l'EPR de Flamanville[7]. D'après les acteurs de la filière, pour éviter un nouveau déclin des compétences, l'engagement rapide de nouveaux chantiers apparaît primordial pour assurer la faisabilité des scénarios N.

D'autre part, il existe un délai très important entre une éventuelle décision de construction de

Figure 4.9 Délais moyens de construction des réacteurs nucléaires pour les réacteurs de seconde génération et les réacteurs de troisième génération (EPR2)



7. Jean-Martin Folz, «*La construction de l'EPR de Flamanville, Rapport au Président Directeur Général d'EDF*», Octobre 2019.

réacteurs et la production d'électricité décarbonée. Selon les informations communiquées par EDF, les délais de développement et de construction de nouveaux réacteurs entre la décision d'engagement et la mise en service des premiers réacteurs EPR2 (y compris pour la concertation et les demandes d'autorisation) s'élèvent en effet à environ 12 à 14 ans au minimum. Ainsi, seule une décision politique sur la construction de nouveaux réacteurs au cours de l'année 2022 ou 2023 permettrait de disposer de nouvelles tranches à l'horizon 2035, et elle ne pourrait conduire à une accélération du rythme de mise en service qu'à compter de 2045. La fenêtre d'action pour permettre à une relance du nucléaire de contribuer à l'atteinte des objectifs de baisse des émissions de CO_2 à horizon 2040 et 2050 est donc extrêmement étroite.

Ces délais sont considérablement plus importants que ceux du programme nucléaire historique : ainsi, les premiers paliers nucléaires (22 réacteurs des paliers dits « CP0 » et « CP1 »), dont la construction a été lancée au début des années 1970 et accélérée dans le cadre du « plan Messmer » de 1974 consécutif au premier choc pétrolier, ont été intégralement mis en service entre 1978 et 1983, souvent de l'ordre de sept à huit ans après les décisions d'engagement. L'écart avec l'historique s'explique en partie par un contexte économique et industriel différent, l'augmentation de la complexité de la conception des réacteurs du fait d'exigences de sûreté renforcées, mais également la durée des procédures de débat public, d'autorisation et de concertation.

4.2.5 Les petits réacteurs modulaires (SMR) : une opportunité pour le développement de nouveau nucléaire complémentaire aux réacteurs de troisième génération

L'intérêt croissant pour la solution des petits réacteurs modulaires représente l'une des évolutions les plus marquantes constatée au cours des deux ans de concertation sur les *Futurs énergétiques 2050*.

Les petits réacteurs modulaires *(Small Modular Reactors* en anglais, abrégé en SMR), qui correspondent à des réacteurs de faible puissance unitaire (généralement inférieure à 300 MW_e), constituent une nouvelle option de développement de nouvelles installations de production d'électricité nucléaire dans le monde. Historiquement utilisé pour la propulsion navale dans certains sous-marins, ce type de réacteurs pourrait en effet à terme contribuer à la production d'électricité. Les SMR ont ainsi fait l'objet d'une attention accrue au niveau mondial au cours des dernières années, avec le développement de nombreux projets et expérimentations. Ils pourraient offrir à long terme une solution

Figure 4.10 Nombre de projets de développement de SMR en cours dans le monde, et entreprises porteuses associées

Type de filière	Nombre de projets en développement en 2020	Quelques exemples de design de SMR
SMR terrestre refroidi à l'eau	**25**	VK-300 : 250 MW (en phase de design avancée)
		NUWARD : 2x170 MW (en phase de design)
		NuScale : 12x60 MW (en revue réglementaire)
SMR marin refroidi à l'eau	**6**	KLT-40S : 2x35 MW (en exploitation)
		RITM-200M : 2x50 MW (en cours de développement)
SMR à haute température refroidi au gaz	**14**	HTR-10 : 2,5 MW (en exploitation)
		HTTR-30 : 30 MW (en exploitation)
		HTR-PM : 210 MW (en cours de construction)
		HTMR-100 : 35 MW (en phase de design)
SMR à neutrons rapides	**11**	BREST-OD-300 : 300MW (licence de construction obtenue)
		LFR-AS-200 : 200 MW (en phase de design)
SMR à sels fondus	**10**	FUJI : 200MW (en phase expérimentale)
		Natrium : 500 MW (en phase de design)
Micro SMR	**6**	Westinghouse eVinci : 2-3,5 MW (en cours de développement)

Source : https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf

supplémentaire pour la production d'électricité bas-carbone, en particulier dans des zones isolées pour lesquelles des grands réacteurs ne se révèlent pas adaptés.

Les concepts de SMR développés par les puissances nucléaires à travers le monde peuvent correspondre à des technologies très différentes. En France, un consortium regroupant EDF, le CEA, NavalGroup et TechnicAtome développe actuellement un modèle de SMR baptisé Nuward™, reprenant la technologie des réacteurs à eau sous pression de troisième génération, mais avec une puissance unitaire d'environ 170 MW_e, dix fois inférieure à celle des EPR. Ce concept est aujourd'hui à un stade de conception et de maturité moins avancée que l'EPR2 mais pourrait faire l'objet de démonstrateurs en France au cours de la décennie 2030 et représenter quelques gigawatts en service à l'horizon 2050, selon les informations remontées par la filière.

Du fait de sa moindre taille, ce type de réacteurs doit permettre de faciliter le respect des exigences de sûreté, en s'appuyant notamment sur davantage de mécanismes de sûreté passifs, c'est-à-dire sans intervention humaine ni alimentation en énergie. Il est également caractérisé par une conception modulaire simplifiée, permettant notamment une fabrication et un pré-assemblage des réacteurs directement en usine. D'après les acteurs de la filière, ceci constitue une opportunité de paralléliser la construction de nouveaux réacteurs en France (1) en sollicitant des capacités de *supply chain* complémentaires à celles utilisées pour la construction des EPR, et (2) en réduisant les temps de construction des réacteurs.

Dans les scénarios de RTE, l'option SMR est développée essentiellement dans le scénario N03, pour un volume d'environ 4 GW en service à l'horizon 2050, en complément des EPR2.

4.2.6 Les réacteurs de quatrième génération : pas de projet à moyen terme en France

Au-delà des réacteurs de troisième génération, la France participe de longue date à une coopération internationale visant à développer des réacteurs de quatrième génération, dont les principaux objectifs sont de permettre une amélioration significative de la sûreté, une diminution de l'utilisation de ressources naturelles et de combustible, une minimisation des déchets radioactifs et une réutilisation des combustibles usés. Plusieurs projets et technologies de réacteurs de quatrième génération sont ainsi étudiés à travers le monde.

En France, les recherches sur les réacteurs de quatrième génération portées par le CEA se sont orientées autour de la technologie de réacteurs à neutrons rapides au sodium (RNR-Na). Cette technologie présentait l'avantage de rendre complète la stratégie de « fermeture du cycle » avec un multi-recyclage des combustibles usés aujourd'hui entreposés pouvant alimenter de tels réacteurs pendant plusieurs décennies, voire plusieurs siècles. Plusieurs réacteurs de recherche fonctionnant selon ce concept ont été testés en France par le passé (Rapsodie, Phénix et Superphénix) et un démonstrateur technologique nommé ASTRID a été lancé en 2010. Cependant, en raison de l'absence de contrainte sur la ressource en uranium sur les prochaines décennies, diminuant ainsi l'intérêt des réacteurs de quatrième génération, et du coût de développement élevé du projet ASTRID, celui-ci a été réorienté par l'État depuis 2019. Ainsi, la PPE ne prévoit désormais pas de développement de réacteurs de quatrième génération en France avant la seconde moitié du XXIe siècle.

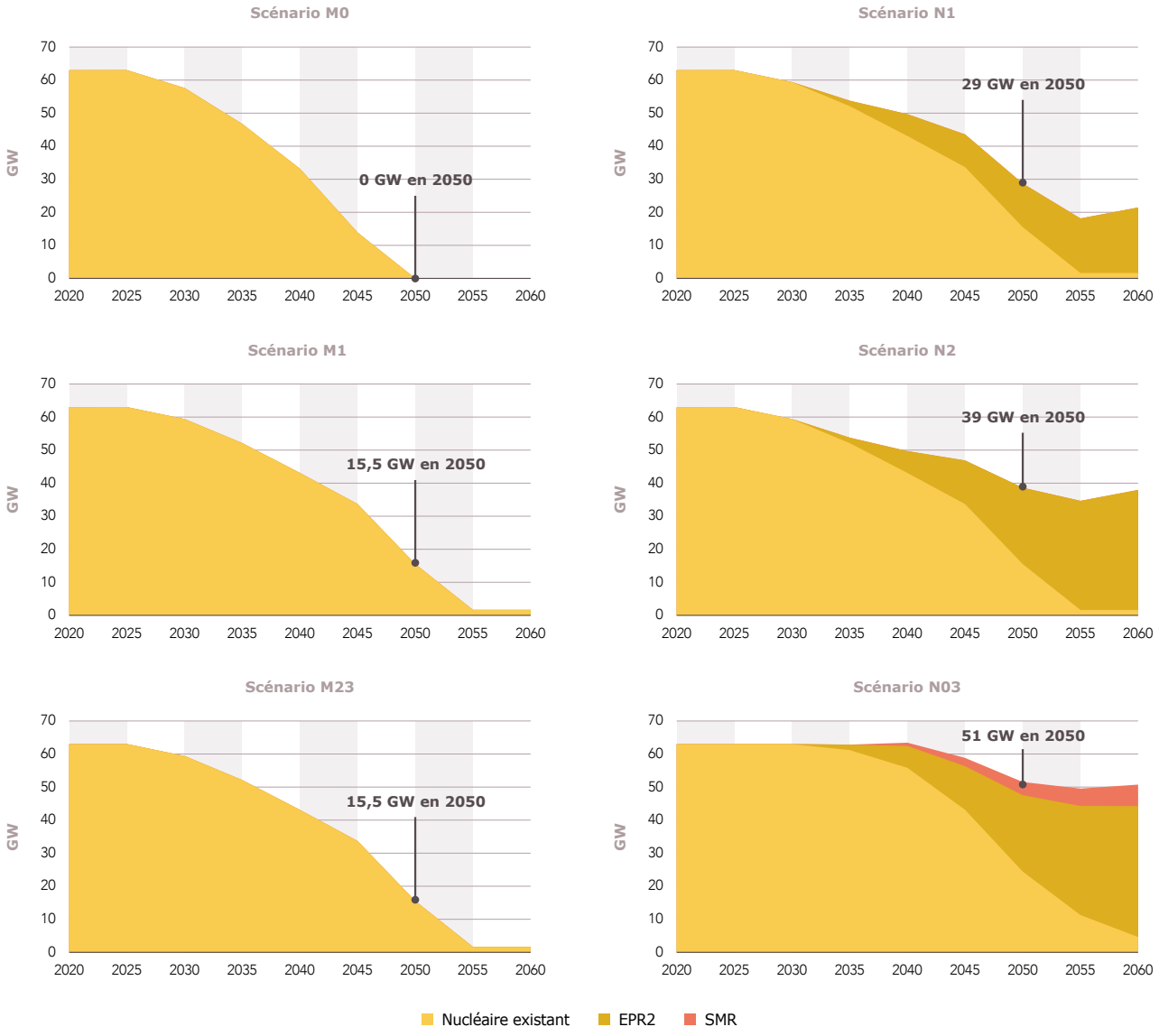
Cette réorientation n'a qu'un faible impact sur la capacité à déployer de nouveaux réacteurs en France d'ici 2050, horizon pour lequel la filière privilégie le déploiement industriel de réacteurs de troisième génération présentés dans les sections précédentes. Elle a en revanche soulevé des interrogations auprès des participants à la concertation quant aux perspectives de réutilisation de combustible usé aujourd'hui entreposé en France en attendant une éventuelle valorisation dans des réacteurs de quatrième génération. Plusieurs acteurs ont suggéré qu'un scénario ambitieux de relance du nucléaire devait porter sur un « écosystème complet », intégrant la poursuite de l'effort de recherche sur la quatrième génération.

4.2.7 À l'horizon 2050, le parc nucléaire maximal issu des propositions industrielles des acteurs de la filière est d'environ 50 GW, dont environ la moitié issue de nouveaux réacteurs

En combinant les perspectives industrielles sur les réacteurs nucléaires existants et sur le développement de nouveaux réacteurs, la capacité installée de nucléaire en France s'élève au maximum à 50 GW à l'horizon 2050.

La trajectoire haute (scénario N03) repose ainsi sur la mobilisation de l'ensemble des leviers possibles pour maximiser la capacité nucléaire tout en prenant en compte les contraintes industrielles remontées par les acteurs de la filière.

Figure 4.11 Synthèse des trajectoires d'évolution du nucléaire (par type de technologie) dans les six scénarios d'étude



Elle combine ainsi :

- la prolongation généralisée des réacteurs nucléaires de deuxième génération jusqu'à au moins 60 ans (sous réserve de leur capacité à maintenir un niveau de sûreté conforme aux exigences de l'ASN) et de certains réacteurs au-delà de 60 ans, qui permet de disposer d'environ 24 GW de nucléaire existant en 2050 (contre 15,5 GW dans la trajectoire de fermeture de référence) ;
- le développement de réacteurs EPR2 selon le rythme de construction le plus haut indiqué par la filière nucléaire française et conduisant à la mise en service de 14 EPR2 d'ici 2050, soit une capacité d'environ 23 GW ;
- en complément, la mise en service de petits réacteurs modulaires en commençant par des démonstrateurs à l'horizon 2035 et avec une capacité pouvant atteindre 4 GW en 2050.

Ce scénario nécessite donc de relever de manière combinée un certain nombre de défis industriels et technologiques, sur l'accélération du rythme de construction de réacteurs mais également sur la maîtrise des enjeux de vieillissement des matériaux pour la prolongation des réacteurs existants et sur la capacité à concevoir, tester puis industrialiser un nouveau modèle de réacteur de type SMR au cours des trois prochaines décennies.

Des propositions visent à aller au-delà, notamment grâce à une accélération du rythme de déploiement des EPR2. Lors de la consultation publique, ce type de propositions n'a pas été défendu par les acteurs de la filière qui les ont jugées difficilement atteignables du fait de contraintes sur la *supply chain.*

4.3 Les énergies renouvelables : une très forte croissance dans tous les scénarios pour décarboner le pays

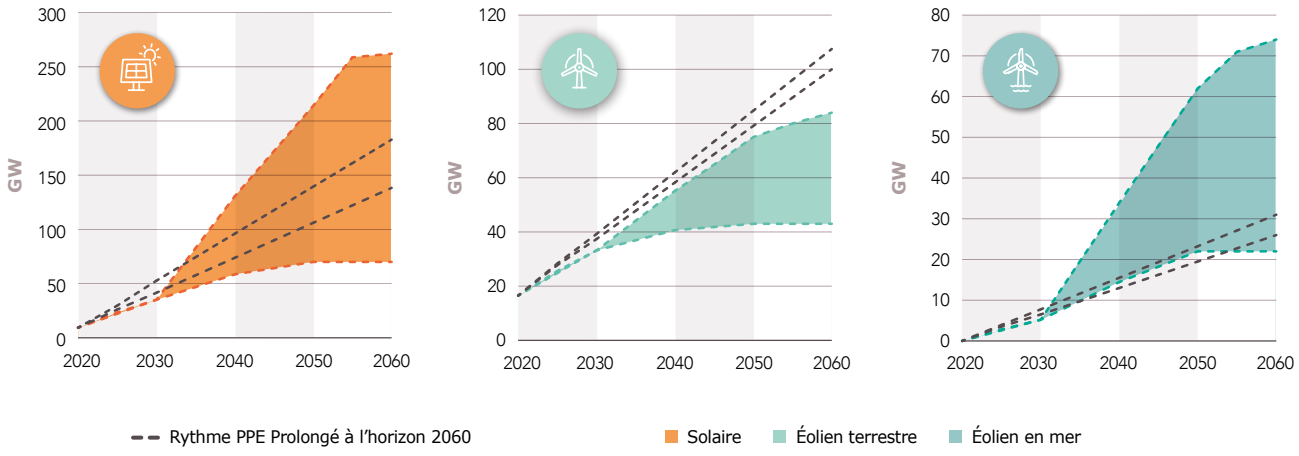
4.3.1 La croissance des énergies renouvelables est commune à tous les scénarios mondiaux

Le développement des énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire, au-delà de la production hydraulique dont le potentiel est déjà largement exploité, suit une dynamique mondiale : tous les pays engagés dans des politiques climatiques visant une forte réduction des émissions de gaz à effet de serre ont choisi de développer ces sources d'énergie. Ces politiques de soutien ont conduit à de fortes diminutions de coût pour les éoliennes et les panneaux solaires, dont la compétitivité par rapport aux énergies fossiles ou au nucléaire s'est largement renforcée. Au cours des dernières années, l'essentiel des investissements en nouvelles capacités de production, en Europe, concernait l'éolien et le solaire.

Néanmoins, le caractère renouvelable de ces énergies n'est pas synonyme de facilité de déploiement sur le terrain comme le montre le débat public en France. Le développement de l'éolien terrestre est ainsi source de polémiques dans plusieurs pays, notamment en raison de son emprise paysagère ; l'éolien en mer soulève des enjeux de partage de l'occupation de l'espace maritime notamment avec les activités de pêche ; le solaire se voit reprocher son coût carbone dans la mesure où la plupart de ses composants sont importés. Enfin, le caractère intermittent de leur production suscite la crainte que ces énergies nécessitent intrinsèquement le maintien de centrales de production à charbon ou à gaz pour en assurer le soutien («back-up») et soient donc impropres à permettre une véritable décarbonation. Quant à l'énergie hydraulique, son impact sur la biodiversité est également pointé du doigt.

L'ensemble de ces problématiques se retrouvent en France. Des années 1940 à 1970, la France a fortement développé l'hydraulique en exploitant

Figure 4.12 Évolution des capacités installées des filières photovoltaïque et éoliennes dans les scénarios (consommation de référence)



des fleuves comme le Rhône et le Rhin et en créant de larges retenues d'eau en montagne (Alpes, Pyrénées, Massif central). Elle soutient le développement de l'énergie solaire et éolienne depuis une quinzaine d'années, même si les volumes installés sont moindres que dans d'autres pays. Elle est le théâtre d'un affrontement médiatique très vif entre partisans des énergies renouvelables et partisans du nucléaire.

Au niveau mondial, parmi les différentes technologies bas-carbone, les énergies renouvelables sont celles qui se développent le plus vite : la petite taille des projets et leurs caractéristiques techniques intrinsèques (par exemple leur simplicité d'exploitation par rapport au nucléaire) rendent l'investissement à la portée de davantage d'acteurs et d'États. Les scénarios de transition énergétique sont ainsi, le plus souvent, construits largement autour d'un développement poussé de l'éolien terrestre, de l'éolien en mer et du solaire photovoltaïque. Dans le récent scénario « zéro émission nette » de l'Agence internationale de l'énergie, les deux tiers de l'énergie consommée dans le monde en 2050 sont d'origine renouvelable, de même que 90 % de l'électricité produite.

Les scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050* partagent la caractéristique de prévoir une forte progression des énergies renouvelables. Cette progression se mesure en valeur absolue (avec une capacité installée minimale de l'ordre de 29 GW pour l'hydraulique, de 22 GW pour l'éolien en mer, de 43 GW pour l'éolien terrestre et de 70 GW pour le solaire) et en valeur relative (avec une part minimale de 50 % de la production d'électricité totale en France en 2050).

Les rythmes d'installation des énergies renouvelables varient selon les scénarios (à l'exception de l'hydraulique, exploité au même niveau dans tous les scénarios car le potentiel exploitable au-delà des installations actuelles est jugé limité) :

- en 2030, le développement des énergies renouvelables est supposé atteindre la cible de la trajectoire basse de la PPE[8] dans tous les scénarios ;
- après 2030, l'éventail des rythmes de développement s'élargit, avec des écarts pouvant aller du simple au quadruple, notamment pour le photovoltaïque ;
- les niveaux à atteindre sur chaque filière sont échelonnés entre les scénarios et sont ajustés de manière à couvrir la consommation.

8. Trajectoire basse de PPE à l'horizon 2028

4.3.2 L'hydraulique : un potentiel déjà largement exploité, quelques opportunités de développement limitées

Le parc hydroélectrique a été développé dès les années 1940 (aménagement du Rhône), puis essentiellement entre les années 1950 et 1970. Les centrales hydroélectriques constituent aujourd'hui la première source de production d'électricité renouvelable en France. Elles représentent une capacité installée d'environ 26 GW et une production annuelle d'environ 60 TWh, soit de l'ordre de 15 % de la production électrique nationale (variable d'une année sur l'autre selon les conditions météorologiques).

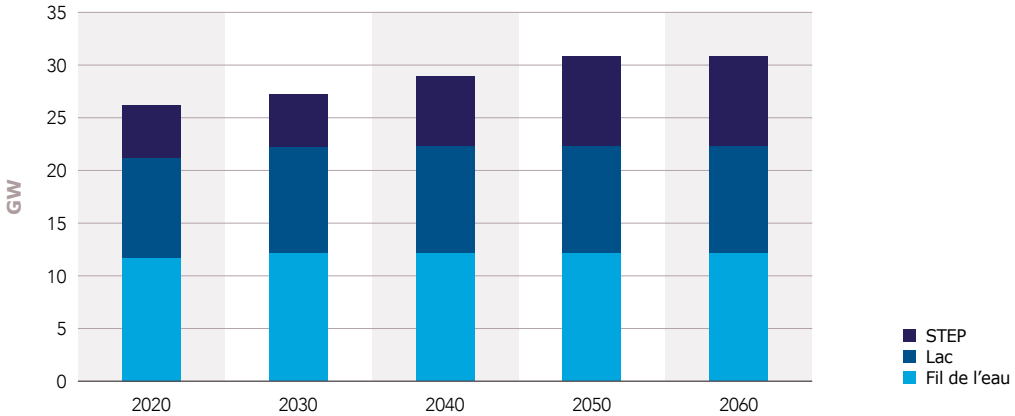
Une partie des installations hydroélectriques présentent l'avantage d'être pilotables (barrages de type « lac »), voire de stocker de l'énergie pour la restituer ultérieurement dans le cas des stations de pompage-turbinage (STEP). Ces installations contribuent dès aujourd'hui fortement à la flexibilité du système électrique et constituent un atout pour l'intégration des énergies renouvelables variables à long terme.

Le potentiel de production hydraulique en France est aujourd'hui considéré comme déjà largement exploité et présente peu d'opportunités supplémentaires à long terme. Les limites sur le développement de la filière sont par ailleurs renforcées par des craintes sur les impacts pour les écosystèmes et la biodiversité, ainsi que par des interrogations sur l'évolution de la ressource en eau dans un contexte de changement climatique et de concurrence avec d'autres usages susceptibles de croître (par exemple l'irrigation pour l'agriculture).

Quelques opportunités existent néanmoins pour augmenter la capacité de production hydraulique, notamment avec la création de nouvelles stations de pompage-turbinage. La PPE envisage ainsi la possibilité de mettre en service jusqu'à 1,5 GW de nouvelles STEP entre 2030 et 2035. Dans l'étude de RTE, un potentiel total de l'ordre de 3 GW de STEP supplémentaires entre 2020 et 2050 est considéré et intégré aux scénarios. Au-delà de ces capacités supplémentaires, le rôle des STEP (y compris existantes) est amené à se renforcer avec l'augmentation des besoins de flexibilité du système électrique et se traduira par une utilisation accrue.

Plusieurs sites sont aujourd'hui envisagés pour l'accueil de ces nouvelles STEP mais leur développement effectif nécessite qu'un certain nombre de conditions soient remplies, notamment en matière d'acceptabilité, de limitation des impacts environnementaux et de modèle économique.

Figure 4.13 Capacités hydrauliques installées en France en 2020 et projetées à 2060



En complément, l'augmentation des capacités des installations existantes à l'occasion de leur remise à niveau (remplacement ou suréquipement via l'ajout de nouvelles turbines) ou encore le développement de nouvelles petites installations hydrauliques, bien que cristallisant une partie des inquiétudes pour la biodiversité, pourraient également représenter quelques centaines de mégawatts supplémentaires.

4.3.3 Les bioénergies électriques : une filière qui devrait rester marginale dans la production électrique, la biomasse étant orientée prioritairement vers d'autres vecteurs

La filière bioénergies regroupe les centrales thermiques fonctionnant avec des combustibles renouvelables ou de récupération. Elle inclut les installations produisant de l'électricité à partir de biomasse solide (bois, paille…), de biogaz ou encore de déchets. Cette filière représente aujourd'hui environ 2 GW de capacité installée et près de 10 TWh de production annuelle (2 % de la production d'électricité totale).

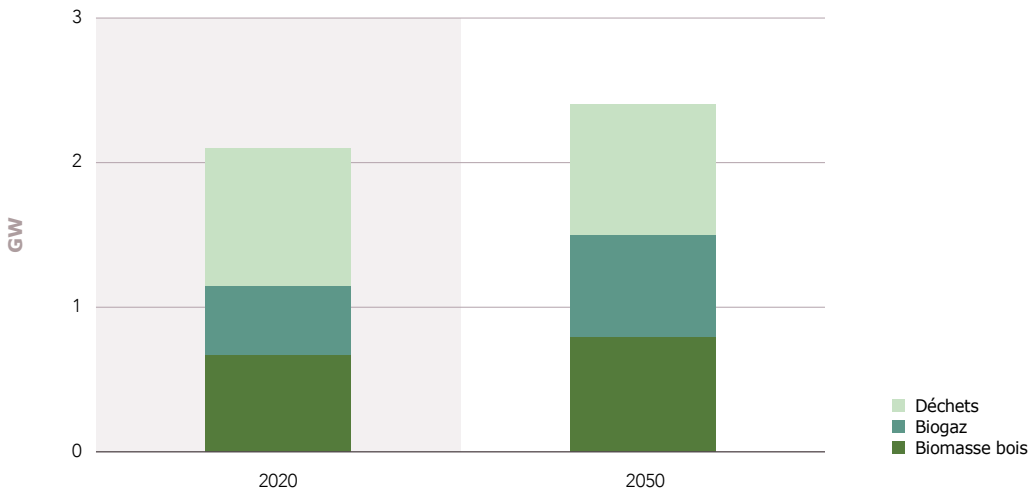
Les filières de production d'électricité à partir de biomasse solide ou de biogaz sont considérées comme des moyens bas-carbone dans la mesure où le CO_2 émis au cours de la combustion dans les centrales est d'origine biogénique, c'est-à-dire capté par les plantes et arbres sur leur cycle de vie. Pour des cultures gérées de manière durable, le bilan carbone sur l'ensemble du cycle de vie est donc considéré comme neutre (le carbone fixé par les plantes est réémis lors de la combustion).

La filière de production d'électricité à partir des déchets utilise des combustibles dits de récupération qui auraient de toute manière été incinérés. La récupération de l'énergie produite au cours de la combustion constitue donc un moyen de les valoriser.

Malgré leur caractère bas-carbone, les filières de bioénergies pour la production d'électricité ne devraient se développer que de manière marginale à long terme, selon les orientations publiques. En effet, la SNBC a mis en évidence le caractère limité du gisement de biomasse valorisable pour l'énergie en France *(voir section 3.1.1)* et prévoit d'orienter en priorité son utilisation pour la production de chaleur directe (par combustion dans des chaudières), de biocarburants ou de biogaz. Cette orientation permet de maximiser le rendement énergétique d'ensemble et/ou de favoriser la décarbonation de certains usages plus difficiles ou coûteux à électrifier (par exemple les chaudières industrielles à très haute température, le transport aérien ou maritime…).

Les trajectoires retenues par RTE se fondent sur ces orientations, avec un développement limité des bioénergies pour la production d'électricité à

Figure 4.14 Capacités de bioénergies installées en France en 2020 et projetées à 2050



long terme. Ainsi, dans la trajectoire de référence, seul un développement d'unités de cogénération au biométhane est considéré, notamment pour des installations éloignées du réseau de gaz et qui ne peuvent donc injecter directement le biométhane dans le réseau gazier national. Une variante des scénarios explore néanmoins la possibilité qu'un volume plus important de biogaz soit utilisé pour la production d'électricité d'appoint dans les scénarios à fort développement en énergies renouvelables (la production d'électricité à base de biogaz étant susceptible de pouvoir concurrencer l'utilisation de l'hydrogène dans certains cas).

D'autres orientations pourraient être possibles, notamment dans le cas d'un développement de la production d'électricité ou de chaleur à partir de biomasse combinée à du captage et du stockage de carbone (BECCS) permettant des émissions négatives (le carbone biogénique n'est pas réémis dans l'atmosphère lors de la combustion mais capté et stocké, ce qui conduit à une absorption globale de carbone sur l'ensemble du cycle de vie). Cette stratégie n'est toutefois pas envisagée à grande échelle en France.

4.3.4 Le solaire photovoltaïque : une filière amenée à se développer de manière considérable, mais avec des rythmes qui doivent s'infléchir nettement par rapport à aujourd'hui

Développer l'énergie solaire constitue aujourd'hui un axe prioritaire de la politique énergétique de la France. Il n'en a pas toujours été ainsi, le développement de la filière ayant connu plusieurs à-coups au début des années 2010 (le mauvais calage des tarifs de rachat a conduit à une bulle spéculative en 2011, qui a été suivie d'un moratoire sur les projets et de nombreuses années de croissance atone) ce qui conduit la France à disposer d'un parc de production solaire relativement faible par rapport à ses voisins en 2021.

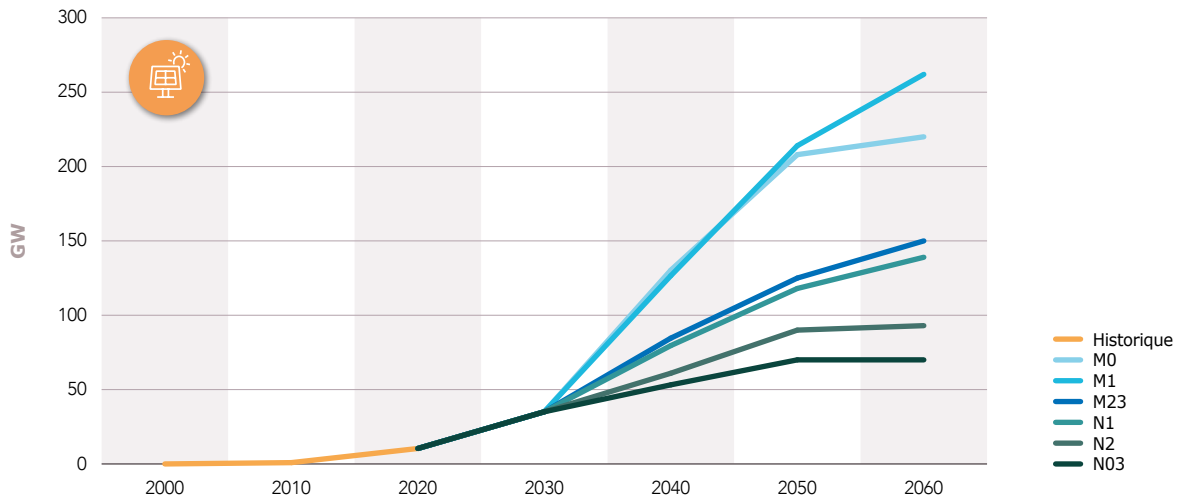
Sur le plan économique, les installations de production d'électricité d'origine photovoltaïque ont connu des baisses de coûts très importantes au cours des dix dernières années. La filière photovoltaïque apparaît aujourd'hui mature sur le plan technologique, et il existe un large consensus pour considérer que l'industrialisation de la fabrication de panneaux à très grande échelle conduira à terme à des innovations et de nouvelles économies d'échelle.

Sur le plan de l'insertion de cette technologie, le développement des panneaux photovoltaïques apparaît soutenu par la population ainsi que par les collectivités territoriales, notamment en raison d'une emprise paysagère réduite par rapport à l'éolien. En conséquence, le photovoltaïque fait partie des filières amenées à se développer de manière considérable dans tous les scénarios énergétiques européens et mondiaux visant la neutralité carbone.

Ces perspectives sont reprises dans les scénarios de l'étude, qui prévoient pour la France une multiplication par sept à vingt des capacités photovoltaïques en France à l'horizon 2050. L'habilité à suivre ces trajectoires représente toutefois plusieurs défis.

D'une part, sur le plan industriel, il s'agit de parvenir à accélérer effectivement le rythme de mise en service des capacités photovoltaïques par rapport aux tendances récentes. La PPE de 2016 avait prévu l'installation de près de 2 GW par an, et celle de 2020 un rythme de 3 à 4 GW par an d'ici 2023, en organisant le lancement de nombreux appels d'offres. Pour autant, les mises en service effectives sont demeurées très inférieures et n'ont jamais excédé 1 GW par an en France ces dernières années. Si, au premier semestre 2021, le rythme semble enfin s'être accéléré pour dépasser 1 GW en l'espace de six mois, il ne s'agit toujours pas du rythme prévu par la PPE : cette tendance devra non seulement

Figure 4.15 Évolution des capacités photovoltaïques en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence



se confirmer dans les prochains mois, mais en plus s'accélérer encore pour atteindre les objectifs de la PPE.

Dans la plupart des scénarios de l'étude adaptés à la trajectoire de consommation de référence (sauf N03), le rythme prévu par la PPE doit se maintenir au-delà de 2030, voire s'accélérer dans les scénarios de faible ou d'absence de relance du parc nucléaire. Dans le scénario articulé autour de l'objectif de sortie du nucléaire à l'horizon 2050 (M0) et dans celui centré sur les installations diffuses (M1), le rythme de mise en service de nouvelles installations atteint environ 7 GW par an sur l'ensemble de la période 2020-2050 en considérant l'hypothèse de consommation de référence. Au-delà de la croissance du parc, le renouvellement des installations les plus récentes devra s'organiser essentiellement à partir de la décennie 2040 (la durée de vie considérée des installations solaires est de 25 à 30 ans). La mise en place d'une capacité industrielle suffisante pour tenir cette accélération devra s'anticiper afin que celle-ci puisse être déployée progressivement et être au rendez-vous à partir des années 2030.

D'autre part, sur le plan sociétal et environnemental, de telles capacités photovoltaïques suscitent des interrogations de la part de certains acteurs en matière d'emprise au sol et de coexistence avec d'autres usages. Ces points ont fait l'objet d'approfondissements spécifiques dans l'analyse des scénarios *(voir section 5.2.4)*. En effet, si les panneaux photovoltaïques peuvent être installés en grande partie sur les toits, ce type d'installations est nettement plus coûteux que les parcs au sol. Un développement important du photovoltaïque pour couvrir les besoins d'électricité de la France de manière compétitive passera donc à terme nécessairement par le raccordement de grands parcs au sol, qui seront alors soumis aux mêmes types de débat que les autres infrastructures énergétiques. Pour éviter une concurrence d'usages des sols, ces projets sont aujourd'hui incités à se développer sur des terrains déjà artificialisés (friches industrielles abandonnées notamment) mais la disponibilité de foncier sur de tels terrains se fera plus rare au fur et à mesure du développement de la filière. En complément, le développement de parcs photovoltaïques sur des surfaces en co-usage avec des usages agricoles est également possible *(agrivoltaïsme, voir chapitre 12)*. Toutefois, ce type d'installations reste aujourd'hui marginal et expérimental en France. Un retour d'expérience approfondi sur l'impact du photovoltaïque sur les cultures ainsi qu'un cadre réglementaire et incitatif adapté seraient nécessaires pour généraliser ce type de pratiques à terme.

Enfin, le solaire photovoltaïque est parfois critiqué pour son bilan carbone, en particulier parce que les panneaux sont très majoritairement fabriqués en Asie et que cette étape de fabrication est intensive en énergie et donc émettrice de gaz à effet de serre. S'il est vrai que le bilan carbone des installations photovoltaïques reste plus important que celui des éoliennes et du nucléaire, celui-ci tend à diminuer nettement depuis quelques années avec les améliorations technologiques (taille des *wafers*…) et l'augmentation de la durée de vie anticipée des installations. Une relocalisation des chaînes de production permettrait de réduire encore ce bilan, même si celle-ci est aujourd'hui difficilement envisageable. En outre, contrairement à certains discours, malgré un niveau légèrement plus élevé que pour les éoliennes et le nucléaire, le bilan de l'installation d'un panneau solaire sur le cycle de vie est très largement positif dès qu'il remplace une production d'origine fossile ou qu'il contribue à accompagner la sortie des énergies fossiles *(voir analyse environnementale au chapitre 12)*.

Au-delà des orientations publiques à l'échelle nationale, le développement du photovoltaïque pourrait être déterminé en grande partie par des initiatives locales voire individuelles. Depuis plusieurs années, la construction d'installations photovoltaïques en autoconsommation, à l'échelle individuelle ou collective, se développe progressivement, atteignant 100 000 installations pour l'autoconsommation individuelle et 50 opérations pour l'autoconsommation collective en 2021. À long terme, ce type de modèles pourrait être amené à prendre une place de plus en plus importante, dans un contexte où de nombreux consommateurs (foyers, entreprises, collectivités locales…) sont désireux de se réapproprier leur approvisionnement énergétique et de favoriser des modes de production locaux. L'un des scénarios élaborés par RTE prévoit ainsi un fort développement de ce type de modèles (scénario M1), qui passe par un déploiement important d'installations photovoltaïques réparties de manière diffuse sur le territoire et plus particulièrement à proximité des grands centres de consommation. **Avec près de 35 GW d'installations photovoltaïques en toiture résidentielle à l'horizon 2050 (consommation de référence), ce scénario représente ainsi huit millions de maisons individuelles (soit une maison individuelle sur deux) qui pourraient être en mesure de consommer directement leur production photovoltaïque.**

9. L'autoconsommation individuelle correspond à un consommateur qui produit lui-même l'électricité qu'il consomme tandis que l'autoconsommation est dite collective lorsque plusieurs consommateurs s'associent avec un ou plusieurs producteurs pour échanger de l'électricité

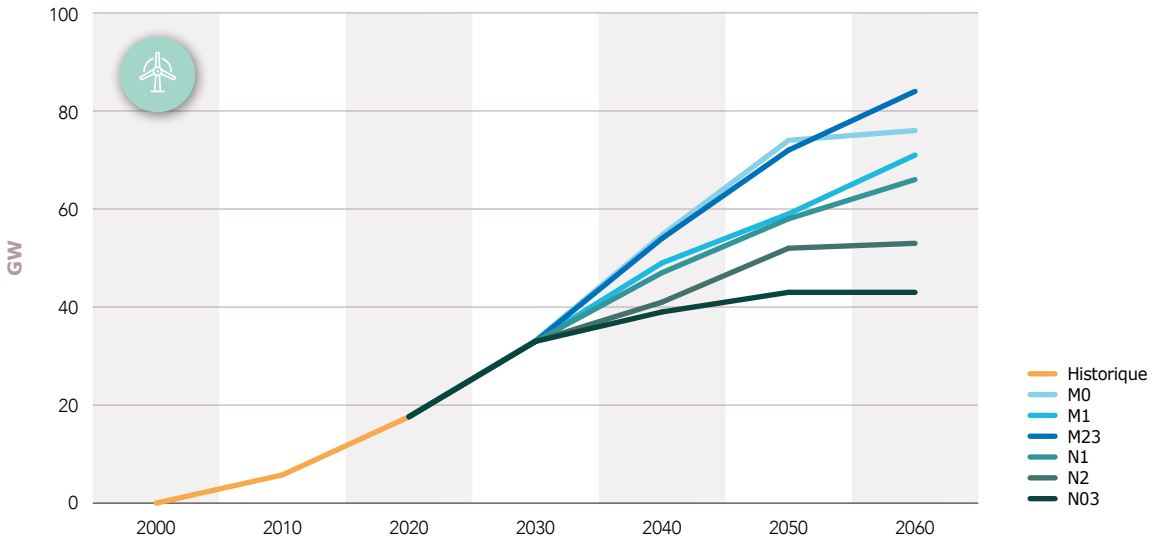
4.3.5 L'éolien terrestre : une technologie mature et compétitive, sujette à un débat politique virulent

L'éolien terrestre constitue aujourd'hui la deuxième filière de production d'électricité renouvelable en France derrière l'hydraulique, avec près de 40 TWh de production électrique sur l'année 2020. Plus de 8000 éoliennes ont été installées sur le territoire national, pour une capacité installée de près de 18 GW, et avec une croissance régulière des nouvelles installations depuis plusieurs années. La France dispose du quatrième plus gros parc européen, et le douzième si l'on considère la capacité de production rapportée à la taille du territoire avec 3,3 kW/km^2.

L'éolien terrestre est une technologie désormais mature et compétitive. Les niveaux de prix issus des derniers appels d'offres qui s'élèvent à environ 60 €/MWh et continuent de baisser depuis plusieurs années. Vu les niveaux de prix de marché de l'électricité observés en 2021, le soutien aux nouvelles installations éoliennes terrestres pourrait ainsi se faire à coût nul (voire négatif) pour le budget de l'État. Dans le débat médiatique demeure l'idée que le soutien à l'éolien serait très onéreux : cette idée ne correspond pas aux caractéristiques de coût actuelles de la filière, et n'est pas non plus établie au niveau des soutiens financiers apportés par l'État (86 millions d'euros par an[10], soit beaucoup moins que le solaire avec 123 M€ annuel ou que les premiers parcs d'éoliennes en mer).

Bien que soutenu à l'échelle nationale d'après plusieurs enquêtes d'opinion, le développement de l'éolien terrestre fait l'objet d'inquiétudes parmi une partie de la population et d'un débat politique virulent depuis quelques années, qui s'est renforcé au cours des derniers mois de 2021. Outre les interrogations sur la variabilité de la production des éoliennes et les implications pour l'exploitation du système électrique, des opposants pointent

Figure 4.16 Évolution des capacités d'éolien terrestre en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence



10. Synthèse de l'évaluation des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques, Ministère de la transition écologique et solidaire, mai 2020, https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Artelys_R20108_Synth%C3%A8se_finale.pdf

régulièrement son emprise paysagère. Les projets de nouveaux parcs, qui sont aujourd'hui soumis à des enquêtes publiques au niveau local, font souvent l'objet de recours contentieux de la part d'associations d'opposants, de riverains ou d'élus.

En outre, certaines contraintes réglementaires, par exemple dans les zones situées à proximité des radars militaires, se sont renforcées ces dernières années et sont susceptibles de restreindre largement les surfaces potentielles pour l'installation de nouvelles éoliennes.

Malgré ce contexte, le développement de l'éolien terrestre se poursuit à un rythme régulier depuis plusieurs années, avec entre 1 GW et 1,7 GW par an de nouvelles installations mises en service. Si ce rythme demeure très inférieur à celui observé dans d'autres pays (notamment l'Allemagne entre 2011 et 2019, qui a atteint un rythme de +3,2 GW/an durant cette période, avant un net ralentissement en 2020 et 2021 et des incréments inférieurs à un gigawatt) et en dessous des objectifs de la PPE (+2,2 GW/an), l'éolien terrestre constitue aujourd'hui la principale source de croissance de la production d'énergie bas-carbone en France, avec environ +4 à +6 TWh d'électricité bas-carbone supplémentaire apportée chaque année depuis cinq ans.

Dans ces conditions, la poursuite du développement de l'éolien terrestre apparaît indispensable à long terme pour atteindre la neutralité carbone, en particulier étant donné les enjeux sur l'intégration des nouveaux usages électriques et la décroissance attendue de la capacité nucléaire d'ici 2050. Une configuration alternative fondée sur un moratoire pour les énergies renouvelables et un arrêt du développement de l'éolien au-delà de 2025 a été également étudiée mais celle-ci met en évidence les risques associés à une telle stratégie pour l'approvisionnement énergétique et le respect des objectifs climatiques *(voir partie 5.5.2)*.

Les principaux scénarios étudiés par RTE intègrent donc tous un développement de l'éolien terrestre, mais selon des trajectoires contrastées au-delà de 2030 et sans inflexion forte : selon les scénarios, le rythme s'échelonne entre un fort ralentissement du développement de nouvelles installations au-delà de 2030 (scénario N03, atteignant 43 GW en 2050 pour la consommation de référence) et un rythme légèrement supérieur à celui observé ces dernières années (scénarios M0 et M23, atteignant respectivement 72 et 74 GW en 2050 pour la consommation de référence)[11]. Tous les scénarios prennent en compte un renouvellement des installations éoliennes au fur et à mesure. En effet, la durée de vie considérée des installations éoliennes est de 25 à 30 ans ce qui conduit à un besoin de renouvellement essentiellement à partir de l'horizon 2040.

Sur les plans technique et industriel, ces scénarios ne présentent pas de difficultés majeures : le potentiel technique de surfaces disponibles apparaît largement suffisant pour accueillir les capacités totales envisagées et les rythmes de développement annuel de nouvelles installations restent du même ordre de grandeur que celui observé sur le passé récent en France et dans d'autres pays. À titre de comparaison, l'Allemagne a développé en une quinzaine d'années plus de 50 GW d'éolien terrestre sur un territoire 30 % plus petit.

Selon les acteurs de la filière, les trajectoires les plus hautes ne sont toutefois atteignables que sous réserve d'évolutions structurantes du cadre réglementaire et de soutien politique renforcé. Les évolutions nécessaires concernent notamment la libération d'espaces fonciers aujourd'hui inaccessibles, la possibilité d'installer des technologies de plus grande taille (y compris pour les parcs existants faisant l'objet d'un renouvellement ou *repowering)*, la réduction des délais d'instruction des demandes d'autorisation, des incitations économiques pour l'installation d'éoliennes dans des zones moins venteuses ou encore le développement de la participation des citoyens dans les nouveaux projets à travers le financement participatif ou via des projets les intégrant à la gouvernance.

11. Les capacités installées d'éolien terrestre adaptées aux hypothèses de consommation avec sobriété ou en considérant une réindustrialisation du pays sont détaillés dans la partie 5.3.

4.3.6 L'éolien en mer : une option de plus en plus considérée par les États et que la France a les moyens de développer

Les perspectives pour le développement de l'éolien en mer en Europe et en France sont désormais orientées vers une forte croissance à long terme.

Historiquement plus coûteuse que les énergies renouvelables terrestres, cette technologie a connu une baisse rapide des coûts d'installation au cours des dernières années, ce qui en fait désormais une des filières les plus prometteuses pour la production d'électricité bas-carbone à long terme. En France, au-delà des premiers parcs qui ont été développés à des coûts de l'ordre de 150 à 200 €/MWh (après renégociation), le dernier appel d'offres (à Dunkerque) a atteint le prix record de 44 €/MWh, une valeur très inférieure aux prix de marché actuels. Néanmoins, le coût du raccordement ne suit pas la même trajectoire et devrait croître au fur et à mesure que les projets sont implantés de plus en plus loin des côtes.

Par ailleurs, du fait de leur éloignement des côtes, les éoliennes en mer bénéficient de vents plus forts et plus réguliers ainsi que d'une acceptabilité globalement plus favorable que l'éolien terrestre, bien que leur déploiement suscite tout de même certaines inquiétudes, notamment sur de possibles conflits d'usage avec la pêche artisanale ou sur son impact sur la biodiversité marine. Le développement de la filière éolienne en mer française a en outre été caractérisé par la création de nombreux emplois locaux, avec en particulier trois usines majeures de fabrication de composants des éoliennes en mer, et fait donc l'objet d'un soutien politique plus marqué au niveau régional.

Si la France ne dispose pas de parcs éoliens en mer en service à l'heure actuelle, plusieurs projets devraient être mis en service dans les toutes prochaines années, en commençant par le parc éolien posé de Saint-Nazaire qui commencera à produire de l'électricité en 2022. La PPE prévoit le raccordement de plus de 5 GW d'éoliennes en mer d'ici 2028 et le lancement de nombreux appels d'offres afin d'atteindre un rythme de raccordement de 1 GW par an dès la fin des années 2020.

Figure 4.17 Évolution des capacités d'éolien en mer en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence

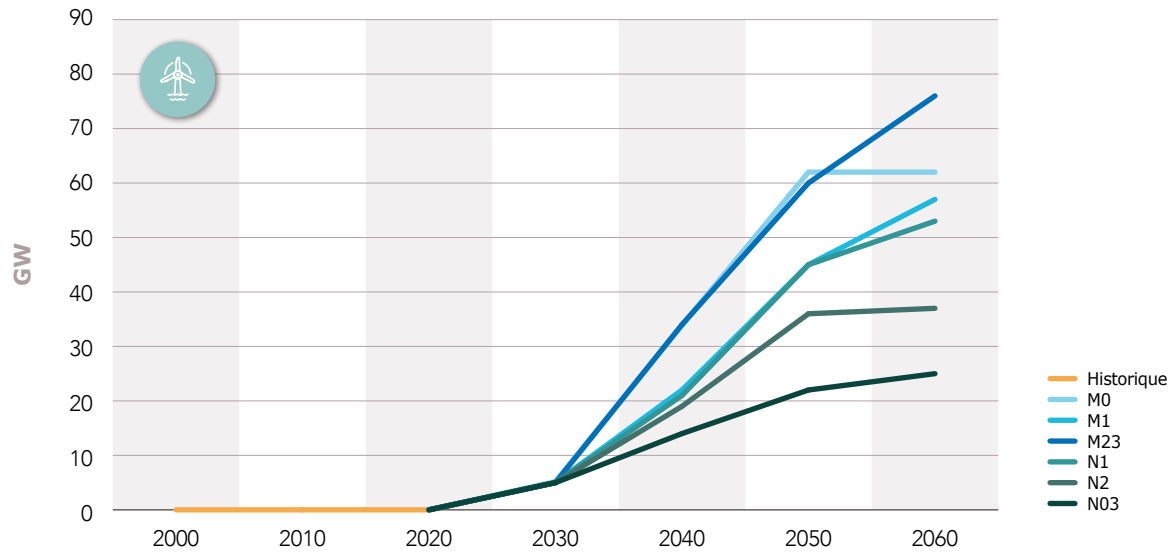
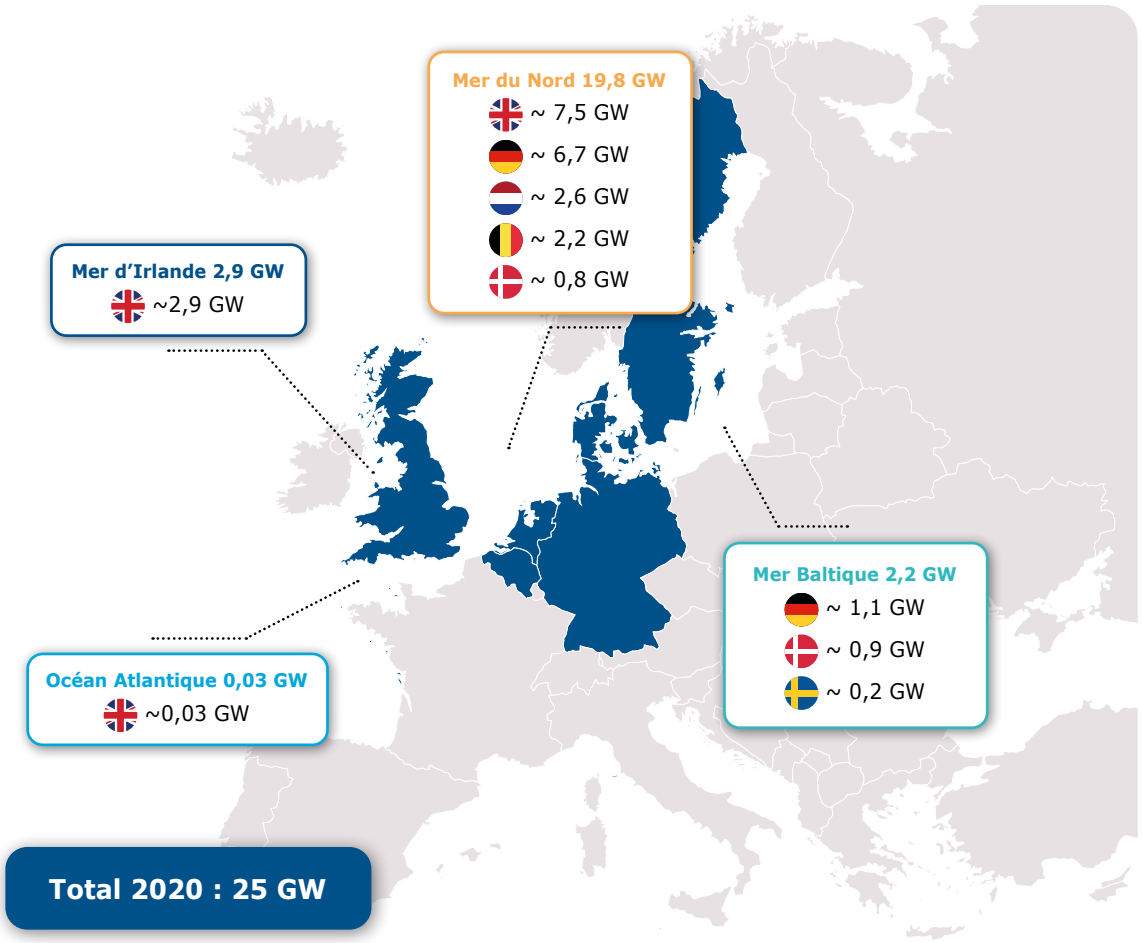


Figure 4.18 État des lieux des principales installations d'éolien en mer en service en Europe en 2020



NB : la contribution des pays au développement des façades maritimes a été comptabilisée à partir de 100 MW par pays (toutes façades confondues)

D'autres pays d'Europe ont par ailleurs vu leur capacité éolienne en mer croître largement au cours des dernières années, notamment le Royaume-Uni (10,4 GW), l'Allemagne (7,7 GW) ou encore les Pays-Bas (2,6 GW), avec des niveaux de prix compétitifs (autour de 50 €/MWh pour les projets les plus récents).

Tous ces pays connaissent ainsi des perspectives de forte croissance pour l'éolien en mer. De même, l'Union européenne prévoit dans sa stratégie pour l'éolien en mer une capacité de 300 GW installés à l'horizon 2050[12]. À l'échelle de la France, qui dispose du deuxième potentiel le plus important en Europe après le Royaume-Uni[13], l'éolien en mer

12. Une stratégie de l'UE pour exploiter le potentiel des énergies renouvelables en mer en vue d'un avenir neutre pour le climat, Commission européenne, 19/11/2020, https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/HTML/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN
13. Comité interministériel de la mer, Dossier de presse, janvier 2021, https://www.gouvernement.fr/sites/default/files/contenu/piece-jointe/2021/01/2021-01-22_dossier-presse-cimer.pdf

pourrait donc connaître une accélération de son développement à long terme et ainsi contribuer largement à l'atteinte de la neutralité carbone.

Toutefois, contrairement aux pays de la mer du Nord, la plupart des côtes françaises sont marquées par des profondeurs qui augmentent rapidement avec l'éloignement des côtes. Par conséquent, sur certaines façades maritimes françaises (en particulier sur la façade Atlantique et en Méditerranée), le développement de l'éolien en mer ne pourra se faire qu'avec des parcs éoliens flottants. Cette technologie reste à un stade de maturité significativement moins avancé que pour l'éolien « posé », qui est la technologie utilisée aujourd'hui dans tous les projets commerciaux en Europe. Bien que présentant des perspectives favorables, la technologie « flottante » possède donc des coûts plus élevés à moyen terme et des incertitudes plus fortes sur son évolution à long terme que la technologie « posée ».

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, les trajectoires considérées pour le développement de l'éolien en mer (posé et flottant) en France conduisent à une capacité installée en 2050 comprise entre 22 GW (scénario N03, qui correspond à un rythme de développement qui reste légèrement inférieur à 1 GW par an sur les trente prochaines années) et environ 60 GW (scénarios M23 et M0) en considérant la trajectoire de consommation de référence. Dans le scénario M23, la capacité installée atteint même plus de 70 GW en 2060 avec la trajectoire de consommation de référence et 90 GW en 2060 avec la trajectoire de consommation réindustrialisation *(voir partie 5.3.2).*

Si l'espace maritime français apparaît suffisant pour accueillir de telles capacités, ce type de scénarios est adossé à des conditions fortes.

D'une part, l'espace mobilisé pour les parcs éoliens en mer serait alors significatif. Ceci implique de disposer d'un haut niveau d'acceptabilité local et d'assurer une coexistence avec les autres usages de la mer, en particulier la pêche et les espaces maritimes protégés.

D'autre part, les trajectoires les plus hautes prévoient un rythme de développement qui atteint jusqu'à plus de 2,5 GW par an en moyenne au-delà de 2030 pour les scénarios les plus hauts. S'agissant du renouvellement des installations, son impact sur les rythmes de développement est limité sur les trente prochaines années, dans la mesure où aucune installation est aujourd'hui en service en France et que les premiers projets pourraient fonctionner jusqu'à la fin des années 2040 au moins. Bien que de tels niveaux de croissance aient été observés ponctuellement dans d'autres pays, atteindre un tel rythme sur plusieurs décennies constitue un défi industriel. Un tel défi nécessiterait une planification spatiale et temporelle renforcée pour apporter de la visibilité à long terme sur le déploiement de la filière et optimiser le raccordement et le renforcement des réseaux *(voir chapitre 10)*.

4.3.7 Autres énergies marines : des perspectives limitées à court terme mais une émergence de projets commerciaux possibles à long terme

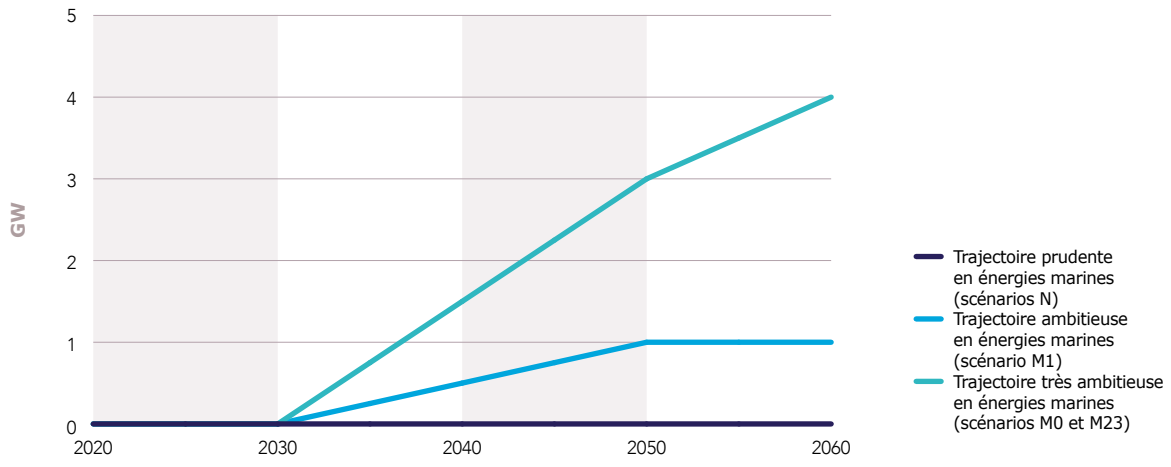
Au-delà de l'éolien en mer, plusieurs technologies sont envisageables pour produire de l'électricité en mer : hydroliennes (énergie des courants marins), usines marémotrices (énergie des marées), centrales houlomotrices (énergie des vagues), installations maréthermiques (exploitant les écarts de température en surface et en profondeur), etc.

L'usine marémotrice de la Rance (240 MW) a été la première installation produisant de l'électricité à partir de l'énergie des marées (environ 500 GWh par an). Depuis sa mise en service en 1966, d'autres usines ont vu le jour dans le monde (Canada, Corée du Sud) mais l'essor de la filière reste très limité, du fait de ses impacts environnementaux. Son développement en France n'est pas envisagé à court terme.

S'agissant des hydroliennes en mer, la France dispose d'un potentiel technique significatif grâce à des courants parmi les plus forts du monde. Ce potentiel est estimé à quelques gigawatts et se situe essentiellement au niveau du raz Blanchard (au large du Cotentin) ainsi que sur quelques autres sites favorables (passage du Fromveur au large d'Ouessan, Golfe du Morbihan, raz de Barfleur). Bien que significatif par rapport aux autres pays d'Europe, ce potentiel reste très limité comparé aux autres énergies renouvelables en France. Cependant, notamment du fait de leur moindre impact environnemental et de leur immersion, les hydroliennes suscitent un intérêt depuis plusieurs années. Si plusieurs démonstrateurs ont été mis en service en Europe et en France ces dernières années, la filière reste aujourd'hui à un niveau de maturité technologique et de coûts qui ne permettent pas d'envisager son déploiement à grande ampleur à court terme. La PPE de 2020 n'a, ainsi, pas organisé de soutien public sous forme d'appel d'offres d'ici 2028 en privilégiant le principe de la poursuite des expérimentations. À ce titre, de nouveaux démonstrateurs devraient prochainement voir le jour au large des côtes bretonnes et dans la Manche, pour de petites puissances.

Enfin, la croissance des autres énergies marines renouvelables devrait rester limitée à court terme. En effet, la filière houlomotrice est toujours au stade de la démonstration technique et le gisement d'énergie thermique des mers est limité en France métropolitaine.

Figure 4.19 Évolution des capacités d'énergies marines en France depuis 2020 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix (consommation de référence)



De ce fait, malgré une grande variété de sources d'énergies marines possibles, aucune technologie n'a atteint un stade de maturité suffisant pour permettre le déploiement industriel et commercial à court terme. À moyen-long terme en revanche, certains acteurs considèrent qu'il sera possible de déployer des projets commerciaux à des coûts compétitifs, par exemple sur l'hydrolien.

Ces différentes perspectives ont conduit à retenir, dans les *Futurs énergétiques 2050*, une hypothèse prudente correspondant à une capacité comprise entre 0 et 3 GW d'énergies marines en 2050, avec de premières installations mises en service à partir des années 2030, et uniquement dans les scénarios M.

4.3.8 Au-delà des trajectoires de capacités installées, des incertitudes sur l'évolution du facteur de charge des énergies renouvelables

La contribution des énergies renouvelables variables à la production d'électricité en France ne dépend pas uniquement de l'évolution des capacités installées (exprimées en puissance, en gigawatts) mais également de leur facteur de charge (c'est-à-dire le ratio entre la puissance moyenne produite sur une période donnée et la puissance installée).

Pour les énergies renouvelables comme l'éolien et le photovoltaïque, les facteurs de charge sont fortement influencés par les conditions météorologiques (il existe des années plus ou moins venteuses, ou plus ou moins ensoleillées, avec des variations non négligeables). Sur les dix dernières années en France, le facteur de charge annuel du photovoltaïque a par exemple varié entre 13,1 % et 15,5 % et celui de l'éolien terrestre entre 21,9 % et 26,6 %, variations interannuelles qui sont corrélées à celles de l'ensoleillement ou du vent sur la France. D'autres paramètres influencent les facteurs de charge moyens à plus long terme.

L'élaboration des scénarios d'évolution du mix de production électrique sur le temps long, qui vise à assurer que chacun de ces scénarios permet de couvrir un niveau de consommation donné (par exemple, environ 645 TWh par an dans la trajectoire de référence) se fonde sur des projections sur l'évolution du facteur de charge des différentes filières. Celles-ci dépendent de nombreux paramètres : caractéristiques des sites d'implantation des installations, technologies utilisées, orientation des panneaux dans le cas du solaire, taille des mâts et pales dans le cas de l'éolien, trajectoires de réchauffement climatique considérées, etc.

De manière générale, deux effets principaux jouent dans des sens opposés sur l'évolution des facteurs de charge : d'un côté, l'amélioration progressive des technologies conduit à augmenter le facteur de charge théoriquement accessible pour les installations les plus récentes ; de l'autre, le développement de plus en plus important des énergies renouvelables conduit à installer des nouvelles capacités sur des sites moins favorables en matière de productible (sites moins ventés ou moins ensoleillés). Le changement climatique est également susceptible d'avoir un impact sur les facteurs de charge, même si les analyses disponibles à date ne dégagent pas de consensus sur le caractère significatif de son influence sur le vent et l'ensoleillement *(voir chapitre 8 pour plus de détails).*

Pour alimenter ces projections, des analyses présentant des tendances sur l'évolution des facteurs de charge sur les années passées sont parfois mises en évidence[14]. Toutefois, l'interprétation de ces tendances est rendue difficile par les différences de situation géographique ou encore de contexte politique et réglementaire dans les zones considérées. Ainsi, d'après certaines études, le facteur de charge de certaines nouvelles installations d'éolien terrestre pourrait atteindre plus de 40 % – soit des niveaux caractéristiques des grandes installations éoliennes en mer – dans des zones très ventées et permettant l'installation de grandes éoliennes (par exemple aux États-Unis). De la même manière, grâce à une implantation dans des zones particulièrement favorables (par exemple, zones désertiques proches de l'équateur), certaines installations photovoltaïques atteignent près de 30 % de facteur de charge. Ces performances demeurent exceptionnelles et s'expliquent principalement par la localisation des projets et par des conditions météorologiques locales spécifiques, très différentes de celles observées en France. Il est ainsi difficile d'en tirer des conclusions sur l'impact réel des progrès technologiques sur le facteur de charge moyen en France.

14. Voir par exemple le rapport «*Renewable Power Generation Costs in 2020*» publié par l'IRENA en juin 2021 : cette analyse néanmoins basée sur des données resimulées pour un échantillon de parcs et dont la méthodologie n'est que partiellement décrite.

En outre, au-delà des évolutions technologiques possibles, les facteurs de charge dépendent de la répartition géographique des installations sur le territoire. Dans une configuration où il serait possible de développer des capacités selon une logique purement économique en visant systématiquement les meilleurs sites, quitte à concentrer fortement les installations dans certaines zones, le facteur de charge pourrait s'établir à des niveaux élevés. Toutefois, **la logique de construction des scénarios de RTE et de leur déclinaison géographique, telle que présentée dans la partie 5.2.4 conduit à tenir compte des dynamiques territoriales et du fait que ces capacités ne pourront vraisemblablement pas se concentrer seulement dans quelques zones.** Ceci conduit, dans tous les scénarios, à ne pas privilégier systématiquement les meilleurs gisements et à obtenir par conséquent un facteur de charge plus faible que l'optimum. Par ailleurs, dans la mesure où tous les scénarios sont fondés sur une logique similaire de répartition géographique de la production, à l'exception de M1, les facteurs de charge obtenus sont globalement homogènes entre scénarios.

Dans le détail, les enjeux sur les facteurs de charge diffèrent selon les filières.

Éolien terrestre

L'évolution à moyen et long terme du facteur de charge de la capacité de production éolienne terrestre installée en France constitue un point de débat entre spécialistes, tout comme l'évaluation du nombre de mâts d'éoliennes qui seront nécessaires à terme dans les différents scénarios de neutralité carbone (plus le facteur de charge augmente, plus le nombre d'éoliennes à développer peut être réduit).

Comme pour toutes les énergies renouvelables, l'évolution du facteur de charge des éoliennes terrestres dépend de deux effets jouant dans des sens opposés : saturation progressive des meilleurs gisements d'un côté et progrès technologique de l'autre via une augmentation de la taille des pales des éoliennes.

Cette évolution dépend donc aussi des contraintes qui s'appliquent sur les projets éoliens terrestres, notamment en matière de hauteur des mâts. Selon les contraintes et les caractéristiques spécifiques des sites, les développeurs de projets éoliens terrestres peuvent choisir de calibrer différemment la taille ou la puissance des différents composants : en particulier, les choix de dimensionnement du diamètre des pales et de la puissance de la génératrice peuvent influer assez largement sur la capacité des installations mais également sur leur facteur de charge.

À titre d'exemple, deux cas d'usage spécifiques conduisent parfois les développeurs à sous-dimensionner la puissance maximale de la génératrice par rapport aux diamètres des éoliennes, ce qui tend généralement à faire augmenter leur facteur de charge moyen.

Dans un premier cas, sur des sites peu ventés mais pour lesquelles la hauteur des mâts n'est pas limitée, les développeurs pourront avoir intérêt à installer des éoliennes de grands diamètres avec génératrices sous-dimensionnées pour maximiser la production. Ceci a permis ces dernières années d'exploiter des zones au potentiel éolien plus faible.

Dans un autre cas typique, lorsque la hauteur des mâts n'est pas limitée mais que le site présente des contraintes sur le raccordement au réseau (coût de raccordement important ou limitation de la puissance pouvant être évacuée), les développeurs auront également tendance à sous-dimensionner la puissance maximale de la génératrice, ce qui aura tendance à augmenter le facteur de charge. Ce type d'installations s'est ainsi développé dans des zones pourtant ventées dans certains pays comme les États-Unis ou la Chine, où les contraintes de raccordement au réseau sont fortes tandis que la taille des machines n'est pas limitée. Ceci explique en partie l'augmentation tendancielle du facteur de charge dans ces pays.

En France au contraire, les limitations sur la hauteur des mâts sont beaucoup plus fortes, notamment du fait de contraintes aéronautiques et réglementaires importantes ou

encore en lien avec une prise en compte de la proximité des habitations et des impacts visuels sur le paysage et le patrimoine souvent plus marquée que dans d'autres pays. En conséquence, si le site d'accueil d'un parc éolien est suffisamment venté, il apparaît souvent préférable aux développeurs d'augmenter la puissance maximale de la génératrice de façon à augmenter la production globale tout en limitant la taille de l'éolienne. Ceci entraîne un effet baissier sur le facteur de charge car l'augmentation de la production (liée au surdimensionnement de la génératrice) est relativement moins importante que l'augmentation de la puissance installée.

Les contraintes sur la taille des éoliennes en France sont observées depuis plusieurs années, comme le note l'Observatoire de l'éolien annuel publié par France énergie éolienne : à titre d'exemple, les éoliennes terrestres installées en France en 2016-2017 étaient caractérisées par une hauteur moyenne bout de pale d'environ 135 mètres contre autour de 170 mètres pour celles installées sur la même période en Allemagne[15]. Ces limites à la hauteur des mâts ne semblent pas près d'être remises en cause en France au vu des mouvements d'opposition au développement des éoliennes et du renforcement des contraintes aéronautiques mis en place ces dernières années. Elles réduisent ainsi la perspective d'un accroissement très marqué des facteurs de charge des éoliennes par le développement d'une nouvelle génération de machines de plus grande taille, occupant de nouveaux sites ou remplaçant la première génération d'éoliennes lors de leur *repowering*. RTE a donc retenu par prudence, dans les *Futurs énergétiques 2050*, une perspective de stabilité pour les facteurs de charge de l'éolien terrestre, compromis entre saturation des gisements et amélioration technologique limitée par les enjeux socio-environnementaux d'intégration des éoliennes.

Cette hypothèse joue un rôle dans la simulation technique. Elle explique certaines différences sur le nombre de mâts d'éoliennes à installer nécessaires entre les scénarios de RTE et d'autres études prospectives qui retiennent pour la France une perspective de croissance identique à celle des pays où les éoliennes bénéficient d'un cadre plus favorable et moins contraignant pour leur hauteur. Des approfondissements pourraient être menés en prolongement de l'étude des *Futurs énergétiques 2050* en vue des prochains exercices de prospective afin d'affiner l'analyse sur les tendances en matière de progrès technologique.

Éolien en mer

Les principales innovations technologiques de la filière éolienne en mer concernent, comme pour les éoliennes terrestres, l'augmentation du diamètre des pales. En effet, depuis la première génération d'éoliennes en mer en France (qui seront mise en service à compter de l'année 2022 dans le cadre des premiers appels d'offre français réalisées en 2010 et 2012), des progrès ont été réalisés et permettent d'envisager des facteurs de charge plus importants pour les générations suivantes attendues à partir de la seconde moitié des années 2020.

Cependant le rythme de croissance devrait ralentir notamment avec l'arrivée à maturité de la filière. Comme pour l'éolien terrestre, le facteur de charge à long terme du parc d'éoliennes en mer français dépendra largement de la stratégie nationale de choix des sites d'implantation des futurs parcs. Les compromis entre les caractéristiques techniques du site et l'accès aux régimes de vent les plus favorables, le coût du raccordement en fonction de l'éloignement des côtes, et les enjeux locaux de partage de la mer entre ses différents usagers, peuvent être très différents.

15. France énergie éolienne, BearingPoint, 2018, *Observatoire de l'éolien 2018*

Photovoltaïque

D'après les acteurs de la filière, les technologies de cellules photovoltaïques sont aujourd'hui matures et leurs performances ne devraient pas s'améliorer significativement dans les prochaines années (même si leurs coûts de fabrication sont anticipés comme fortement à la baisse). L'évolution du facteur de charge dépendra donc au premier ordre du type de projets et de leur répartition géographique : projets avec ou sans systèmes de suivi *(trackers)*, installations au sol ou sur toitures selon différentes orientations, etc. Si les installations avec *trackers* présentent de meilleurs facteurs de charge celles-ci restent aujourd'hui marginales du fait de leur surcoût.

Le facteur de charge considéré pour le solaire est finalement proche des valeurs actuelles et similaire dans tous les scénarios, à l'exception du scénario M1 dans lequel l'installation massive de panneaux sur toitures conduit à équiper certaines toitures dont l'orientation est moins favorable, pour maximiser la production solaire.

Approche méthodologique dans les *Futurs énergétiques 2050*

Sur le plan méthodologique, les facteurs de charge de l'éolien terrestre et du photovoltaïque sont calculés à partir de modèles statistiques basés sur les données historiques et dépendent de la répartition géographique des installations *(voir partie 5.2.4)* et des données climatiques *(voir chapitre 8)*. Le facteur de charge annuel moyen pour l'éolien terrestre s'élève ainsi à environ 23 %, celui du photovoltaïque à environ 13 à 14 % selon les scénarios.

Pour l'éolien en mer, compte tenu de l'absence de données historiques sur la France, le facteur de charge des éoliennes en mer a été calculé à partir des caractéristiques des turbines qui devraient être disponibles dans les prochaines années, des hypothèses de localisation détaillées dans la suite *(partie 5.2.4),* des interactions entre turbines (effets de sillage), et des données climatiques projetées en 2050. Le modèle physique conduit à retenir un facteur de charge moyen de l'ordre de 41 %, variant entre 37,3 % et 46,2 % en fonction des années météorologiques, et différent selon les scénarios principalement du fait des différentes hypothèses de localisation.

Les facteurs de charge retenus pour chacune des filières d'énergies renouvelables représentent donc l'évolution tendancielle des performances actuelles. Ils proposent une vision prudente ne reposant sur aucun pari de rupture des technologies déployées. L'incidence de l'incertitude sur les facteurs de charge du solaire et de l'éolien en 2050 peut être en partie évaluée via l'étude de sensibilité du bilan économique des scénarios en fonction du coût des énergies renouvelables *(voir partie 11.6).*

4.4 Les rythmes de croissance des énergies renouvelables envisagés apparaissent élevés au regard des tendances observées en France ces dix dernières années, mais une vision européenne permet de les remettre en perspective

Le développement massif et rapide des énergies renouvelables envisagé en France représente un défi industriel et sociétal considérable. Les rythmes nécessaires pour atteindre la neutralité carbone, selon les différents scénarios, conduisent nécessairement à une discussion sur leur réalisme ou leur faisabilité. Pour documenter ce débat, le précédent des différents pays européens est important : il permet de vérifier quels rythmes ont déjà pu être atteints par le passé alors même que l'urgence climatique n'était pas perçue aussi clairement qu'aujourd'hui.

S'agissant du solaire, les rythmes annuels de développement envisagés dans les *Futurs énergétiques 2050* varient entre 2,5 et 7 GW/an en moyenne sur 2020-2050, en tenant compte des besoins de renouvellement des infrastructures de production et en considérant la trajectoire de consommation de référence et jusqu'à près de 9 GW/an avec la trajectoire de consommation réindustrialisation *(voir partie 5.3.2)*. Ils peuvent être comparés au rythme maximal atteint en Europe au cours des dernières années, soit celui de l'Allemagne avec 4 GW/an : les scénarios M0 et M1 conduisent à des rythmes nettement supérieurs, N1 et M23 nécessiteraient d'atteindre ce rythme, tandis que N03 et N2 reposent sur des trajectoires directement atteignables à court terme en France, et même inférieures au rythme prévu par la PPE de 2020.

Le rythme de développement de l'éolien terrestre prévu apparaît, pour sa part, plus en retrait : compris entre un et deux gigawatts par an selon les scénarios avec la trajectoire de consommation de référence, il n'implique pas d'accélération par rapport à la tendance actuelle en France (le rythme moyen observé entre 2009 et 2020 est de 1,2 GW/an, avec un pic à environ 2 GW en 2017) mais une pérennisation de ce rythme. En Europe, l'Allemagne, qui a développé en quinze ans un parc d'une cinquantaine de gigawatts, est le pays ayant maintenu la trajectoire la plus dynamique, même si celle-ci a largement ralenti au cours des deux dernières années.

Figure 4.20 Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) du solaire

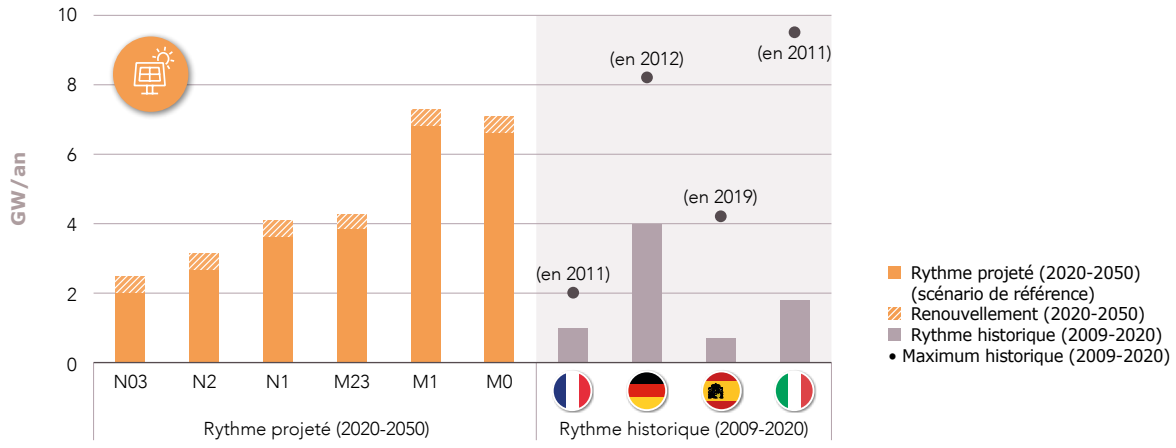
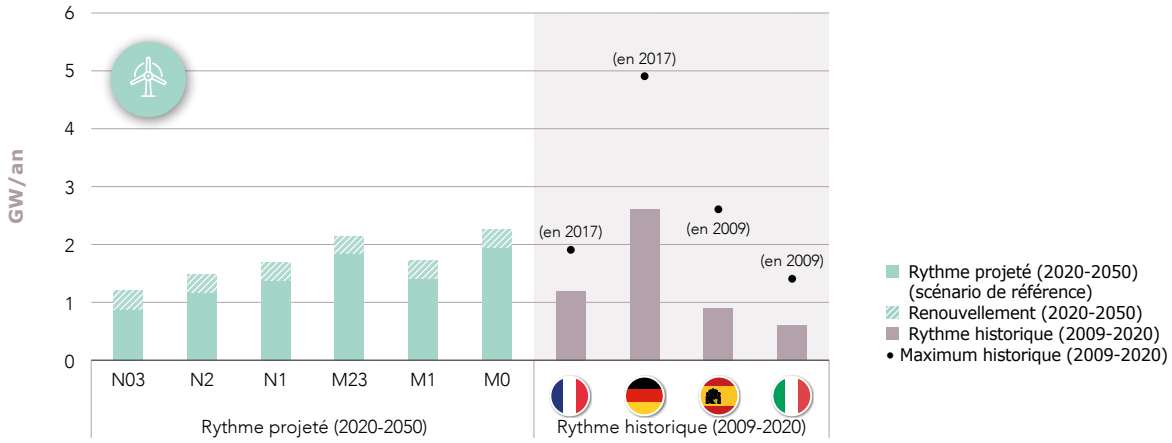
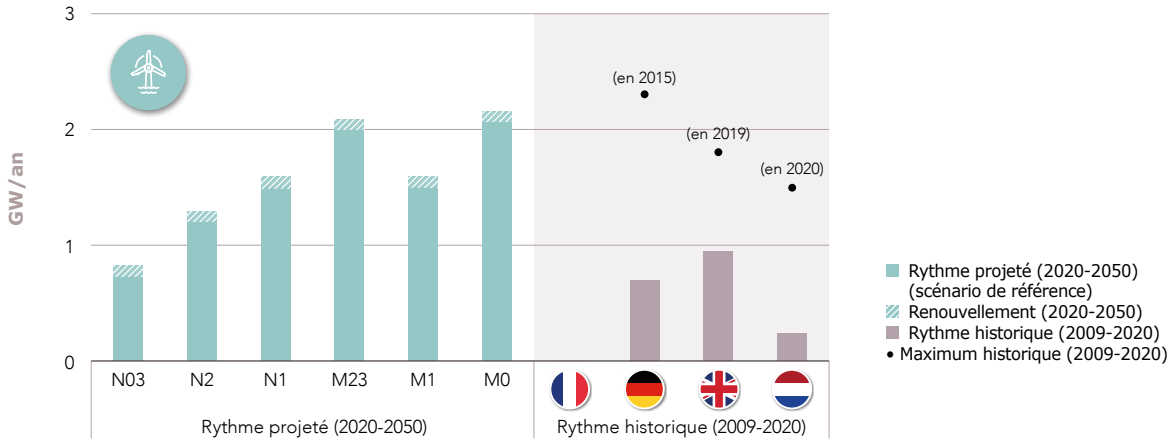


Figure 4.21 Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) de l'éolien terrestre



La France ne possède aujourd'hui aucune ferme éolienne en mer en service. Les rythmes de développement de la filière prévus dans cette étude requièrent donc une trajectoire très soutenue (entre 0,7 et 2 GW par an de 2020 à 2050 avec la consommation de référence). Parmi les pays européens ayant déjà des installations éoliennes en mer, certains ont déjà atteint un rythme moyen sur les dix dernières années de près de 1 GW par an (Grande-Bretagne) et ont récemment procédé à une accélération importante et peuvent encore s'accélérer en bénéficiant des retours d'expérience des premières installations. Les rythmes prévus par la PPE devraient permettre à la France d'atteindre, au cours de la prochaine décennie, un rythme de 0,5 GW par an : c'est ainsi pour cette filière que l'enjeu d'accélération apparaît le plus prégnant, bien plus que pour l'éolien terrestre ou le solaire. Notamment, les scénarios M23 et M0 impliqueraient de tenir, durant les trente prochaines

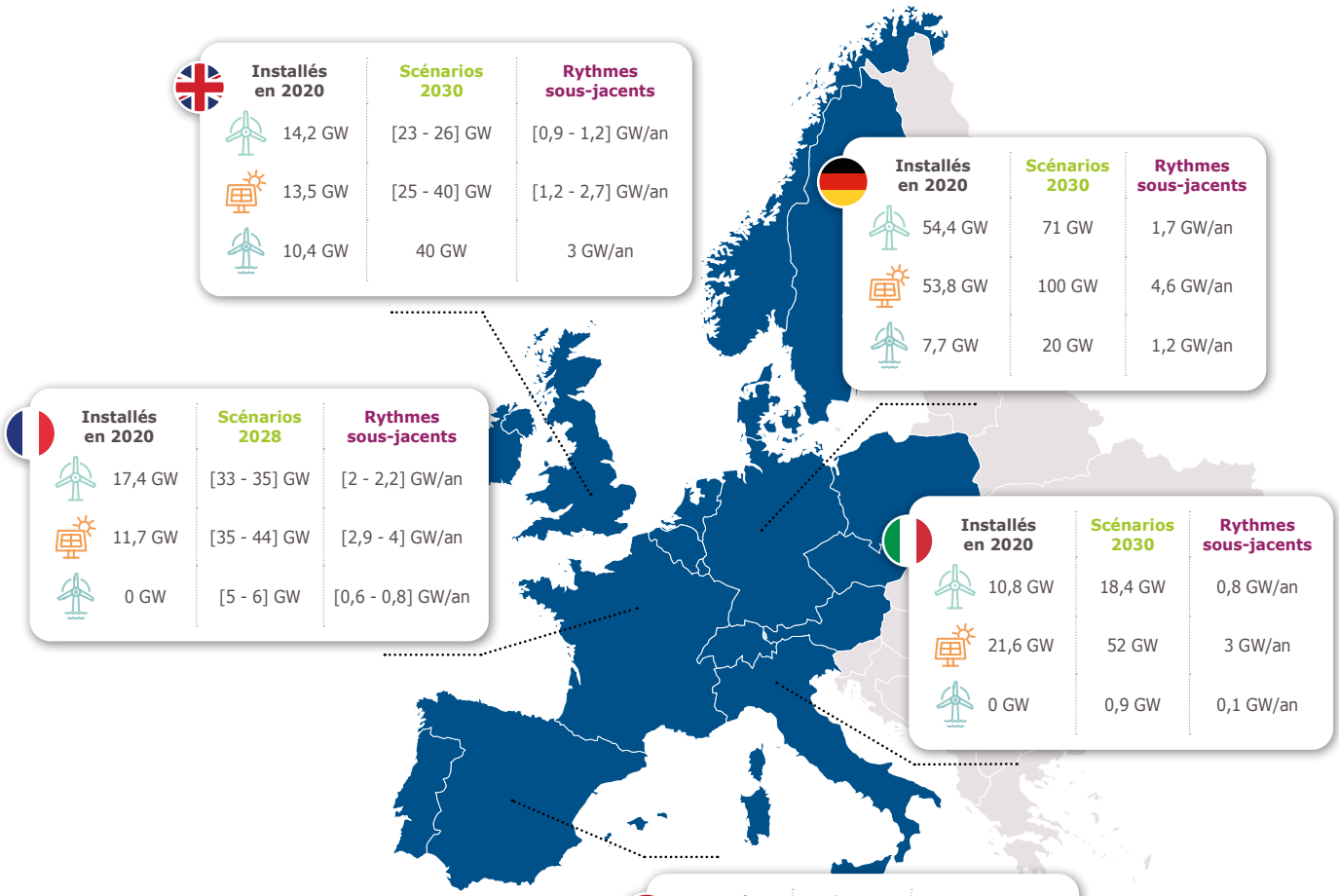
Figure 4.22 Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) de l'éolien en mer



années, le rythme maximal atteint par l'Allemagne ou le Royaume-Uni au cours des dernières années.

Au total, les rythmes de développement des énergies renouvelables envisagés apparaissent particulièrement ambitieux par rapport aux rythmes historiques atteints en France, quelle que soit la filière et quel que soit le scénario. La comparaison avec les autres pays européens permet de montrer qu'ils ne sont pas pour autant irréalistes. Les scénarios M1 (pour le solaire), M23 (pour l'éolien en mer) et M0 (pour ces deux filières) sont ceux pour lesquels l'enjeu de la faisabilité apparaît le plus important, mais même un scénario de type N1

Figure 4.23 Cibles de capacités et de rythmes d'installation d'énergies renouvelables dans les orientations de politiques énergétiques nationales en Europe



Sources :
- France : *Programmation Pluriannuelle de l'Energie,* avril 2020
- Royaume-Uni : Déclaration du Premier Ministre Boris Johnson, octobre 2020 et scénarios long terme de National Grid
- Allemagne : *Renewable Energy Act (EEG) 2021,* janvier 2021
- Italie : *National Energy and Climate Plan (NECP),* octobre 2020
- Espagne : *Plan Nacional Integrado de Energia y Clima (PNIEC) 2021-2030,* mars 2021

implique d'atteindre des rythmes très élevés. Les scénarios N2 et N03 se situent plus proches des moyennes historiques, sauf pour l'éolien en mer. Ces conclusions sont valables pour la trajectoire de consommation de référence. Si la sobriété a pour conséquence de réduire les rythmes d'installation sur toutes les filières allégeant ainsi les contraintes industrielles, la réindustrialisation du pays accroît les besoins en énergies renouvelables et donc les rythmes imposés *(voir partie 5.3)*.

4.5 Le thermique à flamme : une fermeture progressive des moyens les plus émetteurs et une décarbonation du gaz en vue d'atteindre la neutralité carbone

4.5.1 Les grandes unités au fioul arrêtées en 2018, et une sortie du charbon imminente

La France disposait, au début des années 2000, d'un parc thermique composé de grandes et moyennes unités fonctionnant au fioul et au charbon. Moins développé que celui de ses voisins, ce parc thermique totalisait tout de même une capacité de l'ordre de 30 GW, et était composé d'unités relativement anciennes, majoritairement mises en service dans les années 1970, mais également de petites unités de cogénération.

Pour des raisons principalement économiques, ce parc thermique conventionnel a été largement réduit depuis le début des années 2000, avec la mise à l'arrêt définitive des centrales au fioul (à l'exception de quelques turbines à combustion) et des centrales au charbon. Ce mouvement a accompagné la décarbonation du mix électrique, ces filières étant les plus émettrices du parc.

Figure 4.24 Évolution du parc de groupes fioul depuis 2010

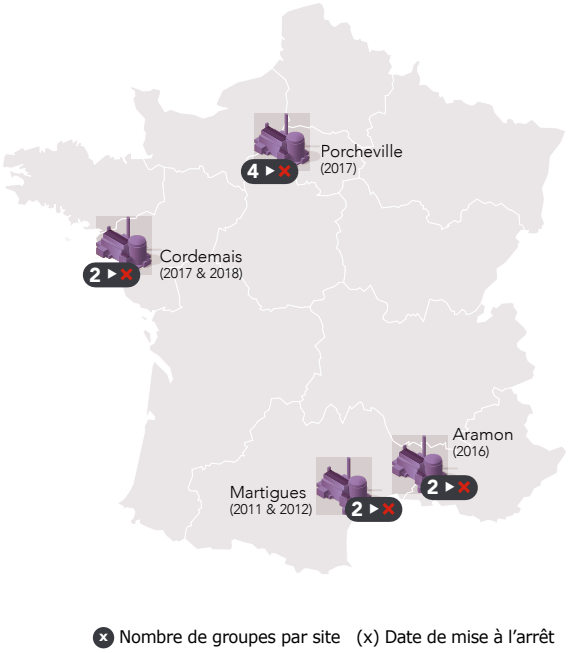
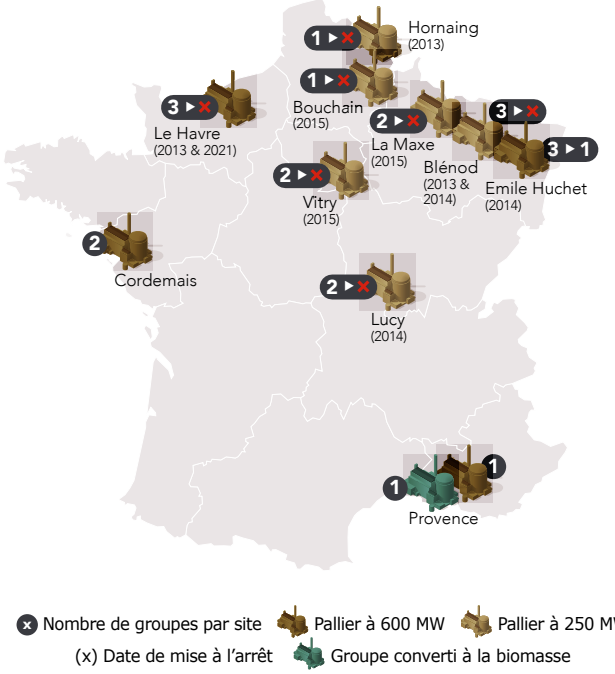


Figure 4.25 Évolution du parc de groupes charbon depuis 2010



Plus précisément, les grandes installations au fioul (unités de 600 MW) – qui représentaient encore début 2016 une puissance installée de 5 GW – sont à l'arrêt depuis le printemps 2018.

Le parc français de centrales au charbon, dont la puissance installée se montait encore à 7 GW en 2013, est en voie de fermeture définitive. Entre 2013 et 2016, les unités de moyenne taille ont toutes été fermées, sur décision économique de l'exploitant. Depuis 2017, la fermeture des dernières centrales au charbon (cinq unités de 600 MW réparties sur quatre sites) est programmée au titre des objectifs de politique énergétique. La centrale du Havre a fermé au printemps 2021 et l'arrêt de celles de Saint-Avold (Moselle) et de Gardanne (Bouches-du-Rhône) est prévu en 2022. Les deux dernières unités de Cordemais (Loire-Atlantique) seront, quant à elles, mises à l'arrêt entre 2024 et 2026 mais leur fonctionnement sera plafonné à partir de 2022 au titre des dispositions de la loi énergie-climat de 2019. La fermeture de ces dernières unités se déroule dans un contexte de sécurité d'approvisionnement plus tendu, les marges de sécurité du système français ayant disparu au cours des dernières années.

4.5.2 Le gaz fossile : des unités récentes, mais des perspectives d'utilisation en diminution

En parallèle de la fermeture progressive des centrales au charbon et au fioul, l'Europe a été le théâtre d'un important cycle d'investissement dans les centrales au gaz au moment de l'ouverture du marché de l'électricité entre 2000 et 2015. Dans un contexte d'ouverture des marchés, l'attrait pour ces centrales résultait de leur taille comparativement faible, ainsi que des perspectives de compétitivité de la production d'électricité à partir de gaz par rapport au charbon.

La technologie du cycle combiné bénéficie d'un rendement énergétique élevé et son impact sur les émissions de CO_2 est moindre que celui d'une centrale thermique classique (à vapeur), avec un facteur d'émission de CO_2 réduit de moitié par rapport au charbon. Néanmoins, les centrales au gaz en Europe demeurent des unités fossiles, responsables d'une partie importante des émissions de gaz à effet de serre au niveau européen.

Le parc de cycles combinés au gaz en France est aujourd'hui composé de 14 unités représentant plus de 6 GW. Cette vague d'investissement est quasi achevée : une dernière unité doit être mise en service à Landivisiau en 2022, dans le cadre d'un projet retenu en 2011 pour sécuriser l'alimentation électrique de la Bretagne. En application de la loi énergie-climat, cette unité sera la dernière grande installation thermique fossile mise en service en métropole.

Le mix électrique français comprend également des moyens de pointe, et notamment un parc de 2 GW de turbines à combustion fonctionnant au fioul ou au gaz. Ces centrales sont conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an. Ce parc de turbines à combustion est relativement récent, les deux tiers des installations ayant été mises en service après 2007.

Figure 4.26 Parc de cycles combinés au gaz au 30/09/21

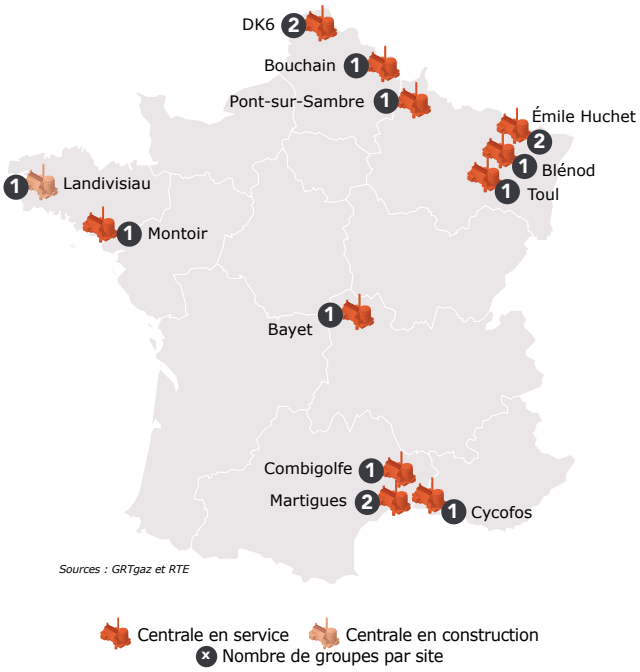
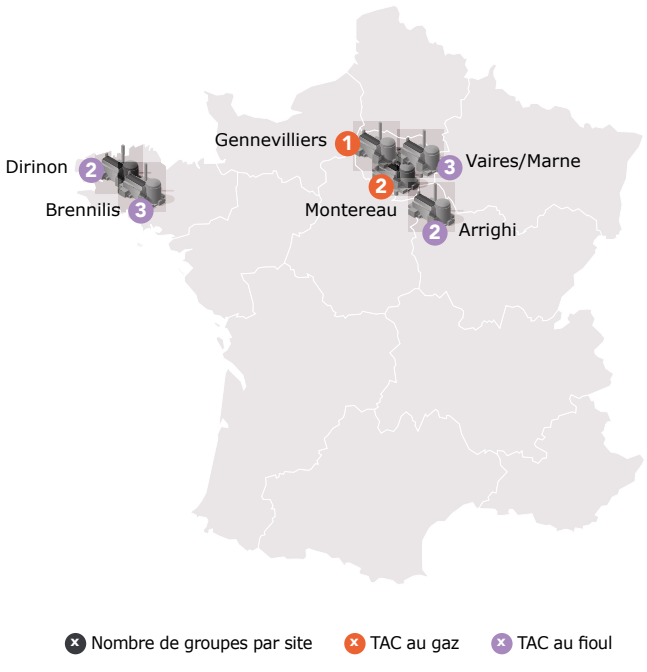


Figure 4.27 Parc de turbines à combustion au 30/09/21



Dans une trajectoire de neutralité carbone, l'utilisation du gaz fossile pour la production d'électricité est amenée à disparaître. Au cours des dix prochaines années, la stratégie définie par l'État dans la PPE, consistant à développer les énergies renouvelables en maintenant une base nucléaire importante, aura pour effet de réduire les durées de fonctionnement des centrales au gaz. Celles-ci devraient fonctionner selon les prix sur le marché européen, mais n'être appelées qu'épisodiquement. L'espace économique de ces centrales dépend en effet directement d'un équilibre européen : cet espace est actuellement fortement réduit, y compris par rapport aux centrales à charbon, du fait du prix du gaz sur les marchés mondiaux, mais il pourrait augmenter de manière temporaire du fait des programmes de fermeture du nucléaire en Allemagne et Belgique. Ces centrales sont donc appelées à être soit fermées à terme (dès la décennie 2030-2040 notamment), soit à changer de nature en utilisant un combustible bas-carbone *(voir partie 4.5.3).*

La réduction de l'utilisation du gaz d'origine fossile dans la production d'électricité en Europe dépend cependant de la tenue de l'ensemble des trajectoires de développement des énergies renouvelables. Dans l'éventualité (probable au vu de l'historique) de retards par rapport aux rythmes volontaristes projetés sur l'installation de l'éolien et du solaire dans tous les pays, il existe une probabilité importante que le gaz continue d'être utilisé assez largement dans la production d'électricité en Europe. Dans les pays où l'utilisation du charbon est encore importante, privilégier la production d'électricité à base de centrales au gaz constitue de plus un moyen de diminuer les émissions à court-moyen terme. Ceci explique pourquoi le gaz d'origine fossile est considéré dans plusieurs pays européens comme pouvant servir d'énergie de transition dans le cadre d'une décarbonation par étapes.

4.5.3 Le gaz décarboné : une perspective pour les centrales actuelles, soumise à un grand nombre d'incertitudes et de modèles envisageables

Assurer la sécurité d'approvisionnement dans un scénario 100 % renouvelable (scénarios M) ou à forte dominante renouvelable (scénario N1 et, dans une moindre mesure, N2) nécessite de disposer d'un minimum d'unités de production pilotables comme des centrales thermiques *(voir détails au chapitre 7)*. Pour qu'elles puissent réellement s'inscrire dans un système neutre en carbone, ces centrales doivent utiliser des combustibles décarbonés. Il s'agit d'un des enjeux majeurs autour du développement des « gaz verts ».

Plusieurs types de combustibles gazeux sont envisageables : l'hydrogène bas-carbone, le biométhane, le méthane de synthèse ou le méthane fossile associé à un dispositif de captage et stockage du carbone (CCS). Ils impliquent des systèmes énergétiques et des paris technologiques différents :

- Utiliser l'hydrogène apparaît la piste la plus prometteuse sur le plan économique. Néanmoins, les centrales actuelles et les infrastructures de transport et de stockage de gaz ne fonctionnent pas à l'hydrogène. Les systèmes utilisant l'hydrogène pour la production d'électricité reposent donc à la fois sur le développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène et le développement d'une nouvelle génération de centrales, ou sur la conversion *(retrofit)* des centrales existantes. Le fonctionnement de centrales à hydrogène ne semble pas reposer sur un pari technologique majeur mais aujourd'hui, aucune centrale à grande échelle de ce type n'est en fonctionnement. Plusieurs projets de démonstrateurs à échelle industrielle (dont un de 12 MW en France) ont été lancés et des premiers enseignements pourront être tirés dans les prochaines années ;
- Utiliser du biométhane ne nécessite aucune adaptation des centrales à gaz actuelles. Il est néanmoins nécessaire d'utiliser cette ressource rare dans une optique de maximisation de l'utilité des gisements français. La SNBC en privilégie l'usage pour des applications à haut rendement énergétique (comme la chaleur) ou difficilement substituable (comme certains procédés industriels) ;
- Utiliser du méthane de synthèse ne nécessite également aucune adaptation des centrales à gaz actuelle. La production de méthane de synthèse implique néanmoins de disposer d'une source de CO_2, une logistique associée et une étape de conversion supplémentaire par rapport à l'hydrogène (la méthanation) qui en dégrade le rendement énergétique et la rend plus coûteuse ;
- Utiliser le gaz fossile peut se faire dans la continuité du système actuel, mais reporte la difficulté sur le dispositif de CCS. Si plusieurs pays du nord de l'Europe parient largement sur cette option, sa pertinence économique pour des moyens de flexibilité ne fonctionnant que ponctuellement reste très incertaine. Elle présente également des incertitudes technologiques et d'acceptabilité et n'est donc pas retenue en France pour le moment.

La combustion de biomasse, éventuellement associée à du CCS, permettant ainsi des émissions « négatives », peut également constituer une solution pour fournir de la capacité pilotable de production d'électricité mais restreint l'utilisation de la biomasse pour d'autres usages (biogaz ou production de chaleur industrielle notamment).

Les analyses techniques ont montré que les scénarios M nécessitent, dans tous les cas, de construire de nouvelles centrales thermiques par rapport à aujourd'hui. Le scénario N1 peut fonctionner avec un nombre de centrales thermiques proche de celui d'aujourd'hui : dans le meilleur des cas, il pourrait fonctionner en réutilisant l'ensemble du parc thermique actuel, ce qui nécessitera une conversion à l'hydrogène ou d'utiliser du biométhane. Le scénario N2 implique, lui aussi, le recours à quelques centrales existantes, mais est compatible avec la fermeture de certaines d'entre elles. Seul le scénario N03 peut fonctionner avec une fermeture totale du parc thermique, sous réserve d'être déployé dans un système fortement interconnecté, où certains pays voisins recourront à cette technologie, et d'un développement même modéré de la flexibilité de la consommation.

Dans les scénarios M, les moyens d'équilibrage thermiques devront être mis en service pour l'essentiel sur la période 2040-2050, avec des rythmes d'installation, selon les scénarios, potentiellement soutenus (2,2 GW par an pour M0, 1,7 GW par an pour M23). Ces rythmes ne sont pas identifiés comme posant des défis industriels majeurs, notamment au regard des défis concernant les filières renouvelables ou nucléaire. Il n'en demeure pas moins qu'afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, le raccordement de ces moyens de production devra être programmé en cohérence avec les trajectoires des autres filières (et notamment la fermeture des réacteurs nucléaires).

4.5.4 Le parc thermique décentralisé : un socle de plusieurs gigawatts de moyens fonctionnant en base, mais amené à fermer à moyen terme

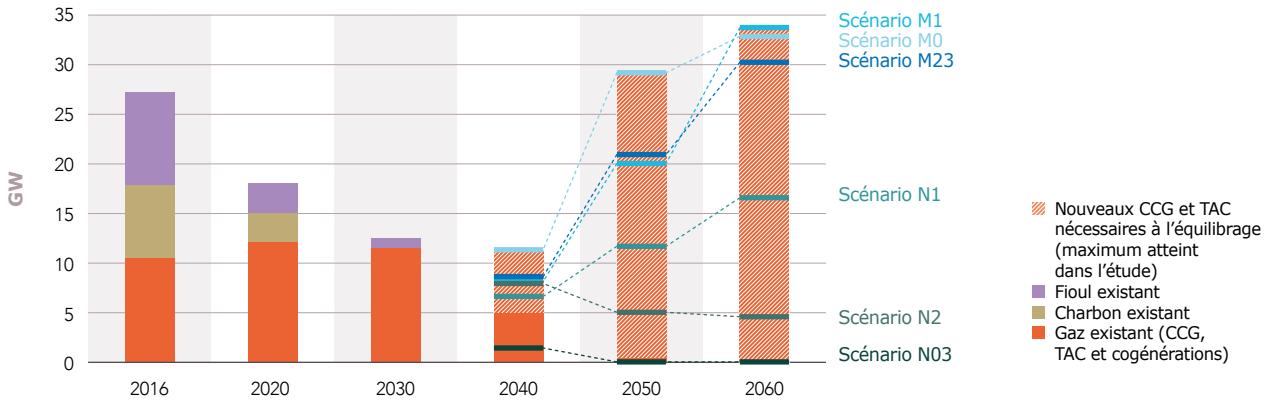
Enfin, au-delà des grandes installations de production, il existe en France un parc de moyens de production dont la taille unitaire est plus modeste. Ces installations contribuent néanmoins de manière significative à l'équilibre du système, avec une puissance installée de 7,1 GW fin 2020.

Ces moyens sont pour l'essentiel des installations de cogénération au gaz (pour 5,2 GW), auxquelles se rajoutent des cogénérations au fioul, des groupes diesel et des turbines à vapeur.

La Programmation pluriannuelle de l'énergie ne fixe pas d'objectif chiffré pour l'évolution des installations de cogénération au gaz naturel et prévoit qu'un soutien public aux nouvelles installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel n'apparaît désormais plus justifié au regard des ambitions climatiques de la France. Ces moyens de production doivent donc trouver un modèle économique pour partie soutenu (jusqu'à expiration des contrats d'obligation d'achat existants, à moins de leur renouvellement), et pour partie également laissé aux contraintes de rentabilité d'un modèle marchand, quoique bénéficiant de sources de revenus provenant du secteur électrique et de la vente de chaleur.

Ce parc est donc amené à fermer, *a minima* pour raison d'obsolescence d'ici 2050, et potentiellement antérieurement pour raison économique et/ou réglementaire. Aucune hypothèse de nouvelle installation de cogénération au gaz n'est retenue dans les trajectoires des *Futurs énergétiques 2050*.

Figure 4.28 Évolution des capacités thermiques installées entre 2012 et 2060 en considérant la trajectoire de consommation de référence



5

LES SCÉNARIOS DE MIX PRODUCTION-CONSOMMATION

5

LES SCÉNARIOS DE MIX PRODUCTION-CONSOMMATION

5.1 De nombreuses combinaisons possibles entre production et consommation analysées dans le cadre de l'étude

5.1.1 Des principes communs : les scénarios permettent d'atteindre la neutralité carbone dans le respect de la sécurité d'approvisionnement

Les trajectoires possibles pour atteindre la neutralité carbone décrites dans les deux chapitres précédents, tant sur le volet de la consommation d'électricité que celui de la production, dessinent un horizon des possibles relativement large.

Les *Futurs énergétiques 2050* de RTE consistent à décrire les grandes options possibles pour le système électrique, combinant des stratégies cohérentes sur la consommation et la production, et à les analyser sur les volets technique, économique, environnemental et sociétal.

Sur le plan de la méthode, la construction des scénarios et variantes présentés dans la suite de ce chapitre s'appuie sur un socle de principes communs :

- Comme indiqué au chapitre 2, tous les scénarios et variantes sont élaborés avec l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cela implique une décarbonation totale ou quasi totale de la production d'énergie.
- Les scénarios et variantes sont conçus de manière à ne pas reposer sur des importations massives d'énergie, ni pour l'électricité, ni pour les combustibles bas-carbone (hydrogène, biométhane, méthane, ammoniac ou éthanol de synthèse produits à base d'énergies renouvelables ou d'énergies bas-carbone…). La modélisation du système électrique interconnecté intègre des échanges possibles d'électricité et de gaz avec les pays voisins, mais le solde des échanges à l'échelle annuelle ne peut être largement importateur. Ainsi, le mix de production renouvelable et, le cas échéant, nucléaire de la France est dimensionné de manière à couvrir la consommation annuelle d'électricité projetée, avec la possibilité de conserver une légère marge exportatrice à l'horizon 2050-2060, dans une optique de prudence et pour éviter un dimensionnement « au plus juste ».
- Par construction, tous les scénarios et variantes respectent la sécurité d'approvisionnement électrique et comprennent pour ce faire un « bouquet de flexibilités » (stockage, thermique décarboné, flexibilité de la demande…), évalué à l'aide de modélisations du système électrique *(voir chapitre 7)*. De manière spécifique, la production d'électricité supplémentaire nécessaire pour couvrir les pertes de conversions énergétiques dans les moyens de flexibilité (cyclage des batteries, boucle *power-to-gas-to-power,* rendement des STEP…) est intégrée dans les mix présentés. En d'autres termes, le dimensionnement des mix à forte part en énergies renouvelables détaillé dans la suite tient compte du fait qu'une partie de l'électricité produite sera consommée dans les pertes de rendements des moyens de stockage.
- Enfin, dans tous les scénarios et variantes étudiés, le système électrique français est interconnecté avec les pays voisins dans le cadre du marché européen de l'électricité. Le fonctionnement du système est ainsi supposé s'inscrire dans le respect des règles européennes en matière d'échanges d'électricité et de coopération pendant les périodes de tension sur l'équilibre offre-demande.

Dans le cadre de la consultation publique, certains répondants ont suggéré l'étude de configurations qui sortent du cadrage initial et qui ne permettent pas de respecter l'ensemble des critères listés ci-dessus. Au titre de l'engagement pris dans le cadre de la concertation, RTE a étudié ces configurations, afin de mettre en évidence les enjeux qui y sont associés.

5.1.2 Un débat méthodologique sur l'appariement des scénarios de consommation et production

L'appariement des hypothèses de consommation et des scénarios de production soulève un débat méthodologique important. Trois approches apparaissent en effet possibles et ont été mises en évidence dans le cadre de la concertation, avec en particulier deux visions différentes :

- D'un côté, certains recommandent d'étudier et de comparer des scénarios de mix électrique visant à couvrir une consommation donnée (par exemple, celle de la trajectoire de référence) et considérée identique pour les différents scénarios. Cette approche permet ainsi de comparer des scénarios de mix *toutes choses étant égales par ailleurs* et d'isoler les effets liés aux seuls choix sur le mix de production électrique.
- *A contrario,* d'autres mettent en évidence les interactions possibles entre les choix publics sur la consommation et la production et proposent une logique différente, où chaque scénario correspond à une « histoire ». En particulier, ces propositions invitent RTE à privilégier des combinaisons de scénarios de développement du nucléaire avec des trajectoires plus hautes sur la consommation électrique, considérant qu'un tel choix politique et industriel serait naturellement associé à une moindre maîtrise de la demande électrique.

De manière générale, ces différentes approches peuvent être complémentaires. **S'agissant de l'étude *Futurs énergétiques 2050*, contrairement au Bilan prévisionnel publié en 2017 et à l'issue de la concertation avec les parties prenantes, RTE a choisi de restituer les résultats selon une logique de comparaison toutes choses étant égales par ailleurs, à savoir de présenter l'ensemble des scénarios par rapport à la même trajectoire de consommation (trajectoire de référence). Cette option constitue en effet la meilleure façon de comparer les différentes options de mix.**

Ce choix s'explique également par le fait que les appariements alternatifs proposés ne sont pas toujours consensuels. À titre d'exemple, rien n'impose que les scénarios de sortie du nucléaire en 2050 doivent par essence aller de pair avec plus de sobriété (certaines ONG ou mouvements se réclamant de l'écologie défendent à la fois le nucléaire et la sobriété, et il existe des visions du développement des renouvelables qui ne s'accompagnent pas d'une revendication sur le changement des modes de vie), ou que la volonté de promouvoir une réindustrialisation du pays implique un appariement *a priori* avec un scénario reposant plus largement sur le nucléaire. Sans méconnaître l'importance du raisonnement par scénario et de construction d'univers cohérents, l'approche méthodologique retenue dans les « Futurs énergétiques » consiste donc à multiplier les variantes en réduisant autant que possible la définition de corrélations *a priori* entre certaines variables de commande de l'étude.

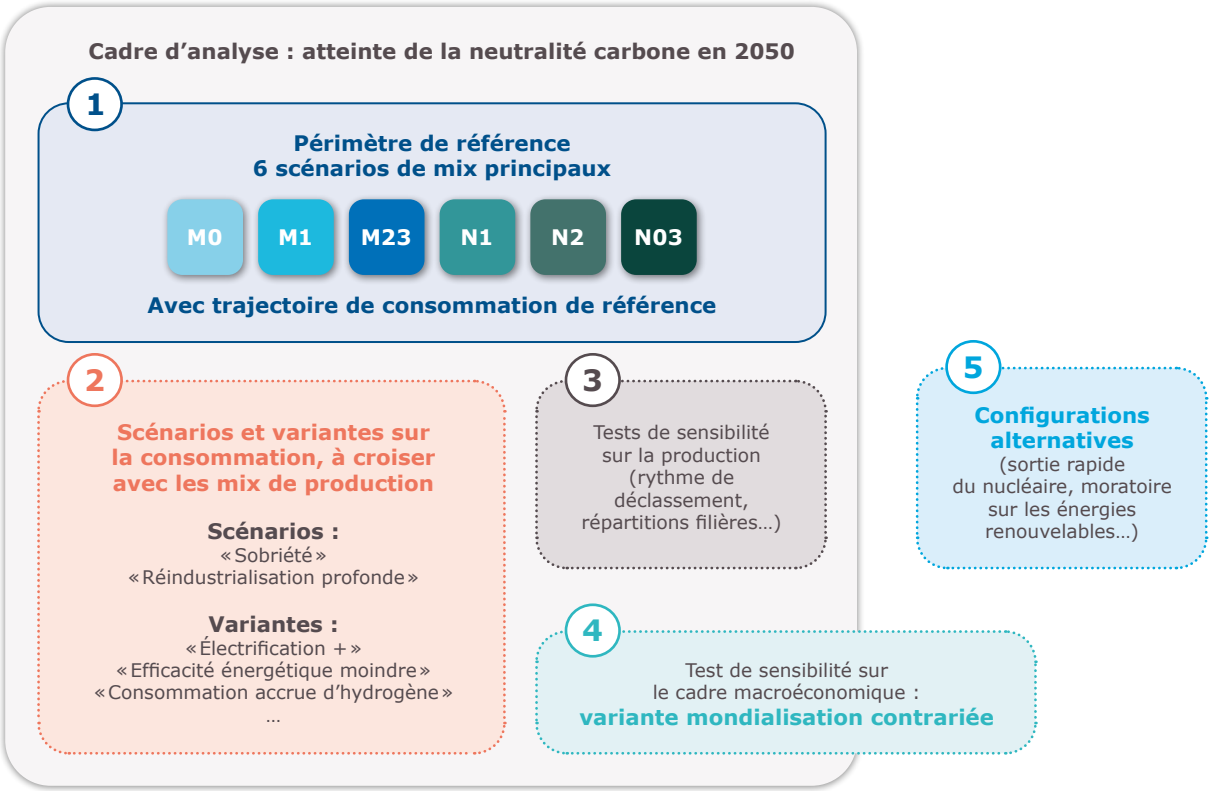
Au-delà de la présentation des scénarios de mix par rapport à la trajectoire de référence de consommation, l'analyse descriptive et comparative des scénarios sera complétée par un croisement entre les différentes trajectoires de consommation et les scénarios de mix électrique afin d'identifier des configurations favorables ou des « univers cohérents ».

5.1.3 Un univers des possibles élargi pour faire apparaître des configurations demandées lors de la consultation publique et de multiples analyses de sensibilité

La consultation publique menée début 2021 a conduit à réduire le nombre de scénarios pour n'en retenir que six, mais a également fait émerger une demande d'études complémentaires portant sur des configurations ne figurant pas dans le champ initial de l'étude (sortie très rapide du nucléaire, moratoire sur l'installation des renouvelables ou système électrique reposant durablement sur la répartition actuelle entre nucléaire et renouvelables).

Enfin, le dispositif d'étude des scénarios est complété avec des analyses de sensibilité sur les principaux scénarios de mix de production (intégrant par exemple une répartition différente entre filières d'énergies renouvelables, à la marge des scénarios principaux) ainsi que par l'analyse de configurations alternatives, sortant du cadrage initial des scénarios, mais ayant fait l'objet de propositions dans le cadre de la consultation publique.

Figure 5.1 Synthèse des scénarios et configurations considérés dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050*



5.2 Six principaux scénarios de mix électrique associés à la trajectoire de référence sur la consommation d'électricité

Pour éclairer les différentes options de transition possibles, RTE a proposé, dès le cadrage de l'étude, de considérer des trajectoires d'évolution du système électrique contrastées et articulées autour de deux familles de scénarios. Ces deux familles se distinguent selon que les nouveaux investissements dans le parc se portent uniquement sur les énergies renouvelables (scénarios M) ou sur une combinaison d'énergies renouvelables et de nouveaux réacteurs nucléaires (scénarios N). Cette représentation met ainsi l'accent sur l'importance de la décision de relance ou non d'un parc électronucléaire, qui engagera le pays sur le temps long et résultera d'un choix politique ayant des implications techniques, économiques et sociétales très larges. Elle conduit à décrire deux types de systèmes électriques différents de celui d'aujourd'hui, qui nécessitent tous deux des transformations très structurantes :

- Les scénarios « M » sont ceux dans lesquels la France n'investit pas dans de nouveaux réacteurs nucléaires. Ils se distinguent par l'horizon de sortie du nucléaire (2050 ou 2060[1]) ainsi que par le type d'installations de production renouvelable développées et les modes d'organisation de l'approvisionnement en électricité.
- Les scénarios « N » sont ceux dans lesquels la France engage un programme de nouveaux réacteurs. Ils se distinguent selon le rythme de fermeture du parc nucléaire existant et de construction de nouveaux réacteurs, permettant ainsi de décrire une fourchette large sur la part du nucléaire à l'horizon 2050.

1. Dans les scénarios M1 et M23, l'EPR de Flamanville est toujours en fonctionnement en 2060.

5.2.1 Trois scénarios « M » sans programme de nouveau nucléaire, prévoyant à terme un système 100 % renouvelable et une sortie du nucléaire comprise entre 2050 et 2060

5.2.1.1 Scénario M0 : 100 % renouvelable en 2050

Le scénario M0 est construit autour d'un objectif de sortie complète du nucléaire en 2050. Pour que celle-ci obéisse à une trajectoire réaliste, permettant d'éviter « l'effet falaise » sur les fermetures, le scénario prévoit une accélération de la fermeture des réacteurs par rapport à la trajectoire actuellement retenue par la PPE. Ainsi, dans M0, 4 des 56 réacteurs nucléaires existants sont fermés d'ici 2030 et 22 d'ici 2040.

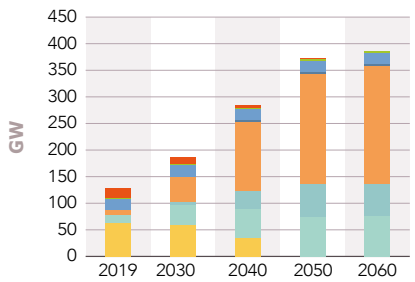
Il s'agit d'un scénario de sortie choisie du nucléaire, compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone. Pour parvenir à une sortie du nucléaire en 2050 sans augmentation des émissions de CO_2, le scénario M0 prévoit que les rythmes d'installation des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, énergies marines) soient poussés à leur maximum. Il implique de passer de 10 GW à plus de 200 GW sur le solaire, de développer un parc éolien terrestre de près de 75 GW et un parc éolien en mer de plus de 60 GW. Il ne peut exister aucune ambiguïté sur le caractère très ambitieux de tels rythmes, qui dépassent les meilleures performances européennes en la matière, et qui semblent aujourd'hui difficilement atteignables au vu des rythmes constatés et projetés et des difficultés d'acceptabilité des nouveaux projets. La faisabilité technique de M0 est en outre conditionnée aux différentes conditions listées dans le rapport publié conjointement par RTE et l'Agence internationale de l'énergie en janvier 2021. M0 implique notamment de mobiliser un bouquet de flexibilité très important et nécessite une maîtrise plus rapide de la brique du thermique décarboné que les autres scénarios.

Parmi les variantes de M0, celle associée au scénario de consommation « sobriété » apparaît intéressante car elle permet d'alléger les besoins d'accélération sur le rythme de développement des énergies renouvelables et de la flexibilité (voir chapitres 4 et 7). Même dans cette configuration, le scénario M0 demeure toutefois très volontariste, cumulant des conditions strictes sur le déploiement effectif de la sobriété dans tous les secteurs, sur l'inflexion du rythme de développement des énergies renouvelables et sur la possibilité de disposer de tels volumes de flexibilité (modulation de la demande, stockage et thermique décarboné).

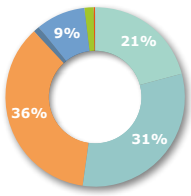
Scénario M0 : 100 % renouvelable en 2050

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

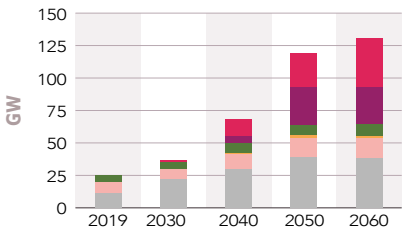


(capacités installées/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	-
Nouveau nucléaire	-
Éolien terrestre	74 GW / 149 TWh
Éolien en mer	62 GW / 224 TWh
Photovoltaïque	208 GW / 255 TWh
Énergies marines	3 GW / 9 TWh
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	15 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	29 GW
Batteries	26 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

5.2.1.2 Scénario M1 : vers 100 % renouvelable avec une répartition diffuse

Le scénario M1 est caractérisé par un développement très important des énergies renouvelables, réparti de manière diffuse sur le territoire national et porté par des acteurs locaux participatifs ou par des collectivités locales.

Ce développement se concentre en particulier sur la filière photovoltaïque, avec une logique de large diffusion de panneaux solaires sur tout le territoire, y compris dans les régions les moins ensoleillées. En particulier, le scénario M1 implique un fort développement des panneaux sur petites et grandes toitures et de l'autoproduction chez les particuliers, les commerces et les petites entreprises. Ces installations doivent le plus souvent être associées à des solutions de flexibilités telles que le stockage ou les flexibilités de la demande.

Si le scénario repose notamment sur un développement marqué du solaire diffus (plus de 100 GW), l'atteinte de tels volumes de production photovoltaïque impose également le développement de grands parcs.

Ce scénario implique donc une très forte inflexion sur le développement du photovoltaïque en France dont le rythme de mise en service doit rapidement passer d'environ 1 GW/an (sur les dernières années) à environ 2,5 GW/an dès les prochaines années, puis s'accélérer encore pour atteindre près de 9 GW/an sur la période 2030-2050. Cette dynamique suppose une forte compétitivité de la filière photovoltaïque et certaines innovations technologiques.

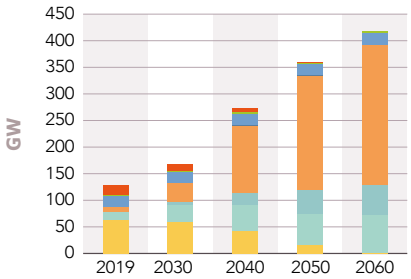
Dans ce scénario, l'éolien terrestre se développe de manière modérée, avec une orientation vers des projets citoyens ou associant les acteurs locaux, conduisant à une répartition des parcs assez homogène sur le territoire. Le développement de l'éolien en mer s'accélère au-delà des dix prochaines années pour atteindre un rythme de mise en service d'environ 1,5 GW par an, supérieur à celui projeté par la PPE pour les prochaines années mais qui reste plus limité que dans les scénarios M0 et M23.

La sortie du nucléaire est lissée dans le temps (trajectoire de fermeture de référence), avec une capacité qui atteint environ 16 GW en 2050 et une sortie du nucléaire à l'horizon 2060 (hors EPR de Flamanville). Par définition, aucun nouveau réacteur nucléaire n'est prévu dans ce scénario.

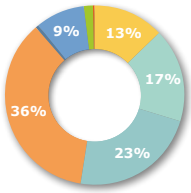
Scénario M1 : Répartition diffuse

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

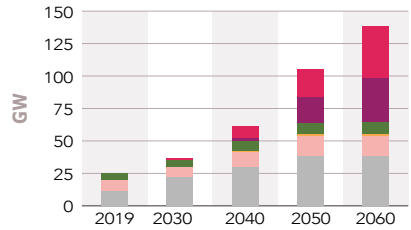


(capacités installées/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	16 GW / 91 TWh
Nouveau nucléaire	-
Éolien terrestre	59 GW / 119 TWh
Éolien en mer	45 GW / 162 TWh
Photovoltaïque	214 GW / 255 TWh
Énergies marines	1 GW / 3 TWh
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	17 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	20 GW
Batteries	21 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

5.2.1.3 Scénario M23 : vers 100 % renouvelable avec de grands parcs

Le scénario M23 est caractérisé par un développement poussé de l'ensemble des filières d'énergies renouvelables, sous la forme de grands parcs afin de dégager des effets d'échelle et de mutualisation. Sa logique répond ainsi à une volonté de minimiser les coûts de transition dans un scénario 100 % renouvelable, tout en intégrant des contraintes d'acceptabilité conduisant à répartir l'effort sur les différentes filières.

Ce principe conduit ainsi au développement important de grands parcs éoliens, à la fois sur terre et en mer. Le développement de la filière photovoltaïque est également rapide et articulé notamment autour de grands parcs au sol représentant les deux tiers des installations photovoltaïques.

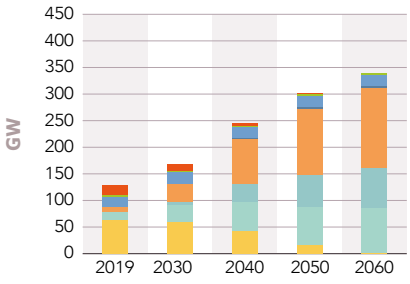
Dans le détail, pour atteindre ce mix, le développement de l'éolien terrestre se fait à un rythme soutenu et s'articule autour de grands parcs situés dans les zones avec le meilleur facteur de charge (les plus venteuses). Une part importante de la production solaire provient de grandes fermes solaires au sol dans les régions les plus ensoleillées. L'éolien en mer se développe sous la forme de grandes installations posées et flottantes dans les zones les plus propices en mutualisant autant que possible les infrastructures de raccordement associées.

De même que dans le scénario M1, aucun nouveau réacteur nucléaire n'est prévu dans ce scénario et la sortie du nucléaire est lissée dans le temps et s'opère à l'horizon 2060 (hors EPR de Flamanville).

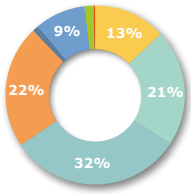
Scénario M23 : énergies renouvelables grands parcs

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

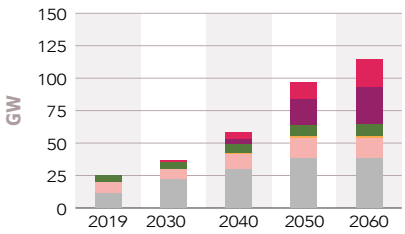


(capacités installées/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	16 GW / 91 TWh
Nouveau nucléaire	-
Éolien terrestre	72 GW / 145 TWh
Éolien en mer	60 GW / 215 TWh
Photovoltaïque	125 GW / 153 TWh
Énergies marines	3 GW / 9 TWh
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 62 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	15 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	20 GW
Batteries	13 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

5.2.2 Trois scénarios intégrant à la fois un programme de nouveau nucléaire et un développement des énergies renouvelables (« scénarios N »)

5.2.2.1 Scénario N1 : Énergies renouvelables + programme nouveau nucléaire à un rythme de deux EPR tous les cinq ans (ou « Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 1 »)

Le scénario N1 est caractérisé par le lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs nucléaires visant la mise en service de huit réacteurs d'ici 2050, accompagné du développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu.

Le développement du nouveau nucléaire considéré dans le scénario N1 serait engagé dès maintenant afin de permettre une première mise en service de nouveaux réacteurs au plus tard à l'horizon 2035. Il serait ensuite articulé autour de mises en service au rythme d'une paire tous les cinq ans environ, dans la continuité du programme NNF (qui prévoit la mise en service de trois paires de réacteurs jusqu'en 2045). Les nouveaux réacteurs correspondent à des EPR2, développés par paires sur des sites existants, afin de bénéficier des optimisations économiques liées aux effets de paires et de séries, conformément aux orientations communiquées par EDF.

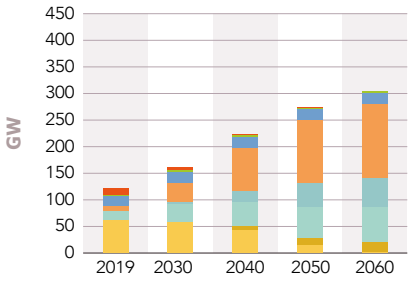
Un tel programme ne suffisant pas à compenser la fermeture des centrales nucléaires existantes, le scénario N1 repose également sur un développement très soutenu des énergies renouvelables. Celles-ci seraient réparties selon une logique s'apparentant à celle du scénario M23 (développement ciblé sur les grands parcs mais avec une répartition de l'effort sur toutes les filières renouvelables), dans la continuité des orientations de la PPE et avec une possible accélération sur l'éolien en mer.

Dans ce scénario, le mix électrique en 2050 est constitué d'environ 26 % de production nucléaire et 74 % de production issue des énergies renouvelables.

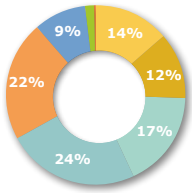
Scénario N1 : Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 1

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

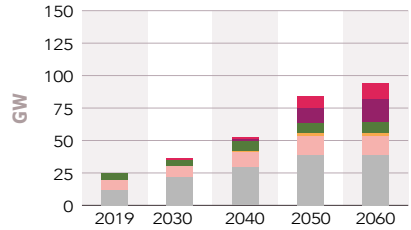


(capacités installées/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	16 GW / 92 TWh
Nouveau nucléaire	13 GW / 90 TWh
Éolien terrestre	58 GW / 117 TWh
Éolien en mer	45 GW / 160 TWh
Photovoltaïque	118 GW / 144 TWh
Énergies marines	-
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	15 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	11 GW
Batteries	9 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

5.2.2.2 Scénario N2 : Énergies renouvelables + programme nouveau nucléaire avec accélération au-delà des six premiers EPR (ou « Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 2 »)

Le scénario N2 est élaboré autour du lancement d'un programme plus important de construction de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2, selon un rythme correspondant à la capacité maximale communiquée par les industriels de la filière nucléaire dans le cadre de la concertation. Ce développement de nouveaux EPR s'accompagne d'un développement des énergies renouvelables à un rythme toujours soutenu mais moindre que dans N1 et dans les scénarios M.

La trajectoire de développement du nouveau nucléaire considérée dans le scénario N2 passe par un lancement d'un programme dès aujourd'hui afin de permettre une première mise en service en 2035 au plus tard. Les trois premières paires seraient espacées d'environ quatre ans, ce qui se rapproche du délai prévu dans le programme NNF proposé par EDF. Le rythme de mise en service serait ensuite significativement accéléré au-delà de la troisième paire.

Comme dans le scénario N1, les nouveaux réacteurs nucléaires seraient développés de manière privilégiée en s'appuyant sur des paires d'EPR construites sur des sites existants, afin de bénéficier d'un effet de paires sur la réduction des coûts du nucléaire.

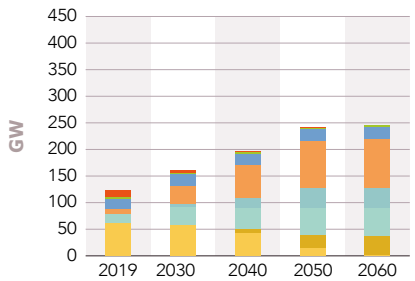
Un tel développement du nouveau nucléaire aboutit à porter à environ 22 % la part du nouveau nucléaire dans le mix en 2050, ce qui ne suffit pas à compenser la fermeture des réacteurs nucléaires existants. Ainsi, le scénario N2 repose également sur une poursuite du développement des énergies renouvelables selon un rythme proche de celui prévu par la PPE sur les prochaines années.

En suivant ces trajectoires, le mix de production électrique en 2050 est composé de 36 % de production nucléaire et 64 % de production issue des énergies renouvelables.

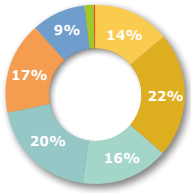
Scénario N2 : Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 2

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

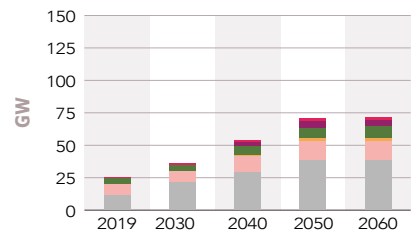


(capacités installées/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	16 GW / 93 TWh
Nouveau nucléaire	23 GW / 159 TWh
Éolien terrestre	52 GW / 104 TWh
Éolien en mer	36 GW / 129 TWh
Photovoltaïque	90 GW / 110 TWh
Énergies marines	-
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	0,5 GW / 0,5 TWh

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	15 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	5 GW
Batteries	2 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

5.2.2.3 Scénario N03 : activation de tous les leviers pour atteindre 50 GW de nucléaire en 2050 (ou « Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 3 »)

Le scénario N03 est structuré autour de l'idée d'une part du nucléaire durablement importante, en combinant l'ensemble des leviers possibles (sur l'existant et le nouveau) pour maximiser la capacité à l'horizon de la neutralité carbone.

Ce scénario repose sur quatre piliers :

(i) une prolongation de la durée de vie de tous les réacteurs actuels tant qu'ils respectent les normes de sûreté fixées par l'Autorité de sûreté nucléaire : N03 s'écarte donc de la trajectoire de fermeture de réacteurs prévue par la PPE ;

(ii) la prolongation de quelques réacteurs au-delà de 60 ans d'exploitation (entre 3 et 5 ans dans ce scénario selon les paliers et réacteurs retenus), de manière à repousser au maximum les fermetures de réacteurs de deuxième génération, en attendant que le développement du nouveau nucléaire atteigne son rythme de croisière ;

(iii) un rythme de construction des EPR2 poussé au maximum (rythme similaire à celui du scénario N2) ;

(iv) la possibilité de développer d'autres types de réacteurs tels que les petits réacteurs modulaires (SMR) pour quelques gigawatts.

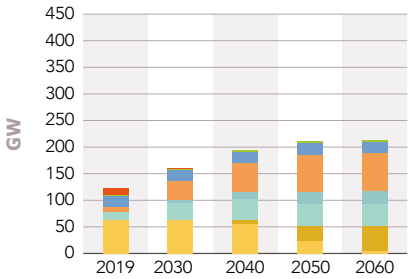
En jouant sur ces quatre leviers, le maintien d'un parc nucléaire d'une capacité de l'ordre de 50 GW est possible à l'horizon 2050 et 2060, soit environ 50 % de la production d'électricité à cet horizon dans la trajectoire de consommation de référence. Ce chiffre constitue un résultat de la construction des scénarios (et non une hypothèse) : il résulte en effet de l'addition des contraintes industrielles portant sur la filière nucléaire, et non d'une contrainte politique.

Le scénario N03 s'appuie également sur un développement des énergies renouvelables au cours des prochaines années, pour toutes les filières (éolien terrestre, éolien en mer, solaire, hydraulique), mais à un rythme inférieur à celui de tous les autres scénarios.

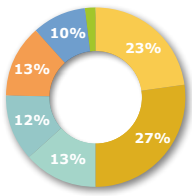
Scénario N03 : Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 3

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

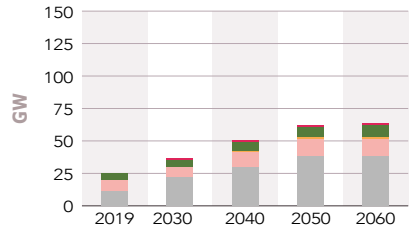


(capacités installées/production)

Filière	2050
Nucléaire existant	24 GW / 149 TWh
Nouveau nucléaire	27 GW / 189 TWh
Éolien terrestre	43 GW / 87 TWh
Éolien en mer	22 GW / 78 TWh
Photovoltaïque	70 GW / 86 TWh
Énergies marines	-
Hydraulique (hors STEP)	22 GW / 63 TWh
Bioénergies	2 GW / 12 TWh
Thermique existant*	-

Moyens de flexibilité

Capacités installées par filière



(capacités installées ou puissances moyennes disponibles)

Filière	2050
Capacité d'import (interconnexions)	39 GW
Flexibilités de la demande (hors V2G)	13 GW
Vehicle-to-grid	1,7 GW (1,1 million, soit 3% du parc total de VE)
STEP	8 GW
Nouveau thermique décarboné	-
Batteries	1 GW

* Le combustible des moyens thermiques existants est d'origine fossile en 2021. Il est amené à évoluer pour être exclusivement décarboné en 2050.

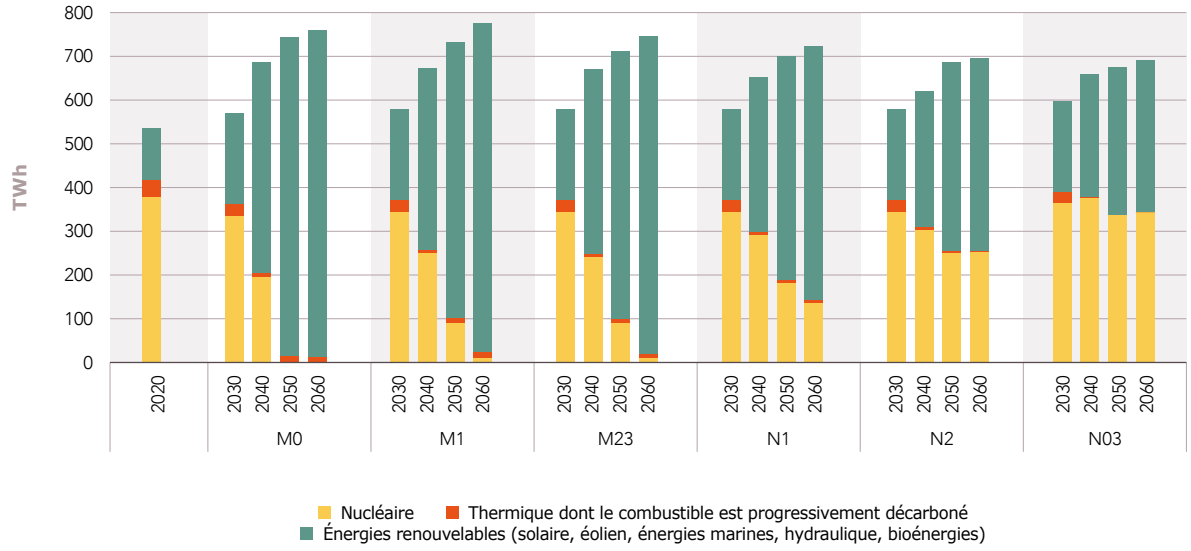
5.2.3 Les principaux scénarios de mix étudiés sont tous caractérisés par une part croissante des énergies renouvelables et une baisse de la part du nucléaire

La distinction entre les deux familles de scénarios de mix de l'étude *Futurs énergétiques 2050* ne doit pas masquer certains points communs aux six scénarios principaux :

- une réduction de la part du nucléaire par rapport au point de départ, dans des proportions variables selon qu'elle résulte d'une volonté politique ou de contraintes industrielles ;
- une hausse de la part des énergies renouvelables dans tous les scénarios, avec un socle commun de solaire et d'éolien terrestre, et des solutions de développement de l'éolien en mer près des côtes.

L'ensemble des six scénarios de mix permet finalement de décrire un continuum d'équilibres possibles en matière de parts des énergies renouvelables et du nucléaire. En particulier, un scénario de type N1 comprenant une relance du nucléaire aboutit finalement à des parts importantes en énergies renouvelables (près de 75 %) et partage donc des caractéristiques proches de certains scénarios « M ».

Figure 5.2 Évolution de la répartition entre énergies renouvelables et nucléaire dans le mix de production des six scénarios et dans le mix actuel (2020)



5.2.4 Les scénarios de mix se distinguent également sur le type d'installations déployées et la localisation des moyens de production

5.2.4.1 Les scénarios font l'objet d'une déclinaison géographique des hypothèses de production et de consommation sur le territoire national afin d'approfondir leur analyse

Au-delà des volumes de capacité installée projetés à l'échelle nationale, les scénarios étudiés par RTE font l'objet d'une déclinaison à différentes mailles géographiques plus fines. Cette déclinaison géographique a plusieurs objectifs :

- elle est nécessaire pour évaluer les flux d'électricité sur les réseaux et étudier ainsi les besoins d'évolution du réseau à long terme. Cette analyse étant menée à la fois sur les réseaux de transport et de distribution, elle requiert de spécifier la répartition de la production et de la consommation au niveau local et selon les différents niveaux de tension ;
- elle vise également à vérifier que les scénarios sont compatibles avec les gisements/surfaces disponibles pour l'accueil des différents types d'installation et à projeter les conséquences des scénarios en matière d'occupation de l'espace *(cf. partie 12 sur l'analyse environnementale) ;*
- elle permet de construire des simulations précises sur les chroniques de production, tenant compte d'une répartition géographique crédible (un mégawatt éolien peut par exemple avoir un profil de production différent selon sa localisation géographique) et en s'appuyant sur les données météorologiques dont dispose RTE pour les différents points du territoire français ;
- enfin, elle constitue un outil d'appropriation des scénarios par la population en projetant l'évolution énergétique des territoires selon des perspectives propres, avec par exemple des régions littorales marquées par un fort développement de l'éolien en mer ou des régions au sud marquées par une croissance importante du solaire.

Il convient néanmoins d'insister sur le fait que les hypothèses de localisation géographique proposées sont destinées aux études prospectives menées par RTE et ne préjugent en rien des choix qui seront effectivement réalisés par les producteurs ou par l'État dans le cadre du développement de l'éolien en mer.

5.2.4.2 Les hypothèses de répartition géographique tiennent compte de nombreux paramètres : contraintes géographiques et réglementaires, orientations publiques, environnement, concurrence d'usages, facteurs d'acceptabilité, logiques industrielles

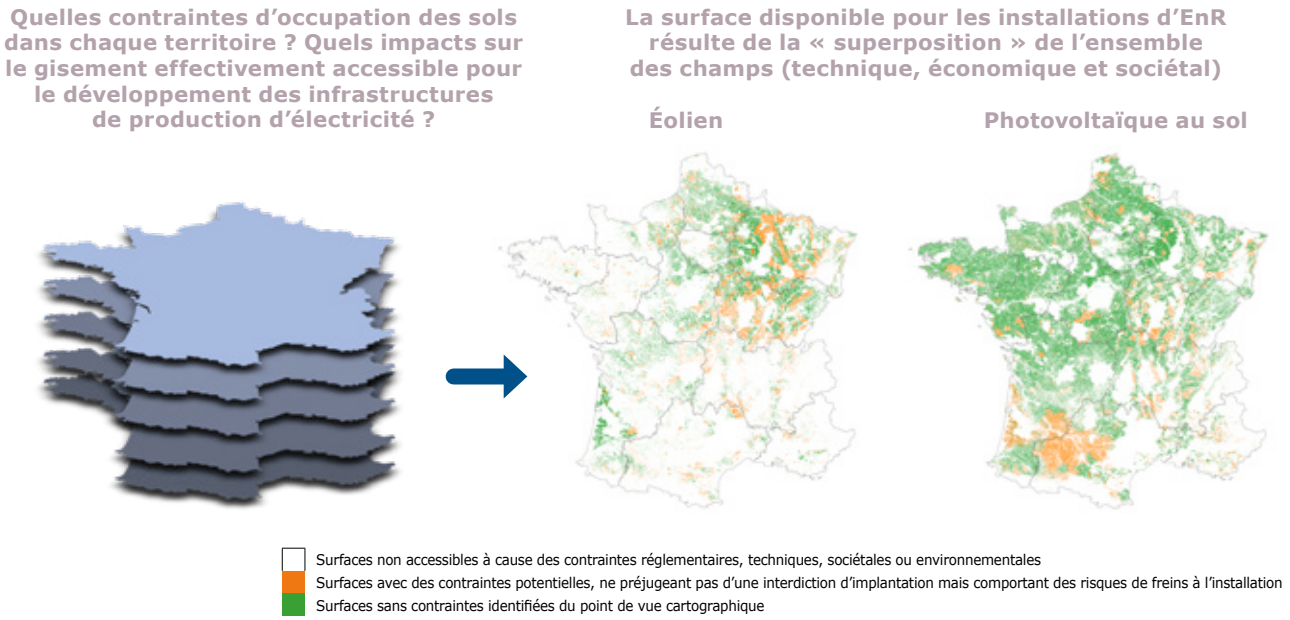
S'agissant des énergies renouvelables, l'identification de zones permettant leur installation prend en compte un ensemble de facteurs, parmi lesquels des obstacles considérés comme irréductibles : obstacles géographiques et topographiques (pentes, massifs, carrières, étendues d'eau), obstacles d'infrastructures (distance aux routes, aux aéroports, aux voies ferrées), exclusion des espaces naturels protégés, prise en compte des conflits d'usage des sols, exclusion réglementaire au voisinage du patrimoine et d'installations particulières (tels les radars militaires).

Les choix de répartition géographique tiennent également compte des orientations publiques apportées notamment au travers des SRADDET[2] (pour les installations terrestres) ou des documents stratégiques de façade (pour les énergies marines).

En ce sens, l'étude *Futurs énergétiques 2050* a nécessité un exercice poussé de cartographie du territoire, croisant toutes les contraintes cartographiables pour en déduire un univers des possibles en matière d'implantation de nouvelles infrastructures.

2. Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable du territoire et d'égalité des territoires

Figure 5.3 Gisements théoriques pour le développement des énergies renouvelables



S'agissant du nucléaire, les principes de répartition géographique reposent sur des logiques industrielles.

D'une part, l'arrêt du nucléaire existant prend en compte les orientations déjà mentionnées dans la PPE : fermeture privilégiée juste avant une visite décennale (principalement à 50 ou 60 ans), fermeture rapprochée de réacteurs fonctionnant par paire, pas de fermeture totale de sites à moyen terme, etc. D'autre part, les nouveaux réacteurs nucléaires de technologie EPR2 prévus dans les scénarios N sont installés par paires, sur des sites existants, conformément aux orientations communiquées par EDF. La liste précise des sites envisagés n'est toutefois pas connue[3] et les choix d'hypothèses utilisées par RTE dans le cadre de cette étude ont nécessairement un caractère normatif.

Enfin, s'agissant des SMR, deux logiques pourraient présider à leur implantation :

- utiliser les sites nucléaires existants sur lesquels l'implantation d'EPR n'est pas possible ou pas prévue : cette option serait privilégiée dans le cas où cette technologie s'orienterait vers le choix de SMR de taille unitaire importante, de l'ordre de 500 MW ;
- ou utiliser des sites nouveaux dans le cadre de boucles locales : cette option, investiguée notamment par le CEA en France, conduirait à des implantations différentes, au cœur de zones urbaines ou industrielles, c'est-à-dire à une logique d'implantation très différente de celle du nucléaire historique.

Au vu des perspectives actuelles, les analyses associées au scénario N03 ont été réalisées en considérant une implantation sur les sites nucléaires existants.

3. À date, seul le site de Penly a été officiellement identifié par EDF pour l'accueil de la première paire d'EPR2 proposée dans le cadre du programme « Nouveau nucléaire France »

5.2.4.3 Les scénarios font l'objet d'hypothèses contrastées sur la localisation de la production, en cohérence avec leur description propre

Plusieurs logiques peuvent prévaloir dans la répartition géographique de la production, notamment :

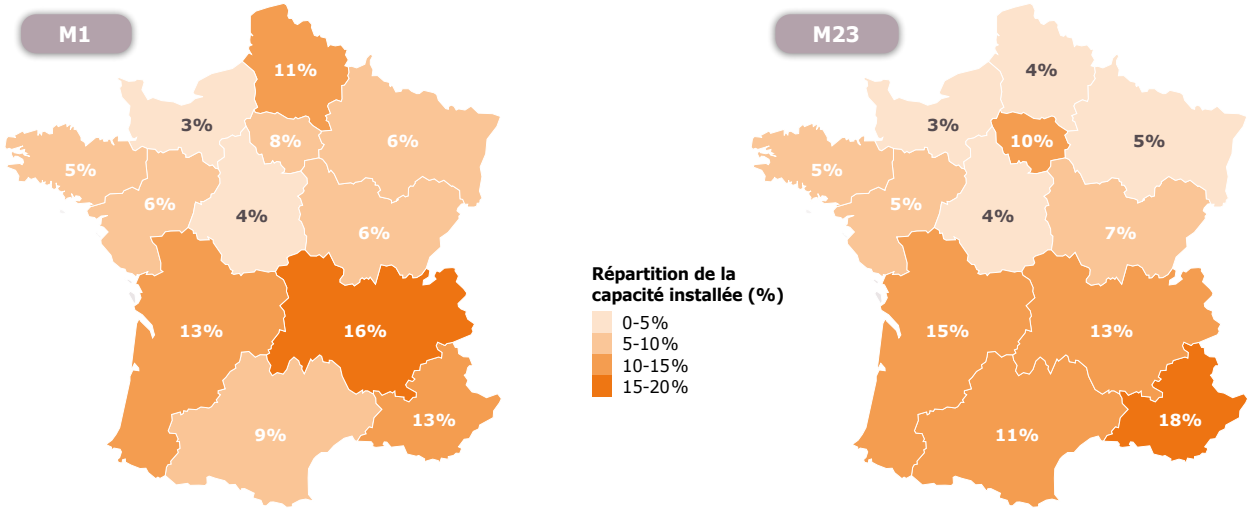
- **une logique purement économique :** celle-ci viserait à développer des parcs renouvelables en priorité dans les zones présentant les productibles les plus favorables. Cette approche caricaturale conduirait néanmoins à des disparités géographiques très marquées et à une concentration d'installations dans certaines régions (photovoltaïque uniquement au sud, éolien au nord), susceptible de susciter des questions d'ordre sociétal mais aussi des problématiques de développement du réseau ;
- **une logique qui tiendrait compte d'une moindre acceptabilité des infrastructures de production** sur certains territoires : celle-ci conduirait à restreindre les gisements accessibles de certaines filières (plus large distance aux habitations, restrictions des espaces agricoles accessibles, éloignement des éoliennes en mer de certains littoraux, etc.) ;
- **une volonté de favoriser la production «locale» :** celle-ci se traduirait par une répartition diffuse visant à rééquilibrer au moins partiellement la production et la consommation annuelle d'électricité à des échelles locales (région…) ;
- **une logique suivant la planification régionale,** reposant sur les objectifs affichés par les régions au travers des SRADDET.

La localisation des moyens de production dans les différents scénarios résulte de stratégies intermédiaires pour éviter de privilégier une approche unique et nécessairement caricaturale.

Pour cinq des six scénarios, la localisation de la production intègre une recherche d'optimisation économique : il s'agit de répartir les parcs de manière à maximiser le productible. Ainsi, la préférence est donnée aux zones présentant les facteurs de charge les plus élevés, soit les régions avec le plus de vent pour l'éolien terrestre ou les régions avec le plus d'ensoleillement pour le solaire photovoltaïque, et ce dans la limite des gisements théoriques identifiés.

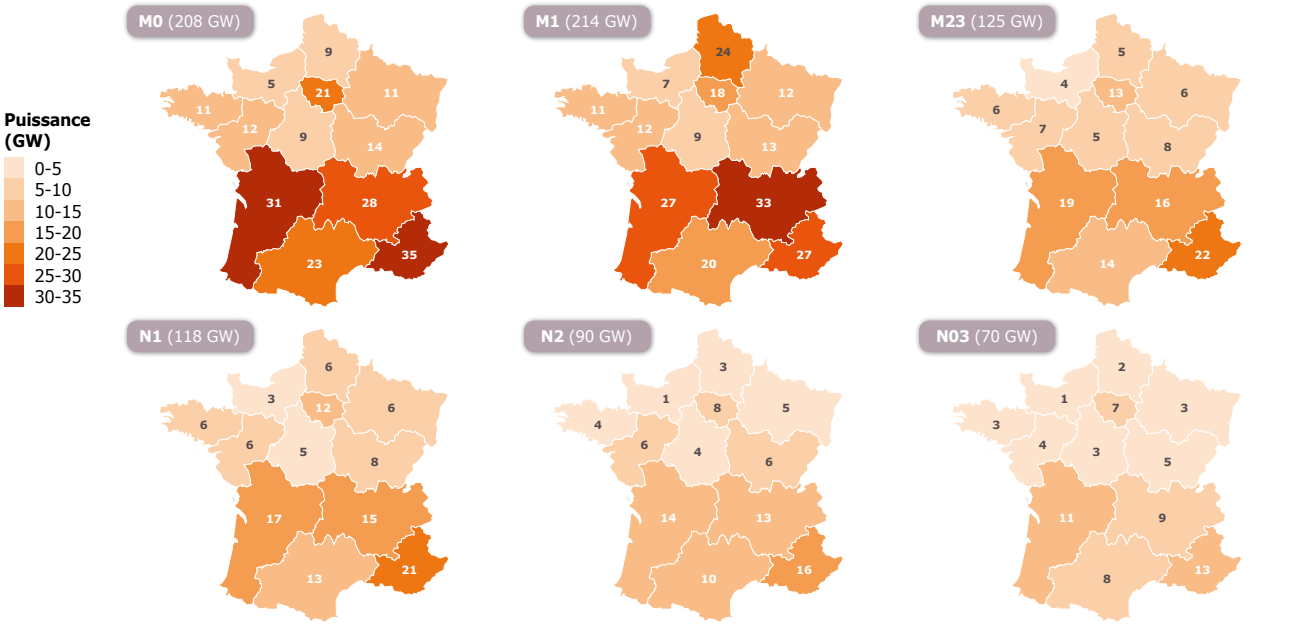
Pour le scénario M1 en revanche, la géographie de la production est le résultat d'une répartition diffuse sur le territoire qui consiste à penser le développement des parcs renouvelables au plus proche de la consommation.

Figure 5.4 Répartition des installations photovoltaïques par région dans les scénarios M1 et M23

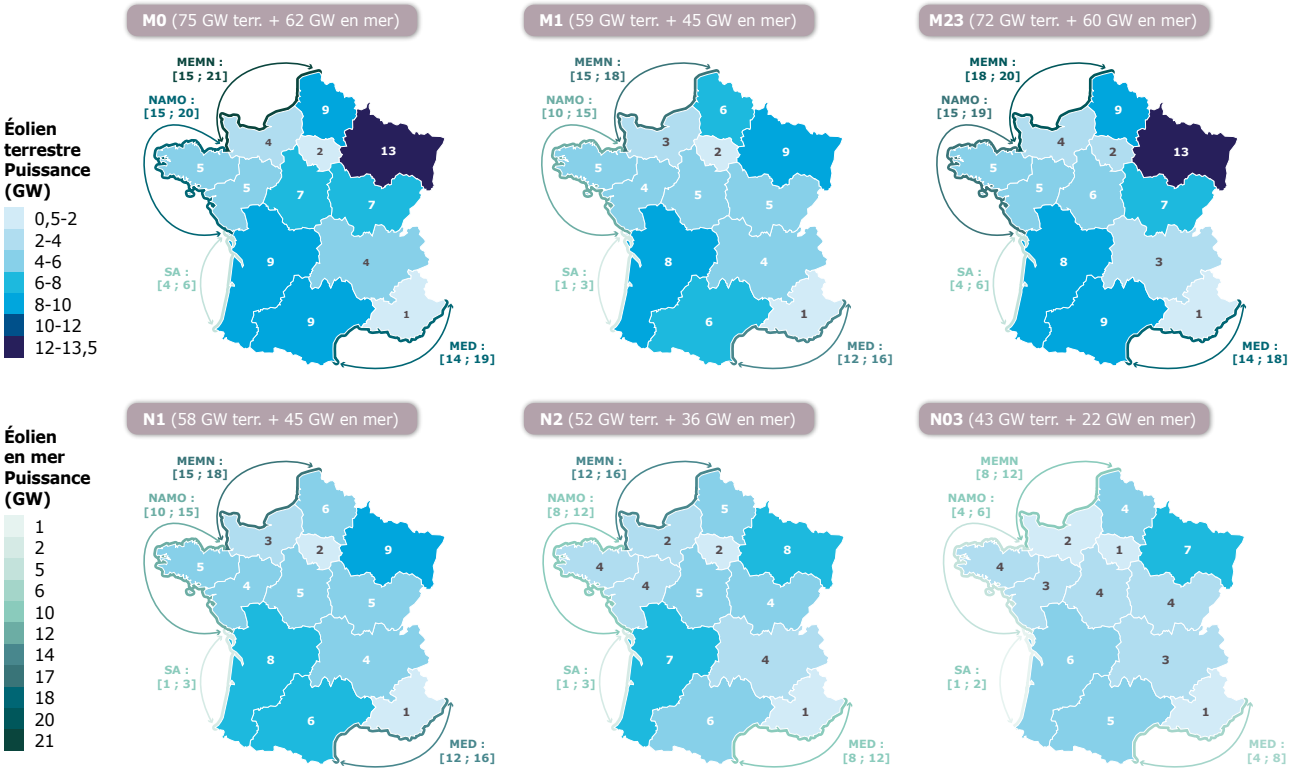


Synthèse des hypothèses de localisation des parcs de production dans les scénarios étudiés

Capacités solaires installées par région



Capacités éoliennes installées par région



MEMN : Manche Est - Mer du Nord NAMO : Nord Atlantique - Manche Ouest SA : Sud Atlantique MED : Méditerranée

5.3 Les différentes stratégies sur la consommation peuvent affecter le dimensionnement du mix électrique

La logique des six scénarios de mix présentés dans la première partie du chapitre 5 est indépendante du niveau de demande électrique. Elle peut donc être adaptée aux différentes trajectoires de consommation présentées au chapitre 3.

Dans le présent rapport, les principaux résultats sont détaillés pour trois scénarios de consommation : « référence », « sobriété » et « réindustrialisation profonde ». Pour pouvoir évaluer leurs impacts techniques, économiques et environnementaux, des scénarios de mix adaptés aux trajectoires « sobriété » et « réindustrialisation profonde » sont proposés ci-dessous.

Pour ces deux trajectoires de consommation, six scénarios de mix de production, fidèles à la philosophie des six scénarios de référence, sont proposés. Les grandes orientations quant au dimensionnement du mix sous des hypothèses très différentes de consommation électrique sont présentés ici.

5.3.1 Le scénario « sobriété » permet de réduire significativement le besoin de nouveaux moyens de production bas-carbone

Dans le scénario « sobriété », le volume de moyens de production à installer est significativement réduit. Par rapport au scénario de référence, la consommation d'électricité y est réduite de 90 TWh (soit une diminution de 15% en volume) du fait de la prise en compte simultanée de nombreux effets baissiers dans le cadre d'une inflexion structurelle des modes de vie *(voir chapitre 13.2 pour plus de détails)*. Ce scénario permettrait en conséquence de réduire les capacités installées de production (renouvelables ou nucléaire) dans les différents scénarios de mix.

Du point de vue de la méthodologie de construction des scénarios, il est possible de faire évoluer les mix électriques définis pour le scénario de référence de différentes façons :

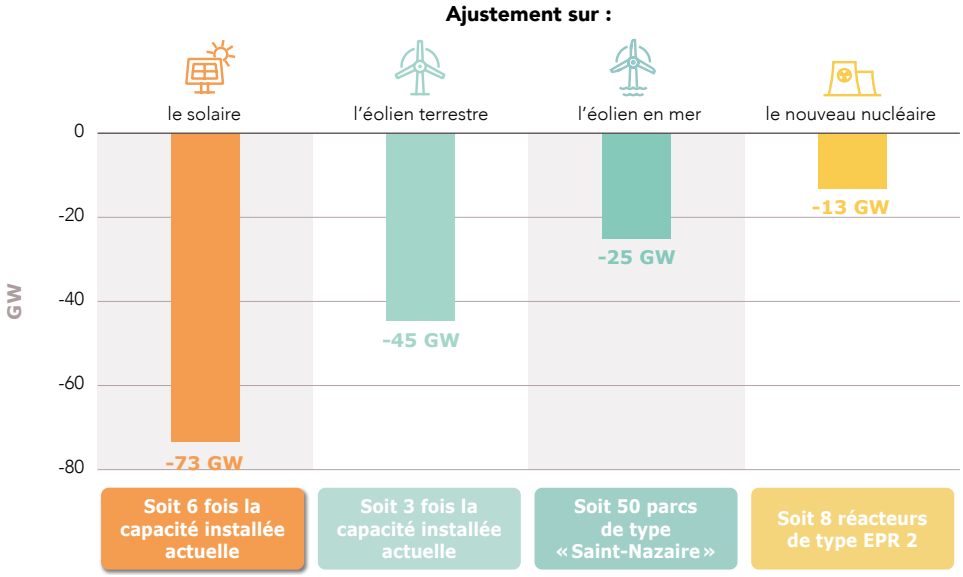
(1) en réduisant de manière homogène par filière les capacités requises pour garantir la sécurité d'approvisionnement ;
(2) en faisant porter de manière spécifique l'ajustement à la baisse sur certaines filières au titre de contraintes industrielles ou d'une acceptabilité réputée plus faible ;
(3) en adoptant une règle de minimisation des coûts, ce qui conduit à limiter le besoin de développement des filières qui génèrent le plus de coûts à l'échelle du système comme l'éolien flottant éloigné des côtes ou encore les petites installations photovoltaïques sur toiture (en raison de leurs coûts et/ou pour éviter les besoins de flexibilité associés) ;
(4) en réduisant le nombre de nouveaux réacteurs nucléaires à construire pour alléger ainsi les contraintes industrielles sur le rythme de mise en service de ces installations ;
(5) ou en accélérant le rythme de fermeture des réacteurs existants, par exemple pour hâter la sortie du nucléaire dans les scénarios « M » comme le proposent certaines parties prenantes.

Quelle que soit la logique retenue, les économies de capacités à construire sont importantes. Elles se chiffrent à plusieurs dizaines de gigawatts évités dans le cas d'un ajustement sur les énergies renouvelables, ou encore à une huitaine de réacteurs de type EPR2 dans le cas d'un ajustement sur le nouveau nucléaire.

Les différentes logiques d'ajustement des mix présentées ci-dessus sont toutes envisageables et constituent autant de choix possibles pour l'évolution du secteur électrique. Pour autant, l'analyse détaillée de ces scénarios (sur les plans technique, économique et environnemental) ne peut être réalisée sur chacune des combinaisons évoquées.

Pour les analyses détaillées présentées par la suite, les six mix de production adaptés au

Figure 5.5 Capacités évitées en 2050 dans le scénario sobriété par rapport au scénario de référence sur la consommation, en cas d'ajustement seulement sur une filière



scénario sobriété conservent le même principe de construction que dans les scénarios initiaux. Le développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) y est ajusté à la baisse de manière homogène par rapport aux scénarios initiaux, et les trajectoires d'évolution du nucléaire demeurent quant à elles inchangées dans la mesure où elles ont été fixées *a priori* et bornées par les capacités industrielles (ce qui n'est pas le cas pour les énergies renouvelables).

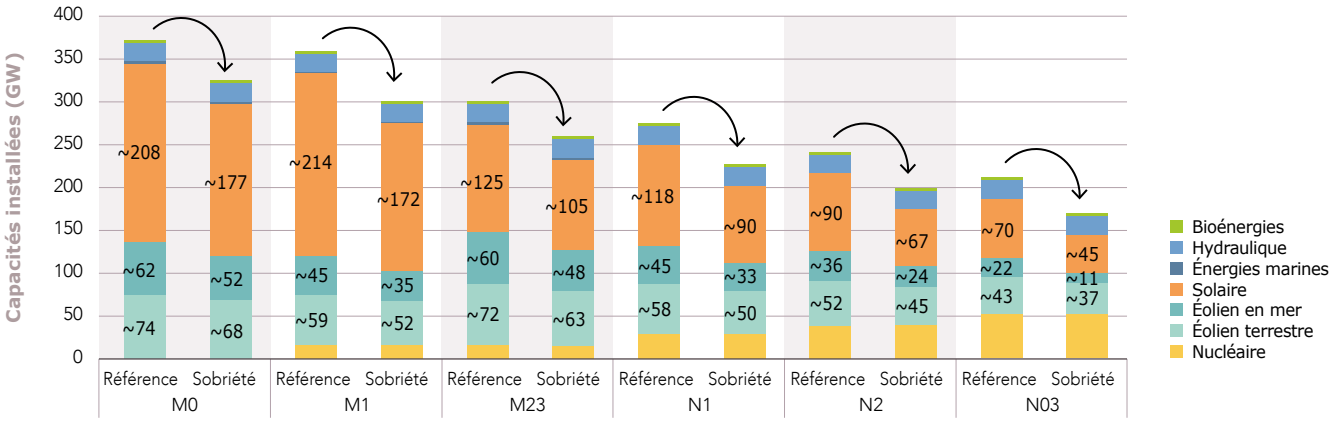
Cette approche présente l'avantage de conserver la structure et le narratif initial des scénarios, leurs spécificités ainsi que leurs équilibres globaux. Des déformations hétérogènes des scénarios, par exemple en enlevant seulement de l'éolien dans M23 et seulement du photovoltaïque dans M1, conduiraient à construire des scénarios totalement différents, dans leur esprit, des scénarios de mix initiaux.

Dans les configurations retenues pour l'analyse détaillée, les capacités installées d'énergies renouvelables en 2050 sont donc plus faibles dans tous les scénarios « sobriété » que dans les versions de référence. La part du nucléaire est donc plus importante dans les scénarios « N » ainsi que dans les scénarios M1 et M23 à l'horizon 2050 : elle atteint environ 57 % dans le scénario N03-sobriété (contre 50 % dans le scénario N03-référence) ou encore environ 43 % dans le scénario N2-sobriété (contre 36 % dans le scénario N2-référence).

L'effet baissier de la sobriété sur la consommation permet de réduire nettement les rythmes de mise en service des énergies renouvelables nécessaires dans chacun des scénarios.

En particulier, le scénario M0 – qui propose par construction un mix 100 % renouvelable dès 2050 – est associé à des rythmes de développement des énergies renouvelables particulièrement élevés sur les trente prochaines années dans la trajectoire de référence, qui vont au-delà des rythmes observés dans les pays européens les plus dynamiques. Y associer une dynamique de sobriété permettrait de réduire, toutes choses étant égales par ailleurs, le rythme de développement requis au cours des trente prochaines années pour sortir du nucléaire et donc de limiter les difficultés industrielles,

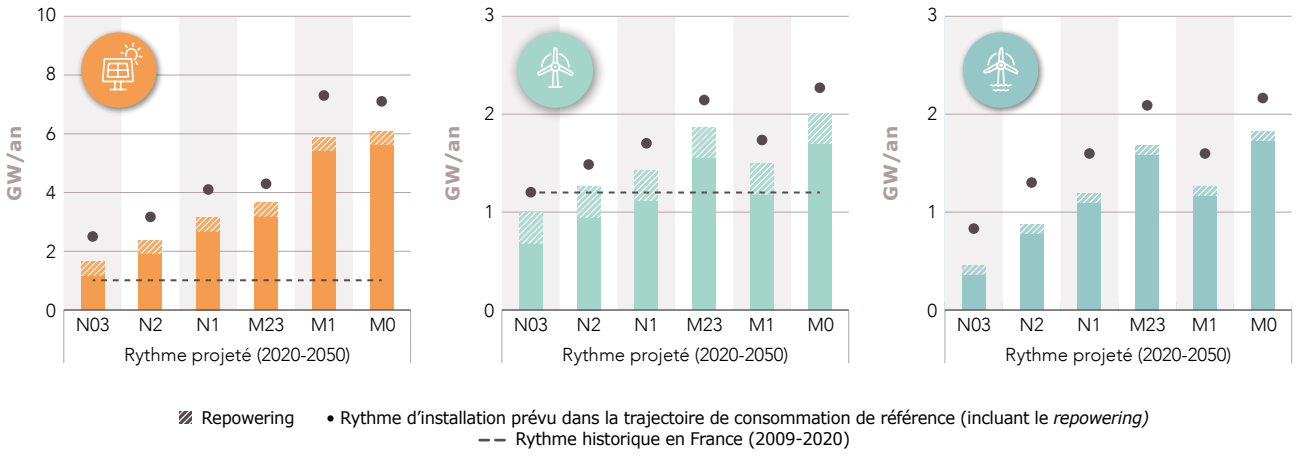
Figure 5.6 Capacités installées de production d'électricité dans les six scénarios de mix en 2050, dans la trajectoire de consommation de référence et dans le scénario sobriété



environnementales et sociétales associées à ce scénario. À titre d'exemple, le rythme annuel nécessaire de développement de l'éolien en mer dans le scénario M0-sobriété serait d'environ 1,8 GW par an sur la période 2020-2050 contre environ 2,2 GW par an dans M0-référence. L'accélération nécessaire des rythmes de développement des énergies renouvelables serait donc atténuée mais demeurerait néanmoins considérable dans les scénarios « M-sobriété » et *a fortiori* dans M0-sobriété.

Par construction, le rythme de développement des énergies renouvelables est aussi réduit dans les scénarios « N ». En particulier, le socle d'énergies renouvelables nécessaire dans le scénario N03-sobriété pour atteindre la neutralité carbone en

Figure 5.7 Rythmes d'installation des énergies renouvelables entre 2020 et 2050 requis dans le scénario sobriété, vis-à-vis de la trajectoire de consommation de référence (incluant le *repowering)*



2050 s'élève alors à 170 TWh, répartis en environ 35 GW d'éolien terrestre, 10 GW d'éolien en mer et 45 GW de photovoltaïque. Ces niveaux sont bien inférieurs à ceux requis dans le scénario N03-référence mais restent en croissance par rapport à aujourd'hui : doublement des capacités éoliennes terrestres, quadruplement des capacités photovoltaïques et triplement des capacités éoliennes en mer par rapport aux projets déjà attribués en France (appels d'offres 1, 2 et 3). **Ceci confirme le caractère indispensable d'un développement soutenu des énergies renouvelables pour atteindre la neutralité carbone, même dans un scénario combinant d'une part des paris majeurs sur l'évolution des modes de vie et de consommation (sobriété) et d'autre part sur l'évolution de la capacité nucléaire (prolongement de certains réacteurs existants au-delà de 60 ans, développement de 14 EPR2 d'ici 2050 correspondant à la proposition la plus haute de la filière à date, et développement de 5 GW de petits réacteurs modulaires).**

L'effet baissier sur le dimensionnement des infrastructures à développer pour atteindre la neutralité carbone se traduit également sur les besoins de flexibilité des scénarios, modifiant ainsi les bouquets de flexibilités associés à chacun *(voir partie 7.11)*, ainsi que sur les besoins de développement du réseau *(voir parties 10.2.8 et 10.3.5)*.

Enfin, il entraine des conséquences à la fois sur le plan économique *(voir partie 11.8)* et sur le plan environnemental, via une réduction de l'emprise des installations électriques ainsi que de la consommation de ressources et de métaux critiques *(voir partie 12.3.8)*. Celles-ci sont largement étudiées dans la suite du rapport.

5.3.2 Une réindustrialisation profonde en France implique de développer encore plus les énergies renouvelables dans tous les scénarios et accroît la difficulté des scénarios de sortie du nucléaire

Un scénario de réindustrialisation profonde de l'économie française se traduirait par une consommation d'électricité plus élevée en France que celle de la trajectoire de référence *(voir chapitre 3).* Un effort supplémentaire sur le développement ou le maintien de capacités de production d'électricité bas-carbone serait en conséquence nécessaire pour soutenir le développement de l'industrie et les avantages associés en matière d'emploi, de balance commerciale ou encore d'empreinte carbone.

Si l'effort d'adaptation était concentré sur une seule filière, les capacités installées seraient susceptibles de se heurter à des contraintes en matière de gisements, d'acceptabilité ou encore de capacités industrielles à suivre des rythmes de mises en service élevés. Par exemple, pour fournir la consommation supplémentaire d'un peu plus de 100 TWh associée à une perspective de réindustrialisation profonde à l'horizon 2050, environ 85 GW de capacités photovoltaïques supplémentaires ou 9 réacteurs nucléaires de type EPR2 supplémentaires devraient être développés.

Une répartition de l'effort sur les différentes filières de production d'électricité (nucléaire et énergies renouvelables) allégerait potentiellement les contraintes, mais entraîne des conséquences différenciées selon les scénarios.

Dans les scénarios «N», une hausse de consommation d'un peu plus de 100 TWh peut être absorbée en rehaussant d'un cran les rythmes de développement des énergies renouvelables. Les capacités installées d'énergies renouvelables du scénario N03-réindustrialisation seraient ainsi comparables à celles prévues dans le scénario N2-référence en 2050, tandis que les capacités du scénario N2-réindustrialisation seraient proches de celles prévues dans le scénario N1-référence.

Les scénarios «M», qui prévoient déjà des rythmes très ambitieux de développement des énergies renouvelables dans la trajectoire de référence, sont soumis à davantage de contraintes pour s'adapter à une dynamique de réindustrialisation profonde.

Se passer de nouveau nucléaire dans ces scénarios implique de dépasser largement les rythmes et les capacités installées d'énergies renouvelables prévus dans les versions de référence alors que ceux-ci étaient déjà jugés très ambitieux par les parties prenantes dans le cadre de la concertation. Cette démarche devrait en toute logique s'accompagner d'une politique volontariste aussi bien sur le plan industriel que pour assurer l'acceptabilité des énergies renouvelables sur le territoire, analogue à ce qui est actuellement envisagé en Allemagne (même si le rythme de développement reste inférieur dans tous les scénarios à celui prévu par l'Allemagne sur la prochaine décennie).

Au cours des dix à vingt prochaines années, poursuivre l'exploitation des réacteurs existants répondant aux normes de sûreté fixées par l'ASN constitue un levier évident pour adapter les scénarios de mix de production à une hausse plus importante de la consommation. Cette option, déjà considérée dans le scénario N03 de référence, permettrait de relâcher la contrainte aux horizons 2030 et 2040 dans tous les autres scénarios. À plus long terme, elle permet d'augmenter la production du nucléaire existant d'environ 50 TWh à l'horizon 2050 (dans les scénarios autres que N03, où ce levier est déjà activé), sous condition de pouvoir prolonger certains réacteurs au-delà de 60 ans. Cette dernière hypothèse implique en revanche de renoncer à l'hypothèse de sortie du nucléaire d'ici 2050 (dans le cas du scénario M0) et constitue un pari en soi, la prolongation de tous les réacteurs jusqu'à 60 ans, voire au-delà pour certains, n'étant pas acquise à date. De plus, elle ne permet pas de faire l'économie d'un effort accru sur les rythmes d'installation et les capacités d'énergies renouvelables afin de fournir le productible nécessaire à l'effort de réindustrialisation.

De manière analogue aux scénarios *«sobriété»,* l'analyse détaillée des scénarios de mix compatibles avec une réindustrialisation profonde est présentée par la suite dans une configuration où les mix

sont ajustés en augmentant de manière homogène les capacités renouvelables requises sur la période 2030-2050, le développement du nouveau nucléaire étant considéré contraint sur le plan industriel. Ce choix permet de conserver le narratif initial des scénarios et de garantir leur comparabilité.

Les scénarios de mix de production avec réindustrialisation induisent des rythmes d'installation et des cibles de capacités installées d'énergies renouvelables nettement supérieurs à ceux des mix de référence. Hors ralentissement du rythme de fermeture des réacteurs nucléaires existants, les renouvelables doivent être développés à hauteur de 260 GW de photovoltaïque (M1 2050), de 83 GW d'éolien terrestre ou encore de 75 GW d'éolien en mer (M0 et M23 2050).

Les rythmes associés soulèvent la question de leur réalisme. Celui-ci peut être apprécié par comparaison avec les performances réalisées ou avec les trajectoires annoncées par les pays voisins de la France :

- un scénario comme scénario M0-réindustrialisation requiert d'installer de nouvelles capacités de photovoltaïque, d'éolien terrestre et d'éolien en mer à un rythme dépassant largement les meilleures pratiques européennes constatées au cours de dernières années. La dynamique qu'il implique est donc à date inégalée dans des pays comparables ;
- en revanche, ce rythme reste du même ordre de grandeur, voire inférieur à celui envisagé dans certaines projections des pays voisins de la France (par exemple Allemagne, Italie, Espagne ou encore Royaume-Uni). À titre d'exemple, la stratégie de la nouvelle coalition allemande prévoit un objectif de 200 GW de capacités photovoltaïques installées sur son territoire d'ici 2030, soit un rythme de près de 15 GW par an (contre 8,5 GW par an pour le scénario M0-réindustrialisation). De même, le Royaume-Uni vise une capacité installée de 40 GW d'éolien en mer en 2030, ce qui implique un rythme de développement de plus de 3 GW par an en moyenne sur les prochaines années (comparable au rythme nécessaire dans M0-réindustrialisation).

Si de telles capacités ne dépassent pas les gisements théoriques disponibles en France, la faisabilité de ces mix de production est conditionnée à des efforts industriels considérables pour la production et l'installation des énergies renouvelables. Elle suggère également de travailler sur le niveau d'acceptabilité de ces installations, en lien avec les territoires et les acteurs locaux.

Figure 5.8 Capacités installées de production d'électricité dans les six scénarios de mix en 2050, dans la trajectoire de consommation de référence et dans le scénario de réindustrialisation profonde

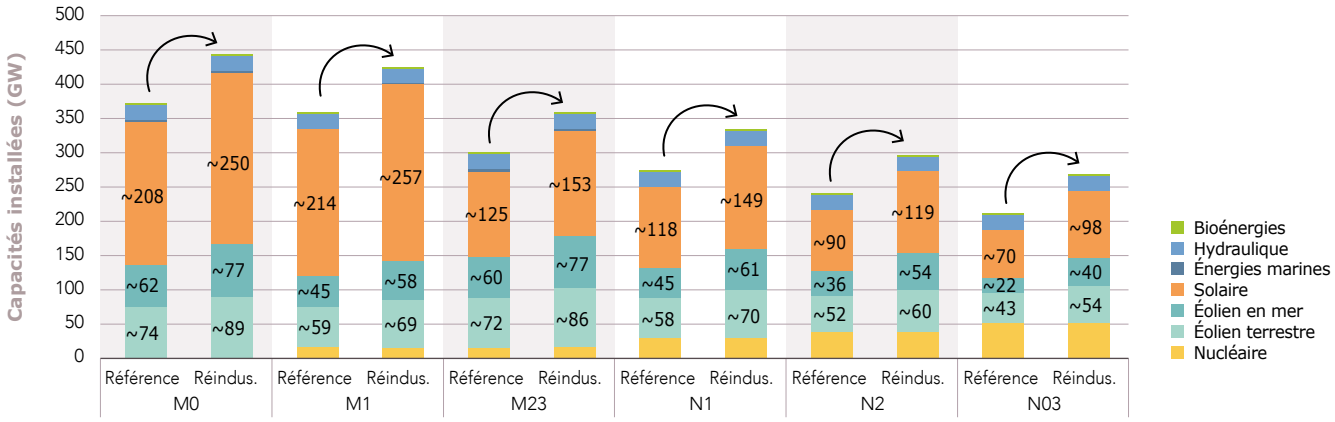
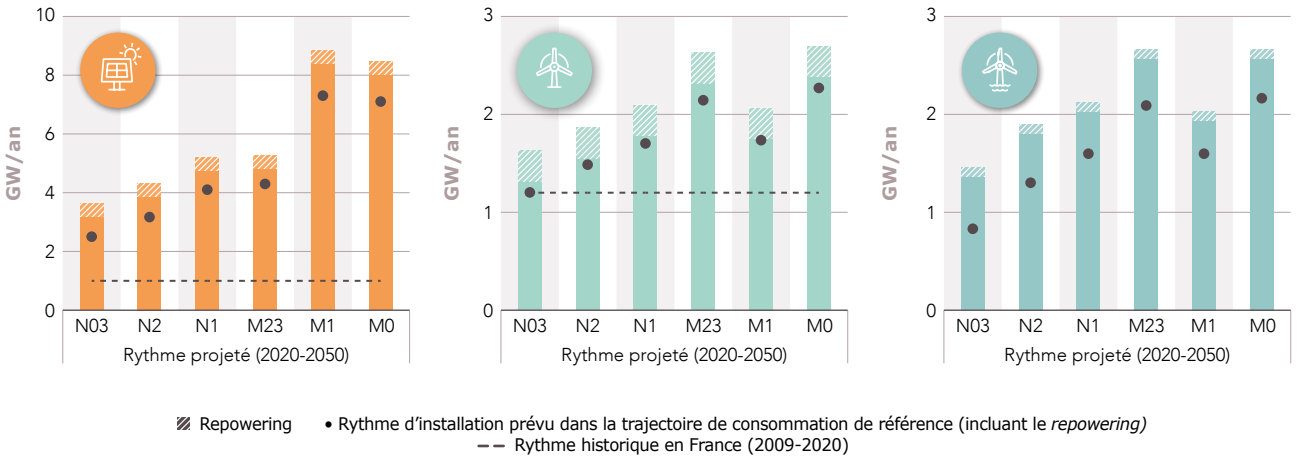


Figure 5.9 Rythmes d'installation des énergies renouvelables entre 2020 et 2050 en considérant la réindustrialisation profonde du pays et la trajectoire de consommation de référence (incluant le repowering)



La perspective d'une réindustrialisation profonde de la France s'accompagne donc d'un effort d'accélération encore plus poussé du développement des énergies renouvelables par rapport aux scénarios de référence, avec en conséquence des interrogations sur les capacités industrielles et/ou sur l'acceptabilité, en particulier dans les scénarios «M». À cet effort sur le mix de production s'ajoute des besoins de flexibilités supplémentaires pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement *(voir partie 7.12)* ainsi que des besoins de réseau additionnels, ce qui a pour conséquence d'augmenter les coûts du système électrique français *(voir partie 11.7)*. Ces coûts supplémentaires doivent cependant être mis en regard des bénéfices apportés par une telle stratégie de réindustrialisation profonde notamment en matière d'emplois et de réduction de l'empreinte carbone.

5.4 Des analyses de sensibilité portent sur la répartition des mix de production autour de ces six configurations principales

En complément des six scénarios principaux présentés ci-avant, les discussions en concertation ont fait émerger des suggestions de nouvelles combinaisons de mix, à la marge des six scénarios de mix principaux.

5.4.1 Variantes de scénario 100 % renouvelable, sans nouveau nucléaire mais avec une fermeture ralentie du nucléaire

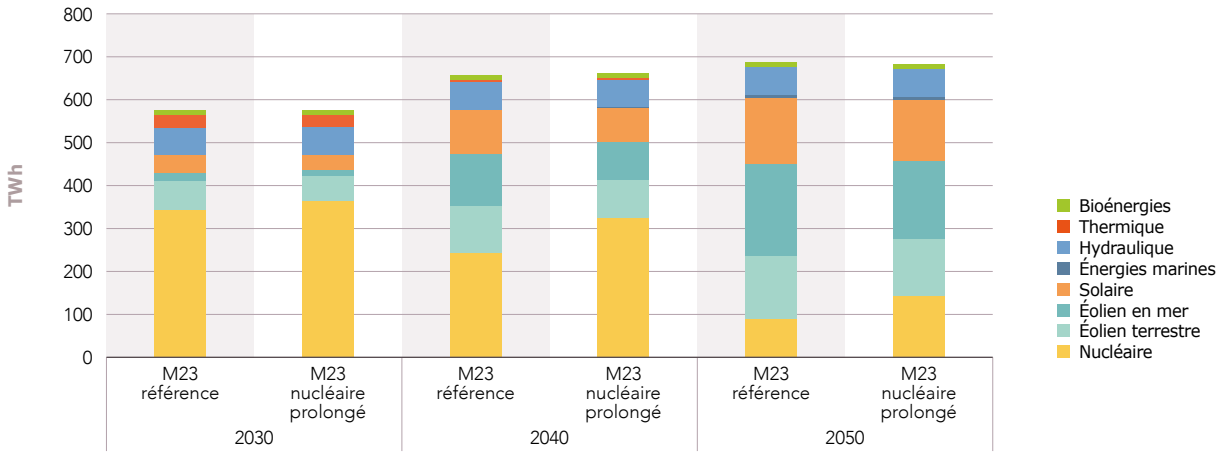
L'une des propositions discutées lors de la concertation consiste à combiner une perspective de sortie du nucléaire (dans les scénarios « M » où il n'y a pas de construction de nouveaux réacteurs) avec un étalement dans le temps de la fermeture des réacteurs existants par rapport au calendrier actuellement prévu, selon la même logique que sur le début de trajectoire du scénario N03.

Ceci conduit à reprendre les principes de construction du scénario M23, mais en prévoyant une capacité de nucléaire existant supérieure en 2030 et 2040, voire au-delà. Si cette logique est poursuivie jusqu'en 2050, la trajectoire de développement des énergies renouvelables peut être adaptée en conséquence, de sorte à laisser davantage de temps à l'inflexion souhaitée de se matérialiser, et à concentrer l'investissement sur des périodes où les baisses de coût supplémentaires auront été atteintes.

Au-delà de 2050, le maintien d'un socle de réacteurs nucléaires de 2e génération, par exemple pour continuer à lisser le développement des énergies renouvelables, implique en revanche de pouvoir prolonger certains de ces réacteurs au-delà de 60 ans, ce qui constitue un pari en soi.

Ce type de variante permet de faciliter la comparaison entre le scénario N03 et un scénario type M23, à stratégie de fermeture du nucléaire existant identique.

Figure 5.10 Exemple de mix de production du scénario M23 avec une fermeture ralentie du nucléaire existant de 2030 à 2050



5.4.2 Variantes des scénarios « M » et « N » sur la répartition entre les différentes énergies renouvelables

Les six scénarios principaux de mix présentés précédemment sont élaborés sur la base de trajectoires industrielles pour les énergies renouvelables et le nucléaire. Ils supposent des narratifs et des stratégies contrastées sur la place des différentes technologies, mais s'appuient tous sur un effort réparti entre les filières, ne relevant pas uniquement d'une logique économique. À titre d'exemple, tous les scénarios s'appuient sur une part plus ou moins importante de panneaux photovoltaïques sur petite toiture, bien que ceux-ci constituent des installations plutôt coûteuses en comparaison de grands parcs d'énergies renouvelables.

D'autres logiques d'élaboration des scénarios peuvent toutefois être envisagées et étudiées par RTE. Il serait ainsi possible de fonder des scénarios de mix sur des logiques purement économiques en évaluant par exemple le mix 100 % renouvelable « optimal » présentant les coûts les plus faibles ou encore en associant au nouveau nucléaire des bouquets d'énergies renouvelables plus optimisés dans les scénarios « N ». Cette logique est étudiée sur le plan économique dans la partie 11.7 du rapport.

De manière plus générale, les scénarios « N » pourraient intégrer des répartitions différentes entre les énergies renouvelables, conduisant par exemple à privilégier le développement du photovoltaïque ou de l'éolien en mer au détriment de l'éolien terrestre, ou inversement.

5.5 Un travail engagé pour approfondir les conséquences d'évolutions macroéconomiques défavorables à la transition énergétique (variante « mondialisation contrariée »)

5.5.1 Une variante au contexte macroéconomique défavorable qui s'écarte du cadrage de la plupart des scénarios énergétiques actuels

Le cadrage macroéconomique de référence retenu pour les *Futurs énergétiques 2050*, tout comme celui d'un grand nombre d'autres scénarios énergétiques existants[4], est fondé sur un contexte mondial relativement favorable, prenant en compte :

- des hypothèses de croissance continue de l'économie dans les décennies à venir (1,4 % par an en moyenne entre 2021 et 2050),
- l'absence de tensions particulières sur les approvisionnements en matières et composants nécessaires au développement de nouvelles infrastructures énergétiques.

Il est cependant nécessaire de s'interroger quant à la robustesse des scénarios vis-à-vis d'un contexte global plus adverse, qui ne peut pas être exclu vu d'aujoud'hui.

En effet, **différentes nouvelles tensions internationales pouvant avoir un impact sur les échanges commerciaux et les perspectives de croissance futures sont apparues récemment.** Depuis 2018, un conflit commercial oppose les États-Unis et la Chine, avec une hausse de leurs taxes douanières respectives et des restrictions pour les entreprises américaines aux échanges commerciaux avec certaines entreprises chinoises. Les États-Unis ont également imposé des taxes sur certaines importations depuis l'Union européenne, qui n'ont pas été levées par la nouvelle administration américaine.

Suite à la crise sanitaire actuelle, des difficultés d'approvisionnement importantes ont mis en évidence le fort degré de dépendance de l'économie française et plus largement européenne aux importations, non seulement pour alimenter la consommation finale mais également les chaînes de production[5]. Au cours de la dernière année, dans un contexte de reprise de la demande, plusieurs événements (restrictions sanitaires, restrictions sur le commerce ou encore aléas climatiques tels que des tempêtes et inondations) ont notamment affecté les approvisionnements en métaux (silicium, aluminium) nécessaires pour la production de composants électroniques. Ceci a généré des tensions sur la production d'équipements électroniques ou encore sur l'industrie automobile, conduisant à des ruptures d'approvisionnement et à des hausses de prix[6].

Des tensions sur les approvisionnements en combustibles énergétiques, liées à la reprise économique mais aussi au contexte géopolitique actuel, ont également entraîné des répercussions négatives sur les prix de l'énergie. Les prix du gaz fossile ont atteint des niveaux record au cours des derniers mois de 2021 et des premiers mois de 2022, entraînant dans leur sillage une forte augmentation des prix de l'électricité.

Une persistance ou une aggravation de ces différentes tensions pourraient remettre en cause les projections de croissance, de conditions de financement, de disponibilité de matières premières, et d'importantion de certains composants à bas coûts considérées dans le cadre macroéconomique de référence des *Futurs*

4. Par exemple, la SNBC et les derniers scénarios publiés par l'AIE dans le World Energy Outlook 2021 considèrent respectivement, pour l'Union européenne, un taux de croissance annuel moyen de 1,5 % et 1,6 % entre 2020 et 2050. À titre de comparaison, le PIB français a progressé de 1,4 % par an entre 2010 et 2019, et celui de l'Union européenne de 1,6 %.
5. Selon un rapport récent de la Banque Mondiale, les chaînes de valeur mondiales (qui indiquent un processus de production réparti sur plusieurs pays), représentent actuellement la moitié du commerce international. Source : Banque Mondiale (2020), "Trading for development in the age of global value chains".
6. Perspectives économiques de l'OCDE, décembre 2021

énergétiques 2050. **C'est pourquoi l'étude approfondie d'une ou plusieurs variantes présentant un contexte macroéconomique défavorable et décrivant une situation de « mondialisation contrariée » est prévue au titre des prolongements de l'étude.**

5.5.2 Des implications multiples qui peuvent aller d'une hausse du coût des technologies de décarbonation à des difficultés d'atteinte des objectifs de la transition énergétique

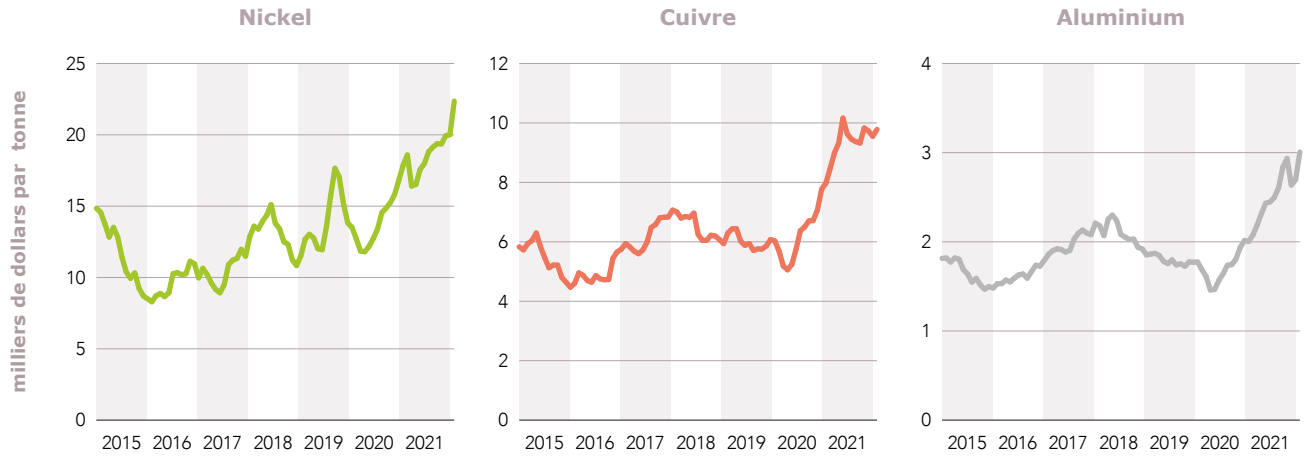
La variante « mondialisation contrariée » est caractérisée par des relations internationales dégradées et des tensions sur les approvisionnements en matières premières et en composants, avec des répercussions multiples sur les perspectives de croissance économique, sur les coûts de la transition énergétique et son rythme.

Dans une telle configuration, plusieurs conséquences pourraient se manifester.

Ce contexte international défavorable pourrait en premier lieu entraîner des tensions sur les prix des matières premières et des combustibles, avec des effets négatifs en cascade sur l'activité économique et la consommation de biens et services de la part des ménages, résultant vraisemblablement en une **trajectoire d'évolution du PIB dégradée** par rapport à la trajectoire de référence.

Les coûts des différentes technologies nécessaires à la transition énergétique pourraient également évoluer sous l'effet des augmentations des prix des matières premières. Les hypothèses de coûts de référence sont fondées sur des trajectoires baissières (accompagnées d'une fourchette d'incertitude), dans le prolongement des tendances observées sur les années passées, des avancées technologiques attendues et des économies d'échelle et d'apprentissage atteignables. En fonction de l'amplitude de l'effet des hausses de prix des matières premières, les projections de coûts des technologies dans le cadre de la variante « mondialisation contrariée » pourraient s'éloigner de la fourchette initialement considérée, remettant potentiellement en cause les tendances baissières considérées en hypothèse centrale de l'étude. Par exemple, selon des estimations récentes de l'AIE, le poids des coûts des matières premières et du

Figure 5.11 Évolution des prix mensuels de différents métaux entre janvier 2015 et janvier 2022



Source : Banque mondiale

transport sur les coûts totaux d'investissements s'élève aujourd'hui à environ 15% pour le photovoltaïque au sol et 21% pour l'éolien terrestre[7]. Selon cette même analyse, les hausses des prix des matières premières et du transport observées entre début 2020 et fin 2021 auraient déjà rehaussé de 10 à 25% le coût des investissements dans ces deux technologies (une fois l'inertie de la chaîne de production prise en compte, la hausse s'établirait autour de 25%), ce qui compense 2 à 3 ans de baisse des coûts précédemment observées grâce aux progrès technologiques.

Une autre conséquence possible des augmentations des coûts des matières premières dans un contexte de croissance économique faible serait une **difficulté de financement de la transition énergétique,** aussi bien du point de vue des investissements nécessaires à la transformation de l'approvisionnement en énergie (notamment dans l'évolution du système électrique) que des investissements dans la décarbonation des usages (électrification, efficacité énergétique…). Dans un contexte macroéconomique dégradé, plusieurs effets peuvent jouer sur le financement des projets énergétiques. D'un côté, la faible croissance économique a généralement un effet baissier sur le coût du capital. De l'autre, une éventuelle rareté du capital disponible peut quant à lui avoir un effet haussier, voire rendre impossible le financement de l'ensemble des investissements nécessaires à la transition énergétique.

Au-delà de l'augmentation des coûts, les répercussions de tensions internationales importantes suscitent chez certains la crainte de **ruptures d'approvisionnement voire de pénuries** sur certaines matières premières clefs ou certains composants.

Une moindre croissance de l'économie serait associée à une moindre augmentation des besoins en énergie, dans les secteurs industriel et tertiaire, mais également par une moindre consommation des ménages, contraints par la baisse de leur pouvoir d'achat. Cependant, même avec une trajectoire moins haussière en matière de consommation, des répercussions négatives sur les rythmes de la transition énergétique liées aux difficultés de financement et d'approvisionnement seraient possibles, et **rendent plus complexes l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone.** En effet, les difficultés énumérées plus haut pourraient mener à des rythmes de déploiement des énergies renouvelables ou du nucléaire insuffisants pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans un système électrique caractérisé par le vieillissement du parc nucléaire. Dans ce cas, le recours à des moyens de production carbonés pourrait être nécessaire, à défaut d'accepter une dégradation de la sécurité d'approvisionnement électrique. D'autre part, ces mêmes difficultés retarderaient la décarbonation des secteurs du transport, des bâtiments et de l'industrie, ce qui rendrait aussi l'objectif de neutralité carbone plus difficilement atteignable.

De manière caricaturale, deux types d'issues peuvent donc être envisagées dans l'analyse des implications de cette variante sur le contexte macroéconomique :

- Dans un premier cas, la transition énergétique resterait possible, au prix de répercussions négatives sur le pouvoir d'achat des ménages (avec une baisse des consommations d'énergie sous la contrainte) et possiblement de sécurité d'approvisionnement électrique ;
- Dans l'autre, l'atteinte même des objectifs climatiques est à interroger.

La crise énergétique observée en Europe depuis le second semestre 2021, qui s'ajoute à des préoccupations liées à la crise sanitaire, a mis en avant l'intérêt d'étudier ce type de variante. Pour y parvenir, il est nécessaire de repenser en profondeur les hypothèses sous-jacentes aux scénarios (prix des entrants, évolution du PIB, disponibilité des ressources, etc.). Il s'agit d'un travail d'ampleur : plusieurs mois d'étude sont nécessaires pour étudier ce type de scénarios, beaucoup plus contraints sur certaines considérations clés. RTE propose d'étudier ces configurations dans le cadre de prolongements à l'étude des *Futurs énergétiques 2050*, au même titre par exemple que la variante « hydrogène + », les stress-tests climatiques, etc..

7. IEA (2021), "What is the impact of increasing commodity and energy prices on solar PV, wind and biofuels?", https://www.iea.org/articles/what-is-the-impact-of-increasing-commodity-and-energy-prices-on-solar-pv-wind-and-biofuels

5.6 Des configurations alternatives sur le mix électrique proposées dans le cadre de la concertation

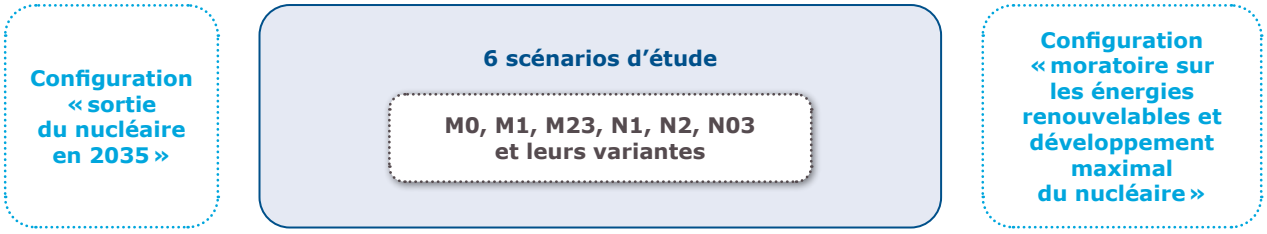
De très nombreux répondants à la consultation publique ont demandé à RTE d'étudier d'autres types de scénarios, sortant du cadrage initial. Ceux-ci peuvent être classés schématiquement en deux catégories :

- **des scénarios de sortie immédiate ou du moins très rapide du nucléaire (entre « tout de suite » et dès 2030-2035),**
- **des scénarios de maintien de la part du nucléaire dans le mix, associé dans un grand nombre de cas à des demandes de moratoire ou du moins de limitation de la croissance des énergies renouvelables en général et de l'éolien en particulier.**

Ces configurations constituent des avenirs énergétiques possibles en tant que tels. Au titre de l'engagement pris dans la concertation, RTE a étudié ces configurations alternatives. Notamment, les mix de production et les trajectoires de consommation correspondant à ces scénarios sont décrits et ont fait l'objet d'analyses dans le cadre de variantes dédiées.

Cependant, les analyses techniques montrent que ces configurations présentent, à des degrés divers, une ou plusieurs incompatibilités majeures avec la trajectoire souhaitée de réduction des émissions – notamment à l'horizon 2030 – en tenant compte des rythmes possibles de développement des filières ayant fait l'objet d'une concertation par ailleurs. Ainsi, **une sortie rapide du nucléaire met en péril la trajectoire climatique du pays à court terme, tandis qu'un arrêt du développement des énergies renouvelables la met en danger à long terme.**

Figure 5.12 Scénarios principaux de mix électrique et configurations alternatives



5.6.1 Une sortie (très) rapide du nucléaire est incompatible avec le respect des trajectoires climatiques de la France et/ou le maintien de la sécurité d'approvisionnement à court terme

De nombreuses contributions adressées à RTE dans le cadre de la consultation publique du printemps 2021 portent sur l'analyse d'un scénario de fermeture au plus tôt du parc de réacteurs nucléaires. Ces contributions font état d'inquiétudes sur la sûreté des réacteurs actuels, et en déduisent qu'il est indispensable que des scénarios de sortie immédiate du nucléaire soient élaborés.

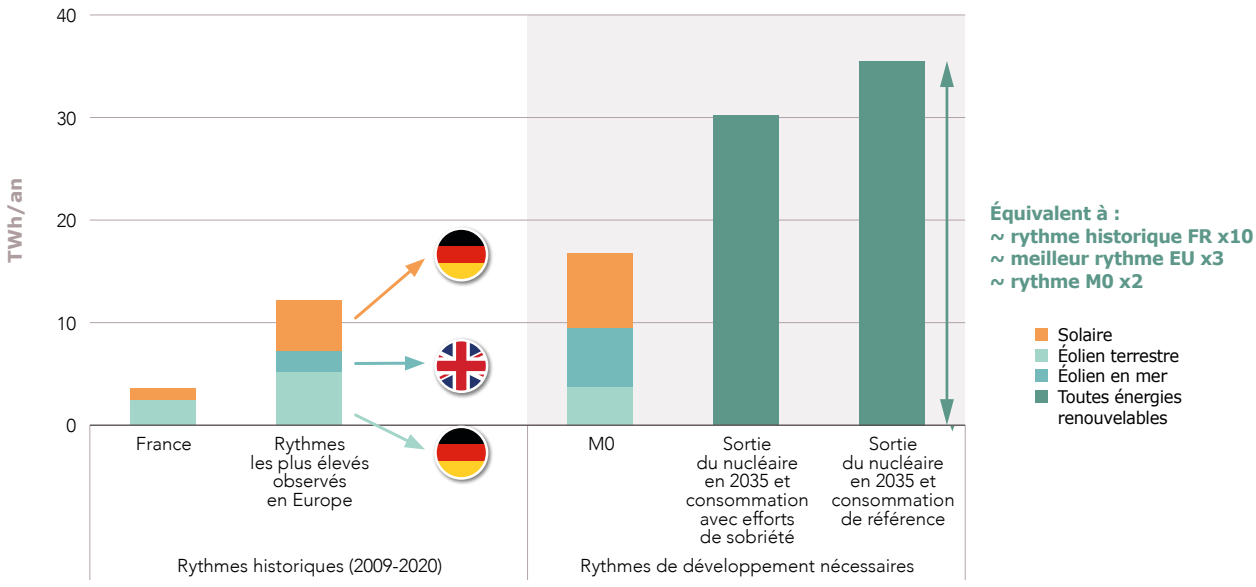
Une sortie totale du nucléaire significativement anticipée par rapport à 2050 sortait du cadrage initial des *Futurs énergétiques 2050* dans la mesure où cette configuration engendre *a priori* des difficultés pour atteindre les objectifs climatiques de la France et/ou pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Cependant, cette option a également été étudiée pour tenir compte de la consultation publique et des contributions qui y ont été collectées.

5.6.1.1 Même dans le scénario « sobriété » et *a fortiori* dans la trajectoire de référence, une sortie anticipée du nucléaire devrait être compensée par un développement des énergies renouvelables à un rythme qui semble inaccessible

L'arrêt immédiat des réacteurs nucléaires n'étant pas envisageable sans rupture majeure dans l'approvisionnement énergétique dans un pays qui en dépend aussi largement, les perspectives de sortie « rapide » du nucléaire portent sur 2030 ou 2035. **Or, même avec un préavis de dix ou quinze ans, ce scénario pose un problème évident de bouclage énergétique.**

Figure 5.13 Rythmes nécessaires de développement du photovoltaïque et de l'éolien entre 2025 et 2035 pour couvrir les besoins en électricité dans le cas d'une sortie du nucléaire en 2035, en l'absence de recours à une augmentation de la production thermique ou aux importations



À l'horizon 2035, la consommation d'électricité française dans la trajectoire de référence doit atteindre environ 540 TWh. Sans réacteur nucléaire, et en supposant inchangé le potentiel de production d'électricité d'origine thermique et hydraulique, la production photovoltaïque et éolienne annuelle devrait représenter de l'ordre de 450 TWh (contre environ 50 TWh aujourd'hui) pour que les besoins en électricité soient couverts en moyenne. Ce besoin serait limité à environ 415 TWh dans le scénario «sobriété» en cas d'activation de tous les gisements présentés au chapitre 3.

Passer de 50 TWh à 415 TWh en 15 ans n'a pas de fondement industriel crédible. En tenant compte de l'inertie associée à toute décision d'accélération (il faut plusieurs années pour que les décisions puissent se traduire dans de nouveaux projets industriels), le rythme de développement annuel de l'éolien et du photovoltaïque nécessaire pour tenir cette trajectoire devrait alors atteindre environ +35 TWh chaque année entre 2025 et 2035, soit une multiplication par près de dix par rapport au rythme observé lors des dix dernières années. Il s'agit d'un doublement par rapport à la trajectoire du scénario M0, déjà considérée comme extrêmement ambitieuse dans le cadre de la concertation avec les parties prenantes.

Un tel rythme ne peut s'appuyer non plus sur aucun précédent historique et est loin d'avoir été approché par les pays qui ont développé le plus rapidement l'éolien et le solaire. Même en combinant les rythmes de développement les plus élevés observés ces dernières années en Europe, c'est-à-dire en cumulant la performance allemande sur les énergies renouvelables à terre (solaire et éolien) et celle du Royaume-Uni sur les énergies renouvelables en mer, le rythme obtenu resterait trois fois plus faible que celui nécessaire pour couvrir les besoins dans une configuration de sortie rapide du nucléaire.

5.6.1.2 Un scénario de sortie rapide du nucléaire conduit donc soit à accepter des pénuries, soit à renoncer au respect de la trajectoire climatique de la France

Une compensation de la production nucléaire actuelle par les énergies renouvelables n'étant pas possible sur une durée de 10-15 ans, les possibilités pour ajuster production et consommation relèvent soit de la demande (qu'il faudrait diminuer), soit de l'offre (qu'il faudrait augmenter par d'autres moyens que des énergies renouvelables).

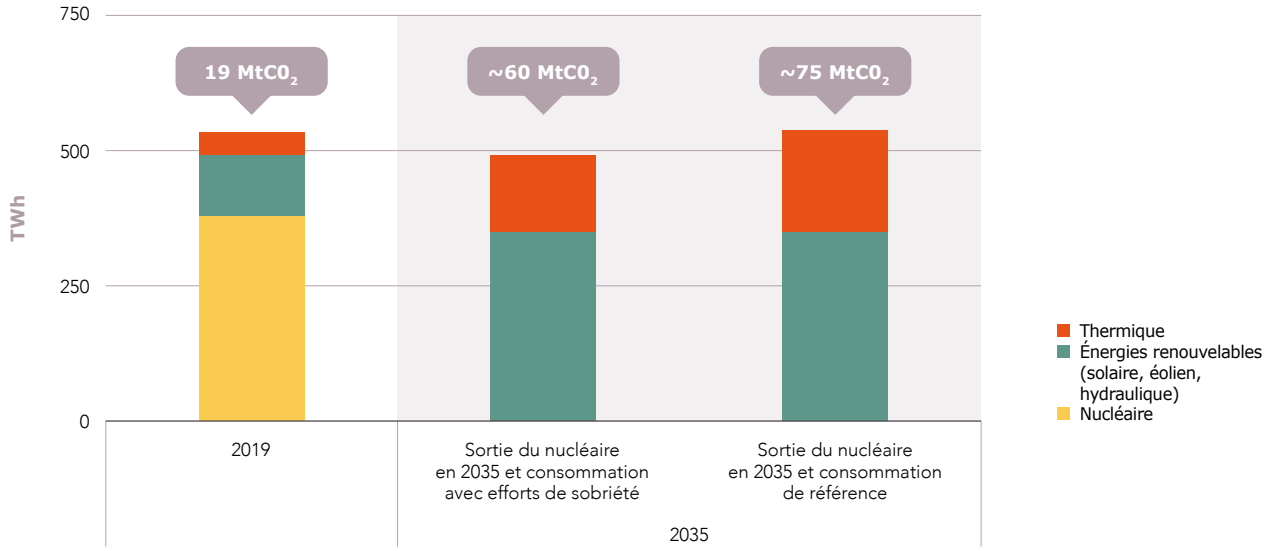
L'ajustement par la demande peut prendre différentes formes : un maintien de la trajectoire de développement de nouveaux usages électriques tout en assumant un niveau de sécurité d'alimentation beaucoup plus faible, ou un renoncement aux politiques d'électrification (par exemple dans le secteur des transports) pourtant jugées indispensables à l'atteinte de la neutralité carbone.

Le déficit de production identifié étant *a minima* de 180 TWh, l'ajustement requis sur le niveau de sécurité d'approvisionnement serait considérable. Concrètement, il reviendrait à la gestion de situations de pénuries systématiques, et donc à recourir au rationnement. Une partie pourrait éventuellement être couverte par des importations massives, sans être de nature à résorber le besoin.

L'ajustement par l'offre consiste à combler le manque de production par une autre source de production : maintien des dernières centrales au charbon, utilisation à plein des centrales au gaz et construction de nouvelles unités.

Cette perspective irait à l'encontre du respect des trajectoires carbone, mais c'est bien celle qu'ont adopté les États ayant fermé leur parc nucléaire immédiatement (Japon) ou de manière planifiée (Allemagne – même si la croissance des renouvelables a fait plus que compenser jusqu'ici la réduction du nucléaire, Belgique avec le projet de construire de nouvelles centrales à cycle combiné au gaz pour accompagner la sortie du nucléaire annoncée pour 2025). Les perspectives de décarbonation du vecteur gaz ne remettent pas en cause ce constat, le biométhane se développant dans des proportions limitées et devant servir à alimenter les usages existants du gaz en priorité ainsi que ceux ayant le meilleur rendement, tandis

Figure 5.14 Bilans énergétiques en 2019 et 2035 dans deux configurations de sortie du nucléaire en 2035, et émissions de CO_2 associées



que l'hydrogène engendrerait une consommation d'électricité supplémentaire pour l'électrolyse.

Le coût climatique de cette politique peut être chiffré à un surcroît d'émissions de 40 à 55 millions de tonnes de CO_2 en 2035 par rapport à la trajectoire de référence dans le meilleur des cas (c'est-à-dire en considérant que la production serait apportée par les centrales au gaz les plus performantes comme des cycles combinés au gaz avec des rendements de 60 %). Les émissions de gaz à effet de serre du système électrique atteindraient alors de l'ordre de 60 à 75 millions de tonnes de CO_2 par an en 2035, soit un triplement par rapport aux émissions actuelles. La France ne tiendrait alors manifestement pas la trajectoire qu'elle s'est fixée.

5.6.2 Un moratoire sur les énergies renouvelables rend impossible la réindustrialisation et le respect des trajectoires climatiques à compter de la décennie 2030

Faisant pendant aux demandes de sortie immédiate du nucléaire, de nombreuses contributions collectées durant la consultation publique portent une demande de maintien des équilibres actuels du système électrique français sur le long terme et/ou d'arrêt du développement des énergies renouvelables.

Pour les raisons similaires à celles exprimées au paragraphe précédent concernant l'arrêt du nucléaire, ce type de configuration n'était pas considéré dans le cadrage initial proposé par RTE dans la mesure où il engendre *a priori* un risque pour l'atteinte de la neutralité carbone.

Toutefois, et pour des raisons là encore similaires à celles du paragraphe 5.5.1, l'analyse de cette option a bien été menée, en considérant pour hypothèse (i) un moratoire sur les nouveaux projets éoliens et solaires conduisant à l'absence de nouvelles installations à partir de 2025 combiné (ii) à l'effort maximal sur le nucléaire retenu dans la trajectoire N03.

5.6.2.1 Un moratoire sur les énergies renouvelables conduirait dans un premier temps la France à rogner progressivement sur son solde exportateur…

Le système électrique français est aujourd'hui largement exportateur, avec un solde annuel d'exports de l'ordre de 40 à 60 TWh sur les dernières années. Les projets de développement éoliens et solaires déjà engagés (autorisés ou déjà en phase de construction, comme les premiers parcs d'éoliennes en mer) devraient à brève échéance augmenter encore ce solde et soulager la situation actuelle de tension sur la sécurité d'approvisionnement.

À moyen terme, un moratoire sur les énergies renouvelables combiné à un maintien de toute la capacité nucléaire existante ne constituerait donc pas une inquiétude immédiate pour l'approvisionnement électrique de la France, même avec le développement des nouveaux usages électriques.

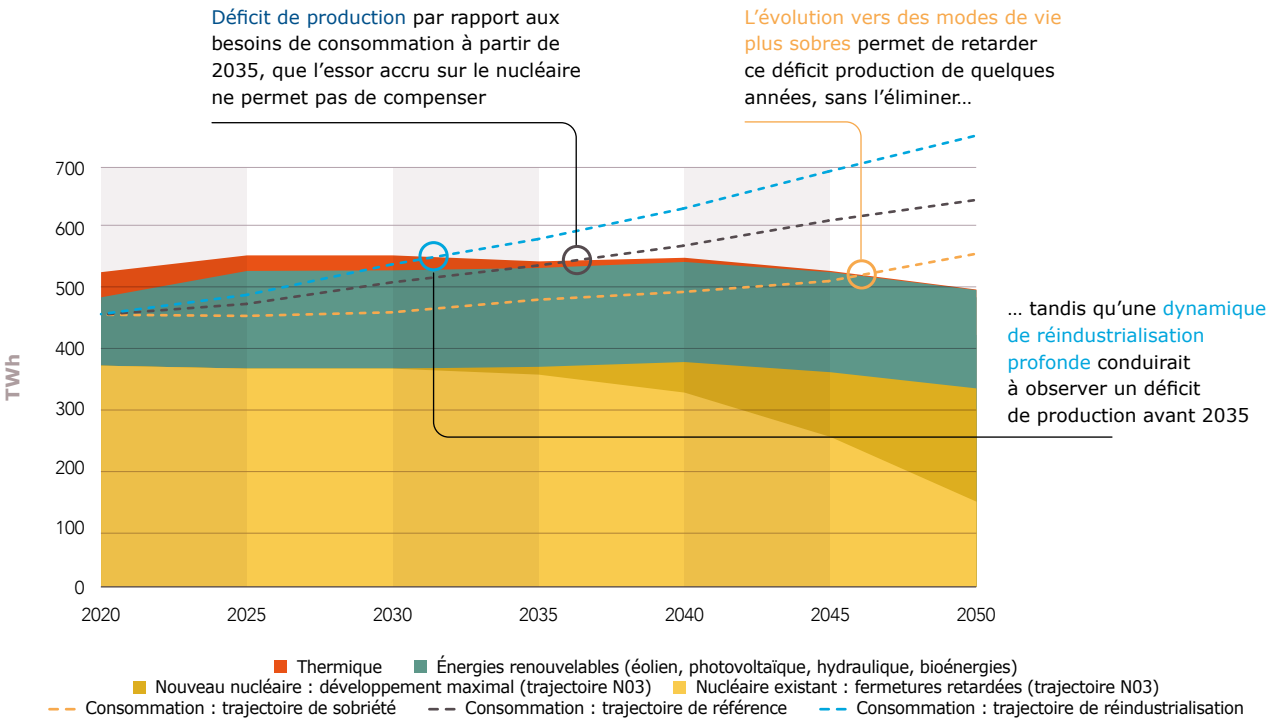
En revanche, dans une telle configuration, à l'horizon 2030, le solde exportateur de la France diminuerait fortement jusqu'à s'annuler dès que les nouveaux usages électriques se seront suffisamment développés. La France serait ainsi amenée à importer plus fréquemment de l'électricité, notamment en hiver pour couvrir les pointes de consommation, avec des imports d'électricité qui seraient principalement issus de centrales thermiques fossiles en Europe (toujours dominantes dans la prochaine décennie).

5.6.2.2 À compter de 2030-2035, cela placerait la France dans une position critique par rapport à ses ambitions de réindustrialisation et à ses trajectoires climatiques

Au-delà de l'horizon 2030-2035, la progression des usages électriques combinée au début de la fermeture des réacteurs nucléaires les plus anciens conduirait progressivement la France à manquer d'électricité bas-carbone pour couvrir les besoins. Le déficit de production serait en particulier très marqué dans une trajectoire de réindustrialisation, avec 40 TWh manquants dans cette configuration dès 2035.

À plus long terme, le déficit de production se creuserait encore avec le développement des nouveaux usages électriques, même avec un effort maximal pour prolonger les réacteurs existants ou en construire de nouveaux. En effet, en intégrant les contraintes mentionnées au chapitre 4, la mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires n'est pas en mesure de compenser en totalité la fermeture des réacteurs de seconde génération

Figure 5.15 Évolution de la production et de la consommation d'électricité dans une configuration de moratoire sur les énergies renouvelables et d'effort maximal sur le nucléaire



(notamment durant la décennie 2040). En 2050, le déficit de production serait important, même dans une trajectoire de sobriété, et compris entre 60 TWh et 260 TWh selon les trajectoires de consommation.

Selon une logique similaire à celle du paragraphe 5.5.1 les moyens de gérer un tel déficit porteraient soit sur la demande (renoncement à la trajectoire d'électrification ou sécurité d'approvisionnement dégradée), soit sur l'offre (utilisation de centrales à gaz).

5.6.2.3 Pour qu'une trajectoire sans développement des énergies renouvelables soit possible, il aurait fallu la décider il y a une vingtaine d'années

Certains participants à la concertation ont suggéré de résoudre différemment le déséquilibre, en combinant une relance vigoureuse du nouveau nucléaire tout en prolongeant encore plus longtemps la durée de vie des réacteurs de seconde génération. Alors une part de nucléaire de l'ordre de 70 à 75 % dans la production d'électricité serait possible.

L'analyse approfondie de cette option révèle qu'elle impliquerait en premier lieu de prolonger *l'intégralité* des réacteurs existants jusqu'à 70 voire 80 ans de durée d'exploitation. Ceci apparaît, dans l'ordre des connaissances actuelles, absolument exclu.

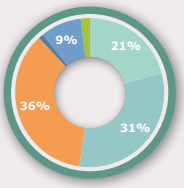
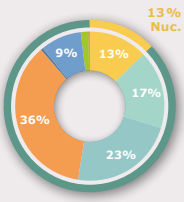
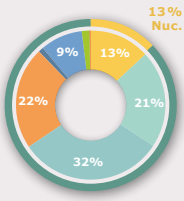
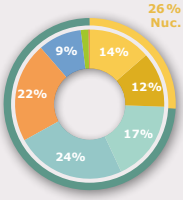
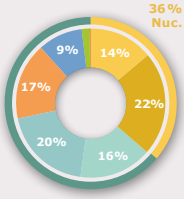
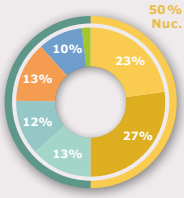
Dans le cas d'une trajectoire de consommation plus élevée, par exemple issue d'une dynamique de réindustrialisation profonde, elle nécessiterait également de nouveaux réacteurs selon un rythme similaire à celui du programme nucléaire historique, et ce dès la prochaine décennie. Les

contributions des industriels du nucléaire recueillies dans le cadre de la consultation publique montrent que ceci n'est pas envisageable en l'état.

Il en résulte qu'une stratégie de maintien durable de l'équilibre atteint par le système français entre les années 1990 et aujourd'hui aurait dû être décidée il y a une vingtaine d'années pour avoir des chances de fonctionner. En intégrant une durée de 15 ans pour la mise en service de nouveaux EPR, la fenêtre d'opportunité pour décider d'une telle stratégie était encore ouverte dans les années 2000. Les perspectives d'augmentation de la consommation d'électricité et les objectifs climatiques de la France n'étaient cependant pas les mêmes qu'aujourd'hui. Ceci illustre les délais temporels associés au nucléaire : les mêmes causes pouvant produire les mêmes effets, les scénarios N1, mais surtout N2 et N3 ne sont atteignables qu'en cas de décision très rapide de relance du nouveau nucléaire.

LES SCÉNARIOS DE MIX DE PRODUCTION
À L'HORIZON 2050

Filières : Flexibilités de la demande (hors V2G) · *Vehicle-to-grid* · Nouveau thermique décarboné · Batteries

	NARRATIF	RÉPARTITION DE LA PRODUCTION EN 2050	CAPACITÉS INSTALLÉES EN 2050 (EN GW)*					BOUQUET DE FLEXI-BILITÉS EN 2050
			Solaire	Éolien terrestre	Éolien en mer	Nucléaire historique	Nouveau nucléaire	
M0 100% EnR en 2050	Sortie du nucléaire en 2050 : le déclassement des réacteurs nucléaires existants est accéléré, tandis que les rythmes de développement du photovoltaïque, de l'éolien et des énergies marines sont poussés à leur maximum.		~208 GW (soit x21)	~74 GW (soit x4)	~62 GW	/	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 29 GW 26 GW
M1 Répartition diffuse	Développement très important des énergies renouvelables réparties de manière diffuse sur le territoire national et en grande partie porté par la filière photovoltaïque. Cet essor sous-tend une mobilisation forte des acteurs locaux participatifs et des collectivités locales.		~214 GW (soit x22)	~59 GW (soit x3,5)	~45 GW	16 GW	/	17 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 21 GW
M23 EnR grands parcs	Développement très important de toutes les filières renouvelables, porté notamment par l'installation de grands parcs éoliens sur terre et en mer. Logique d'optimisation économique et ciblage sur les technologies et les zones bénéficiant des meilleurs rendements et permettant des économies d'échelle.		~125 GW (soit x12)	~72 GW (soit x4)	~60 GW	16 GW	/	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 20 GW 13 GW
N1 EnR + nouveau nucléaire 1	Lancement d'un programme de construction de nouveaux réacteurs, développés par paire sur des sites existants tous les 5 ans à partir de 2035. Développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu afin de compenser le déclassement des réacteurs de deuxième génération.		~118 GW (soit x11)	~58 GW (soit x3,3)	~45 GW	16 GW	13 GW (soit 8 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 11 GW 9 GW
N2 EnR + nouveau nucléaire 2	Lancement d'un programme plus rapide de construction de nouveaux réacteurs (une paire tous les 3 ans) à partir de 2035 avec montée en charge progressive. Le développement des énergies renouvelables se poursuit mais moins rapidement que dans les scénarios N1 et M.		~90 GW (soit x8,5)	~52 GW (soit x2,9)	~36 GW	16 GW	23 GW (soit 14 EPR)	15 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 5 GW 2 GW
N03 EnR + nouveau nucléaire 3	Le mix de production repose à parts égales sur les énergies renouvelables et sur le nucléaire à l'horizon 2050. Cela implique d'exploiter le plus longtemps possible le parc nucléaire existant, et de développer de manière volontariste et diversifié le nouveau nucléaire (EPR 2 + SMR)		~70 GW (soit x7)	~43 GW (soit x2,5)	~22 GW	24 GW	~27 GW (soit ~14 EPR + quelques SMR)	13 GW 1,7 GW (1,1 MVE) 1 GW

Hypothèses communes	Hydraulique (hors STEP)	Énergies marines	Bioénergies	Imports	STEP
	~22 GW	Entre 0 et 3 GW	~2 GW	39 GW	8 GW

*Les quantités et parts d'énergie sont exprimées par rapport au scénario de consommation de référence.

6

L'EUROPE

6

L'EUROPE :
UN OBJECTIF COMMUN D'ATTEINTE DE LA NEUTRALITÉ CARBONE, DES STRATÉGIES NATIONALES DIFFÉRENCIÉES SUR LES LEVIERS À MOBILISER

6.1 Les scénarios de transition du système électrique en France doivent nécessairement être étudiés à l'échelle européenne, qui constitue la maille pertinente d'analyse

6.1.1 Le fonctionnement du système électrique est déjà européen depuis plus de 20 ans

Les systèmes électriques nationaux européens sont aujourd'hui assez largement interconnectés. La fréquence électrique à 50 Hz est un paramètre partagé à chaque seconde par l'ensemble du système électrique continental synchrone.

Le développement des interconnexions représente de longue date une priorité de la politique énergétique de l'Union européenne. Mentionné dès 1955[1], l'objectif de développement des interconnexions est considéré comme un moyen pour réduire le coût de l'électricité.

L'interconnexion des réseaux nationaux constitue en effet un prérequis à la mise en place du marché européen de l'électricité. En permettant de tirer parti des complémentarités des mix énergétiques nationaux, elle est de nature à bénéficier à la collectivité européenne selon trois axes : le renforcement de la sécurité d'approvisionnement en électricité et de la sécurité d'exploitation des systèmes interconnectés, la réduction des coûts de production à l'échelle du continent par l'accroissement de la concurrence, et la faculté d'intégrer des volumes plus importants d'énergies décarbonées.

Ainsi, les échanges entre pays européens permettent une mutualisation des capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement et un arbitrage économique à chaque instant entre les différentes capacités de production disponibles pour couvrir la demande d'électricité en Europe. Le marché européen de l'énergie concourt à fluidifier ces arbitrages entre moyens de production où qu'ils se trouvent, et donc à minimiser le coût de fonctionnement du système électrique au périmètre européen.

Par ailleurs, le renforcement des capacités d'échange participe du projet politique de l'Union européenne et est à ce titre investi sur le plan symbolique par la Commission européenne, au-delà des seuls aspects économiques. Le règlement (UE) 2018/1999 du 11 décembre 2018 concernant la gouvernance de l'Union de l'énergie et l'action pour le climat demande à chaque État membre, dans le cadre des plans nationaux énergie-climat,

1. La résolution de Messine (1955) mentionne que «toutes dispositions devront être prises pour développer les échanges de gaz et de courant électrique propres à augmenter la rentabilité des investissements et à réduire le coût des fournitures».

de prioriser ses investissements d'interconnexion afin de viser des capacités à hauteur de 15 % de ses capacités de production en 2030, sous réserve d'une analyse coûts-avantages positive pour chaque investissement et de certaines conditions, notamment d'intégration environnementale. Au titre du règlement sur les réseaux transeuropéens d'énergie, l'Union européenne a introduit la notion de « projets d'intérêt commun » qui permet aux projets d'interconnexion qui en bénéficient de devenir éligibles, sous certaines conditions complémentaires, à des soutiens financiers européens dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe *(« Connecting Europe Facility »).*

Le fonctionnement du système électrique à l'échelle européenne constitue aujourd'hui une réalité. Depuis dix ans, le renforcement des interconnexions entre les pays et le développement d'énergies renouvelables variables ont conduit à une augmentation significative des échanges entre pays et de leur variabilité. Dans le même temps, la solidarité et la coordination entre systèmes électriques nationaux se sont accrues pour la gestion des incidents de grande ampleur ou des périodes de tension sur la sécurité du système électrique européen.

Les échanges entre les pays européens représentent aujourd'hui des volumes importants et variables. Le solde exportateur de la France a pu atteindre environ 80 TWh (en 2002) et représente aujourd'hui de l'ordre de 40 à 60 TWh selon les années (38 TWh en 2017, 60 TWh en 2018), soit entre 8 % et 13 % de la consommation d'électricité. Au niveau de la puissance instantanée, cette variabilité est beaucoup plus flagrante, les flux ayant varié ces dernières années entre 17,4 GW d'export (le 22 février 2019) et 12,3 GW d'import (le 8 avril 2021), soit une amplitude de près de 30 GW.

Le fonctionnement du système électrique français et en particulier la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande s'inscrit ainsi dans un périmètre plus large au niveau européen et dépend largement des évolutions de la consommation et de la production des pays voisins.

L'analyse du fonctionnement du système électrique s'étudie donc nécessairement au périmètre européen.

6.1.2 Les interconnexions sont en fort développement

Les interconnexions électriques ont été initialement développées pour accroître la sécurité d'alimentation des systèmes électriques nationaux. Leur rôle s'est amplifié depuis la mise en place du marché unique de l'énergie et leur capacité s'est largement accrue depuis 2010, le plus souvent au travers de projets de grande ampleur (en puissance de liaison et en travaux d'ingénierie).

Les nouveaux projets sont en effet le plus souvent des liaisons à courant continu, sous-marines ou traversant des massifs montagneux. Au cours des dernières années, une liaison avec l'Espagne de 2 GW (Baixas-Santa Llogaia) a été mise en service en 2015, un câble sous-marin de 1 GW avec le Royaume-Uni en 2020 (IFA2), et la mise en service de deux nouvelles lignes est imminente : un câble dans le tunnel sous la Manche début 2022 (Eleclink) et une liaison entre Chambéry et Turin en 2022 également. Deux projets actuellement menés par RTE avec ses homologues espagnols et irlandais bénéficient de soutiens importants du mécanisme pour l'interconnexion en Europe, avec des mises en service attendues aux horizons 2026 et 2027 : une nouvelle liaison de 2 GW entre Bilbao et Bordeaux (Golfe de Gascogne) et un câble sous-marin reliant Brest à l'Irlande (Celtic). Le Schéma décennal de développement du réseau, publié en 2019, prévoit encore quelques autres projets, conduisant à un doublement de la capacité d'interconnexion de la France entre 2019 et 2035.

6.1.3 Une modélisation des *Futurs énergétiques 2050* à l'échelle européenne

L'analyse du fonctionnement des scénarios de mix énergétique en France dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* repose sur une modélisation explicite des systèmes électriques des différents pays européens. Dix-huit pays européens *(voir carte)* sont modélisés de façon détaillée, en tenant compte des informations publiques concernant l'évolution de la consommation d'électricité, des différents moyens de production qui composent leur mix, et des contraintes structurantes de leur réseau. La construction des hypothèses dans les pays voisins est détaillée en partie 6.6.

L'analyse du fonctionnement du système électrique européen repose sur une simulation au pas horaire de la production, de l'activation des leviers de flexibilité dans chaque pays et des échanges entre les pays européens. Cette simulation vise à refléter le fonctionnement du marché, en visant une optimisation économique du « dispatch » au niveau européen.

Cette simulation est réalisée sur un grand nombre d'aléas, représentés au périmètre européen, portant sur la disponibilité des moyens de production et sur les variables météorologiques qui conditionnent le fonctionnement du système électrique (température, hydraulicité, vent et ensoleillement). En particulier, la « base climatique » repose sur la simulation météorologique de l'ensemble de l'Europe sur 200 tirages climatiques en assurant la cohérence spatiale et temporelle des variables météorologiques et climatiques *(voir chapitre 8).*

Figure 6.1 Périmètre des pays modélisés de manière détaillée dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*



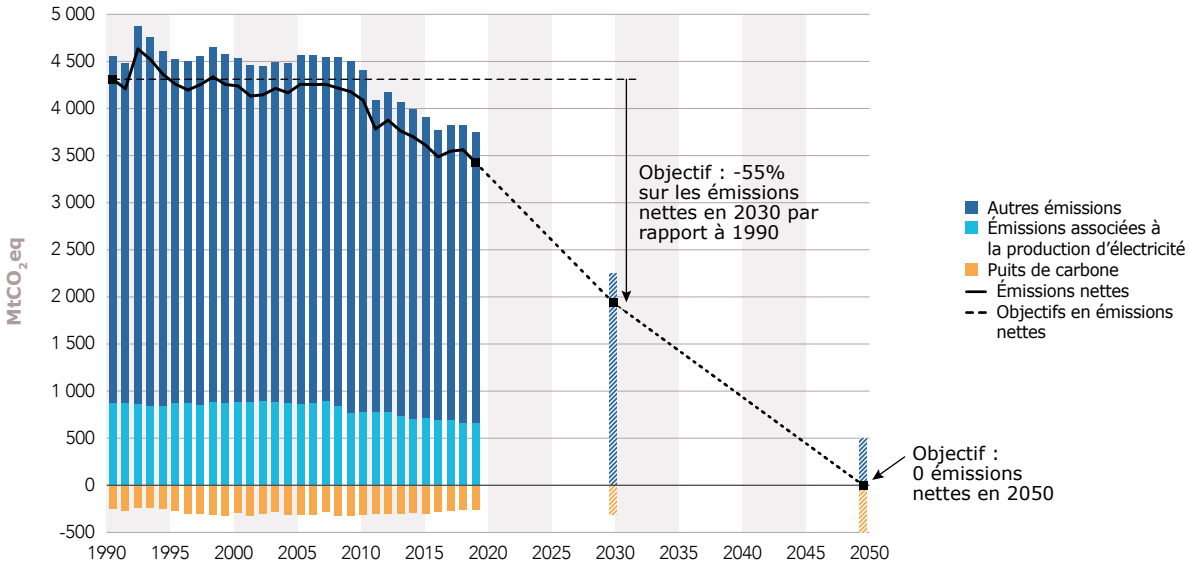
6.2 Des ambitions européennes renforcées pour lutter contre le changement climatique avec l'objectif de la neutralité carbone en 2050

L'Union européenne et l'ensemble des États membres ont été précurseurs des politiques volontaristes de réduction des émissions de CO_2, avec le paquet « 3x20 » adopté dès 2008[2]. Forts de cette dynamique, ils sont signataires de l'accord de Paris sur la lutte contre le réchauffement climatique. Dans ce cadre, l'Union européenne et les États membres se sont engagés à baisser les émissions totales de gaz à effet de serre de l'Union européenne de 40 % à l'horizon 2030 par rapport à leur niveau de 1990.

La nouvelle Commission européenne a présenté en décembre 2019 son plan pour accélérer les efforts en matière de transition énergétique et de décarbonation de l'économie. Ce plan prévoit notamment (i) un rehaussement de l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre au niveau de l'Union européenne, porté à 55 % pour les émissions nettes[3] à l'horizon 2030 par rapport à 1990 et (ii) l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

La loi européenne sur le climat, adoptée le 28 juin 2021, inscrit désormais les objectifs de réduction de 55 % des émissions de l'Union à l'horizon 2030 (par rapport à 1990)

Figure 6.2 Émissions de l'Union européenne (EU27) depuis 1990 et objectifs à l'horizon 2030 et 2050



2. Le paquet énergie-climat 2020, adopté en 2008 consiste en un ensemble de directives, règlements et décisions fixant des objectifs à l'horizon 2020 au niveau de l'Union européenne : (i) une part des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen de 20 %, (ii) une réduction des émissions européennes de CO_2 de 20 % et (iii) un accroissement de l'efficacité énergétique de 20 % (i.e. baisse de la consommation énergétique totale par rapport à une trajectoire tendancielle).
3. Il s'agit des émissions diminuées de l'absorption des puits de carbone naturels (forêts, sols et océans) et des méthodes faisant appel à la technologie de captage et stockage du carbone (CCS).

et l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 dans la législation européenne. Pour atteindre les objectifs fixés dans la loi, la Commission européenne a préparé un paquet de propositions, baptisé « Fit for 55 ». Ces propositions portent notamment sur :

- la réforme du système d'échange de quotas d'émissions, avec un renforcement de l'objectif de réduction, son extension au transport maritime, la proposition controversée d'un système d'échange de droits d'émission distinct pour les secteurs du transport routier et du bâtiment et l'alignement des règles concernant l'aviation sur celles des autres secteurs ;
- une révision de la règle de répartition entre les États membres des efforts de réduction des émissions[4], en proportionnant les efforts au PIB par habitant ;
- la mise en place d'un mécanisme d'ajustement aux frontières, pour réduire le risque de fuite de carbone ;
- la révision de la directive sur les énergies renouvelables pour renforcer les objectifs collectifs au niveau de l'Union européenne en les passant de 32 % à 40 % de part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à l'horizon 2030 ;
- la révision de la directive sur l'efficacité énergétique pour renforcer les objectifs collectifs au niveau de l'Union européenne en passant d'un objectif de réduction de 32,5 % de la consommation énergétique finale par rapport à un scénario tendanciel à un objectif de réduction d'au moins 36 % ;
- l'alignement de la taxation de l'énergie sur les objectifs climatiques, avec notamment l'interdiction aux États membres de mettre en place des exemptions ou réduction de taxes sur les énergies fossiles ;
- la fin de mise en vente de véhicules thermiques (essence et diesel) en 2035, pour favoriser le développement de véhicules non émetteurs (véhicules électriques notamment) ;
- la mise en place de réglementations pour le développement de carburants alternatifs dans l'aviation, le transport maritime et le transport routier (avec notamment une stratégie de déploiement d'infrastructures pour le transport routier).

Ces propositions sont désormais en discussion et seront examinées par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne avant d'être formellement adoptées. Leur entrée en vigueur est attendue à l'horizon 2023.

Sans préjuger de l'issue de ces discussions, ces propositions révèlent une forte volonté de l'Union européenne de traduire les objectifs de décarbonation en actions concrètes et d'accélérer effectivement le rythme de la transition énergétique, tout en veillant à une juste répartition des efforts (entre pays et secteurs) et en instaurant des dispositifs tendant à mettre l'industrie européenne sur un pied d'égalité avec ses concurrents des autres régions du monde.

Les *Futurs énergétiques 2050* s'inscrivent résolument dans une dimension européenne. Ils prennent comme cadre de référence l'atteinte des ambitions de l'Union européenne et notamment la neutralité carbone en 2050, ce qui constitue un cadre contraignant concernant la contribution des pays européens aux besoins du système électrique français.

4. La répartition ne concerne que les émissions des secteurs non couverts par le système d'échange de quotas d'émissions. En incluant les transports, les bâtiments et l'agriculture, les secteurs actuellement non couverts représentent 60 % des émissions de gaz à effet de serre de l'Union européenne. Pour la France et à périmètre inchangé, l'objectif passerait de -37 % à -47,5 % par rapport à la référence 2005.

6.3 Des stratégies nationales qui s'inscrivent dans les objectifs de l'Union européenne

Les objectifs européens de réduction des émissions de gaz à effet de serre font l'objet d'une trajectoire collective pour les secteurs concernés par le système d'échange de quotas d'émissions (secteurs «ETS») et d'objectifs nationaux pour les autres secteurs («non-ETS»). Certains pays, comme la France, traduisent en plus dans leurs législations et leurs stratégies nationales des engagements de réduction des émissions totales tous secteurs confondus.

Le règlement (UE) 2018/1999 du 11 décembre 2018 sur la gouvernance de l'Union de l'énergie et de l'action pour le climat prévoit que chaque État membre (i) établisse une stratégie pour remplir ses objectifs en matière d'énergie et de climat à l'horizon 2030 engageants vis-à-vis de la Commission européenne et (ii) définisse ses objectifs au-delà de 2030. En pratique, les stratégies nationales sont définies à travers deux documents : (i) le plan national énergie climat *(«National Energy and Climate Plan»* – NECP), qui porte sur l'horizon 2030 et qui détaille notamment des objectifs chiffrés sur l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables et les interconnexions[5], et (ii) la stratégie nationale à long terme *(«Long-Term Strategy»* – LTS), qui porte sur l'horizon 2050 en définissant les cibles par secteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre. **Ces documents, publics, contribuent à la coordination des stratégies entre les États et permettent d'assurer l'atteinte collective des objectifs et engagements pris au niveau européen** et notamment de garantir que la trajectoire de réduction des émissions sur le long terme soit cohérente avec les engagements pris par l'Union européenne dans le cadre de l'accord de Paris de 2015.

Ces documents[6] fournissent certains éléments sur les orientations d'évolution du mix énergétique sur les horizons 2030 et 2050. Ils sont néanmoins hétérogènes et ne permettent pas de disposer pour tous les pays d'une vision quantitative précise des évolutions envisagées sur le mix énergétique et en particulier sur le mix de production d'électricité, notamment sur l'horizon 2050. Certains pays (comme l'Italie, l'Espagne, le Portugal) fournissent des hypothèses et objectifs quantifiés sur l'évolution de la consommation électrique et la place des différentes filières. D'autres, plus nombreux, décrivent de manière essentiellement qualitative les évolutions du mix électrique à l'horizon 2050.

5. La consolidation au niveau européen des objectifs nationaux en matière d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables et d'interconnexion permet d'évaluer l'atteinte des objectifs européens.
6. National long-term strategies | European Commission (europa.eu) - https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en
National energy and climate plans | European Commission (europa.eu) - https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en

6.4 Les scénarios nationaux et européens pour atteindre la neutralité carbone : des tendances communes notamment sur l'électrification et les énergies renouvelables et des contrastes sur les différents leviers à mobiliser

6.4.1 De nombreux scénarios européens et nationaux, compatibles avec la neutralité carbone, ont été publiés au cours des dernières années

Au-delà des documents décrivant les stratégies officielles des pays européens, de nombreux scénarios d'évolution du système énergétique à l'horizon 2050, compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone, ont été publiés au cours des dernières années par la Commission européenne, les États membres ou des institutions officiellement mandatées par eux, à l'instar des *Futurs énergétiques 2050* en France. D'autres études, qui ne répondent pas à une commande publique, émanent de syndicats représentant certains acteurs de l'énergie ou d'organisations non gouvernementales.

L'élaboration de ces scénarios répond à différents enjeux, tels que l'éclairage des débats publics en Europe et dans les différents pays sur les futurs énergétiques possibles ou la fourniture d'un cadre pour l'évaluation technico-économique de certains projets énergétiques (comme le développement d'infrastructures de transport ou de stockage, le rôle des vecteurs dans la consommation finale, etc.).

Les scénarios publiés diffèrent par leur périmètre géographique, leur couverture du mix énergétique ou les données quantitatives publiées[7].

6.4.1.1 Les scénarios institutionnels européens

La **Commission européenne** a publié en 2020 plusieurs scénarios déclinant des futurs possibles permettant d'atteindre les objectifs climatiques de l'Union européenne (baisse de 55 % à l'horizon 2030 par rapport à 1990 et atteinte de la neutralité carbone en 2050). Ces scénarios visaient à alimenter l'analyse d'impact du projet de loi européenne sur le climat et à éclairer le débat en amont des discussions au sein des institutions sur ce projet de loi. Les quatre scénarios de neutralité carbone à l'horizon 2050 (REG, CPRICE, MIX et ALLBNK) reposent sur des leviers différents (réglementation ou prix carbone). Il en résulte une place différente des technologies, vecteurs énergétiques et imports énergétiques extra-communautaires (à l'exception des gaz « verts » qui sont intégralement produits en Europe dans tous les scénarios).

Tous ces scénarios sont marqués par une hausse de la part de l'électricité dans les usages finaux et un recours important (même dans le scénario CPRICE où la part est la plus faible) au vecteur hydrogène dans les usages finaux, dont l'approvisionnement serait assuré par l'électrolyse. Ils s'appuient tous sur un fort développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité mais reposent aussi en partie, même de manière limitée, sur de la production nucléaire et de la production thermique en partie combinée au captage et au stockage de CO_2.

Les associations européennes des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz, ENTSO-E et ENTSOG, publient tous les deux ans des scénarios à long terme qui tiennent compte des orientations de la Commission européenne et

7. Afin de faciliter la comparaison des scénarios, les valeurs présentées dans cette section sont ajustées au périmètre EU27+Royaume-Uni+Norvège+Suisse. Pour la demande énergétique, elles sont présentées sur la base de la consommation finale des pays en 2018.

sur lesquels s'appuient les analyses des « ten-year network development plans » pour l'électricité et le gaz. Depuis 2020, les scénarios de ENTSO-E et ENTSOG sont établis en commun. Ils ont pour principal objectif l'évaluation des besoins en infrastructures des réseaux. Les scénarios publiés en 2020 sont en cours de réactualisation et une version préliminaire de ces scénarios a été mise en consultation début octobre 2021 (et aura vocation à évoluer selon les retours de parties prenantes). Cette version 2022 préliminaire de ces scénarios reprend les grands principes des scénarios de la Commission européenne en actionnant simultanément de nombreux leviers (efficacité énergétique, forte croissance des énergies renouvelables, électrification de la demande, développement d'une économie de l'hydrogène…). Le scénario *Global Ambition* se distingue par un recours plus important à des technologies et imports bas-carbone qui permet une pression légèrement inférieure sur le potentiel renouvelable européen par rapport au scénario *Distributed Energy.*

6.4.1.2 Les contributions des parties prenantes (initiatives de gestionnaires de réseau de transport, d'acteurs de marché, d'organisations non gouvernementales)

Différentes associations européennes regroupant certains acteurs du système énergétique sont amenées à publier des scénarios pour alimenter le débat sur les choix énergétiques de l'Union européenne. C'est le cas en particulier de Eurelectric (représentant les acteurs du secteur de l'électricité), Gas for Climate (représentant certains acteurs de la chaîne gazière), Wind Europe (représentant les acteurs de l'éolien) et SolarPower Europe (représentant les acteurs du solaire) qui ont publié entre 2018 et 2021 différents scénarios de neutralité carbone. Bien qu'ils émanent d'associations représentant les intérêts de certaines filières, ces scénarios contribuent à alimenter le débat sur les leviers à mobiliser pour atteindre la neutralité carbone.

L'association **Eurelectric,** qui représente au niveau européen les acteurs du secteur de l'électricité a publié une étude en 2018 *(Decarbonisation pathways)*, présentant plusieurs scénarios, dont le plus ambitieux est compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone (réduction de 95 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050). Ce scénario (S3) repose sur l'électrification comme principal vecteur de décarbonation grâce à une production décarbonée. Dans ce scénario, la consommation d'électricité est en hausse et l'électricité représente près de 60 % de la consommation finale d'énergie en Europe (contre 23 % en 2015). Du fait de la performance énergétique de l'électricité dans de nombreux usages (par exemple : moteurs, pompes à chaleur), cette électrification contribue fortement à l'efficacité du système énergétique global, dont la consommation baisse de 36 % par rapport à 2015.

Le consortium **Gas For Climate,** regroupant plusieurs gestionnaires de réseau de gaz et des associations de producteurs de biométhane, a publié deux scénarios d'atteinte de la neutralité carbone. Le scénario « Optimised Gas » est conçu pour reposer sur le maintien d'une part significative de vecteurs énergétiques gazeux (méthane et hydrogène) et est comparé à un scénario de quasi-suppression du gaz. Le consortium a publié en 2020 une actualisation de ce scénario *(« Accelerated decarbonization Pathway »),* avec un recours au captage et stockage de carbone *(Carbon Capture and Storage* ou CCS) dans l'industrie et la production d'hydrogène mais pas dans la production d'électricité. Ce scénario, bien que maintenant une part significative pour le gaz, a un taux d'électrification de la demande finale de 58 %.

Les organisations non gouvernementales engagées dans la lutte contre le réchauffement climatique contribuent aussi à alimenter le débat sur l'avenir énergétique. Le **consortium entre le « Climate Action Network » et « European Environmental Bureau »,** qui représente plus de 300 organisations non gouvernementales européennes, a construit un scénario « Paris Agreement Compatible Scenario » (PAC scénario) compatible avec la limitation du réchauffement climatique de 1,5 °C et qui atteint la neutralité carbone en 2040. Ce scénario repose sur une électrification très poussée de la demande (69 % de la demande finale) et est 100 % renouvelable à l'horizon 2050.

Enfin, certains gestionnaires de réseau de transport établissent et restituent des hypothèses au périmètre européen, qu'ils utilisent dans l'analyse du fonctionnement des systèmes énergétiques européen ou nationaux. C'est par exemple le cas du groupe Elia avec la publication prochaine de son étude « Roadmap to Net Zero » à l'échelle européenne, ou de TransnetBW (un des quatre gestionnaires de réseau de transport d'électricité en Allemagne) qui établit un scénario européen pour évaluer les besoins d'investissement dans le réseau de transport en Allemagne.

6.4.1.3 Les scénarios nationaux (institutionnels ou à l'initiative d'acteurs)

Dans le cadre de la réflexion sur les stratégies de décarbonation de leurs économies, les États européens ou des organismes publics mandatés par eux ont construit différents scénarios d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Certains pays (par exemple l'Espagne, l'Italie, le Portugal) affichent ces scénarios comme une référence dans leur stratégie nationale. Le nombre d'études et de scénarios est très variable selon les pays.

En Allemagne, de nombreux scénarios de neutralité carbone ont été publiés. Dena (agence allemande de l'énergie[8]) a publié en 2018 plusieurs scénarios complets du système énergétique en amont des discussions sur l'évolution des objectifs climatiques et l'inscription de l'objectif de la neutralité carbone en 2050 (qui a été avancé par la suite à 2045) dans sa législation. Deux scénarios, EL95 (misant fortement sur l'électrification de la consommation finale) et TM95 (misant sur un maintien de différents vecteurs énergétiques) décrivent des évolutions du mix énergétique compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone (soit une baisse de 95 % des émissions liées à l'énergie), avec une production 100 % renouvelable.

Certains acteurs produisent des études à l'échelon national, destinées à mettre en relief des orientations ou messages spécifiques à l'attention des pouvoirs publics.

Agora EnergieWende *(think tank* indépendant visant à éclairer les décisions publiques concernant l'atteinte de la neutralité carbone) a aussi publié en 2020 un scénario complet du système énergétique visant la neutralité carbone à l'horizon 2050 qui repose sur un mix 100 % renouvelable. Ce scénario a été actualisé en 2021 pour atteindre la neutralité carbone en 2045, qui constitue désormais l'objectif de l'Allemagne, inscrit dans la loi.

TransnetBW, l'un des gestionnaires de réseau de transport d'électricité allemand, a publié un scénario à l'horizon 2050, qui porte sur le système électrique uniquement et sert de base à l'anticipation des besoins d'évolution du réseau de transport d'électricité en Allemagne.

Le gouvernement allemand n'a pas publié de scénario de référence précis à ce stade.

Au Royaume-Uni, le Climate Change Committee, organisme public non ministériel destiné à éclairer le gouvernement et le parlement britanniques sur le changement climatique, a été mandaté pour proposer une trajectoire de réduction des émissions de gaz à effet de serre (budget carbone) à l'horizon 2035. Dans ce cadre, plusieurs scénarios de neutralité carbone en 2050 ont été élaborés. Le scénario « Balanced Pathways » constitue le scénario central, mobilisant l'ensemble des leviers de façon équilibrée : électrification, développement de l'hydrogène dans l'industrie et les transports, développement des renouvelables (notamment éolien en mer) et du nucléaire. D'autres scénarios éclairent des configurations avec une moindre consommation d'électricité à la fois sur l'électrification directe des usages et la production d'hydrogène par électrolyse (scénario « Headwinds ») ou au contraire une consommation électrique plus fortement orientée à la hausse, notamment du

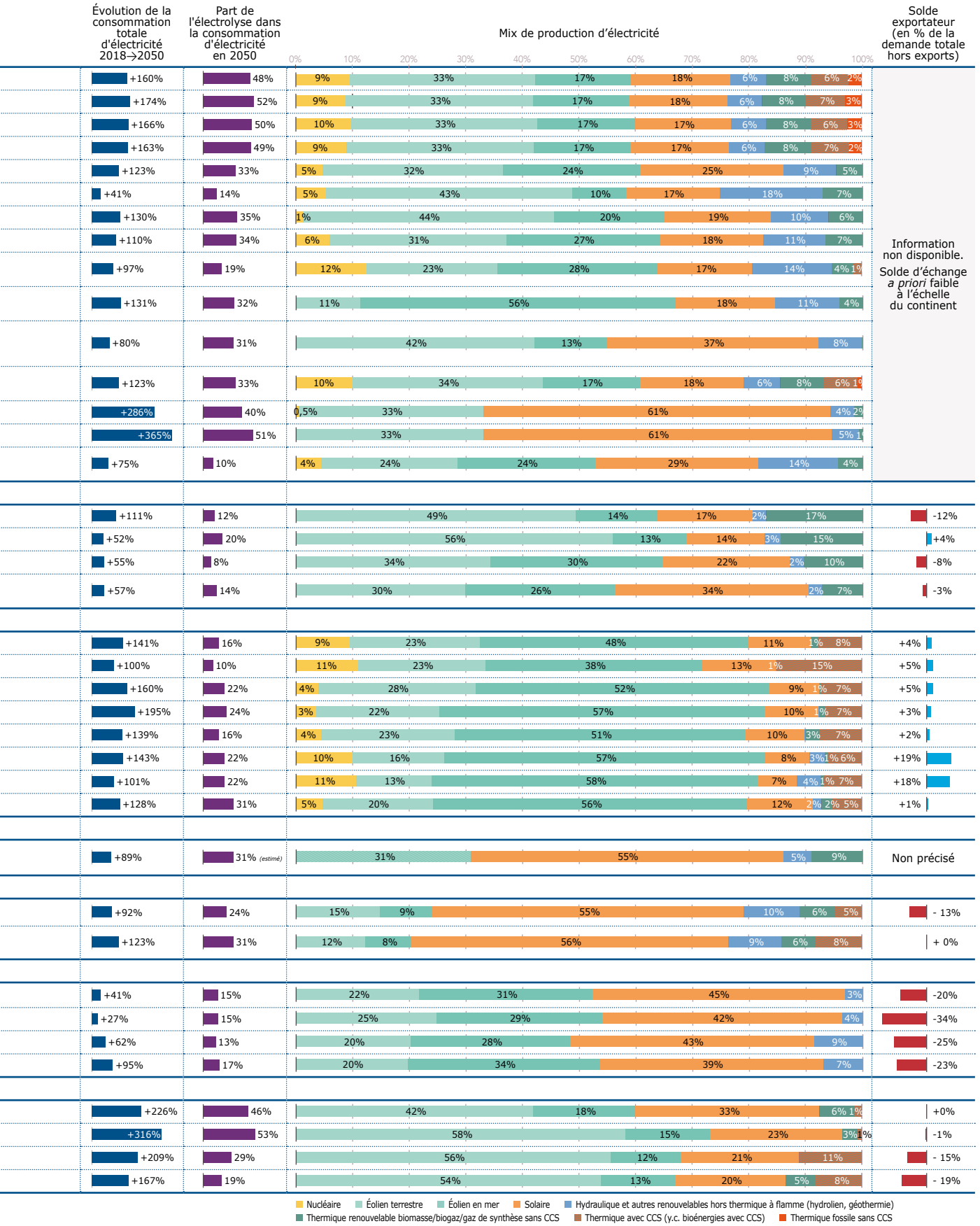
8. Dena est une agence d'État indépendance chargée d'éclairer les politiques publiques en matière d'énergie et de climat.

Tableau 6.1 Scénarios d'évolution jusqu'à l'horizon 2050 du système énergétique en Europe ou dans certains pays européens et compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone à cet horizon[9]

	Organisation	Étude/publication	Année de publication	Scénario	Périmètre géographique	Évolution de la consommation d'énergie finale aujoud'hui→2050	Taux d'électrification directe en 2050
	Commission européenne	Impact assessment of the "Stepping up Europe's 2030 climatic ambition" communication	2020	REG	UE 27	-28%	46%
				CPRICE		-23%	42%
				MIX		-28%	45%
				ALLBNK		-28%	46%
	ENTSO-E & ENTSOG	TYNDP 2020 Scenario Report	2020	Distributed Energy	UE 27 + UK	-41%	54%
				Global Ambition		-36%	41%
	ENTSO-E & ENTSOG	TYNDP 2022 Scenario Report (draft report)	2021	Distributed Energy	UE 27	-26%	49%
				Global Ambition		-19%	42%
	Eurelectric	Decarbonisation Pathways	2018	Scenario 3	UE27 + UK + CH + NO	-36%	58%
	Gas for Climate	Gas Decarbonisation Pathways 2020-2050	2020	Accelerated Decarbonisation Pathway	UE 27 + UK	-36%	53%
	ONG européennes (CAN Europe, EEB, RGI & REN21)	PAC Scenario	2020	PAC Scenario	UE 27 + UK	-57%	69%
	Wind Europe	Getting fit for 55 and set for 2050	2021	WindEurope 2050	UE 27	-25%	57%
	SolarPower Europe	100% Renewable Europe	2020	Moderate	Europe géographique	+3%	65%
				Leadership		+3%	65%
	TransnetBW	Stromnetz2050	2020	Stromnetz 2050	EU 27 + UK + NO + CH + BA + RS	Non précisé	Non précisé
	Dena	Leitstudie Integrierte Energiewende	2018	EL95	DE	-41%	63%
				TM 95	DE	-37%	35%
	TransnetBW	Stromnetz2050	2020	Stromnetz 2050	DE	Non précisé	Non précisé
	Agora Energiewende	Klimaneutrales Deutschland 2050	2020	Klimaneutral 2050	DE	-36%	45%
	CCC	The Sixth Carbon Budget - The UK's path to Net Zero	2020	Balanced pathway	UK	-37%	53%
				Headwinds	UK	-26%	40%
				Tailwinds	UK	-37%	54%
				Widespread Innovation	UK	-34%	56%
				Widespread Engagement	UK	-46%	63%
	National Grid ESO	Future energy scenarios	2021	Customer Transformation	UK	-46%	71%
				System Transformation	UK	-30%	45%
				Leading the Way	UK	-42%	57%
	Gouvernement espagnol	Estrategia de Descarbonización 2050	2020	ELP	ES	-33%	50%
	Gouvernement italien & RSE	Strategia Italiana sulla riduzione delle emissioni dei gas a effetto serra	2020	Scenario min	IT	-40%	54%
				Scenario max	IT	-40%	57%
	Gouvernement fédéral belge	Scenarios for a climate neutral Belgium by 2050	2021	CORE-95	BE	-58%	45%
				BEH	BE	-62%	45%
				TECH	BE	-52%	48%
				High Demand	BE	-52%	40%
	Tennet/Gasunie	Klimaatneutrale energiescenario's 2050	2020	Regional	NL	-42%	42%
				National	NL	-35%	39%
				European	NL	-19%	34%
				International	NL	-15%	31%

Valeur 2018 — Valeur 2050

9. Les valeurs sont issues des publications listées et complétées par des estimations propres à RTE pour (i) reconstituer des informations non disponibles (quand c'est possible avec l'utilisation d'hypothèses standard) et (ii) homogénéiser les périmètres des filières de production. Dans certains cas, certaines hypothèses issues d'autres publications ont pu être utilisées pour compléter certaines informations manquantes.


Évolution de la consommation totale d'électricité 2018→2050
Part de l'électrolyse dans la consommation d'électricité en 2050
Mix de production d'électricité
0%
10%
20%
30%
40%
50%
60%
70%
80%
90%
100%
Solde exportateur (en % de la demande totale hors exports)
+160% 48% 9% 33% 17% 18% 6% 8% 6% 2%
+174% 52% 9% 33% 17% 18% 6% 8% 7% 3%
+166% 50% 10% 33% 17% 17% 6% 8% 6% 3%
+163% 49% 9% 33% 17% 17% 6% 8% 7% 2%
+123% 33% 5% 32% 24% 25% 9% 5%
+41% 14% 5% 43% 10% 17% 18% 7%
+130% 35% 1% 44% 20% 19% 10% 6%
+110% 34% 6% 31% 27% 18% 11% 7%
+97% 19% 12% 23% 28% 17% 14% 4% 1%
+131% 32% 11% 56% 18% 11% 4%
+80% 31% 42% 13% 37% 8%
+123% 33% 10% 34% 17% 18% 6% 8% 6% 1%
+286% 40% 0,5% 33% 61% 4% 2%
+365% 51% 33% 61% 5% 1%
+75% 10% 4% 24% 24% 29% 14% 4%
Information non disponible.
Solde d'échange a priori faible à l'échelle du continent
+111% 12% 49% 14% 17% 2% 17% -12%
+52% 20% 56% 13% 14% 3% 15% +4%
+55% 8% 34% 30% 22% 2% 10% -8%
+57% 14% 30% 26% 34% 2% 7% -3%
+141% 16% 9% 23% 48% 11% 1% 8% +4%
+100% 10% 11% 23% 38% 13% 1% 15% +5%
+160% 22% 4% 28% 52% 9% 1% 7% +5%
+195% 24% 3% 22% 57% 10% 1% 7% +3%
+139% 16% 4% 23% 51% 10% 3% 7% +2%
+143% 22% 10% 16% 57% 8% 3% 1% 6% +19%
+101% 22% 11% 13% 58% 7% 4% 1% 7% +18%
+128% 31% 5% 20% 56% 12% 2% 2% 5% +1%
+89% 31% (estimé) 31% 55% 5% 9% Non précisé
+92% 24% 15% 9% 55% 10% 6% 5% - 13%
+123% 31% 12% 8% 56% 9% 6% 8% + 0%
+41% 15% 22% 31% 45% 3% -20%
+27% 15% 25% 29% 42% 4% -34%
+62% 13% 20% 28% 43% 9% -25%
+95% 17% 20% 34% 39% 7% -23%
+226% 46% 42% 18% 33% 6% 1% +0%
+316% 53% 58% 15% 23% 3% 1% -1%
+209% 29% 56% 12% 21% 11% - 15%
+167% 19% 54% 13% 20% 5% 8% - 19%
Nucléaire
Éolien terrestre
Éolien en mer
Solaire
Hydraulique et autres renouvelables hors thermique à flamme (hydrolien, géothermie)
Thermique renouvelable biomasse/biogaz/gaz de synthèse sans CCS
Thermique avec CCS (y.c. bioénergies avec CCS)
Thermique fossile sans CCS

fait d'un très fort développement de la production d'hydrogène (scénario « Widespread Innovation »).

National Grid ESO, le gestionnaire du système électrique et gazier, publie annuellement des scénarios énergétiques à l'horizon 2050. Trois de ces scénarios sont compatibles avec la neutralité carbone. Les scénarios « Customer transformation », « System transformation » et « Leading the way » se différencient essentiellement par le niveau d'électrification (entre près de 50 % et 75 %), le rôle respectif des énergies renouvelables, du nucléaire et du CCS dans la production d'électricité et le solde exportateur (entre 6 TWh et 140 TWh d'exports).

En Italie, le gouvernement a publié dans sa stratégie à long terme un scénario qui repose sur deux scénarios établis par RSE (société publique de recherche dans le domaine de l'énergie, mettant l'accent sur les projets stratégiques nationaux) et présentés sous forme de fourchette (un scénario « bas » et un scénario « haut »). Ces scénarios intègrent une forte électrification (de l'ordre de 55 %), une production d'électricité largement basée sur le photovoltaïque et un recours à la production d'électricité à partir de centrales au gaz avec CCS *(a minima* pour de la production à partir de biométhane, pour conduire à des émissions négatives, mais potentiellement pour du gaz fossile dans le scénario « haut »)[10]. Ces scénarios seront prochainement publiés et pourraient être ajustés.

En Espagne, le gouvernement a publié un scénario détaillé (scénario ELP) d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Ce scénario repose sur une forte électrification directe des usages et un mix de production d'électricité intégralement renouvelable, combinant solaire, éolien et hydraulique.

En Belgique, le gouvernement fédéral a publié plusieurs scénarios d'atteinte de la neutralité carbone. Ils reposent sur une électrification des usages (avec un taux d'électrification entre 40 % et plus de 50 % pour les scénarios principaux) et une production d'électricité 100 % renouvelable, sans recours au thermique mais avec un recours significatif aux imports (représentant entre 20 % et 35 % de l'approvisionnement en électricité de la Belgique). Ce recours aux imports constitue également un résultat des scénarios élaborés par le gestionnaire de réseau de transport Elia, qui s'arrêtent à 2040.

10. En complément du document de la stratégie à long terme de l'Italie, RSE a mis en ligne plusieurs présentations détaillant les scénarios

6.4.2 Une baisse de la consommation énergétique finale, un rôle accru de l'électricité et le recours aux combustibles « verts »

Tous les scénarios d'atteinte de la neutralité carbone publiés en Europe reposent sur une forte baisse de la consommation énergétique finale, tous vecteurs confondus. Cette baisse est supérieure à 20 % pour tous les scénarios européens et nationaux identifiés. Elle résulte en grande partie de la diffusion des solutions électriques qui sont plus efficaces énergétiquement.

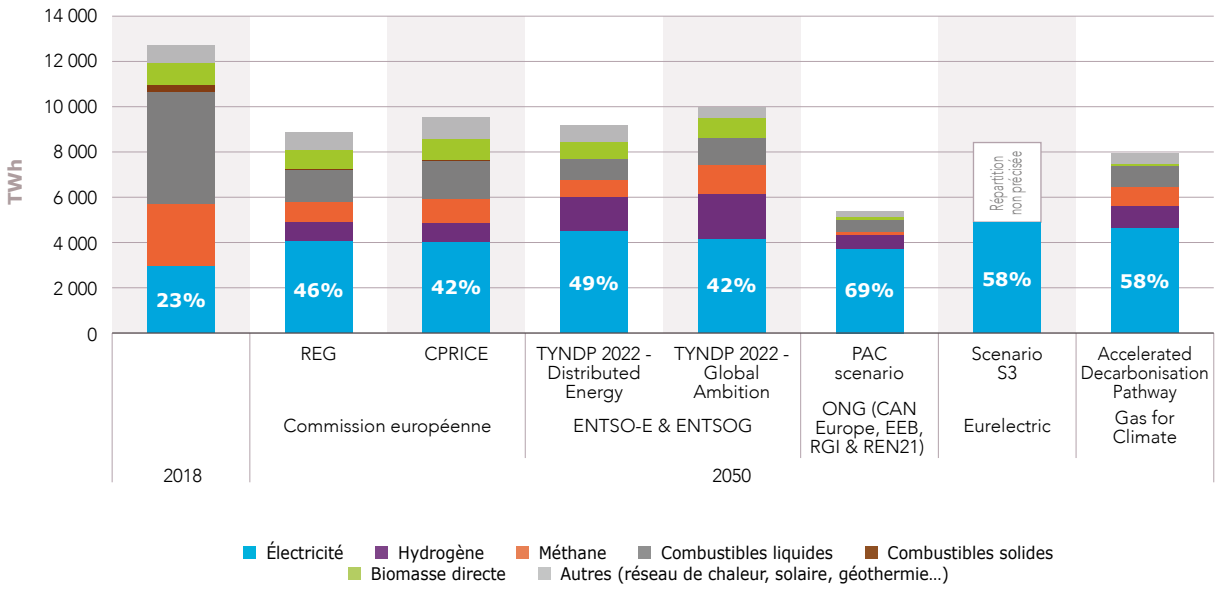
Dans le bâtiment, les pompes à chaleur ont une efficacité environ trois fois plus importante que les chaudières traditionnelles. Dans les transports, les moteurs électriques pour les voitures affichent un rendement deux à trois fois plus élevé que les moteurs thermiques. Dans l'industrie, l'électrification de certains procédés (notamment pour la production de chaleur basse température) permet là aussi une réduction de la consommation énergétique.

Tous les scénarios reposent également sur une forte électrification des usages. L'électricité représente actuellement de l'ordre de 25 % de la consommation finale d'énergie en Europe, avec des niveaux sensiblement différents entre les pays. Dans la plupart des scénarios européens ou de certains États, cette part se situe à l'horizon 2050 entre 40 % et 60 % et certains scénarios envisagent des taux pouvant aller jusqu'à 75 %.

Cette analyse montre que les taux d'électrification pris en compte dans les *Futurs énergétiques 2050* de RTE (d'un peu plus de 55 %) sont bien cohérents avec les valeurs considérées en Europe.

La transition vers l'électricité ainsi que les effets des actions d'efficacité énergétique sur les usages de combustibles conduisent à une très forte baisse

Figure 6.3 Demande finale d'énergie en Europe dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[11]



11. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège. La consommation de chaleur de l'environnement n'est pas comptabilisée dans les valeurs affichées.

globale de la demande en combustibles, tous vecteurs énergétiques confondus. La consommation de carburants liquides et, dans une moindre mesure, celle de méthane sont fortement réduites. Dans tous les scénarios européens et nationaux, la demande en carburants liquides (conventionnels et de synthèse) baisse d'au moins 60 % et celle de méthane (gaz naturel et biométhane) d'au moins 50 %.

En revanche, **la demande d'hydrogène pour usage direct (hors utilisation pour la boucle *power-to-hydrogen-to-power* en soutien du système électrique) augmente dans tous les scénarios.** L'hydrogène constitue en effet un vecteur privilégié pour la transition énergétique pour les usages difficiles à électrifier (procédés industriels, mobilité lourde). L'hydrogène présente l'intérêt de pouvoir être produit à partir d'électricité (décarbonée) avec des pertes de conversion plus faibles que pour la production d'autres combustibles de synthèse, qui nécessitent une étape de transformation supplémentaire.

Néanmoins **l'évolution de la consommation d'hydrogène est très contrastée selon les scénarios européens et nationaux, traduisant les fortes incertitudes actuelles sur la part des usages finaux qui ne pourront pas être électrifiés.** La place que pourra prendre ce vecteur dans les usages non électrifiés, du fait de ses caractéristiques (dangerosité, risque accru de fuite) et des besoins d'infrastructure spécifique qu'il génère, est donc en débat. Celui-ci fait écho aux problématiques qui sont développées, pour la France, dans le chapitre 9.

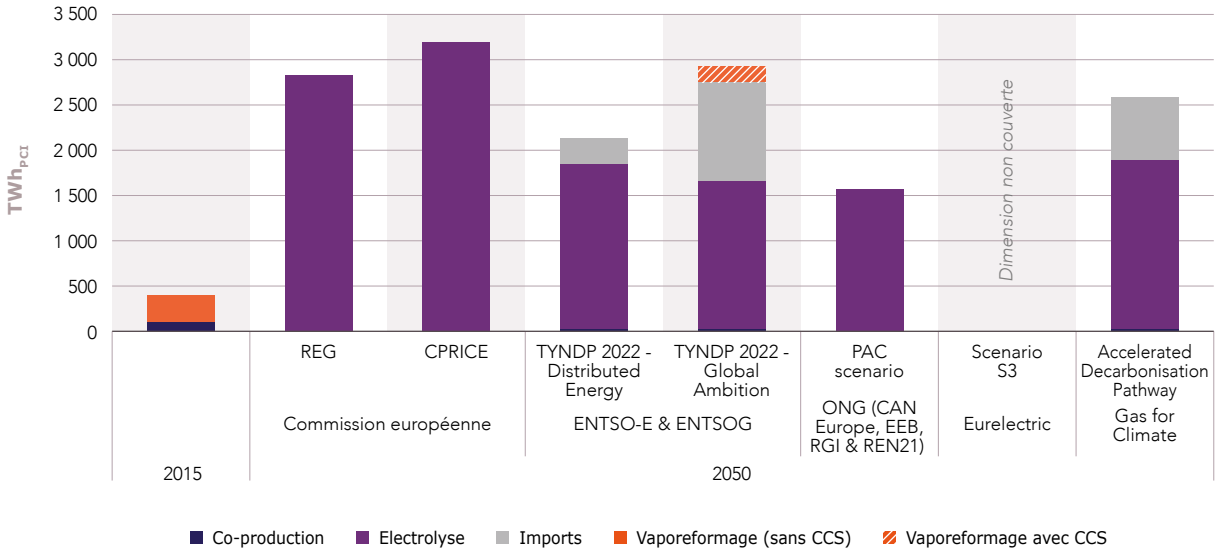
Certains scénarios limitent le développement de la consommation d'hydrogène au secteur de l'industrie, tandis que d'autres envisagent un rôle important dans la mobilité, y compris légère, mais aussi dans le secteur des bâtiments, pour le chauffage (par exemple dans les scénarios « System transformation » et « Leading the way » de National Grid).

6.4.3 L'approvisionnement en combustibles verts : des scénarios très contrastés sur le rôle de l'électrolyse

Dans tous les scénarios de neutralité carbone, les combustibles fossiles disparaissent complètement ou quasiment de l'approvisionnement énergétique de l'Europe et sont remplacés par des combustibles « verts » (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse, bois, carburants liquides). Plusieurs options sont possibles pour couvrir les besoins en combustibles verts : utilisation de biomasse/biogaz local, électrolyse en Europe ou imports en provenance d'autres régions du monde.

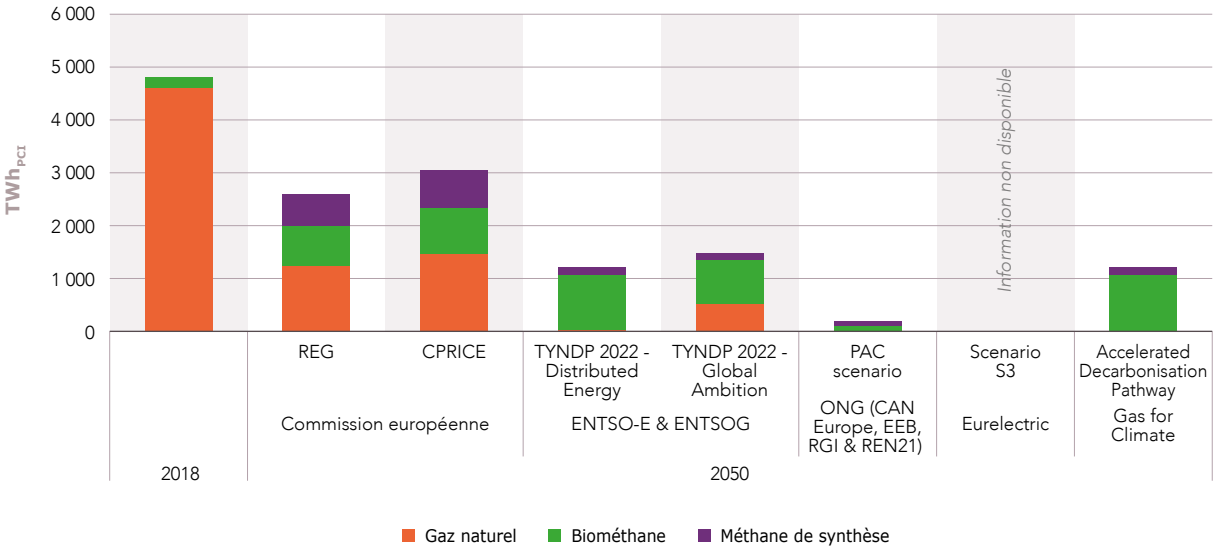
Compte tenu du caractère limité du gisement de biomasse en Europe, tous les scénarios envisagent un recours à l'électrolyse pour produire de l'hydrogène à usage final ou en amont d'autres transformations[12] (méthanation notamment) ou aux imports de gaz « verts ». L'électrolyse représente une part significative de l'approvisionnement en gaz verts dans tous les scénarios, tant au niveau européen que national. Cette part est très différenciée entre les scénarios et les pays, mais représente plus de 50 % des besoins dans la plupart des scénarios. Les imports de gaz « verts » sous forme de gaz de synthèse (hydrogène ou méthane) produits en dehors de l'Europe à partir d'électrolyse, de vaporeformage de biométhane ou de vaporeformage de gaz naturel avec captage et stockage de CO_2 (CCS) servent au bouclage énergétique dans plusieurs scénarios.

Figure 6.4 Approvisionnement en hydrogène de l'Europe pour la demande finale (énergétique ou non), la production d'énergies de synthèse et la production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[13] (y.c. demande non énergétique)



12. Transformations pour produire d'autres combustibles à partir de l'hydrogène
13. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

Figure 6.5 Approvisionnement en méthane de l'Europe pour la demande énergétique finale et la production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[14]



14. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

6.4.4 Une consommation d'électricité en forte hausse, plus thermosensible mais aussi plus flexible

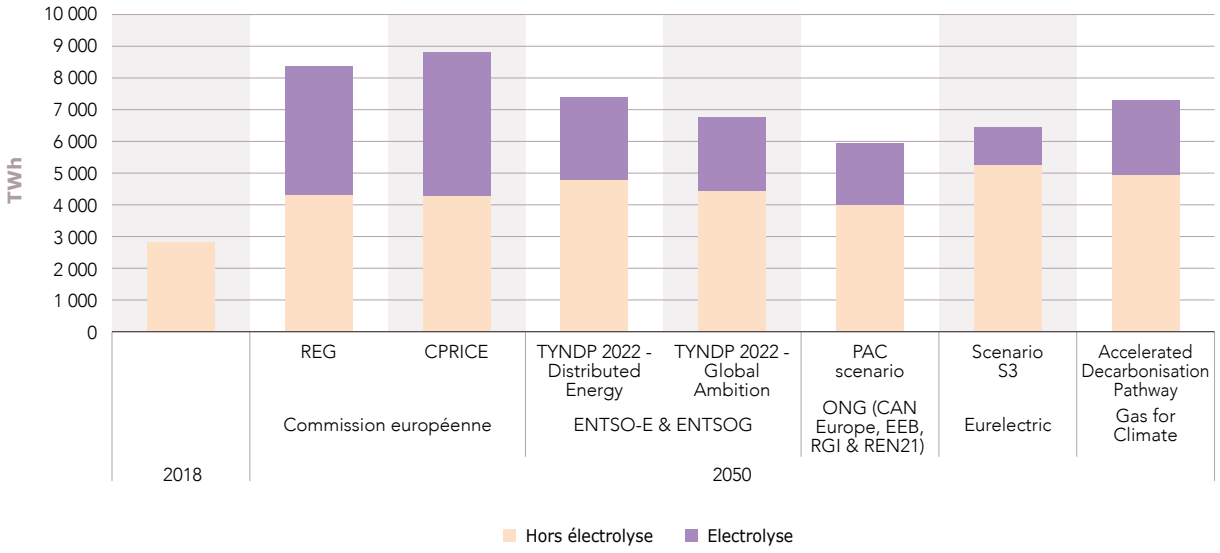
6.4.4.1 Une forte hausse de la consommation d'électricité partout en Europe, sous l'effet de l'électrification et du développement du *power-to-gas*

Tous les scénarios aux niveaux européen et national envisagent une forte hausse de la consommation d'électricité. Cette hausse résulte essentiellement de l'électrification des usages, du développement de l'électrolyse et de la croissance économique. Le développement de l'efficacité énergétique (sur les usages électrifiés) contribue à atténuer la hausse de la consommation d'électricité.

Plus précisément, l'électrification directe des usages, là où c'est possible, apparaît comme l'option privilégiée de tous les scénarios. L'électrification est considérée comme indispensable dans la mobilité, l'industrie et le bâtiment (via les pompes à chaleur essentiellement). Dans de nombreux scénarios aux niveaux européen ou national, le taux d'électrification double en 2050 par rapport à aujourd'hui. Les effets sont plus marqués sur les pays dont les usages sont relativement peu électrifiés actuellement.

En conséquence, l'approvisionnement en hydrogène, méthane ou carburants liquides de synthèse engendre une consommation d'électricité élevée mais dont l'ampleur est contrastée. À l'horizon 2050, la consommation d'électrolyse pourra représenter une part importante de la consommation d'électricité. La plupart des scénarios européens prévoient un recours à l'électrolyse beaucoup plus soutenu qu'en France (où l'utilisation ne représente que 8 % de la consommation intérieure d'électricité dans la SNBC et dans le scénario de référence des *Futurs énergétiques 2050*). Dans les scénarios les plus hauts en matière d'hydrogène (ceux

Figure 6.6 Consommation totale d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[15]



15. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

de la Commission européenne), la consommation électrique pour produire de l'hydrogène vert pourrait représenter jusqu'à 50 % de la consommation d'électricité totale en 2050.

L'ampleur de l'augmentation de la demande totale d'électricité anticipée par les différents scénarios varie selon les pays, sous l'effet de plusieurs facteurs : le niveau d'électrification actuel et celui envisagé à l'horizon 2050, l'ampleur du développement de l'électrolyse, la croissance démographique et économique, les ambitions sur l'efficacité énergétique et la sobriété.

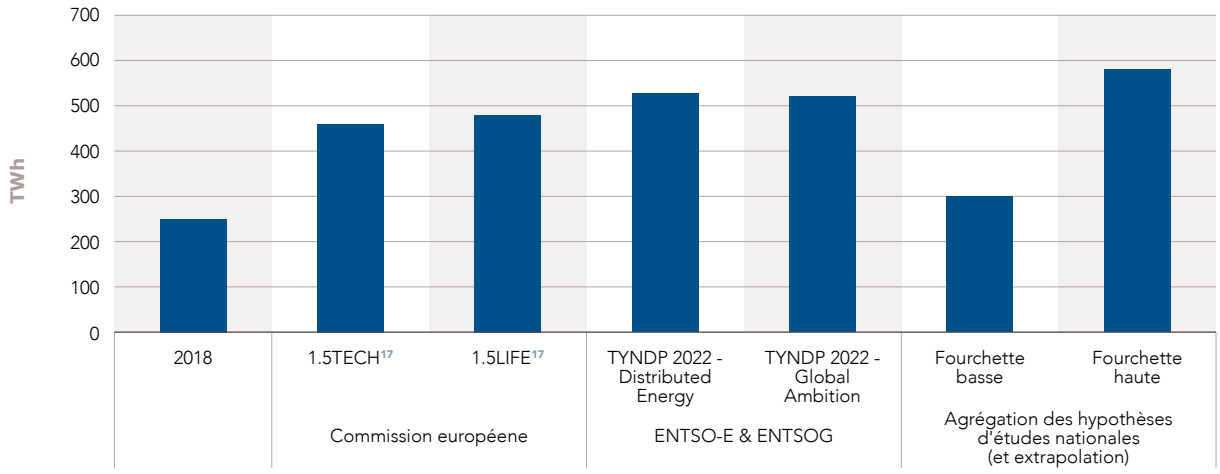
Néanmoins, dans un contexte de baisse de la consommation énergétique finale, l'ensemble des scénarios européens identifiés envisagent une augmentation de la demande finale d'électricité (hors électrolyse) d'au moins 20 %, voire beaucoup plus. Ce constat est aussi vrai pour les scénarios nationaux où la consommation électrique est systématiquement orientée à la hausse, mais avec des contrastes importants entre les scénarios et les pays. Cette hausse est d'autant plus marquée dans les pays où le niveau d'électrification actuel est relativement faible (Royaume-Uni notamment).

6.4.4.2 Une consommation d'électricité européenne à la fois plus thermosensible et plus flexible

La bascule des solutions de chauffage basées sur des combustibles (fioul et gaz) vers l'électricité contribuera à une augmentation de la thermosensibilité hivernale du système électrique européen, même si l'utilisation de solutions de chauffage performantes (pompes à chaleur) et les efforts de rénovation énergétique permettent de limiter cette hausse. La consommation du chauffage électrique en Europe, qui représente aujourd'hui 250 TWh/an, est appelée à doubler dans la plupart des scénarios européens (parmi ceux qui détaillent cette information). Les scénarios dans les études nationales confirment cette tendance et l'ordre de grandeur de l'augmentation de la consommation. Cette électrification du chauffage en Europe ainsi que le développement de la climatisation en France et dans les autres pays rapprocheront le profil de consommation saisonnier des autres pays européens de celui de la France, dont la large proportion de chauffage électrique représente aujourd'hui une exception.

Le développement des usages de l'électricité pour lesquels le service apporté peut être différé ou stocké (recharge de véhicules électrique, production d'hydrogène par électrolyse, production d'eau chaude sanitaire) augmentera considérablement la part flexible de la consommation d'électricité en Europe, à l'instar des projections sur la flexibilité de la demande en France *(voir chapitre 7)*. Toutes les études recensées dans ce chapitre ne présentent pas dans le détail la représentation au pas horaire du fonctionnement du système électrique ou, quand elles le font, ne restituent pas nécessairement avec beaucoup de précisions les hypothèses associées. Néanmoins, les études qui abordent cette question intègrent toutes l'hypothèse d'une flexibilité importante sur la recharge des véhicules électriques et sur l'électrolyse.

Figure 6.7 Consommation totale d'électricité pour le chauffage dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[16]



16. Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.
17. Scénarios publiés par la Commission européenne en 2018

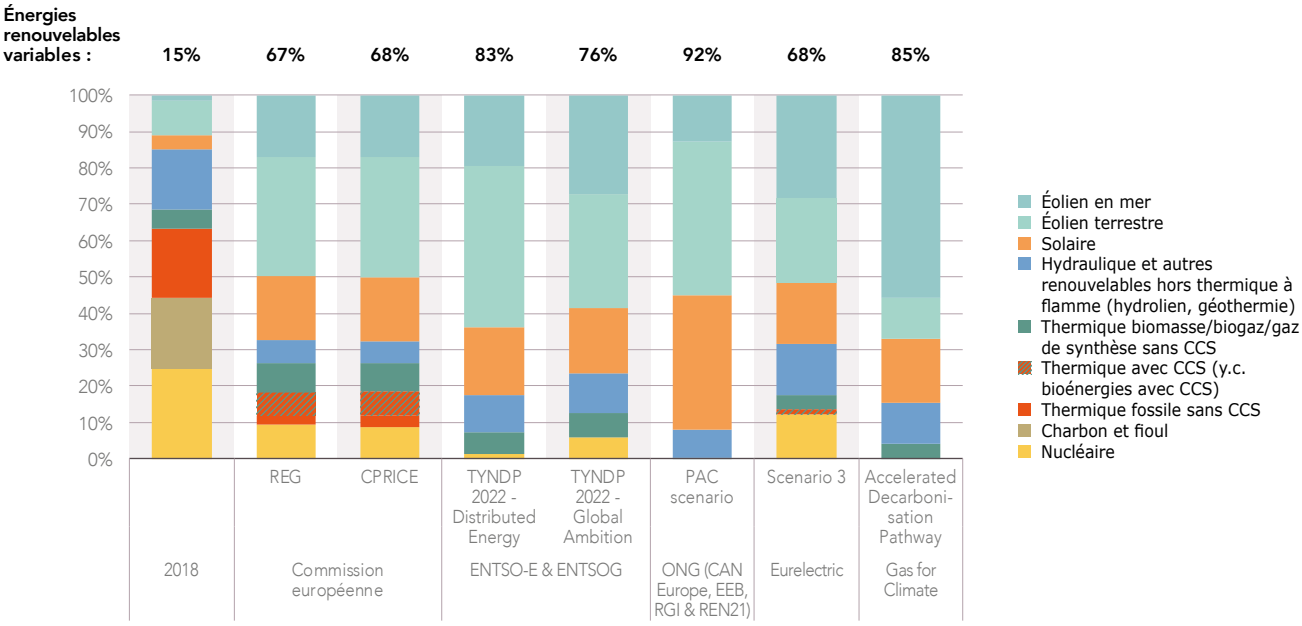
6.4.5 La production d'électricité en Europe sera décarbonée en 2050 et reposera essentiellement sur les énergies renouvelables variables.

6.4.5.1 Les énergies renouvelables variables représenteront au moins 70 % de la production d'électricité européenne en 2050

Dans tous les scénarios d'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle européenne, la place des énergies renouvelables, notamment l'éolien et le photovoltaïque, évolue fortement pour représenter au moins 70 % de la production totale d'électricité en Europe, au détriment notamment de la production thermique fossile et, dans une moindre mesure, de la production nucléaire. Cette tendance au niveau européen se vérifie dans les stratégies nationales et les scénarios de référence de tous les pays européens, mais dans des proportions différenciées.

Si tous les scénarios et stratégies au niveau européen et nationaux reposent sur un fort développement des productions d'origine renouvelable, la part respective de l'éolien et du photovoltaïque est différenciée selon les scénarios. L'ensemble des scénarios misent sur un rôle prépondérant de l'éolien par rapport au solaire dans la production.

Figure 6.8 Composition du mix de production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050
Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège[18]



18. Sources :
- Valeur 2018 : ENTSO-E (Statistical Factsheet)
- Scénarios 2050 : Publications listées dans le tableau 6.1 et calculs RTE pour homogénéiser les périmètres des filières affichées. Concernant le captage et le stockage du carbone (CCS), seul le CCS lors de la production d'électricité est affiché et pas l'éventuel CCS utilisé en amont (par exemple pour la production d'hydrogène par vaporeformage de méthane)

Les études ayant des périmètres géographiques différents, les valeurs affichées des différentes études ont été extrapolées au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège.

6.4.5.2 La production nucléaire en Europe est amenée à se réduire de façon sensible

Fin 2019, le parc de réacteurs nucléaires en Europe (EU27, Royaume-Uni et Suisse) comptait 130 unités en service pour une puissance totale installée de l'ordre de 122 GW, produisant près de 800 TWh (785 TWh en 2019), soit de l'ordre de 25 % de la production d'électricité en Europe.

À l'horizon 2050, la plupart des réacteurs existants auront été fermés, soit car arrivant en fin de vie, soit par décision politique. Plusieurs États européens ont en effet décidé de sortir du nucléaire dans les prochaines années : l'Allemagne en 2022, la Belgique en 2025 et l'Espagne en 2035. D'autres États (Royaume-Uni, Pologne, République tchèque, Slovaquie, etc.) ont annoncé vouloir construire de nouveaux réacteurs pour compenser la fermeture à venir de leurs centrales nucléaires qui arriveront en fin de vie dans les prochaines décennies ou pour permettre la fermeture de centrales au charbon. Enfin, certains pays comme la France ou les Pays-Bas n'ont pas encore pris de décision concernant l'éventuelle construction de nouveaux réacteurs.

Cependant, dans tous les scénarios européens, la capacité nucléaire installée en 2050 est plus faible (ou au plus du même niveau) que la capacité actuelle.

6.4.5.3 La production thermique décarbonée à partir de gaz « vert » servira à assurer une petite partie du « bouclage énergétique »

Bien que les sources renouvelables et nucléaires représentent l'essentiel de la production d'électricité à l'horizon 2050, les scénarios prévoient dans certains pays des productions complémentaires bas-carbone : production à partir de biométhane, biomasse, gaz fossile parfois en combinaison avec de la captation de CO_2. Les options technologiques considérées dans les différents pays et pour les différents scénarios sont contrastées.

Les capacités installées et les volumes de production diffèrent selon les scénarios. Au niveau européen, ces sources de production thermique ne représentent qu'une part relativement faible de l'énergie produite en Europe (moins de 15 % dans tous les scénarios) mais certains pays envisagent d'y recourir de façon significative. C'est le cas de l'Allemagne qui envisage une production importante d'électricité à partir de combustibles « verts » importés *(a priori* hydrogène).

6.4.5.4 Un développement massif de capacités pilotables en Europe est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement

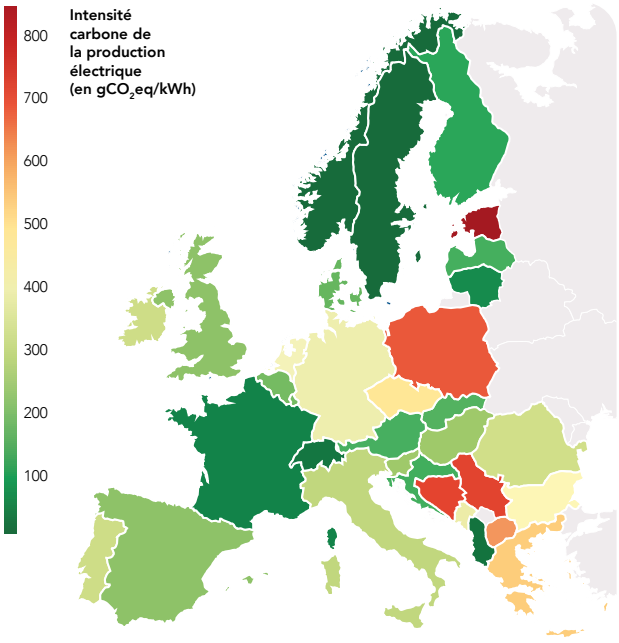
Le développement massif de la production renouvelable variable en Europe conduit à un besoin important de capacités pilotables pour gérer les situations de faible production renouvelable et de consommation importante. **Peu d'études au périmètre européen analysent et restituent de façon détaillée les besoins en puissances pour assurer la sécurité d'approvisionnement.**

C'est le cas du TYNDP dont l'analyse confirme l'intuition d'un besoin important de capacités pilotables en Europe à l'horizon 2050. Dans les scénarios « Distributed Energy » et « Global Ambition » du TYNDP 2022, ce sont de l'ordre de 200 GW à 300 GW de batteries et capacités thermiques pilotables qui sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en Europe. Ces ordres de grandeur sont cohérents avec les propres analyses menées par RTE dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*.

6.4.6 Les choix nationaux sur l'évolution des mix de production sont en grande partie dictés par la géographie, l'acceptabilité du nucléaire et la situation initiale du mix de production

Les mix de production des différents pays européens sont aujourd'hui très hétérogènes. Selon les pays, la part du nucléaire varie entre 0% (pour de nombreux pays) et 71% (France), celle des énergies renouvelables variables entre 3% (Slovaquie) et 50% (Danemark) et celle du charbon entre 0% (Norvège) et 76% (Pologne)[19]. Ces mix présentent des performances climatiques très différentes, qui conditionnent l'ampleur des efforts à fournir. Ils relèvent souvent de la présence de réserves d'énergies fossiles (charbon ou gaz) et de choix technologiques historiques différents, notamment concernant le nucléaire, susceptibles de conditionner les trajectoires futures. Tous ces mix électriques ont vocation à se décarboner à l'horizon 2050.

Figure 6.9 Contenu carbone de la production d'électricité dans les différents pays européens en 2019 (source IEA)



L'analyse des stratégies ou scénarios institutionnels nationaux des différents pays d'Europe à l'horizon 2050 confirme les tendances constatées sur les scénarios globaux européens. En particulier, **tous les pays ayant publié des éléments quantitatifs envisagent un très fort recours à la production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque).**

Néanmoins, passé ce constat commun, les stratégies qui se dessinent au niveau des États apparaissent sensiblement différenciées, avec plusieurs types d'options :

- **Un surdimensionnement du mix renouvelable** pour limiter les effets de l'intermittence sur le système électrique national **et l'export massif sous forme d'électricité ou d'hydrogène**
  Certains pays comme le Danemark, l'Irlande, le Royaume-Uni, la Norvège, voire l'Espagne, disposant de gisements d'énergie renouvelable potentiellement «abondants» semblent miser sur des mix de production d'électricité surdimensionnés par rapport à leur consommation électrique. Ce surdimensionnement permet de limiter l'effet de l'intermittence sur leur système électrique et les excédents sont exportés. Ce type de stratégie conduit à «exporter» la variabilité de la production aux pays voisins et nécessite un fort niveau d'interconnexion ou à utiliser les excédents pour produire de grandes quantités d'hydrogène (et potentiellement les exporter).

- **Le maintien d'un socle important de production thermique, avec différentes options très clivantes politiquement : gaz verts locaux ou importés, captage et stockage de carbone, nucléaire**
  Maintenir un socle de production thermique pilotable permet de gérer l'intermittence des énergies renouvelables ou de combler un déficit de gisement sur le photovoltaïque ou l'éolien

19. Valeurs 2018, source ENTSO-E Statistical Factsheet 2018

que vont rencontrer certains pays densément peuplés comme la Belgique, l'Allemagne et potentiellement les Pays-bas et l'Italie. Cette production thermique peut passer par plusieurs options :

- la production à partir de gaz verts issus de la production d'EnR ou de biomasse produite dans le pays,
- la production à partir de gaz verts issus d'imports, *a priori* extra-européens, qui conduisent à entretenir une dépendance énergétique vis-à-vis d'autres parties du monde,
- le recours au captage et au stockage de carbone lors de la production d'électricité à partir de combustibles fossiles,
- le recours à la production nucléaire.

Le choix concernant le nucléaire constitue un marqueur très clivant entre les États. De nombreux pays n'envisagent pas d'y recourir. C'est le cas de la quasi-totalité de ceux ne disposant pas de production nucléaire actuellement (à l'exception notable de la Pologne) et de plusieurs États ayant décidé de sortir du nucléaire (Allemagne, Belgique, Espagne, Suisse) à la suite de la catastrophe de Fukushima.

Ces différentes options sur la production pilotable sont très clivantes et structurent de nombreux débats en Europe (par exemple sur la taxonomie « verte »).

- **Un recours à des imports d'électricité,** en comptant sur un dimensionnement suffisant du mix européen.
  Les pays caractérisés par une forte densité de population (ex. Belgique et Allemagne et possiblement les Pays-bas et Italie), qui limite le gisement d'énergie renouvelable disponible par habitant, envisagent de s'appuyer sur les imports d'électricité (potentiellement en complément d'imports de gaz « vert ») pour boucler leur système électrique. Dans la plupart des scénarios énergétiques sur l'Allemagne, la Belgique, l'Italie et les Pays-Bas, ces pays sont structurellement importateurs d'électricité.

Pour des raisons diverses, les États européens et les scénarios mettent en avant un développement important des interconnexions entre les pays, pour profiter du foisonnement des énergie renouvelables en Europe mais aussi pour accompagner des stratégies « exportatrices » ou des situations structurellement « importatrices ».

Au final, même si de nombreux pays envisagent un parc de production électrique reposant uniquement sur des sources renouvelables (i.e. sans nucléaire et sans CCS), ceci recouvre des situations contrastées avec des implications différentes sur le fonctionnement du système électrique.

Les filières renouvelables privilégiées par les États sont fortement conditionnées par la géographie. Tous les États envisagent de développer à la fois la production solaire et la production éolienne mais la part respective des filières sera liée aux conditions géographiques. Les pays du Sud envisagent un recours massif à la production photovoltaïque (et même ponctuellement au solaire à concentration), profitant ainsi de facteurs de charge importants. C'est le cas notamment de l'Italie et de l'Espagne avec des cibles de plus de 55 % à de la production totale dans les scénarios des stratégies gouvernementales. *A contrario*, les pays du Nord, notamment s'ils disposent d'une façade maritime, s'appuieront plus fortement sur l'éolien. C'est en particulier le cas du Royaume-Uni, du Danemark, de l'Irlande.

Ces différences de mix de production entre les pays du nord et du sud de l'Europe auront des conséquences importantes sur les échanges d'électricité en Europe, avec des variations de flux jour/nuit plus marquées, et sur les flux sur le réseau de transport français qui se situe à l'interface entre ces pays *(voir chapitre 10).*

6.5 L'étude *Futurs énergétiques 2050* s'appuie sur des scénarios de contexte européen contrastés pour évaluer la robustesse du fonctionnement du système électrique français aux évolutions des systèmes électriques des pays voisins

La transformation des systèmes électriques des différents pays européens va conditionner la nature des échanges d'électricité en Europe et leur contribution à la sécurité d'approvisionnement dans chaque zone. Il ne suffit pas en effet de disposer de capacités d'interconnexions : la disponibilité de moyens de production ou, au contraire, la simultanéité de périodes de tension sur l'équilibre offre-demande dans différents pays doivent faire l'objet d'une analyse précise.

La scénarisation des contextes européens est donc essentielle pour accompagner l'élaboration et l'analyse des scénarios français. Elle doit répondre à plusieurs exigences : en premier lieu assurer la cohérence avec les tendances et les éléments quantifiés des stratégies des États, mais également permettre de construire des configurations contrastées pour refléter les incertitudes sur les évolutions des systèmes énergétiques en Europe et leurs effets sur le fonctionnement du système électrique français.

6.5.1 Une représentation détaillée pour apprécier précisément le fonctionnement du système électrique européen

Les stratégies de long terme des États et les différents scénarios européens et nationaux publics disponibles fournissent des informations sur les mix énergétiques envisagés, mais celles-ci doivent être complétées par des hypothèses plus détaillées.

En effet, l'analyse du fonctionnement et du coût du mix électrique français dans un contexte de capacités d'interconnexion de plusieurs dizaines de gigawatts doit s'appuyer sur une représentation approfondie des systèmes électriques des pays européens. De la même façon que pour la France, les capacités installées pour les différents moyens de production et leurs profils de disponibilité, les leviers de flexibilité disponibles (batteries, *power-to-gas-to-power,* flexibilités de consommation, etc.) et leurs caractéristiques d'activation ou encore les profils horaires de consommation et la dépendance à la température doivent être détaillés. Or la plupart des stratégies nationales et des autres scénarios considérés définissent de grands équilibres énergétiques à l'horizon 2050. Concernant le secteur électrique, leur restitution consiste essentiellement en des bilans énergétiques annuels, sans que les détails sur le fonctionnement du système électrique « en puissance », heure par heure, ou sur les besoins de flexibilités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement ne soient fournis.

Seuls les scénarios européens élaborés par ENTSO-E dans le cadre du TYNDP disposent d'hypothèses détaillées élaborées par les gestionnaires de réseau de transport qui permettent de simuler au pas horaire le fonctionnement du système électrique européen. Cependant, leur utilisation soulève plusieurs difficultés. D'une part, l'élaboration des *Futurs énergétiques 2050* s'est effectuée de façon concomitante avec celle des scénarios du TYNDP 2022, dont une version préliminaire n'a été rendue publique que début octobre 2021. D'autre part, **certaines hypothèses ou résultats concernant certains pays peuvent s'écarter très fortement des stratégies nationales des États (parfois publiées postérieurement au lancement des travaux du TYNDP 2022).**

Pour les *Futurs énergétiques 2050*, la construction des scénarios européens a reposé sur un croisement entre :

- les données du TYNDP 2020 et celles du TYNDP 2022 qui étaient accessibles, en particulier pour la définition du contexte général du scénario ;

- les éléments disponibles concernant les stratégies de long terme des États voisins et les scénarios de référence nationaux émanant d'agences publiques ou des gestionnaires de réseau de transport, pour tenir compte des spécificités de chaque pays.

Plusieurs scénarios européens possibles ont été considérés dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* pour prendre en compte les incertitudes concernant les choix de transition énergétique dans les différents pays européens. Ces contextes contrastés permettent de tester la robustesse des conclusions de la présente étude aux choix énergétiques dans les pays voisins. Ils se basent sur les différents scénarios et stratégies publiques et se différencient par le rôle des différents vecteurs énergétiques, la répartition des approvisionnements énergétiques (et en particulier pour l'électricité, la part relative des différentes filières bas-carbone), la flexibilité permise par les couplages sectoriels (notamment le *power-to-gas)*, l'évolution du niveau de sécurité d'approvisionnement, etc.

La définition de chaque scénario européen considéré repose sur plusieurs étapes, qui permettent d'assurer la cohérence de l'ensemble des hypothèses :

- **La définition d'un contexte général sur l'évolution du mix énergétique européen à horizon 2050**
  Ce contexte général au niveau européen est ensuite décliné de façon différenciée dans chacun des pays, en tenant compte des spécificités qui leur sont propres et en se basant sur les scénarios publics cohérents avec ce cadrage général pour définir les hypothèses concernant la consommation et la production d'électricité.

- **La définition des capacités de production des différentes filières, pour couvrir la demande en énergie de chaque pays**
  Sur la base d'hypothèses sur le mix énergétique et notamment la place respective de chaque filière renouvelable dans chaque pays, les capacités installées sont définies de façon à couvrir la consommation en énergie annuelle. Cette étape permet d'assurer un « bouclage en énergie ».

- **L'évaluation des capacités flexibles nécessaires à la sécurité d'approvisionnement**
  Sur la base des capacités de production définies précédemment, de courbes de consommations au pas horaire et des hypothèses sur les flexibilités sur la demande dans les autres pays européens[20], une simulation du fonctionnement du système électrique européen[21] permet d'évaluer les besoins de flexibilité et d'identifier les capacités flexibles à installer (batteries, capacités thermiques fonctionnant à l'hydrogène, interconnexions) pour assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement analogue au critère actuel dans les différents pays[22].
  Cette étape est réalisée par une optimisation économique des capacités de flexibilité à installer dans les autres pays européens : batteries, capacités de production thermique (boucle *power-to-gas-to-power)*[23] et capacités d'interconnexion des pays voisins entre eux[24]. Cette étape permet aussi d'évaluer les pertes d'énergie dans différentes transformations de l'électricité (STEP, batteries, *power-to-gas-to-power)* et dans les écrêtements de production renouvelable, et permet ainsi un ajustement de l'étape précédente de « bouclage en énergie » pour tenir compte de ces quantités d'énergie qui sont perdues dans les transformations.

20. Le taux de flexibilité de la consommation dans les autres pays européens, ainsi que les caractéristiques détaillées des effacements, ont été considérées comme analogues à l'hypothèse de référence faite en France (hypothèse « Flexibilité basse »)
21. Pour la France, il est fait l'hypothèse que le système électrique correspond à celui du scénario M23.
22. Le niveau cible correspond à une probabilité de délestage des consommateurs analogue à celle considérée en France. Compte tenu des mix de production électrique, ce risque correspond à une durée moyenne d'inadéquation entre l'offre et la demande de l'ordre de une à deux heures par an.
23. Les moyens thermiques supplémentaires nécessaires au fonctionnement du système électrique sont supposés fonctionner avec de l'hydrogène.
24. À l'instar de ce qui est retenu pour la France, les flexibilités de consommation sont considérées comme une hypothèse et non comme un résultat. Pour chaque usage flexible, le taux de pilotage et les caractéristiques associées (contraintes d'utilisation, coûts d'activation, etc.) correspondent à la configuration « flexibilité basse » retenue comme référence pour la France.

6.5.2 Les scénarios considérés pour refléter le champ des incertitudes sur les évolutions des systèmes énergétiques en Europe

Différentes configurations contrastées d'évolution du système énergétique européen sont considérées :

- **Une configuration de référence (configuration A), reposant sur des hypothèses «centrales» sur la plupart des principaux déterminants, reflétant les stratégies connues à date**

  Cette configuration de référence est établie sur la base des tendances moyennes qui ressortent des principaux scénarios publics et des stratégies nationales concernant le niveau d'électrification direct, la place de l'électrolyse et la part de la production d'électricité couverte par des énergies renouvelables. Elle correspond globalement au cadrage général du scénario «Distributed Energy» du TYNDP 2022[25] et prend comme principales hypothèses :

  - Un niveau d'électrification directe de l'ordre de 50 % au niveau européen.
  - Un niveau de développement de l'électrolyse en Europe important, pour une consommation électrique de l'ordre de 1 200 TWh (correspondant à 850 TWh_{PCI} d'hydrogène produit), soit 23 % de la consommation électrique totale, mais bien en deçà des scénarios de la Commission européenne (qui vont jusqu'à 3 600 TWh de consommation électrique pour l'électrolyse, soit de l'ordre de 50 % de la consommation totale d'électricité) ;
  - Un rôle important pour les renouvelables (notamment photovoltaïque et éolien) dans la production d'électricité. Hors France, la production européenne à partir de solaire, éolien et hydraulique représente 88 % de la production totale. Le reste de la production est essentiellement assuré par de la production thermique (à partir de gaz «vert» ou avec recours au CCS) et nucléaire.
  - Un développement de l'intégration européenne et des interconnexions entre les pays.
  - Un niveau de sécurité d'approvisionnement en Europe cohérent avec les niveaux cibles actuels[26]. En pratique la moyenne européenne de l'espérance de durée de défaillance s'établit autour de 1,5 h/an[27].

- **Une variante où la neutralité carbone est atteinte avec moins d'électrification des usages, un recours plus limité à l'électrolyse, qui se traduit donc par une part plus importante du gaz dans les usages finaux et des imports de gaz décarboné plus élevés (configuration B)**

  Cette variante repose sur le cadrage général du scénario «Global Ambition» du TYNDP, avec notamment, un niveau d'électrification directe et un développement de l'électrolyse plus limités.

  De façon analogue à la configuration de référence, une déclinaison au périmètre de chaque pays est effectuée en se référant à un scénario de référence national cohérent, dès lors qu'un tel scénario de référence existe et, sinon, en se basant sur une répartition nationale issue du scénario «Global Ambition» du TYNDP.

  Dans cette configuration, le développement plus limité de l'électrolyse réduit le niveau de flexibilité de la consommation en Europe, en particulier la flexibilité saisonnière, ce qui est susceptible de limiter la contribution des pays voisins aux besoins de flexibilité de la France.

- **Une configuration de sécurité d'approvisionnement dégradée en Europe (configuration C)**

  Cette configuration constitue une variante de la configuration de référence (même mix énergétique) mais en supposant un niveau de sécurité d'approvisionnement dégradé, sous l'effet d'un développement plus limité des leviers de flexibilité nécessaires à un maintien d'un niveau de sécurité d'approvisionnement satisfaisant. L'espérance de durée de défaillance dans les différents pays européens est de l'ordre de 4 h/an contre 1,5 h/an en moyenne en Europe[28] dans la configuration de référence.

25. Sur la base de la version projet des scénarios, publiés en octobre 2021.
26. À l'instar de l'analyse effectuée sur la France (partie 7.1.2), le niveau de sécurité d'approvisionnement visé a été défini pour assurer un même risque de délestage de consommateurs (i.e. un même volume d'énergie non distribuée) que le risque qui résulterait aujourd'hui d'une sécurité d'approvisionnement au niveau des critères publics des États.
27. L'espérance de durée de défaillance moyenne européenne est calculée en pondérant l'espérance de durée de défaillance des pays européens par leur consommation d'électricité annuelle.
28. Ces chiffres correspondent à la moyenne pondérée (par la consommation électrique) sur les pays européens des espérances de durée de défaillance nationales.

Figure 6.10 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Europe dans les configurations testées et comparaison avec différents scénarios externes – Périmètre EU27+Royaume-Uni, Suisse et Norvège incluant la France (avec hypothèse du scénario N2 pour la France)



6.5.3 Les scénarios sur le mix énergétique français sont comparés avec le même contexte européen

Les choix sur le système électrique français sont susceptibles d'avoir des effets sur les systèmes électriques des pays voisins et notamment les besoins en capacités flexibles nécessaires à leur sécurité d'approvisionnement.

Une approche possible pour comparer les scénarios France consisterait à représenter des évolutions des capacités installées dans les autres pays européens de façon différenciée selon les scénarios de mix de production et de consommation en France. Une telle approche rend néanmoins difficile la comparaison entre les scénarios, chacun ne s'appuyant pas sur le même système européen. Pour éviter cet écueil, l'approche retenue consiste à considérer le même système électrique européen pour comparer les scénarios de mix électrique français.

6.6 Zooms sur les principaux pays limitrophes

6.6.1 Allemagne

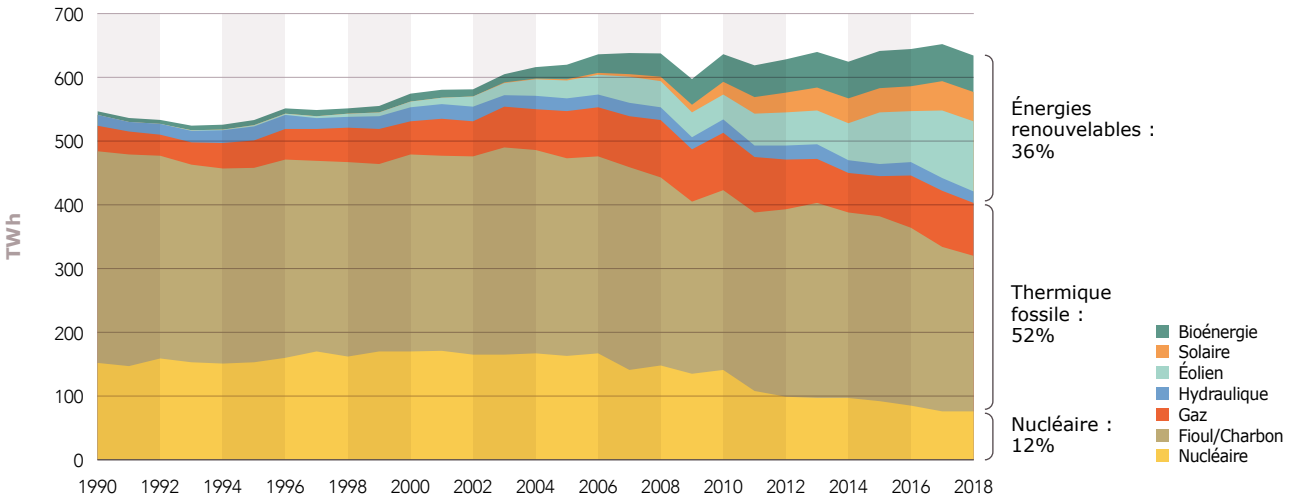
Le tournant énergétique allemand («Energiewende»), engagé en 1998, a eu comme principaux effets visibles un développement massif de l'éolien et du photovoltaïque et la réduction progressive de la production nucléaire (les derniers réacteurs devant fermer en 2022).

Malgré le fort développement des énergies renouvelables, qui représentaient 40 % de la production d'électricité en 2019, le secteur de la production d'électricité reste un contributeur important aux émissions de gaz à effet de serre du pays. L'Allemagne a néanmoins fermé 16 GW de capacité au charbon et lignite depuis 2015. La fermeture d'une partie des capacités nucléaires depuis la catastrophe de Fukushima en 2011 n'a pas permis de réduire plus significativement la part de la production au charbon et au lignite dans le mix de production d'électricité (en 2019, lignite et charbon représentent 30 % de la production). **La production d'électricité a émis 222 $MtCO_2$[29] en 2019, en baisse de 30 % par rapport à 2010.**

Les transferts d'usage vers l'électricité sont restés jusqu'ici très limités, notamment dans le secteur des bâtiments. La part de l'électricité dans la demande finale est relativement faible (21 %) comparativement à l'ensemble de l'Europe (24 %) et n'a quasiment pas augmenté sur ces dix dernières années La fiscalité (faibles taxes sur les produits pétroliers et tarifs élevés de l'électricité) en constitue l'une des raisons.

L'objectif de baisse de 40 % des émissions de gaz à effet de serre en 2020 par rapport au niveau de

Figure 6.11 Évolution de la production d'électricité en Allemagne depuis 1990[30]



29. Source : ministère de l'Environnement allemand - https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energieversorgung/strom-waermeversorgung-in-zahlen#Strommix
30. Les valeurs sont affichées en production brute (en intégrant l'autoproduction)

1990 a été atteint d'un point de vue comptable, mais ce résultat est en grande partie lié à des facteurs conjoncturels (hiver doux en 2019 et 2020 et effet de la crise sanitaire sur l'activité économique et la consommation d'énergie en 2020) : en 2018, les émissions de l'Allemagne représentaient 889 $MtCO_2$, en baisse de seulement 31 % par rapport au niveau de 1990.

6.6.1.1 À l'horizon 2030, un objectif de baisse de 65 % des émissions de gaz à effet de serre, avec la poursuite du développement des énergies renouvelables dans la production mais une sortie « lente » du charbon et la construction de nouvelles centrales au gaz

Suite à l'accord de Paris, l'Allemagne a engagé une révision à la hausse de ses objectifs climatiques. En mai 2021, suite à un arrêt de la Cour constitutionnelle allemande jugeant les objectifs alors en vigueur injustement répartis entre les générations actuelles et futures, le gouvernement a revu ses ambitions et a porté l'objectif de réduction des gaz à effet de serre à l'horizon 2030 à 65 % (par rapport au niveau de 1990) et l'atteinte de la neutralité carbone en 2045, faisant de l'Allemagne le pays européen le plus ambitieux aujourd'hui en matière d'objectif (horizon d'atteinte de la neutralité carbone).

Le plan national énergie-climat de l'Allemagne prévoit une accélération du rythme d'électrification de l'économie pour d'atteindre 24 % de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2030. L'Allemagne a aussi défini des ambitions sur le développement de l'hydrogène dans les usages finaux (notamment dans les secteurs de la sidérurgie, du raffinage, de la chimie et de la mobilité lourde) et prévoit un développement de la production par électrolyse, avec une capacité projetée de 5 GW (selon le plan hydrogène du gouvernement).

La demande d'électricité de l'Allemagne devrait ainsi croître à l'horizon 2030 et atteindre de l'ordre de 600 TWh, contre ~540 TWh actuellement[31].

Après la sortie du nucléaire, qui sera effective en 2022, l'Allemagne a prévu de fermer toutes ses centrales au charbon et lignite d'ici 2038 (cet horizon pourrait être fixé à 2030 par le prochain gouvernement allemand). Les énergies renouvelables doivent permettre à long terme de compenser ces arrêts. Néanmoins, l'Allemagne prévoit de construire 9 GW de nouvelles centrales au gaz dans les années à venir pour compenser la baisse de la capacité pilotable.

6.6.1.2 À long terme, le mix énergétique allemand reposera sur les énergies renouvelables et des imports énergétiques sous forme d'électricité et de gaz vert

Le gouvernement allemand n'a pas défini de scénario de référence chiffré pour atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 (et même 2045). Cependant, les documents de stratégie énergie-climat (plan d'action climat et stratégie hydrogène) ainsi que les scénarios publiés par Dena en 2018, en amont des discussions sur l'évolution des objectifs énergie-climat, permettent d'identifier les éléments structurants de la stratégie énergétique allemande.

- **Sur la consommation d'énergie : une forte électrification de la consommation finale et un développement de l'utilisation de l'hydrogène**
  Comme l'ensemble des pays européens, l'Allemagne mise sur l'électrification des usages finaux (notamment le transport et les usages thermiques dans les bâtiments) pour réduire la consommation totale d'énergie et les émissions de gaz à effet de serre liées à

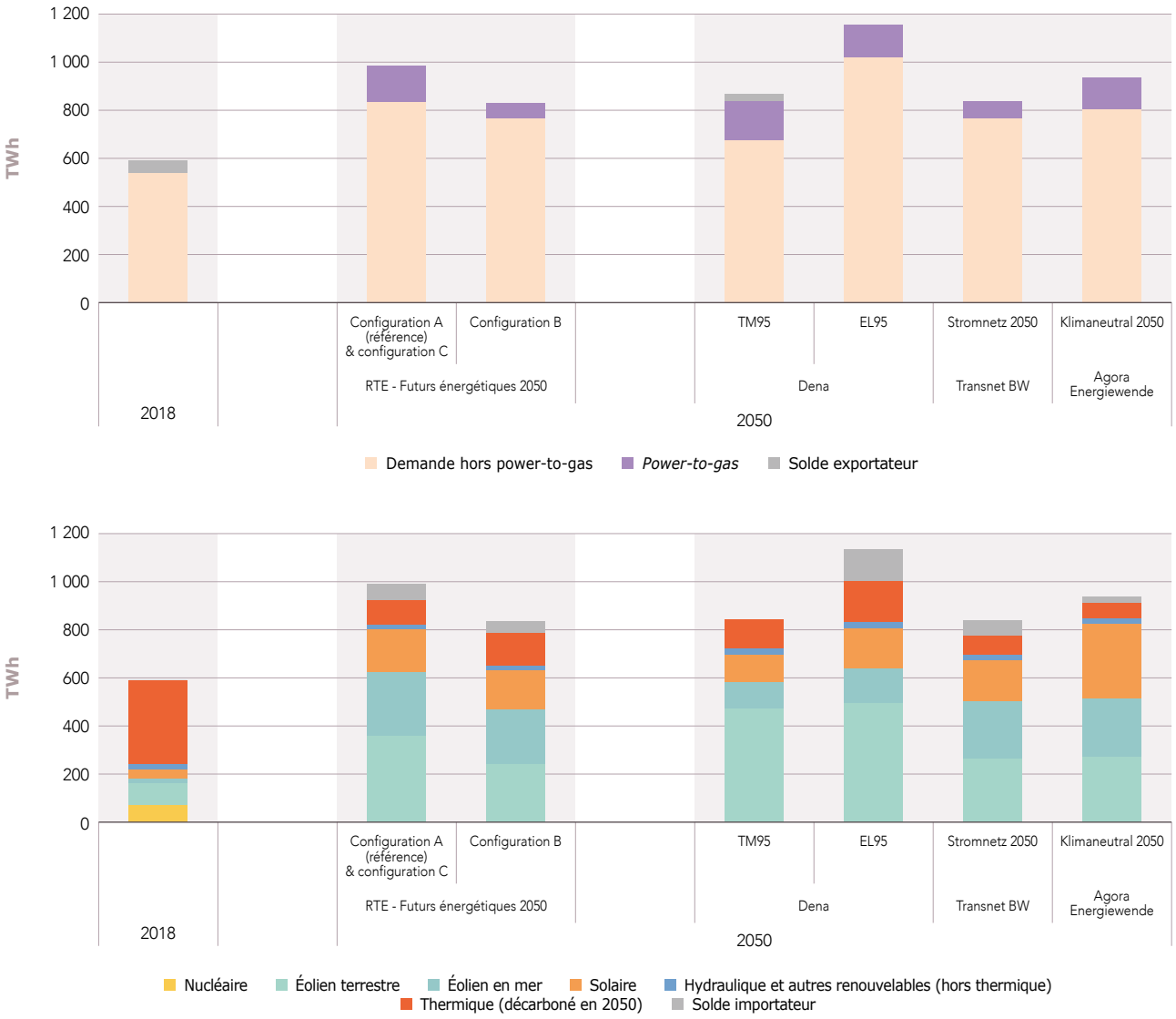
31. IEA data browser

l'utilisation de combustibles fossiles. Dans son plan hydrogène, le gouvernement prévoit aussi un développement important des usages de l'hydrogène à la place des combustibles fossiles, notamment dans l'industrie (~110 TWh dans le scénario cité en référence dans la stratégie hydrogène du gouvernement). Les scénarios de référence publics envisagent une consommation d'électricité finale en forte croissance mais avec des visions contrastées se situant entre ~670 TWh/an et ~1020 TWh/an à l'horizon 2050, contre ~540 TWh/an actuellement.

- **Une production d'électricité fondée sur les énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque) et l'utilisation de gaz**

À l'issue de la fermeture du nucléaire et de la sortie du charbon, la production d'électricité sera

Figure 6.12 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Allemagne dans les configurations considérées et comparaison avec différents scénarios publics compatibles avec la neutralité carbone



principalement fondée sur la production renouvelable (photovoltaïque, éolien et hydraulique) mais avec un rôle significatif de la production d'électricité à partir d'unités de cogénération au gaz. Cette production est aujourd'hui intégralement d'origine fossile : elle sera à terme *a priori* décarbonée (biométhane, méthane ou hydrogène de synthèse). Tous les scénarios prévoient un socle minimal de production à partir de gaz vert.

- **Des imports énergétiques pour couvrir la consommation du pays**

  L'atteinte d'une indépendance énergétique complète de l'Allemagne risque de se heurter aux limites sur les ressources nationales disponibles, tant sur le gisement de biomasse que sur le gisement accessible de photovoltaïque et d'éolien sans contrainte d'acceptabilité. L'Allemagne envisage ainsi de recourir à des imports énergétiques pour couvrir sa consommation intérieure. L'ensemble des scénarios publics reposent sur des imports nets d'électricité et de gaz (méthane et/ou hydrogène).

- **Un recours possible à la capture de CO_2 dans l'industrie**

  Le plan d'action climat évoque le possible recours à la capture de CO_2, pour utilisation ou séquestration. Les différents scénarios publics de référence considèrent que le recours à cette solution pour limiter les émissions du secteur industriel est nécessaire pour atteindre la neutralité carbone.

6.6.2 Royaume-Uni

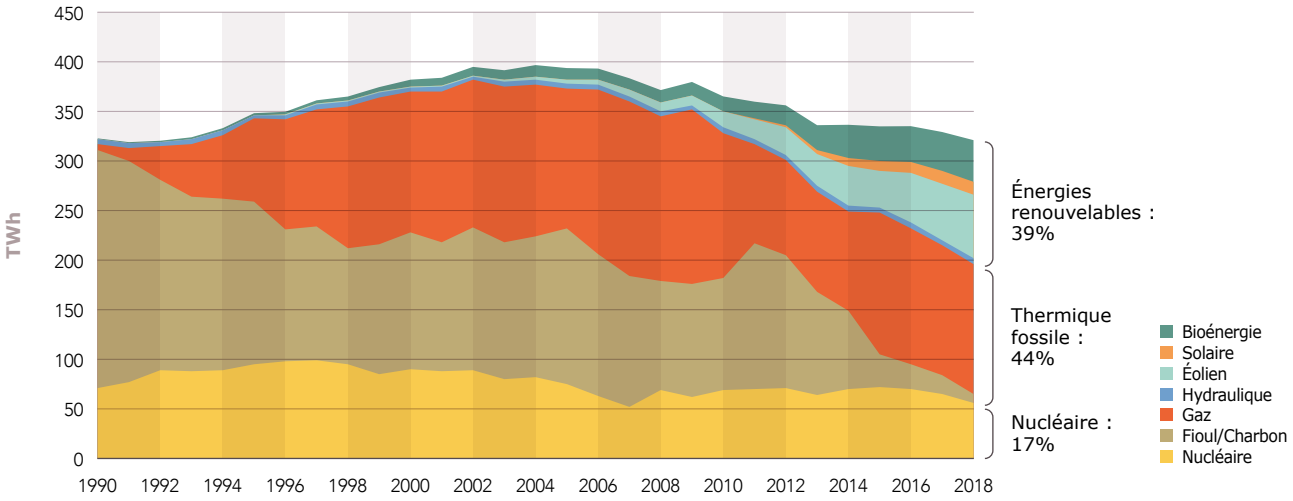
Le mix énergétique du Royaume-Uni a été pendant longtemps fortement dominé par les énergies fossiles. En particulier, la production d'électricité était marquée par une part importante de charbon jusqu'à il y a une dizaine d'années (40 % de la production d'électricité en 2008). Les lois adoptées en 2008 (Climate Change Act) et 2013 ont conduit à la définition d'objectifs de réduction à long terme des émissions de gaz à effet de serre et la mise en place d'une obligation pour les fournisseurs d'électricité de disposer d'un approvisionnement minimal en énergies renouvelables *(Renewable obligation*[32]*)* et d'une pénalisation des moyens de production émetteurs, à travers un mécanisme de prix plancher sur les émissions de GES[33] *(Carbon price floor).*

Ces mesures ont entraîné un effet spectaculaire sur la baisse de la production d'électricité à partir de charbon et de fioul et le développement des énergies renouvelables : 16 GW de capacités au fioul et au charbon ont été fermées depuis 2015 et la production à partir de charbon est ainsi passée de ~125 TWh (soit ~35 % de la production d'électricité) en 2008 à ~4 TWh (soit moins de 2 %) en 2020. La production des énergies renouvelables a quant à elle crû de ~25 TWh en 2008 à ~130 TWh en 2020 (soit 45 % de la production d'électricité).

La production d'électricité a émis ~57 $MtCO_2$ en 2019, en baisse de ~65 % par rapport à 2010[34].

Dans le même temps, la consommation de gaz a baissé de 25 %, sous l'effet du développement des pompes à chaleur et des travaux de rénovation énergétique. Ainsi, en 2020, le Royaume-Uni a émis ~330 $MtCO_2$, soit ~45 % de moins qu'en 1990, dépassant même ses objectifs.

Figure 6.13 Évolution de la production d'électricité au Royaume-Uni depuis 1990



32. Ce dispositif a été complété et intègre désormais les contrats pour différence dont bénéficient les énergies renouvelables et le nucléaire
33. Ce mécanisme prend la forme d'une taxe intervenant en complément du prix sur le système d'échange de quotas d'émissions.
34. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/875485/2019_UK_greenhouse_gas_emissions_provisional_figures_statistical_release.pdf

6.6.2.1 Le Royaume-Uni s'est fixé pour objectif de diminuer ses émissions de gaz à effet de serre de 68 % en 2030 par rapport à 1990. Sa stratégie nationale repose sur l'électrification, l'accélération du développement des énergies renouvelables et le recours au nucléaire.

Le plan énergie-climat du Royaume-Uni transmis à la Commission européenne début 2019 définit un objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 57 % à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Cet objectif a été revu à la hausse fin 2020, en s'engageant sur des diminutions de 68 %[35] à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 1990. Ce plan repose sur le développement de l'électrification, la sortie du charbon d'ici 2025 (il ne reste que 1,3 GW de capacités) et la poursuite de développement des énergies renouvelables ainsi qu'un recours aux imports à court terme (avant d'envisager de devenir exportateur d'électricité à long terme).

Le programme nucléaire britannique devrait produire ses premiers effets avant 2030 avec l'arrivée prévue des deux premiers EPR. Ils permettront de maintenir la capacité nucléaire existante en compensant la fermeture de réacteurs existants arrivant en fin de vie. Le Royaume-Uni a aussi défini une stratégie ambitieuse de développement de l'hydrogène dans les usages et un développement de l'électrolyse à hauteur de 5 GW à l'horizon 2030[36].

6.6.2.2 L'objectif de la neutralité carbone en 2050 est inscrit dans la loi et le Royaume-Uni mise notamment sur l'éolien en mer et le nucléaire pour devenir un exportateur important d'énergie

En 2019, le *Climate Change Act* a été modifié et les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre ont été rehaussés, avec notamment l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone en 2050, qui correspond à une baisse de l'ordre de 95 % des émissions de gaz à effet de serre, contre une baisse de 80 % dans la version précédente de la loi.

Le gouvernement britannique n'a pas formalisé de scénario officiel d'atteinte de la neutralité carbone. Cependant la stratégie de décarbonation *(Green growth strategy)*[37], bien qu'établie avant la fixation de l'objectif de neutralité carbone et sur la base d'un objectif moins ambitieux[38] décrit plusieurs options possibles sur le rôle de l'électrification, de l'hydrogène, du captage et stockage de carbone et du nucléaire. Les scénarios publics de référence, dont ceux du Climate Change Committee[39] et ceux du gestionnaire de réseau de transport d'électricité et de gaz (National Grid ESO) permettent d'identifier des tendances sur les options à activer par le Royaume-Uni pour atteindre la neutralité carbone :

- **Sur la consommation d'énergie : une électrification de la consommation finale et un développement massif de l'utilisation de l'hydrogène**
  Le rôle de l'électricité dans la consommation finale au Royaume-Uni est aujourd'hui relativement faible comparativement aux autres pays d'Europe. En 2018, le taux d'électrification se situe autour de 18 %, contre 21 % en moyenne sur l'Europe[40]. Comme tous les pays européens, le Royaume-Uni mise sur l'électrification des usages finaux pour réduire la consommation totale d'énergie et les émissions de gaz à effet

35. https://www.gov.uk/government/news/uk-sets-ambitious-new-climate-target-ahead-of-un-summit
36. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf
37. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/700496/clean-growth-strategy-correction-april-2018.pdf
38. Cette stratégie vise une réduction des émissions de 80 % à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 1990.
39. Autorité indépendante chargée d'évaluer les politiques climatiques du gouvernement et de formuler des recommandations.
40. IEA data browser

de serre liées à l'utilisation de combustibles fossiles. Tous les scénarios intègrent donc un taux d'électrification très élevé.

Le gouvernement britannique a publié en août 2021 sa stratégie sur l'hydrogène[41] et envisage un très fort développement de ce vecteur dans les usages finaux, à la fois dans l'industrie, le transport mais aussi le chauffage des bâtiments, représentant entre ~100 TWh/an et ~460 TWh/an de consommation finale (hors besoins pour le système électrique). Le Royaume-Uni apparaît particulièrement ambitieux sur cette filière, comparativement aux autres pays européens.

Une partie de cet hydrogène sera produit par électrolyse, contribuant à la hausse de la consommation totale d'électricité. Au total, tous les scénarios envisagent une consommation d'électricité se situant entre ~470 TWh/an et ~680 TWh/an à l'horizon 2050, contre de l'ordre de ~300 TWh/an actuellement.

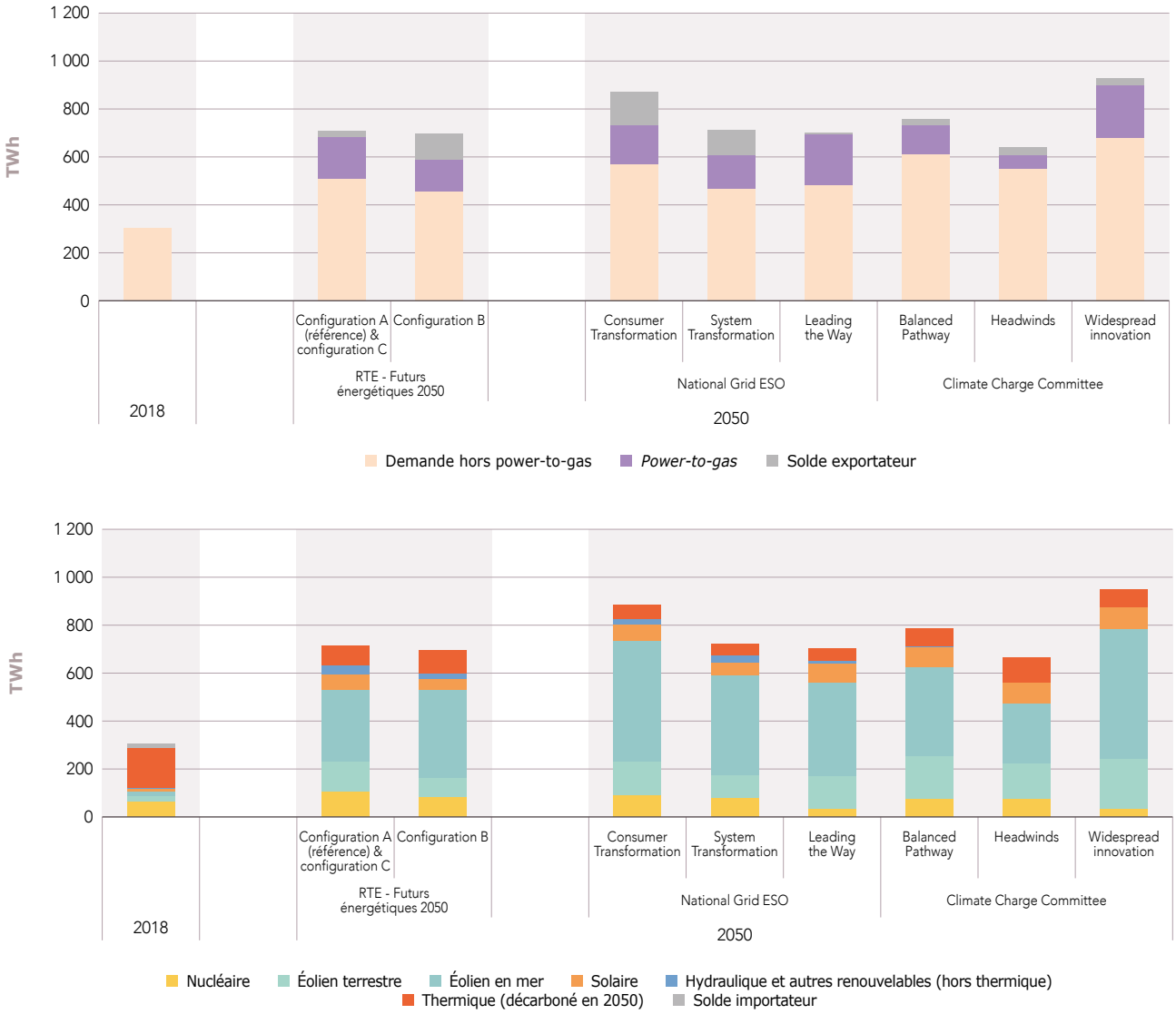
- **Une production d'électricité qui mise sur l'éolien en mer, le nucléaire et l'utilisation de gaz décarboné ou de gaz naturel avec CCS.** Pour décarboner la production d'électricité, le gouvernement britannique mise sur (i) la fermeture des trois dernières unités[42] fonctionnant au charbon à l'horizon 2025, (ii) la poursuite du développement des énergies renouvelables, notamment de l'éolien en mer et (iii) la relance de la construction de centrales nucléaires, avec un programme de 19 GW (avec notamment la construction de deux réacteurs nucléaires engagée à Hinkley Point). Le gaz continuera néanmoins à jouer un rôle important dans la production d'électricité. Plusieurs cycles combinés au gaz seront mis en services dans les prochaines années (pour plus de 5 GW de capacité avant 2030). À l'horizon 2050, la production à partir de gaz pourrait représenter une part significative selon les scénarios, soit en utilisant de l'hydrogène, soit du gaz naturel avec CCS.

- **Des exports d'électricité et/ou d'hydrogène** Compte tenu des gisements éoliens en mer disponibles (mais aussi de la relance du nucléaire), tous les scénarios montrent que le Royaume-Uni est en mesure de devenir un exportateur massif d'électricité.

Dans la stratégie britannique, le développement massif de l'éolien en mer et la relance du nucléaire doivent ainsi permettre de faire face aux besoins d'électricité croissants liés à l'électrification et au fort développement de l'électrolyse et d'envisager des exports massifs vers le continent européen.

41. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011283/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf
42. https://www.theguardian.com/business/2021/sep/13/britain-last-coal-power-stations-to-be-paid-huge-sums-to-keep-lights-on-record-energy-prices

Figure 6.14 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) au Royaume-Uni dans les configurations considérées et comparaison avec différents scénarios publics compatibles avec la neutralité carbone



6.6.3 Italie

6.6.3.1 L'Italie a fortement réduit la production d'électricité à base de charbon et de pétrole au cours de ces dernières années

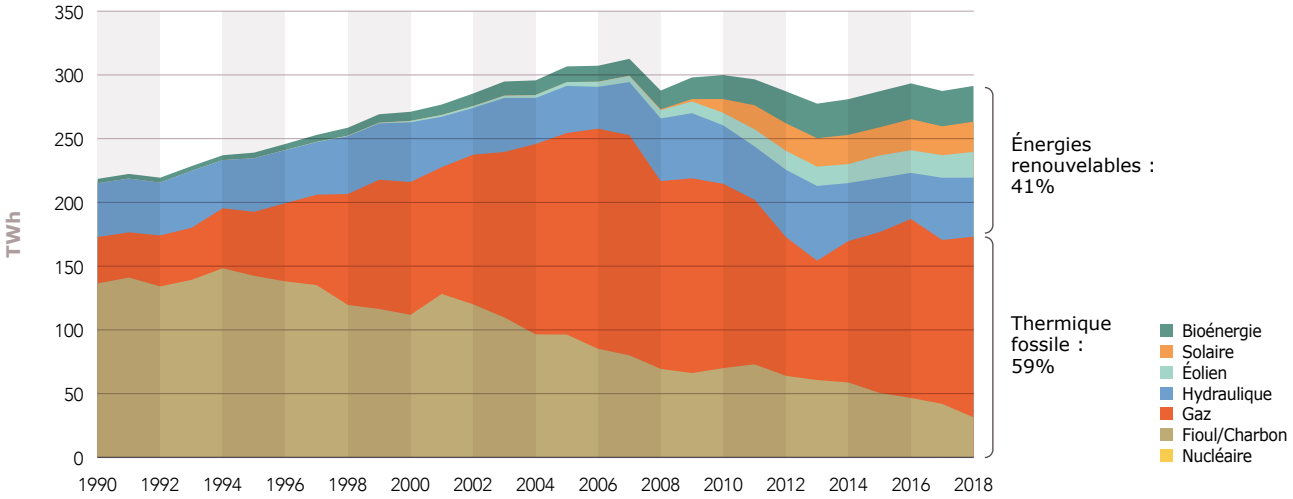
Après une hausse sur la période 1990-2005, les émissions globales de l'Italie ont baissé de 19 % entre 2005 et 2019, au-delà des engagements du pays. Le mix de production d'électricité a fortement contribué à cette réduction des émissions, avec notamment la fermeture de 15 GW de capacité fonctionnant au fioul et au charbon depuis 2015 et leur remplacement par des centrales au gaz et le développement des énergies renouvelables.

La production d'électricité repose encore essentiellement sur la production d'origine fossile (qui représente 59 % de la production) et notamment sur le gaz. **La production d'électricité a émis 81 $MtCO_2$ en 2019, en baisse de 33 % par rapport à 2010.**

6.6.3.2 L'Italie a prévu de renforcer ses ambitions de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 avec un objectif affiché d'une baisse de 60 % et s'appuiera sur la fermeture totale du parc charbon et le développement des énergies renouvelables

Les objectifs officiels actuels de l'Italie en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre sont affichés dans le Plan national intégré énergie-climat[43] et portent sur une réduction globale de 37 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à leur niveau de 1990. En lien avec les nouvelles ambitions de l'Union européenne (-55 % à l'horizon 2030), le gouvernement italien a annoncé que cet objectif serait prochainement rehaussé et porté à -60 %.

Figure 6.15 Évolution de la production d'électricité en Italie depuis 1990



43. https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/it_final_necp_main_en.pdf

Le plan énergie-climat mise sur l'électrification des usages, les gains d'efficacité énergétique et la réduction des émissions liées à la production d'électricité. L'Italie a notamment prévu de fermer la totalité de son parc au charbon (7 GW) à l'horizon 2025. Pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement, de nouvelles centrales au gaz sont nécessaires et sont en cours de construction, avec une rémunération sécurisée via un mécanisme de capacité.

Le plan énergie-climat prévoit aussi une inflexion forte sur le rythme de développement des énergies renouvelables à horizon 2030.

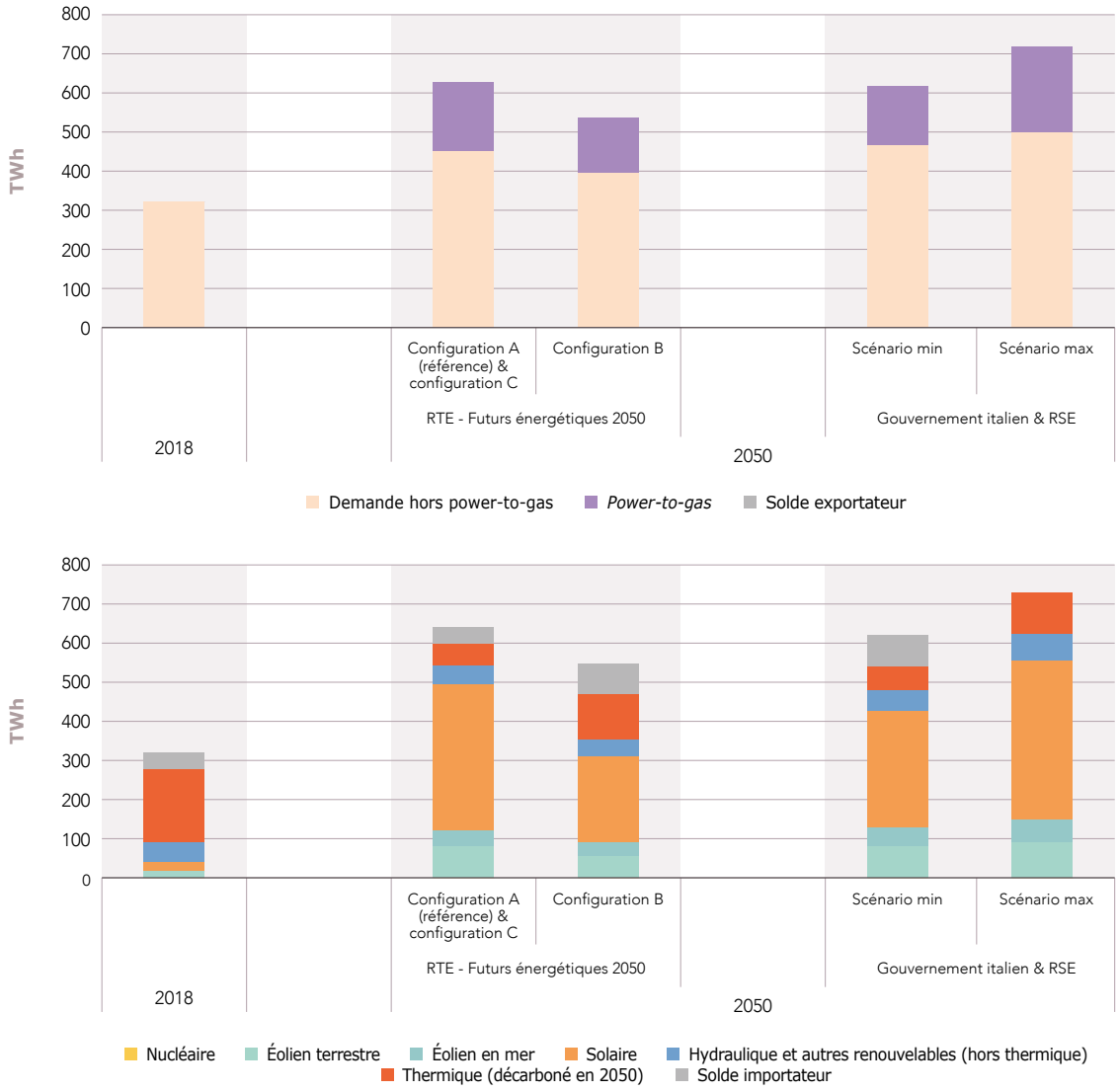
6.6.3.3 À long terme, l'approvisionnement en électricité est supposé s'appuyer très fortement sur la filière photovoltaïque mais aussi sur la production à partir de gaz et des imports d'électricité

À ce jour, l'Italie n'a pas inscrit dans sa législation l'engagement formel d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 mais a établi deux scénarios encadrants compatibles avec ces objectifs, dans le cadre de la stratégie long terme transmise à la Commission européenne.

Ces scénarios, qui se basent notamment sur les travaux de RSE[44], reposent essentiellement sur l'électrification des usages (~55 % de la consommation finale d'énergie en 2050), le développement de la production d'électricité d'origine renouvelable (représentant près de 75 % de l'énergie primaire) et principalement du photovoltaïque ainsi que le développement de l'hydrogène et de combustibles de synthèse dans la consommation finale, essentiellement pour le transport et l'industrie. La stratégie évoque notamment entre 200 et 300 GW de capacité photovoltaïque, couplée avec un développement important de batteries (entre 40 et 50 GW). La stratégie laisse ouverte l'option de continuer à utiliser des gaz fossiles importés dans la production d'électricité couplée avec des solutions de CCS. Enfin, l'Italie envisage de recourir aux imports d'électricité (de l'ordre de plusieurs dizaines de TWh) pour couvrir sa consommation nationale.

44. Organisme de recherche mandaté par le gouvernement italien pour proposer des scénarios de décarbonation à l'horizon 2050

Figure 6.16 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Italie dans les configurations testées et comparaison avec les scénarios encadrant de la stratégie long terme du gouvernement



6.6.4 Espagne

Après une augmentation des émissions de gaz à effet de serre jusqu'à la fin des années 2000, tirée par une forte croissance économique, les émissions de l'Espagne sont nettement orientées à la baisse, sous les effets conjugués du développement des énergies renouvelables et de la réduction de la place du charbon dans la production d'électricité. L'Espagne a fermé près de 10 GW de capacité au fioul et au charbon depuis 2015.

La production d'électricité a émis 59 $MtCO_2$ en 2018, en baisse de 15 % par rapport à 2010.

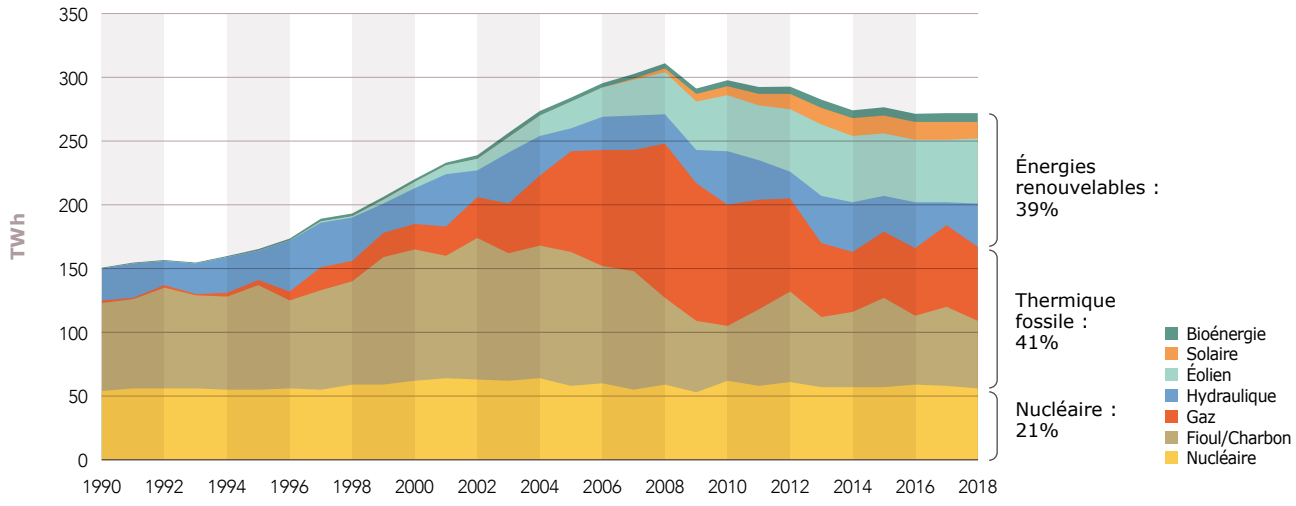
La part de la production à partir de combustibles fossiles ne représente plus que 41 % de la production totale.

6.6.4.1 L'Espagne prévoit une réduction des 23 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 et s'appuiera sur la fermeture du parc charbon et le développement des productions renouvelables

L'Espagne a adopté en 2021 sa première loi sur le changement climatique et de transition énergétique, qui fixe des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'efficacité énergétique et de part des énergies renouvelables dans la consommation finale et la production d'électricité. Le texte prévoit une réduction de 23 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 par rapport à 1990. Compte tenu de leur niveau actuel, supérieur à celui de 1990, il s'agit d'un objectif aux ambitions comparables sur la décennie à celui de nombreux pays européens.

L'Espagne prévoit de sortir du charbon à l'horizon 2026 et de poursuivre le développement des énergies renouvelables pour permettre l'électrification des usages et réduire les émissions de son secteur électrique tout en fermant progressivement ses centrales nucléaires (qui représentent plus de 7 GW de capacité installées actuellement) pour sortir complètement du nucléaire à l'horizon 2035. Les capacités au gaz joueront un rôle dans la transition pour compenser la fermeture des parcs charbon et nucléaire mais l'Espagne ne prévoit pas le développement de nouvelles capacités au gaz.

Figure 6.17 Évolution de la production d'électricité en Espagne depuis 1990

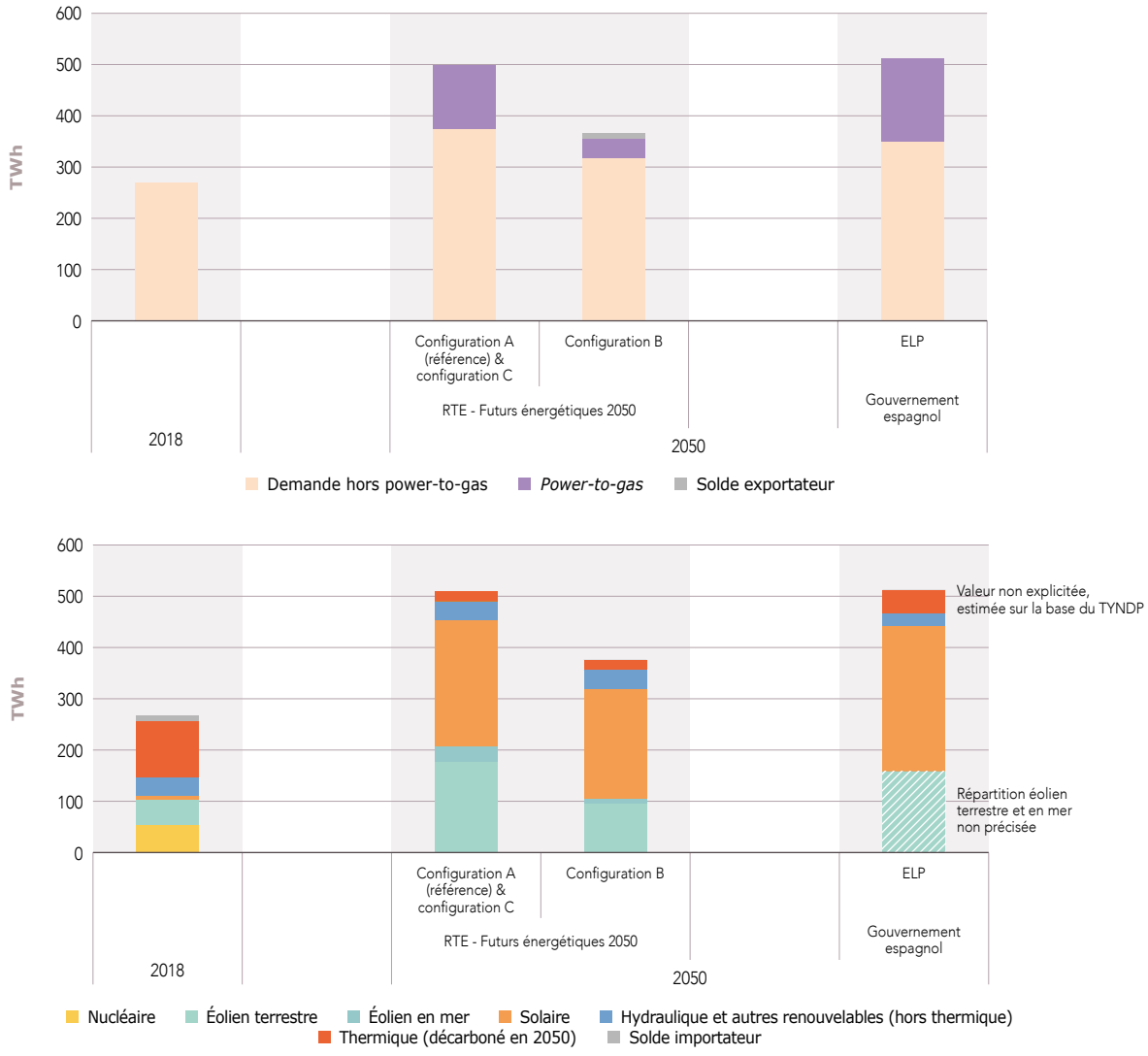


6.6.4.2 L'approvisionnement en électricité sera 100 % renouvelable à l'horizon 2050

La loi sur le changement climatique et de transition énergétique adoptée en 2021 fixe aussi l'objectif d'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

La stratégie long terme bas-carbone publiée par le gouvernement espagnol détaille la trajectoire visée pour atteindre cet objectif. Cette stratégie repose sur une forte électrification des usages et une décarbonation totale de la production d'électricité. L'énergie solaire (photovoltaïque et solaire thermodynamique) est annoncée comme représentant de l'ordre de 60 % de l'approvisionnement en électricité. Afin de gérer le cycle jour/nuit de la production photovoltaïque, l'Espagne prévoit le développement massif de solutions de stockage (batteries, *power-to-gas-to-power).* Le gouvernement prévoit que la capacité de stockage représentera plus de 10 GW en 2030 et de l'ordre de 20 GW à l'horizon 2050.

Figure 6.18 Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Espagne dans les configurations testées et comparaison avec la stratégie long terme du gouvernement[45]

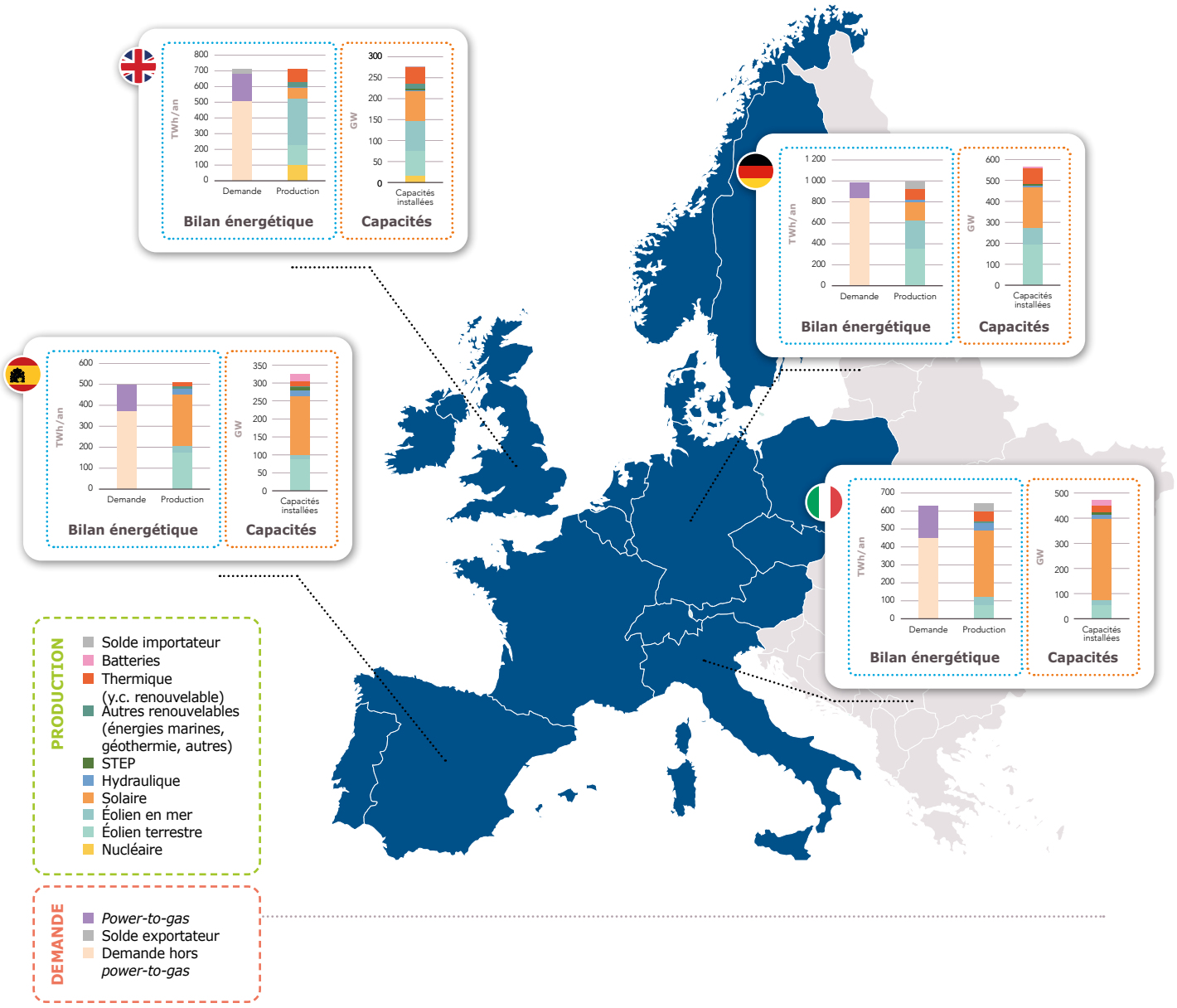


45. Le scénario à long terme de décarbonation du gouvernement espagnol est décrit dans la stratégie à long terme du gouvernement. Certaines informations ne sont pas décrites de façon précise et plusieurs valeurs du graphique résultent d'hypothèses de RTE

6.7 Synthèse des hypothèses européennes

Pour décarboner leurs économies, les stratégies des États reposent toutes sur un rôle accru de l'électricité et un fort développement de énergies renouvelables variables. Ces évolutions constituent un défi pour chaque état : il s'agit notamment d'accélérer le rythme de développement des énergies renouvelables. Elles constituent un défi aussi au périmètre européen dans un contexte d'accroissement des capacités d'interconnexion entre les pays, la superposition des stratégies définies au niveau national ne garantit pas la construction d'un système où la sécurité d'approvisionnement est assurée et où les coûts sont optimisés.

Figure 6.19 Hypothèses sur les mix de production et les capacités installées à l'horizon 2050 dans les principaux pays voisins de la France - configuration de référence



Garantir un fonctionnement optimisé du système électrique en assurant la sécurité d'approvisionnement est essentiel pour réussir la décarbonation, qui s'appuie essentiellement sur l'électricité. La coordination entre les États sera déterminante pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement actuel en Europe et plus généralement mettre à profit les complémentarités entre les systèmes électriques nationaux. La coordination par le marché, qui a montré son utilité pour optimiser à court terme le système électrique européen n'est pas adaptée ou suffisante pour assurer une cohérence des stratégies entres elles et la complémentarité des mix de production qu'on connaît aujourd'hui.

L'explicitation par les États de leurs intentions constitue une première étape qui permet à chaque état d'évaluer les impacts sur le fonctionnement de son système national dans un système européen en transition.

L'approche retenue dans les *Futurs énergétiques 2050* consiste à analyser le fonctionnement de différents scénarios d'évolution du système énergétique français dans plusieurs contextes européens. Elle permet notamment d'identifier comment les différentes options d'évolution des mix à l'étranger influent sur les besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

7

LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

7

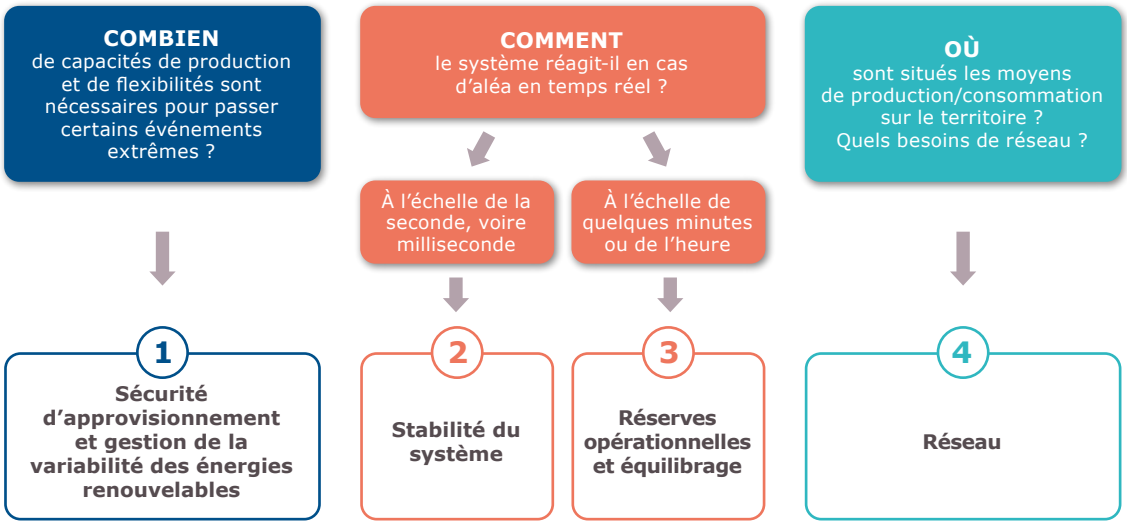
LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT : GARANTIR L'ÉQUILIBRE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE DANS DES SCÉNARIOS DE NEUTRALITÉ CARBONE REPOSANT EN GRANDE PARTIE SUR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

À l'horizon 2050, le mix électrique sera composé largement d'énergies renouvelables dans une optique de neutralité carbone. Cette conclusion est établie à l'échelle mondiale (scénario net-zero de l'Agence internationale de l'énergie), européenne (scénarios de la Commission européenne) ou française (scénarios des *Futurs énergétiques 2050*).

La perspective d'un fort développement des énergies renouvelables variables dans le mix soulève des questions nouvelles pour le fonctionnement du système électrique. L'étude réalisée conjointement par l'AIE et RTE et publiée en janvier 2021 sur les « conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 » a permis d'identifier quatre problématiques devant faire l'objet d'analyses spécifiques :

- la gestion de l'adéquation entre l'offre et la demande, notamment pour compenser la variabilité de la consommation et de la production et, en particulier, faire face à des situations de forte consommation et/ou de faible production renouvelable ;
- le niveau des réserves opérationnelles permettant de faire face à des aléas en temps réel et de maintenir l'équilibre offre-demande et la fréquence à son niveau nominal à tout instant ;
- la gestion de la stabilité du système électrique, en lien notamment avec la baisse de l'inertie du système associée à la fermeture progressive de moyens thermiques et nucléaires ;

Figure 7.1 Problématiques associées au fonctionnement technique du système électrique



- les évolutions de réseau nécessaires pour accompagner cette transformation du mix électrique.

Comme RTE s'y était engagé à l'occasion de la publication du rapport du 28 janvier 2021, ces problématiques techniques ont fait l'objet d'analyses approfondies en vue d'évaluer le volume et le coût des moyens nécessaires pour assurer l'équilibre du système dans chacun des scénarios.

Les problématiques associées à la sécurité d'approvisionnement, à la stabilité et aux réserves opérationnelles sont décrites dans la suite de cette partie. La description des enjeux pour le réseau fait l'objet d'une partie dédiée *(chapitre 10).*

7.1 Les scénarios de neutralité carbone nécessitent tous de développer des « flexibilités » en France pour assurer l'équilibre offre-demande

Le développement des flexibilités constitue un thème important du débat autour de l'évolution des mix de production en France et en Europe pour atteindre la neutralité carbone.

Cependant, le terme « flexibilité » est utilisé à géométrie variable et s'apparente à un mot « fourre-tout ». La présente étude s'attache donc au préalable à identifier les « besoins de flexibilité » propres à chaque scénario, c'est-à-dire la puissance (quelle que soit la technologie : production, stockage, baisse de consommation) pilotable nécessaire pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en puissance à chaque instant.

Ce besoin de capacité doit être dissocié du besoin « en énergie » qui correspond aux quantités annuelles d'énergie nécessaires pour couvrir la consommation.

7.1.1 Premier enjeu : disposer de capacités de flexibilité en puissance suffisantes pour couvrir les périodes de forte consommation résiduelle, qui conditionnent le besoin en capacités pilotables

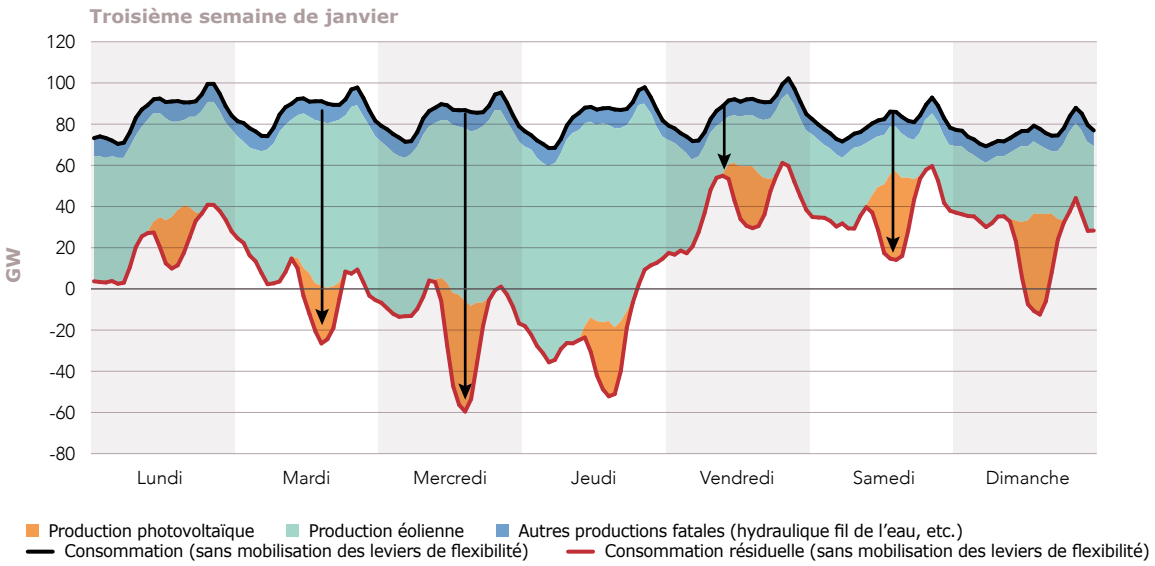
Faire face à la variabilité de la production éolienne et solaire photovoltaïque constitue le principal défi à relever pour intégrer les énergies renouvelables au système électrique. En moyenne, l'éolien et le solaire photovoltaïque présentent des modes de production saisonniers différents et complémentaires, avec davantage d'énergie éolienne en hiver et de production photovoltaïque en été. Mais ce n'est pas le cas sur des échelles de temps plus courtes. Leur variabilité suscite des nouvelles questions pour maintenir un équilibre continu entre production et consommation.

À moyen terme (horizon 2030-2035), les derniers Bilans prévisionnels publiés par RTE depuis 2017 ont montré qu'une forte inflexion à la hausse dans le développement des énergies éolienne et photovoltaïque n'était pas susceptible de générer de difficultés spécifiques pour la gestion de l'équilibre offre-demande, sous l'hypothèse d'une acceptation du critère de sécurité d'approvisionnement actuel et dans le cadre d'un système électrique plus fortement interconnecté à l'échelle européenne. Ainsi, le programme prévu par la PPE n'est pas tributaire d'un développement massif de capacités de stockage ou de nouvelles flexibilités dès lors que les hypothèses de la PPE sont respectées, c'est-à-dire un développement progressif des effacements et de la mobilité électrique, usage dont une partie est considérée comme flexible.

Cette conclusion n'est plus valable au-delà de cette période, la variabilité intrinsèque de la production devenant plus importante au fur et à mesure du développement des éoliennes et des panneaux solaires.

L'enjeu pour le système électrique sera alors de disposer de moyens suffisants pour couvrir les périodes de forte consommation résiduelle. Cette notion importante pour l'étude de la sécurité d'approvisionnement correspond à la consommation électrique diminuée de la production renouvelable « fatale ». Elle dépend des aléas sur la demande mais également des aléas météorologiques affectant la production éolienne et photovoltaïque.

Figure 7.2 Consommation et consommation résiduelle sur une semaine d'hiver dans le scénario M23 en 2050



7.1.2 L'évolution des déterminants de l'équilibre offre-demande pose une question sur le critère de dimensionnement du mix

7.1.2.1 Le critère de sécurité d'approvisionnement aujourd'hui

En matière de sécurité d'approvisionnement en électricité, le « risque zéro » n'est pas atteignable. Pour couvrir la totalité des aléas possibles y compris des événements ne se produisant que très rarement (vague de froid centennale par exemple), il faudrait en effet disposer de capacités en nombre très important et qui ne seraient pour partie sollicitées que de manière très exceptionnelle (une fois par siècle dans l'exemple précédent).

Le niveau de risque par rapport auquel le système électrique français doit se couvrir n'est pas défini par RTE mais par l'État. Il est défini dans le Code de l'énergie et est aujourd'hui fixé à une espérance de défaillance (c'est-à-dire de recours aux moyens « post marché » pour gérer les situations de déséquilibre entre l'offre et la demande) inférieure à trois heures par an et une espérance de recours au délestage de consommation inférieure à deux heures par an. Ceci signifie que l'alimentation électrique est garantie en permanence, à l'exception de certaines circonstances particulières où RTE est susceptible d'intervenir, via des moyens « post marché » (interruption de grands consommateurs industriels rémunérés à cet effet, diminution de la tension sur le réseau…) ou en dernier recours via du délestage ciblé et tournant de consommateurs résidentiels. Ce type de situation n'est toutefois pas assimilable à un *blackout* dans la mesure où le système reste alors sous contrôle, et la majorité de la consommation reste alimentée.

L'analyse de la sécurité d'approvisionnement repose donc toujours sur une approche probabiliste. Celle-ci consiste à tester la faculté d'approvisionner la demande sans recourir à des moyens « post marché » sous une grande variété de cas et de s'assurer que le nombre de situations de déséquilibre est inférieur au critère réglementaire. Dans le système électrique actuel, le niveau de sécurité d'approvisionnement est dès aujourd'hui proche du « critère des trois heures » fixé dans la réglementation. La dispersion des situations de défaillance est importante autour de cette valeur : à plusieurs années sans aucun problème peut succéder une année présentant une configuration beaucoup moins favorable. Ce risque de déséquilibre est susceptible de se matérialiser essentiellement en situation de vague de froid et/ou en cas d'indisponibilité des centrales nucléaires.

RTE a déjà eu l'occasion de mentionner[1] que ce critère était fruste dans la mesure où il identifiait la probabilité de survenue d'une situation de déséquilibre, et non sa profondeur et donc sa gravité. Il est possible de disposer d'un indicateur plus sophistiqué pour évaluer la sécurité d'approvisionnement.

Aujourd'hui, le critère des trois heures correspond à un volume d'énergie « non distribuée » qui atteindrait en espérance mathématique de l'ordre de 10 GWh par an, soit **0,002 % de la consommation totale d'électricité.**

7.1.2.2 Le critère de sécurité d'approvisionnement à long terme

À long terme, la nature des risques sur l'équilibre offre-demande évolue car le mix de production se transforme.

Une stricte application du critère de sécurité d'approvisionnement dit des « trois heures » conduirait, dans tous les scénarios, à des épisodes de déficit de production beaucoup plus marqués sous l'effet de la plus grande variabilité de la production. Le déficit de production moyen lors des situations de défaillance modélisées atteindrait alors de l'ordre de la dizaine de gigawatts, voire plus dans les scénarios avec une forte part d'énergies renouvelables, contre de l'ordre de 4 GW aujourd'hui. Maintenir

1. Chapitre 4 du Bilan prévisionnel 2017

une espérance de défaillance de trois heures à l'horizon 2050 impliquerait un quasi-triplement du volume d'énergie non-desservie, c'est-à-dire une forte dégradation de la sécurité d'approvisionnement en France.

Pour l'éviter, **RTE a retenu dans sa modélisation des *Futurs énergétiques 2050* le principe d'un maintien du niveau de service actuel, c'est-à-dire un volume moyen d'énergie non distribuée de l'ordre de 10 GWh. Dans tous les scénarios, les volumes de flexibilité ont été déterminés pour atteindre ce critère.**

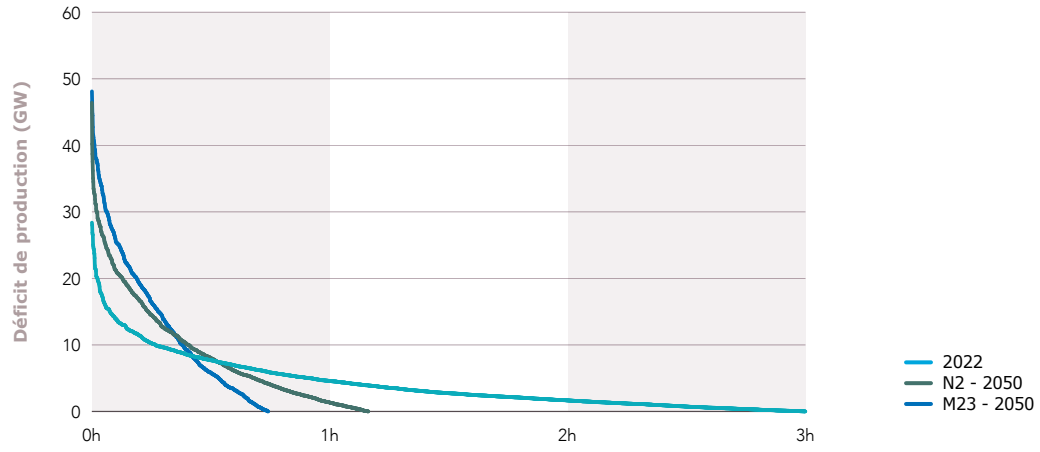
Projeté en 2050, ce même niveau conduit à la réduction de la durée moyenne de défaillance, qui atteindrait autour d'une heure par an dans tous les scénarios, contre trois heures aujourd'hui. Ceci confirme que les situations de défaillance susceptibles de survenir en 2050 augmentent en sévérité. La réflexion sur les usages susceptibles de faire l'objet d'une réduction prioritaire et maîtrisée de la consommation en cas de déséquilibre sur le système électrique, annoncée dans le Bilan prévisionnel 2021, demeure d'actualité.

Le maintien du niveau actuel de risques portés par les consommateurs (en espérance de volume d'énergie non distribuée) conduit alors à un besoin de capacités supplémentaires de l'ordre de 5 à 10 GW par rapport au critère réglementaire actuel exprimé seulement en termes de durée de défaillance.

Bien que représentant des volumes significatifs de nouvelles centrales électriques, ces capacités ne représentent pas un enjeu économique très important à l'échelle des coûts totaux du système électrique *(voir chapitre 11)*.

Une volonté de réduire la défaillance y compris dans les situations les plus rares conduirait à augmenter le besoin de capacités de manière importante. Enfin, il serait possible de différencier le niveau de sécurité d'approvisionnement en fonction du souhait individuel des consommateurs, dans une logique de différentiation du niveau de service, mais cette option soulève des enjeux sociétaux qui ne sont pas anodins et que RTE ne souhaite pas traiter sous un prisme uniquement technique.

Figure 7.3 Monotone de profondeur de défaillance du système électrique actuel et en 2050 dans les scénarios M23 et N2



7.1.3 Deuxième enjeu : disposer de capacités de flexibilité mobilisables en des temps courts pour les réserves opérationnelles qui vont également progresser

Au-delà de la problématique de dimensionnement du mix électrique visant à assurer un volume suffisant de capacités pour couvrir les situations de forte consommation résiduelle, le système électrique doit disposer de capacités mobilisables rapidement, pour équilibrer l'offre et la demande lorsque surviennent des aléas à proximité du temps réel.

Ces capacités mobilisables sur des échelles de temps courtes constituent les réserves opérationnelles, dont les volumes requis pour chaque échéance de temps (quelques secondes, quelques minutes, quelques dizaines de minutes) sont déterminés en fonction des situations que le système électrique est susceptible de rencontrer. En pratique, ces capacités sont mises en réserve et ne sont donc pas utilisées pour couvrir la demande si celle-ci est conforme à la prévision : elles ne servent que lorsque surviennent les aléas de court terme.

À l'heure actuelle, ces réserves sont dimensionnées pour faire face aux risques d'arrêt brutal des grands groupes de production et aux erreurs de prévision de la consommation. Elles représentent un total d'environ 3 GW[2].

D'ici 2050, les besoins de réserves opérationnelles sont appelés à évoluer, sous l'effet de l'évolution de la nature des incertitudes pesant sur l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel. Sous réserve que les activations des leviers de flexibilités sur la consommation (recharge des véhicules électriques, pilotage de l'électrolyse, etc.) soient maîtrisées pour ne pas générer des variations brusques non souhaitées, ce sont bien les transformations du mix de production qui conditionneront les évolutions des besoins de réserve.

7.1.3.1 Réserve primaire : des besoins qui évoluent peu en volume mais un rehaussement des exigences techniques à prévoir pour compenser la baisse de l'inertie du système électrique européen

Dans tous les scénarios, les besoins en capacité de réserve primaire évoluent légèrement à la hausse. Ils restent mutualisés au niveau européen et définis sur la base de l'ampleur d'un aléa « dimensionnant » affectant l'équilibre offre-demande européen de façon instantanée.

Cet aléa dimensionnant correspond à la déconnexion simultanée des deux moyens de plus forte capacité en Europe, qui sont aujourd'hui des unités de production nucléaire mais pourront demain être des parcs éoliens en mer ou des interconnexions, de taille unitaire du même ordre de grandeur. La variabilité des sources renouvelables, dont la dynamique est plus lente, ne conduit pas à modifier sensiblement l'ampleur de telles variations brutales. La fermeture totale du parc nucléaire français dans les scénarios M ne réduirait pas sensiblement le besoin de réserve primaire, l'incident dimensionnant restant du même ordre de grandeur (défini par la perte brutale de moyens de production de grande taille ailleurs en Europe, de raccordement de parc éolien en mer ou de liaisons d'interconnexions).

Par contre, le développement des productions renouvelables connectées par de l'électronique de puissance conduit à une baisse de l'inertie du système électrique européen, rendant les déviations de fréquence plus rapides quand surviennent des aléas temps réel sur l'équilibre entre la production et la consommation. Pour maintenir le même niveau de stabilité de la fréquence qu'aujourd'hui, les exigences sur la vitesse de réponse lors de

2. Une partie de la fourniture de ces capacités de production « mobilisables » fait l'objet d'une contractualisation en amont au travers d'appels d'offres de réserves (en particulier pour les échéances courtes), tandis qu'une autre partie est assurée par un suivi et des actions de réorganisation du plan de production en temps réel lorsque nécessaire (ajustements pour cause marges). La répartition entre les différents modes de constitution des marges et réserves fait l'objet d'études en cours par RTE mais n'est pas abordée dans ce rapport.

l'activation devront être rehaussées. Ces évolutions devront être anticipées mais apparaissent compatibles avec les capacités constructives de certains actifs, notamment des batteries. Certains systèmes électriques sont déjà confrontés à cette problématique du fait d'une inertie plus faible que celle du système électrique européen synchrone : c'est le cas de la Grande-Bretagne, qui a adapté les exigences techniques sur la réserve primaire.

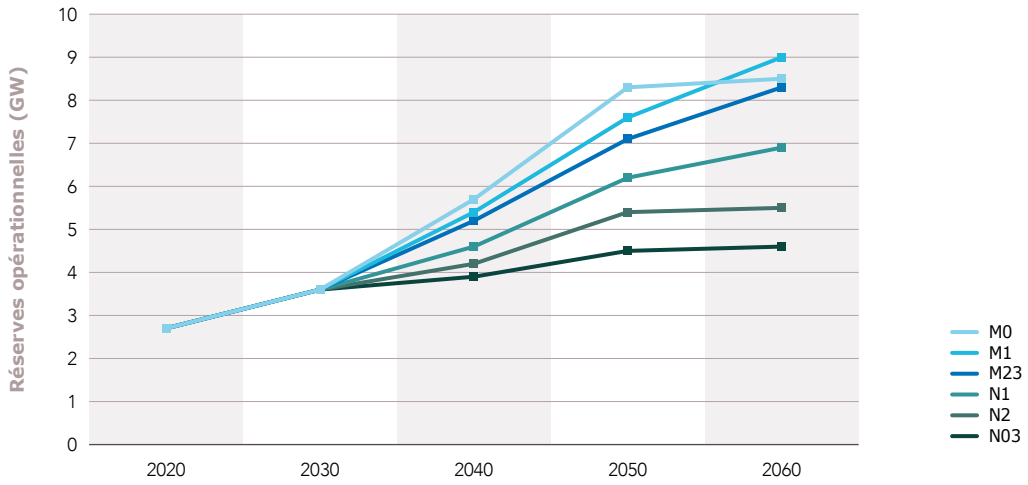
7.1.3.2 Réserves secondaire et tertiaire : des besoins qui évoluent avec l'accroissement de la production renouvelable variable et pourraient atteindre jusqu'à 9 GW hors amélioration de la qualité des prévisions de production éolienne et solaire

Alors que l'ampleur des incertitudes sur l'équilibre entre l'offre et la demande sur des horizons de quelques secondes reste dictée par le risque de perte de groupes de production de grande capacité, l'augmentation de la part de la production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque) conduit en revanche à augmenter les incertitudes sur l'équilibre offre-demande sur un horizon de plusieurs minutes à plusieurs dizaines de minutes. Ainsi, au fur et à mesure que la part des énergies renouvelables variables s'accroît dans le mix de production, le volume de réserves opérationnelles pour des échéances comprises entre quelques minutes et une demi-heure (réserve secondaire de fréquence, réserve rapide et réserve complémentaire) augmente.

Le dimensionnement précis de ces réserves sera conditionné par la qualité des prévisions court terme de production renouvelable, et donc de la précision des prévisions météorologiques pour évaluer le vent et l'ensoleillement, du niveau d'observabilité en temps réel de la production (notamment de la collecte et du traitement des données de production pour le parc solaire diffus) et des incitations à l'équilibrage auxquelles feront face les producteurs dans un système de marché libéralisé.

Sur la base d'une approche prudente de l'évolution de la qualité de prévision proche du temps réel, les besoins totaux de réserves opérationnelles à l'horizon 2050 sont estimés

Figure 7.4 Évolution des besoins totaux de réserves (réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire) dans les différents scénarios



entre 4 et 9 GW au total dans les différents scénarios, contre près de 3 GW aujourd'hui. Les besoins sont plus importants dans les scénarios à forte proportion de production renouvelable et ce de façon plus marquée dans les scénarios avec plus de production photovoltaïque, dont les variations sont moins prévisibles à très court terme.

Ces estimations se situent dans le haut de la fourchette des premières valeurs présentées dans le rapport RTE-AIE. Elles pourront être revues à la baisse sur la base d'analyses complémentaires et de retours d'expérience.

L'augmentation des besoins de réserves de court terme n'est pas identifié comme une difficulté majeure : les technologies pour y parvenir existent, sont matures (notamment les batteries) et compatibles avec la perspective d'un rehaussement des exigences techniques de certains produits de réserve. Ces besoins de réserve requièrent par contre que le parc de production et les moyens de flexibilité soient dimensionnés en conséquence. Cela signifie qu'en dehors des situations exceptionnelles « hors critère de dimensionnement », les puissances disponibles (production, import, flexibilités) doivent être suffisantes pour couvrir la consommation prévue et les besoins de réserves.

7.1.4 Dans l'ensemble, des besoins de flexibilité en augmentation dans tous les scénarios mais dans des proportions variables selon les choix sur le mix

7.1.4.1 Les analyses confirment que les transformations prévues du système électrique à l'horizon 2030 ne posent pas de difficulté en matière de sécurité d'approvisionnement.

Comme indiqué dans les dernières publications de RTE, les besoins en capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030 évoluent peu dans une configuration d'atteinte des objectifs publics d'évolution du parc de production et peuvent être couverts par le développement anticipé de la flexibilité de la demande (effacements industriels et résidentiels, pilotage de la recharge des véhicules électriques, effacement des électrolyseurs lors des jours de pointe), notamment sous l'effet du développement d'usages naturellement flexibles, et le développement des interconnexions, tel que prévu par le Schéma décennal de développement du réseau (SDDR).

Les analyses complémentaires réalisées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* confirment ce constat mais le nuancent, en se plaçant dans une configuration plus prudente, cohérente avec le contexte de fin 2021, sur (i) les trajectoires de développement des énergies renouvelables d'ici 2030 (avec, pour toutes les filières, l'atteinte de l'objectif bas de la PPE en 2030 avec deux ans de retard), (ii) la trajectoire de consommation avec une électrification plus rapide, en cohérence avec le rehaussement des ambitions climatiques, (iii) le niveau de développement des flexibilités de consommation (avec une hypothèse plus prudente que les objectifs de la PPE) et (iv) une prudence sur la contribution des pays voisins, qui pourraient accélérer la fermeture de centrales thermiques et l'électrification de leurs usages pour tenir le rehaussement des objectifs européens à l'horizon 2030 (« Fit for 55 % »).

L'analyse confirme en particulier qu'il n'est pas nécessaire à ces horizons de développer de nouvelles centrales thermiques fossiles ou de batteries. Avec la trajectoire de référence sur la fermeture du nucléaire (quatre nouvelles tranches fermées d'ici 2030, dans les scénarios M1, M23, N1 et N2), le critère de sécurité d'approvisionnement peut être respecté sans effort particulier sur les flexibilités de consommation.

Dans cette configuration, une accélération des transferts d'usage vers l'électricité (trajectoire « Électrification + ») ou de réindustrialisation profonde peut être envisagée mais nécessitera un réel effort sur le développement de la flexibilité, des énergies renouvelables ou sur l'efficacité énergétique. Les leviers existent (effacements industriels et tertiaires, flexibilité des véhicules électriques, etc.) mais devront être fortement mobilisés.

Dans une trajectoire de fermeture accélérée des tranches nucléaires (trajectoire M0 avec deux tranches supplémentaires fermées d'ici 2030), la sécurité d'approvisionnement pourra être assurée, sous réserve de réussir à développer sensiblement la flexibilité de la consommation (à un niveau qui serait inférieur à l'objectif de la PPE) ou d'un maintien de marges importantes dans les pays voisins. Néanmoins, cette configuration apparaît difficilement compatible avec une forte accélération des transferts d'usage et de la réindustrialisation.

La configuration de maintien de l'intégralité du parc nucléaire en fonctionnement à l'horizon 2030 (scénario N03) présente à l'inverse des marges significatives.

Dans une optique d'accélération des actions d'électrification ou de réindustrialisation, l'étalement de la fermeture des réacteurs nucléaires pourrait constituer un levier efficace, au même titre que l'accélération du développement des énergies renouvelables ou encore le renforcement des actions de maîtrise de la demande.

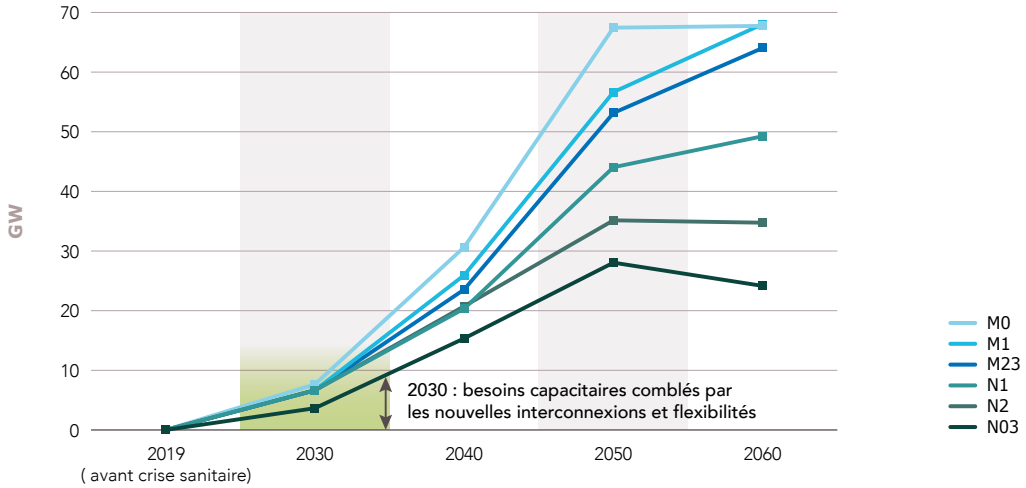
7.1.4.2 Des besoins en capacité massifs apparaissent à partir de l'horizon 2040 et sont d'autant plus importants dans les scénarios de sortie du nucléaire

En revanche, au-delà de 2030, les besoins de flexibilité pour la sécurité d'approvisionnement évoluent fortement à la hausse dans presque tous les scénarios de l'étude, du fait de l'augmentation de la consommation et de la réduction de la taille du parc pilotable dans la trajectoire de référence.

Ces besoins se présentent de façon plus marquée dans les scénarios sans nouveaux réacteurs nucléaires. En effet, si les énergies renouvelables contribuent à la sécurité d'approvisionnement sur le plan statistique, la variabilité de la production et la dépendance aux aléas météorologiques – qui peuvent survenir sur une large zone et pendant des durées significatives – induisent à terme une modification significative du profil de production au cours de l'année par rapport à aujourd'hui. Il est alors nécessaire de pouvoir compenser des situations de faible production alors même que la consommation est plus importante, notamment l'hiver.

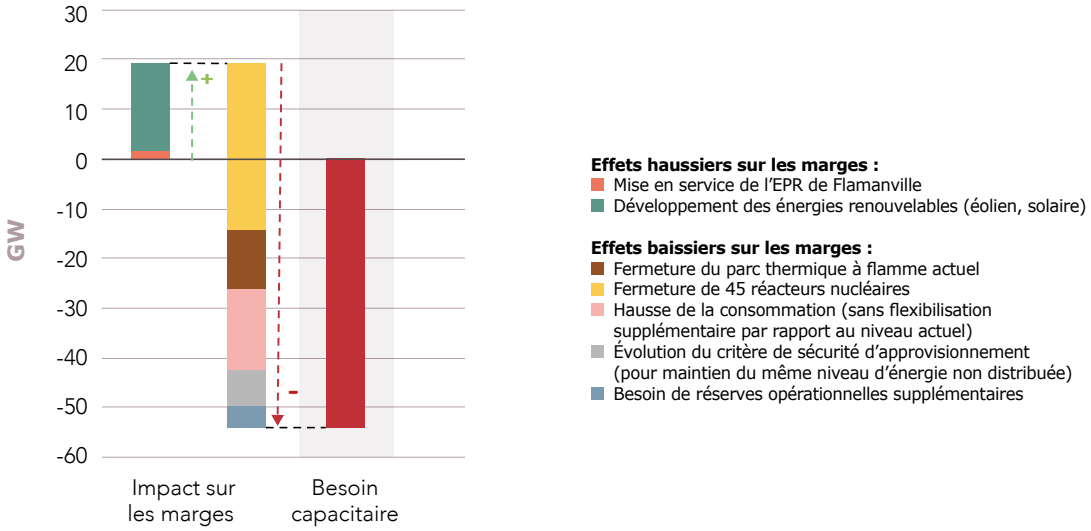
À production équivalente en énergie annuelle, la contribution statistique des énergies renouvelables à la sécurité d'approvisionnement est significativement plus faible que celle des groupes de production thermique ou nucléaire : 1 TWh de production nucléaire à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 150 MW[3] alors que 1 TWh de production renouvelable variable (éolien et photovoltaïque confondus) contribue à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 30 à 50 MW[4], selon le niveau de stockage dans le système Les besoins en capacité sont les plus importants dans les scénarios avec une forte part de photovoltaïque, du fait du profil de production jour-nuit et d'une moindre production en hiver.

Figure 7.5 Besoins de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement aux différents horizons et dans les différents scénarios[5]



3. Ce calcul est basé sur l'évaluation de la puissance parfaite nécessaire pour compenser une situation où la filière considérée est retirée.
4. La valeur dépend du niveau de développement du stockage dans le système électrique. L'ajout de production renouvelable contribue plus à la sécurité d'approvisionnement dans un système avec un niveau important de stockage (flexibilité de consommation, batteries, STEP).
5. Ces valeurs correspondent au besoin de nouvelles capacités flexibles nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, par rapport aux capacités considérées dans la définition des scénarios. Il s'agit des capacités supplémentaires à développer en complément de l'évolution du parc nucléaire, des capacités renouvelables, de la fermeture progressive du parc de production thermique et des flexibilités existantes. Les besoins de flexibilité sont exprimés en unité de puissance et correspondent au besoin de «puissance parfaite» (i.e. capacité 100 % disponible, sans contrainte de stock) qui doit être ajoutée au parc de production renouvelable et nucléaire, ainsi qu'aux leviers de flexibilité «existantes» pour respecter l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Les leviers de flexibilité existants sont : les interconnexions (à leur niveau actuel), les flexibilités de consommation déjà existantes, les unités thermiques existantes dont la durée de vie permet le maintien à l'horizon considéré, ainsi que le parc de production hydraulique existant.

Figure 7.6 Détail de l'évolution des besoins capacitaires dans le scénario M23 à l'horizon 2050[5]



Les besoins pour la constitution de réserves opérationnelles sont en outre plus élevés dans les scénarios de sortie du nucléaire. Ces besoins pour la constitution des réserves opérationnelles amplifient ainsi le contraste entre les scénarios concernant le besoin de flexibilité.

À l'horizon 2050, les besoins totaux de nouvelles flexibilités sont importants dans tous les scénarios et se situent entre 28 GW et 68 GW. Ces valeurs correspondent aux leviers de flexibilité supplémentaires à mobiliser en France ou à l'étranger via les capacités d'import, en complément des leviers actuels qui seront encore en service à cet horizon[4].

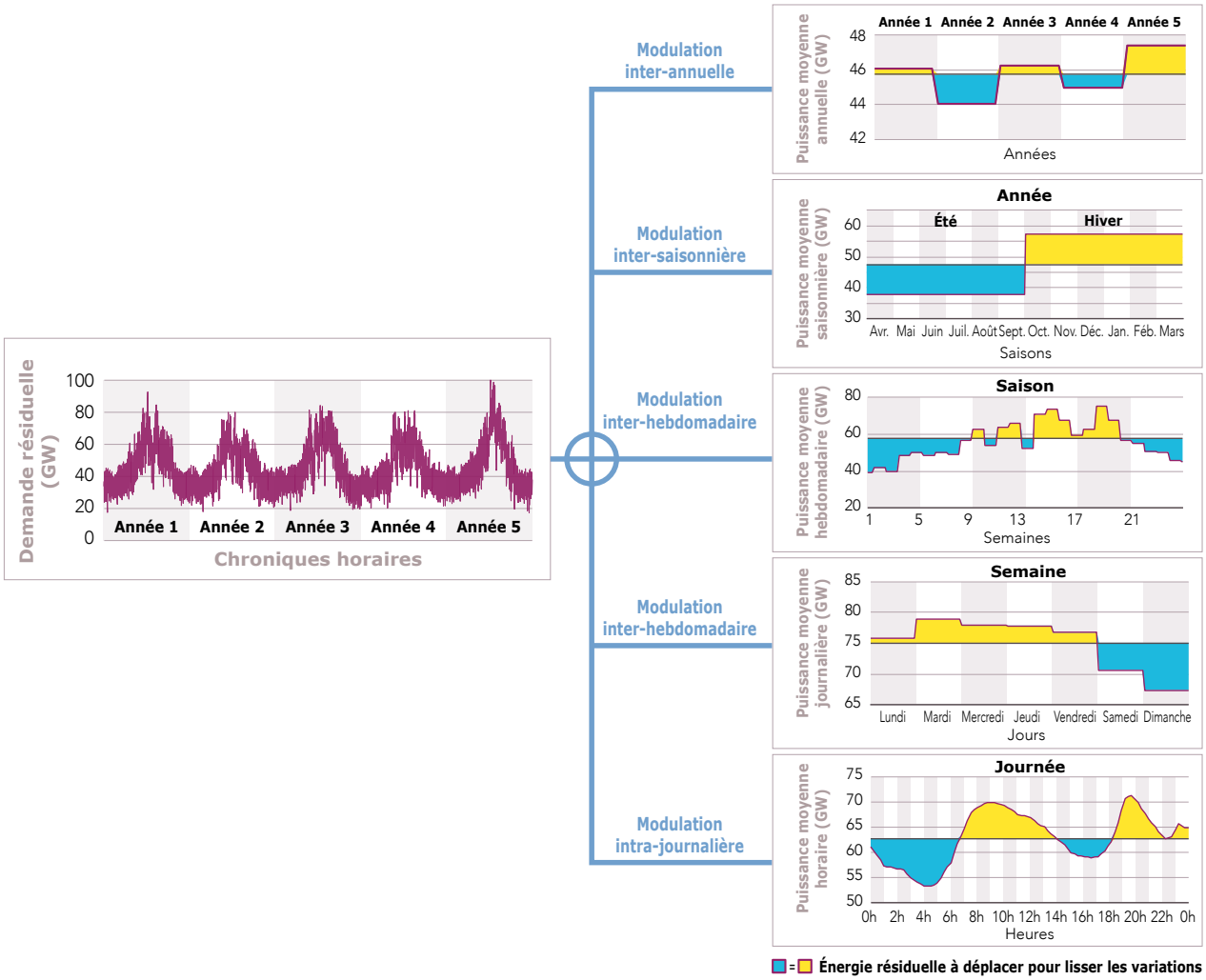
L'augmentation des besoins de flexibilité ne soulève pas, en premier lieu, de problématique purement technique dans la gestion du système, mais plutôt une problématique industrielle (sur le réalisme de disposer de ces moyens) et une problématique organisationnelle s'agissant des flexibilités diffuses, qui doivent pouvoir participer au système en respectant de hauts standards de disponibilité et de précision dans leur fonctionnement. Ces besoins doivent être anticipés pour que l'équilibre offre-demande puisse être assuré et ils doivent être intégrés à l'analyse économique d'ensemble.

7.1.4.3 Au-delà du besoin de puissance, des besoins de modulation en énergie portant sur des horizons différents

Résumer les besoins de flexibilité à une puissance nécessaire à la sécurité d'approvisionnement est insuffisant pour rendre compte de l'ensemble des enjeux pour la sécurité d'approvisionnement et des caractéristiques des leviers à mobiliser. En effet, les besoins de puissance ne seront pas couverts par les mêmes leviers selon qu'il s'agit de couvrir des situations ponctuelles de courte durée (quelques heures ou à l'échelle d'une journée) ou de fournir de la puissance sur des périodes longues, par exemple en stockant puis en restituant de l'énergie à l'échelle de plusieurs semaines.

Par conséquent, l'analyse proposée par RTE dans plusieurs publications récentes consiste à présenter plusieurs indicateurs qui permettent d'apporter des éclairages sur les « besoins de modulation » sur différents horizons de temps. Ces indicateurs, qui représentent des besoins de déplacement d'énergie, fournissent une indication sur les leviers de

Figure 7.7 Principes méthodologiques d'évaluation des besoins de modulation sur les différents horizons temporels



flexibilité les plus pertinents d'un point de vue technique en caractérisant la nature des sollicitations.

Plus précisément, ces indicateurs correspondent aux volumes d'énergie à déplacer pour lisser la courbe de consommation résiduelle[6] (i) au sein d'une journée (besoin « intra-journalier »), (ii) d'une semaine (besoin « intra-hebdomadaire »), (iii) entre les semaines d'une même saison (besoin « inter-hebdomadaire »), (iv) entre les saisons d'une même année (besoin « inter-saisonnier ») et (v) entre les années (besoin « inter-annuel »).

L'analyse réalisée sur les différents scénarios à l'horizon 2050 montre une augmentation significative des besoins de modulation dans tous les scénarios, pour toutes les échéances étudiées.

Les besoins de modulation évoluent de façon contrastée sur les différents indicateurs temporels et selon les scénarios et les échéances étudiées. L'évolution de la consommation, de la production d'origine renouvelable et la part respective des différentes filières ont des effets différenciés sur les indicateurs aux différents horizons.

Le besoin de modulation intra-journalier augmente très fortement jusqu'à +600 % à l'horizon 2060 dans les scénarios avec beaucoup de production solaire, sous l'effet principal du cycle jour/nuit de la production solaire

Le besoin de modulation intra-journalier, qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les heures d'une même journée, croît fortement dans tous les scénarios.

Ce dernier évolue principalement sous l'effet de la progression de la production d'origine photovoltaïque, dont le profil jour-nuit induit des variations importantes de la consommation résiduelle à l'échelle de la journée, et dans une moindre mesure avec l'augmentation de la consommation de certains usages qui affectent principalement la consommation en début de soirée s'ils ne sont pas pilotés (notamment la mobilité électrique) et de la production éolienne, qui varie au sein de la journée.

Le besoin de modulation intra-hebdomadaire augmente très fortement, jusqu'à +300 % dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, du fait de la variabilité d'un jour sur l'autre de la production éolienne

Le besoin de modulation intra-hebdomadaire qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les jours d'une même semaine est aujourd'hui essentiellement déterminé par la différence structurelle entre la consommation des jours ouvrés et celle des jours de fin de semaine.

Cette structure de consommation, hors effet lié à l'utilisation des flexibilités de consommation[7] reste relativement inchangée à l'horizon 2050. Par contre, le développement de la production éolienne conduit à une très forte augmentation du besoin de modulation intra-hebdomadaire. En effet, les variations de consommation résiduelle les plus importantes observées à l'échelle de quelques jours s'expliquent en grande partie par les variations de la production éolienne. Le facteur de charge éolien a ainsi environ 40 % de chance de varier de plus de 10 points (à la hausse ou à la baisse) entre deux journées consécutives. Ainsi, dans le scénario M23 à l'horizon 2060, l'augmentation du besoin de modulation intra-hebdomadaire est de l'ordre de +300 %, résultant quasiment exclusivement du développement de l'éolien (l'évolution de la consommation et du photovoltaïque n'a pas d'effet important).

6. Le besoin de modulation intra-journalier correspond au volume d'énergie moyen qu'il serait nécessaire de déplacer entre les heures d'une même journée pour lisser complètement la consommation résiduelle (consommation diminuée des productions fatales, notamment photovoltaïque et éolienne). De façon analogue, le besoin de modulation intra-hebdomadaire représente le volume d'énergie moyen à déplacer entre les jours d'une même semaine et le besoin de modulation inter-hebdomadaire représente le volume moyen d'énergie à déplacer entre les semaines d'une même année.
7. L'effet de la mobilisation des flexibilités de consommation n'est pas intégré dans l'évaluation du besoin de flexibilité, mais est considéré comme un levier répondant au besoin de flexibilité.

Le besoin de modulation inter-hebdomadaire augmente sensiblement dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, jusqu'à +100 %, sous l'effet principal de l'alternance de périodes de plusieurs jours sans vent et de périodes avec vent

Le besoin de modulation inter-hebdomadaire, qui reflète les variations de la consommation résiduelle entre les semaines d'une même saison (été ou hiver) résulte aujourd'hui essentiellement des aléas climatiques (température notamment) qui affecte la consommation d'électricité en hiver.

L'augmentation de la thermosensibilité de la consommation en été, sous l'effet du développement de la climatisation et du changement climatique, conduit à une plus forte variabilité de la consommation estivale et contribue à l'augmentation de ce besoin de modulation. Cet effet reste néanmoins limité.

En revanche, le besoin inter-hebdomadaire augmente essentiellement sous l'effet du développement de la production éolienne, qui peut varier sensiblement d'une semaine sur l'autre.

Le besoin de modulation inter-saisonnier diminue légèrement avec l'augmentation de la consommation estivale de climatisation, la maîtrise de la consommation hivernale de chauffage et la production plus importante de l'éolien en hiver. Cette baisse reste marginale par rapport à la hausse des autres besoins de flexibilité

Le besoin de modulation inter-saisonnier, qui mesure les variations de la consommation résiduelle entre l'été et l'hiver, est en revanche légèrement orienté à la baisse. Cette évolution résulte essentiellement de la baisse de la consommation de chauffage en hiver et la hausse de la consommation de climatisation en été.

Cette baisse est plus marquée dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, dont la saisonnalité de la production est contracyclique avec le rythme de la consommation électrique (production plus importante en hiver qu'en été), mais sera *a contrario* moins forte dans les scénarios avec un fort développement du photovoltaïque dont la production est plus importante en été et donc pro-cyclique sur l'horizon saisonnier. Cette faible réduction du besoin de modulation inter-saisonnier reste marginale par rapport à l'augmentation du besoin inter-hebdomadaire alors que, en pratique, ce sont les mêmes solutions techniques qui permettent de gérer cette variabilité (production thermique et boucle *power-to-gas-to-power*, hydraulique, interconnexions).

Le besoin de modulation inter-annuel augmente dans les scénarios avec fort développement de l'éolien

Le besoin de modulation inter-annuel, qui mesure les variations de la consommation résiduelle annuelle, est orienté à la hausse. Cette évolution résulte essentiellement de l'augmentation de la production éolienne, dont le facteur de charge annuel moyen peut être très différent d'une année sur l'autre. Il a par exemple été de 26 % en 2020, contre seulement 21 % en 2018 en France. Cette hausse est ainsi plus marquée dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien (M23 en particulier).

Ces indicateurs permettent d'identifier des évolutions contrastées des besoins de modulation entre les scénarios, à la fois en ce qui concerne le besoin total et sa décomposition selon les échéances. Ils fournissent de premiers éléments permettant d'identifier les solutions de flexibilité adaptées aux besoins. Ils n'intègrent pas de considération sur les coûts et ne permettent pas à eux seuls d'identifier la place économiquement pertinente de chacune des filières.

Figure 7.8 Évolution des besoins de modulation sur les différents horizons temporels, dans les différents scénarios et échéances



7.1.5 Différentes solutions de flexibilité, aux caractéristiques complémentaires, mobilisées pour couvrir les besoins de l'équilibre offre-demande

Pour couvrir les différents besoins de flexibilité, l'élaboration des scénarios s'appuie sur la mobilisation de plusieurs solutions de flexibilité, qui doivent par construction être décarbonées en cohérence avec l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

Tout d'abord, les scénarios s'appuient sur un développement de **la production hydroélectrique**, en particulier les stations de pompage-turbinage (STEP), offrant une solution de stockage d'électricité. Comme mentionné au chapitre 4, les STEP jouent historiquement un rôle important dans la flexibilité du système électrique. Des projets de développement de la capacité de production hydraulique, notamment de STEP, existent mais le nombre de sites propices au développement d'installations hydrauliques est limité. Les scénarios de RTE intègrent tous un déploiement d'environ 3 GW de nouvelles STEP et de près de 1 GW d'autres installations hydrauliques.

En second lieu, les scénarios nécessitent **une flexibilité accrue de la demande :** les nouveaux usages qui se développent se caractérisent souvent par le fait qu'ils ne conduisent pas à une utilisation instantanée de l'énergie, mais à son stockage sous une forme adaptée pour une utilisation future. C'est le cas de la recharge des batteries des véhicules électriques et de la production d'hydrogène par électrolyse notamment. Ces usages sont donc plus facilement déplaçables dans le temps que les usages directs de l'électricité (éclairage, force motrice, chauffage…), comme c'était déjà le cas historiquement pour l'eau chaude sanitaire produite par les ballons et très généralement pilotée depuis quarante ans par un signal « heures creuses ». Le placement optimisé de ces consommations ou *a minima* leur effacement lors des périodes de forte consommation résiduelle aura deux effets positifs : (i) ces consommations supplémentaires ne viendront pas renforcer les besoins de pointe de consommation résiduelle et (ii) elles fourniront des leviers de flexibilité supplémentaires pour la gestion de l'équilibre du système.

L'augmentation de la consommation électrique de l'industrie, sous l'effet de l'électrification des procédés, permet aussi d'augmenter le gisement d'effacement qui pourra être mobilisé. Enfin, le déploiement de communications numériques directes avec les appareils (5G, bluetooth…) et la généralisation de gestionnaires techniques des bâtiments et des processus dans les industries permettra un pilotage de plus en plus fin et sélectif des installations, tout en limitant l'impact pour les consommateurs. Les possibilités de modulation ou d'effacement de la demande sont néanmoins associées à certaines contraintes (report de charge possible sur des durées de l'ordre d'une journée voire de quelques jours, mais rarement plus) et à une acceptabilité de la part des consommateurs. Les flexibilités de consommation ne pourront donc pas répondre à tous les types de besoins de flexibilité (en particulier pour gérer des longues périodes sans vent).

En fonction des scénarios, il peut être nécessaire de **construire de nouvelles unités thermiques** (cycle combiné, turbine à combustion) **devant nécessairement utiliser des combustibles décarbonés** dans un scénario de neutralité carbone (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse…) ou de développer des piles à combustible utilisant de l'hydrogène. Ce type de solution est en particulier adapté pour fournir du stockage d'énergie sur des périodes longues (stockage inter-hebdomadaire), via l'utilisation des capacités de stockage de gaz existants, éventuellement adaptées à de nouveaux combustibles (hydrogène en particulier). Conformément aux orientations de la SNBC, les centrales thermiques intégrées dans les cas de base des scénarios à l'horizon 2050 et au-delà sont supposées fonctionner avec des combustibles décarbonés produits en France et ne reposent pas sur un recours aux technologies de captage et de stockage de carbone (CCS), ni sur des importations massives de combustibles décarbonés depuis l'étranger.

Des installations de stockage dédiées, en particulier des batteries stationnaires, dont les coûts ont fortement chuté au cours des dernières années, ont le potentiel de contribuer aux besoins de flexibilité (au-delà des seuls services système fréquence qui constituent le modèle d'affaire actuel des batteries récemment développées en France et

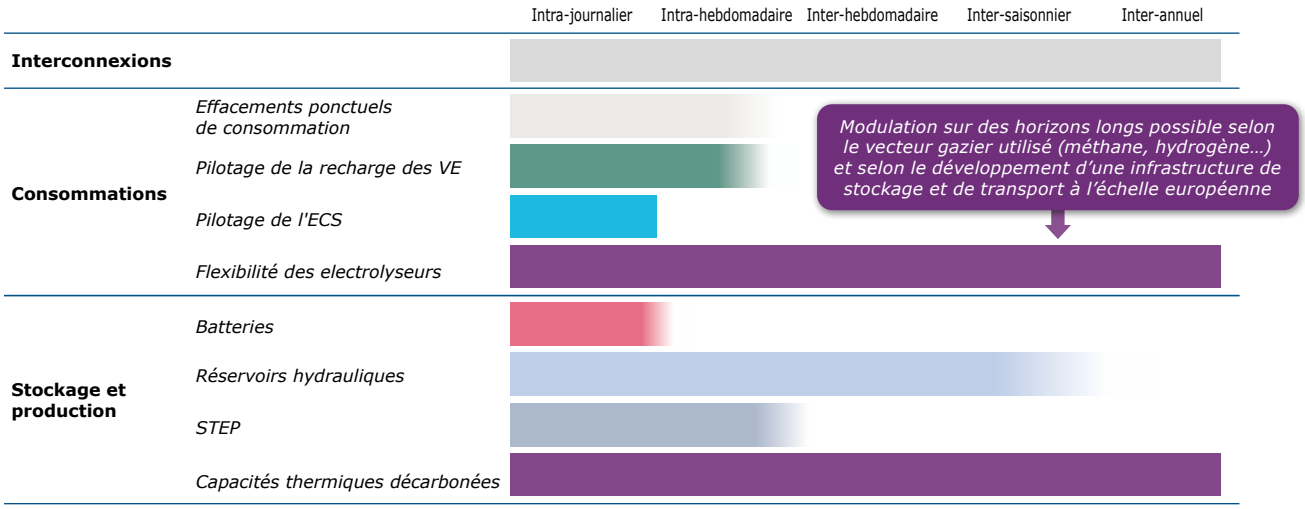
dans les pays voisins). Compte tenu des coûts qui dépendent fortement de la capacité de stockage, les batteries ne sont néanmoins adaptées que pour stocker des volumes d'énergie relativement faibles et ne peuvent pas répondre à tous les besoins de modulation, notamment au-delà de la journée.

Enfin, **des réseaux électriques plus développés et interconnectés** permettent de réduire le besoin des autres types de flexibilités et doivent donc être considérés comme un levier de flexibilité à part entière : via une intégration spatiale à grande échelle, les interconnexions entre pays européens permettront d'atténuer les conséquences des variations locales et de faciliter la mutualisation des leviers de flexibilité. Le maillage du système électrique au niveau régional et international jouera ainsi un rôle primordial dans l'intégration des énergies renouvelables.

La proportion des différentes solutions de flexibilité considérées varie donc selon les scénarios : **l'approche retenue par RTE consiste à déterminer pour chaque scénario un bouquet de flexibilités sur la base d'une optimisation économique, qui permet d'identifier les leviers les plus pertinents en fonction de leurs caractéristiques, des contraintes que peuvent occasionner leur utilisation et de leurs coûts.**

Ce raisonnement économique ne constitue que l'un des déterminants de l'évaluation du bouquet de flexibilités possible. Des considérations sociétales, politiques et industrielles sont en effet de nature à influer sur le développement de certains moyens de flexibilité, notamment des interconnexions *(voir section 7.2),* des flexibilités de la demande *(voir section 7.3),* et des nouvelles capacités hydrauliques flexibles (STEP et lac).

Figure 7.9 Solutions de flexibilité et horizons temporels sur lesquelles elles agissent



7.2 Développer les interconnexions : une option prioritaire pour atteindre la neutralité carbone au moindre coût

7.2.1 Sur le plan économique : les études plaident pour un renforcement important de la capacité d'échange entre pays européens

7.2.1.1 Le foisonnement de la consommation et de la production renouvelable variable est important à l'échelle européenne et réduit de l'ordre de 15 % la pointe de consommation résiduelle

Les interconnexions constituent aujourd'hui un facteur de mutualisation et d'optimisation des moyens de production à l'échelle européenne.

Les profils de consommation dans les différents pays européens sont différents et ils ne présentent pas la même sensibilité aux différents aléas. Par exemple, les besoins d'éclairage nocturne ne sont pas les même au nord et au sud de l'Europe, et les habitudes de vie, les décalages horaires et les spécificités nationales conduisent à des profils de consommation présentant aujourd'hui des différences. Cet effet se traduit en particulier sur les pointes de consommation dans les différents pays qui n'apparaissent pas au même moment. Ainsi, les pointes de consommation en Italie surviennent en été en milieu d'après-midi, celles des pays scandinaves en hiver en matinée tandis que celles de la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas se situent en hiver en soirée. Sur l'année 2018, au périmètre européen de l'ENTSO-E, la pointe de consommation réalisée s'est avérée inférieure de près de 30 GW à la somme des pointes nationales (soit de l'ordre de 5 % de la pointe)[8].

À long terme, les scénarios atteignant la neutralité carbone en Europe impliquent une forte croissance de la part des énergies renouvelables variables. Dans ce cadre, il est important d'examiner la corrélation entre les profils de production renouvelables selon les pays.

L'hydraulique présente des profils de production différents et complémentaires selon les pays, avec notamment un fonctionnement différent entre la Scandinavie et les Alpes.

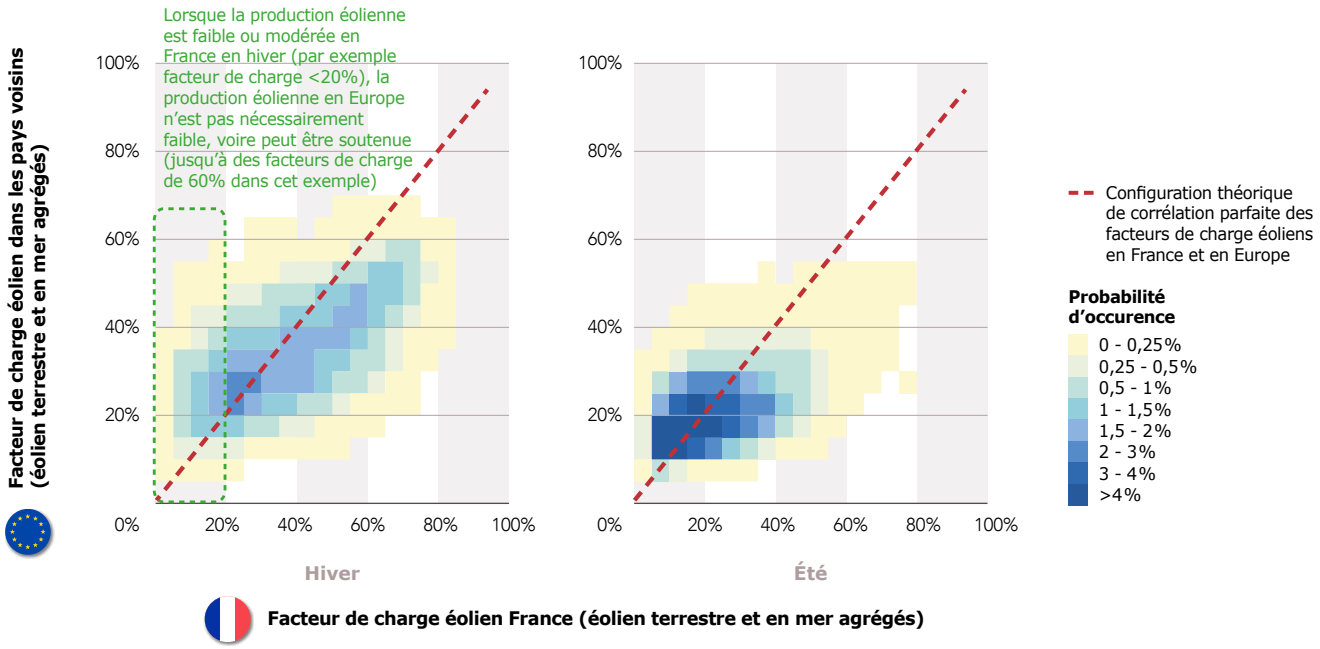
Sur le photovoltaïque, le cycle jour/nuit de la production est évidemment commun à tous les pays européens. Un très léger degré de foisonnement existe, lié à la variabilité de l'ensoleillement selon les zones mais aussi au décalage des heures de production entre les pays les plus à l'est et ceux les plus à l'ouest et à l'amplitude journalière de l'ensoleillement entre les pays du nord et les pays du sud.

Le sujet qui suscite le plus d'interrogations concerne le comportement des parcs éoliens à travers l'Europe en fonction des situations météorologiques. Les différents pays sont soumis à des régimes de vents différents et leurs productions ne sont qu'en partie corrélées. Il existe un certain degré de foisonnement entre les aléas de production éolienne, et un bénéfice à mutualiser en Europe les moyens pour gérer les situations de vents faibles.

L'inquiétude relayée dans le débat public porte de manière plus précise sur la possible concomitance de situations de très faible production éolienne dans les différents pays européens lors de situations froides sur une partie du continent, notamment en cas de blocage anticyclonique sur une partie importante de l'Europe. Des analyses statistiques précises ont été menées sur le sujet : elles montrent que ces situations existent mais avec une probabilité très faible et sont principalement situées en hiver. **Ainsi, les périodes en hiver pendant lesquelles le facteur de charge éolien (terrestre et en mer) en France est inférieur à 10 % représentent 6 % du temps en hiver. Mais les périodes où**

8. Source : Factsheet ENTSO-E 2018

Figure 7.10 Probabilité d'occurrence sur les facteurs de charge de l'éolien en France et dans les pays voisins



ce facteur est inférieur à 10 % sur la France et ses premiers voisins ne représentent que 0,3 % du temps.

En intégrant ces différents effets sur les profils de production et de consommation à l'horizon 2050, la consommation résiduelle (production diminuée des productions renouvelables fatales) européenne est bien plus lissée que la consommation résiduelle française. Sur le scénario M23 en 2050. **La pointe à une chance sur dix de consommation résiduelle sur le périmètre de la France et ses voisins directs est ainsi plus faible de plus de 15 % que la somme de celles de chacun de ces pays.**

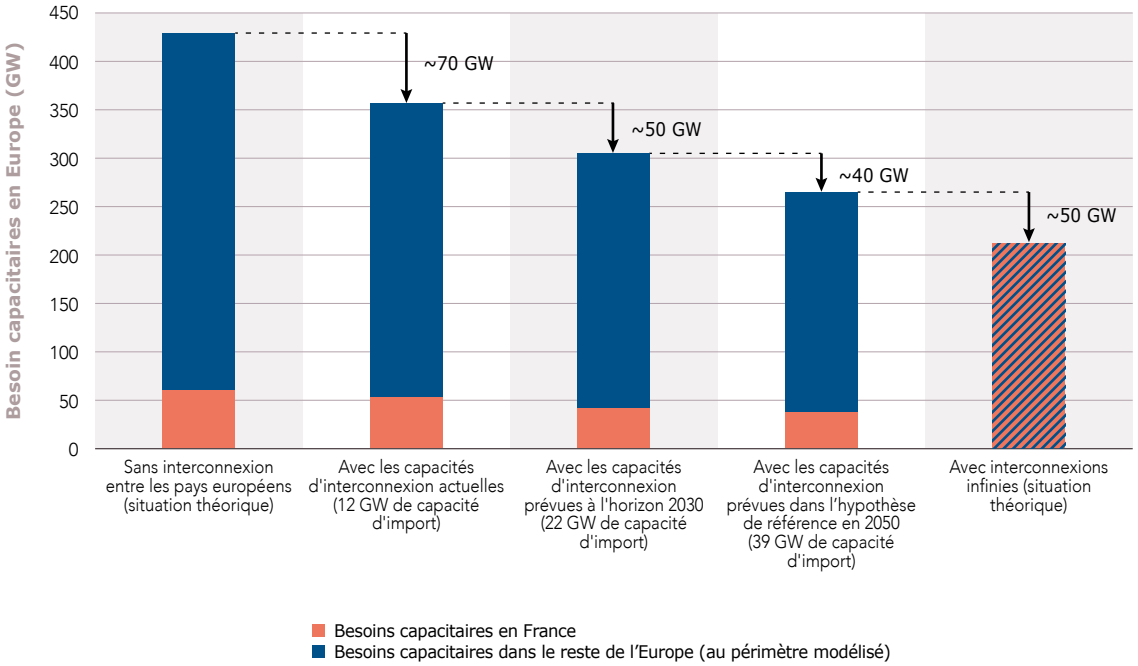
7.2.1.2 Le développement d'interconnexions permet à la fois d'éviter la construction de moyens de production et/ou le développement de nouvelles flexibilités et limite leur sollicitation pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Le développement des interconnexions permet de tirer le meilleur parti du foisonnement de la consommation et de la production renouvelable à l'échelle européenne. Il rend donc possible une mutualisation des moyens de flexibilité (batteries, centrales thermiques décarbonées…), avec un effet baissier sur les capacités à déployer dans chaque pays pour assurer la sécurité d'approvisionnement en Europe.

Les résultats des simulations de l'équilibre offre-demande européen montrent que les capacités d'interconnexion déjà existantes permettent de réduire de l'ordre de 70 GW[9] les capacités à déployer dans les différents pays, par rapport à une situation théorique sans aucune capacité d'échange entre les pays.

9. Cette puissance est évaluée en capacité parfaite équivalente, c'est-à-dire la puissance de capacités sans contraintes de disponibilité ni de contraintes de stock.

Figure 7.11 Besoins capacitaires à l'échelle européenne pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans différentes configurations de développement des interconnexions dans le scénario M23 en 2050[10]



Par rapport au niveau d'interconnexion actuel, **le développement des interconnexions envisagé dans les scénarios à l'horizon 2050 permet d'aller plus loin dans la mutualisation des moyens de flexibilité et conduit à une réduction supplémentaire de l'ordre de 90 GW du besoin total européen de nouvelles capacités nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, dans le scénario M23.** Sur ces 90 GW, une réduction du besoin de 50 GW est accessible grâce aux interconnexions prévues à l'horizon 2030.

Un développement accru des interconnexions au-delà des trajectoires considérées dans l'étude serait de nature à réduire encore le besoin de flexibilité, mais de manière moins importante. Ainsi, le cas théorique d'une Europe parfaitement interconnectée («plaque de cuivre») conduirait à diminuer encore le besoin de flexibilité d'environ 50 GW supplémentaires.

De telles configurations soulèvent néanmoins des questions économiques, industrielles et politiques qui sont particulièrement significatives.

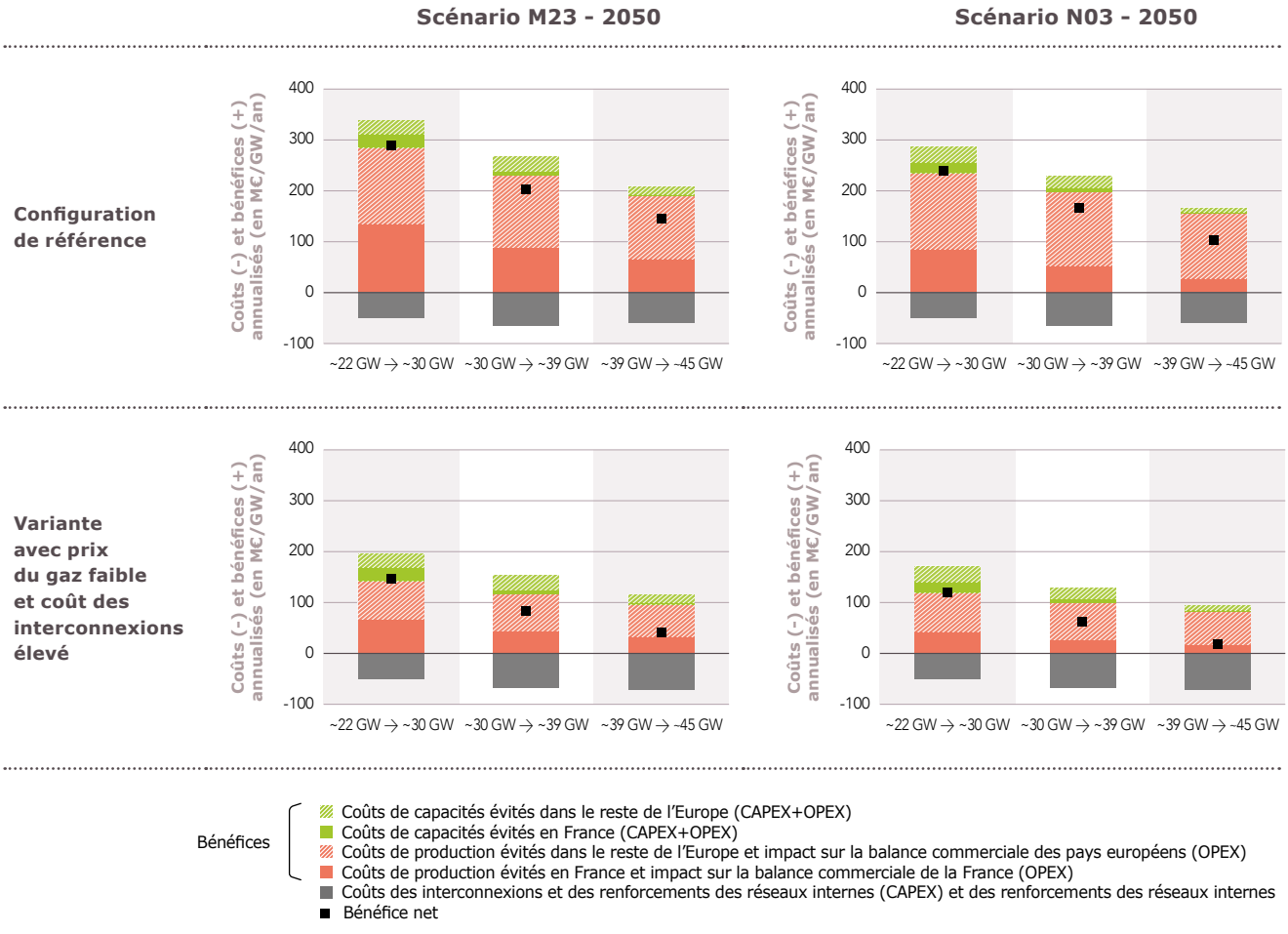
10. Les besoins capacitaires sont exprimés en «puissance parfaite» nécessaire supplémentaire, par rapport aux capacités de production prévues et leviers de flexibilité déjà existants

7.2.1.3 Un développement des interconnexions de l'ordre de 45 GW de capacités d'échange entre la France et ses voisins trouve une justification économique dans tous les scénarios étudiés

Dans une approche d'optimisation économique, le niveau de développement des interconnexions doit être en premier lieu déterminé par la comparaison entre les coûts des projets d'interconnexions et les gains apportés au fonctionnement du système électrique européen. C'est ainsi qu'est aujourd'hui organisé le système d'autorisation des nouveaux projets de capacités d'interconnexion, qui doivent faire l'objet d'une justification économique auprès des instances européennes et des autorités de régulation afin d'assurer leur intérêt pour la collectivité.

Les gains pour le système électrique résultent à la fois de la réduction des capacités de production flexibles à développer mise en évidence dans les paragraphes précédents, mais également d'une meilleure optimisation de l'utilisation des différents moyens du mix électrique via la sollicitation des capacités de production et de flexibilité les moins coûteuses à l'échelle

Figure 7.12 Coûts et bénéfices pour le système électrique liés au développement des interconnexions dans les scénarios M23 et N03 à l'horizon 2050, selon les hypothèses sur les prix du gaz, les coûts des interconnexions et le niveau de développement des interconnexions



continentale. Concrètement, cela signifie que les interconnexions permettent d'utiliser à un instant donné les excédents de production renouvelable ou nucléaire d'un pays pour éviter de démarrer dans d'autres pays des moyens thermiques dont le coût variable de production est élevé.

Cette optimisation de l'équilibre offre-demande s'opère aujourd'hui via les marchés de l'électricité. Elle joue un rôle important à long terme dans la mesure où elle contribue à réduire la sollicitation de moyens thermiques dont les coûts variables de production sont importants (centrales au biométhane ou à hydrogène) et à favoriser la production renouvelable ou nucléaire à faible coût variable.

En intégrant l'ensemble de ces gains et en les mettant en regard des projections de coût d'investissement dans les interconnexions, **les analyses montrent qu'une capacité d'import de l'ordre de 45 GW entre la France et les pays voisins à l'horizon 2050 serait justifiée sur le plan économique** dans tous les scénarios étudiés (aujourd'hui la France peut importer 12 GW et il est prévu qu'elle puisse en importer 22 GW en 2030). Cette capacité demeure justifiée en considérant différents prix des gaz (qui conditionnent la valeur économique des échanges) et dans toutes les configurations étudiées sur l'évolution des mix électriques des pays voisins.

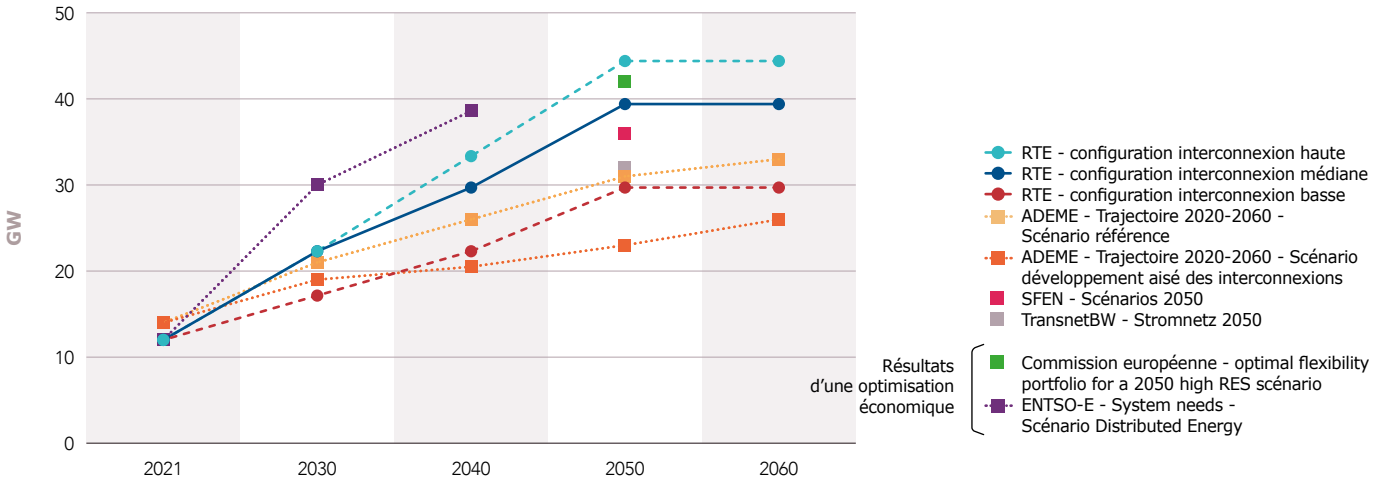
Cette justification économique au périmètre européen est également valable au niveau de la France dans toutes les configurations. Ceci signifie que le développement des interconnexions ne trouve pas uniquement sa justification dans les échanges traversant le pays et que les bénéfices au périmètre de la France[11] permettent de couvrir au moins l'intégralité des coûts de renforcement du réseau interne en France et plus de 50 % des coûts des projets (qui seront partagés entre les gestionnaires de réseau). Ce résultat est valable dans toutes les configurations jusqu'à une capacité de 39 GW d'imports. Il reste vrai jusqu'à 45 GW dans tous les scénarios et toutes les configurations, sauf dans les scénarios « N » conjugués avec des hypothèses basses de prix du gaz, défavorables à la rentabilité des interconnexions (mais la rentabilité au niveau européen reste assurée).

Cette analyse comporte par ailleurs des principes de prudence sur le plan méthodologique : elle intègre d'une part un principe d'augmentation du coût des projets de nouvelles lignes (HVDC souterraines ou en mer par exemple) par rapport aux interconnexions historiques, d'autre part une quote-part correspondant au renforcement des réseaux nationaux pour permettre d'augmenter les transits entre pays. Elle prend également en compte le fait que les bénéfices marginaux pour le système électrique européen diminuent au fur et à mesure du renforcement de la capacité d'échange. Elle suppose en revanche une adhésion continue aux principes de la construction européenne, un respect systématique du droit communautaire de la part des États concernés, ainsi qu'une adaptation des réseaux internes des pays européens.

Ces résultats sont par ailleurs cohérents avec les études existantes à l'échelle européenne ayant analysé l'intérêt économique des interconnexions à long terme[12]. Des résultats similaires sur l'intérêt de développer fortement les interconnexions dans des mix à forte pénétration de production renouvelable existent également dans d'autres régions du monde[13].

11. Les bénéfices pour la collectivité française prennent en compte (i) les coûts d'investissement évités dans des capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement (CCG/TAC, batteries), (ii) l'impact sur les coûts variables de production (thermique décarboné et nucléaire) en France et (iii) l'impact sur la balance commerciale des échanges d'électricité. Il s'agit de la réduction des coûts du système électrique, selon la méthodologie décrite au chapitre 11.
12. *Cf.* le rapport d'ENTSO-E « System needs » élaboré dans le cadre du plan décennal européen (TYNDP) 2020 et l'étude de la Commission européenne « Optimal flexibility portfolios for a high-RES 2050 scenario »
13. *Cf.* Étude du NREL menée sur l'Amérique du Nord : *North American Renewable Integration Study Highlights Opportunities for a Coordinated, Continental Low-Carbon Grid.*

Figure 7.13 Capacités d'imports dans différentes études et comparaison avec les trajectoires retenues par RTE



7.2.2 Sur le plan politique : un débat légitime sur le degré d'interdépendance souhaité entre les pays européens

7.2.2.1 Le développement des interconnexions conduit à un accroissement des interdépendances pour la sécurité d'approvisionnement en électricité

Au-delà des bénéfices technico-économiques résultant de la réduction des besoins de capacité et de l'optimisation de l'équilibre offre-demande, un développement volontariste des interconnexions à long terme induit un accroissement de la dépendance du système électrique français aux imports.

Cette dépendance est déjà une réalité. Depuis 2011, l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement définie dans le Code de l'énergie intègre la prise en compte de la contribution des pays voisins dans les modélisations de l'équilibre offre-demande. Ce principe s'appuie sur la volonté de ne pas surdimensionner le parc de production électrique en France et d'éviter d'envoyer des signaux inutilement alarmistes lors des situations où la France peut assurer la sécurité d'approvisionnement grâce aux imports.

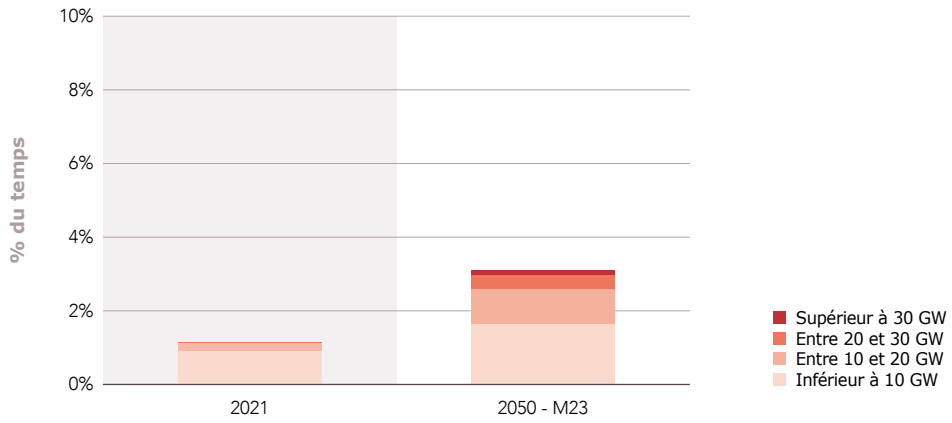
Cette interdépendance est néanmoins extrêmement limitée en volume (environ 1% du temps aujourd'hui, pour 0,1% de l'électricité consommée en France). À long terme, une plus grande mutualisation des leviers de flexibilité grâce au développement des interconnexions conduit à l'accroître, pour atteindre de l'ordre de 3% du temps dans les cas de base des différents scénarios et de l'ordre de 1% de volume d'électricité.

Dans les scénarios de neutralité carbone, cette situation de dépendance de la France aux pays voisins est par ailleurs réciproque et signifie une maîtrise partagée au niveau européen du pilotage du système et de la sécurité d'approvisionnement.

Cette interdépendance soulève différentes problématiques :

- sur le plan technique d'une part, avec la nécessité de mettre en place des modes d'exploitation coordonnés avec les opérateurs des pays voisins ;
- sur le plan politique d'autre part, avec une question sur l'acceptabilité et sur les leviers de maîtrise de ce niveau de dépendance *(voir ci-après)*.

Figure 7.14 Fréquence des situations où les imports sont strictement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France



7.2.2.2 L'approvisionnement énergétique de la France en 2050 est considérablement moins dépendant de l'étranger qu'aujourd'hui, mais avec des interdépendances de natures différentes

L'augmentation de la dépendance aux interconnexions pour la sécurité d'approvisionnement électrique doit être mise en regard de l'évolution de l'autonomie énergétique globale permise dans les scénarios de neutralité carbone. De manière générale, **les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* s'inscrivent dans une stratégie énergétique globale de très forte réduction de la dépendance énergétique de la France, à la fois sur le plan quantitatif et qualitatif.**

Pris dans son ensemble, le mix énergétique français repose aujourd'hui majoritairement sur les énergies fossiles, qui composent plus de 60 % de la consommation d'énergie finale du pays[14]. Ces énergies ne sont pas extraites en France mais majoritairement importées depuis le Moyen-Orient, l'Afrique du nord, la Russie et des pays européens (Norvège et Pays-Bas). Malgré l'augmentation limitée de la dépendance du système électrique, **la décarbonation de l'économie et la sortie des énergies fossiles conduisent donc à réduire fortement la dépendance de la France au reste du monde pour l'approvisionnement énergétique à l'horizon 2050.**

Dans un système neutre en carbone reposant en plus grande partie sur l'électricité, l'enjeu de la dépendance entre pays doit donc s'appréhender de manière différente.

La situation énergétique générale de la France qui s'est structurée au cours du XX^{e} siècle repose sur une organisation mondiale des flux d'énergies des pays producteurs d'hydrocarbures vers les pays consommateurs. Ce système repose sur des contrats de long terme, des garanties de livraison et des possibilités de stockage significatives (via les stocks stratégiques en particulier) permettant d'anticiper de potentielles crises sur l'approvisionnement énergétique.

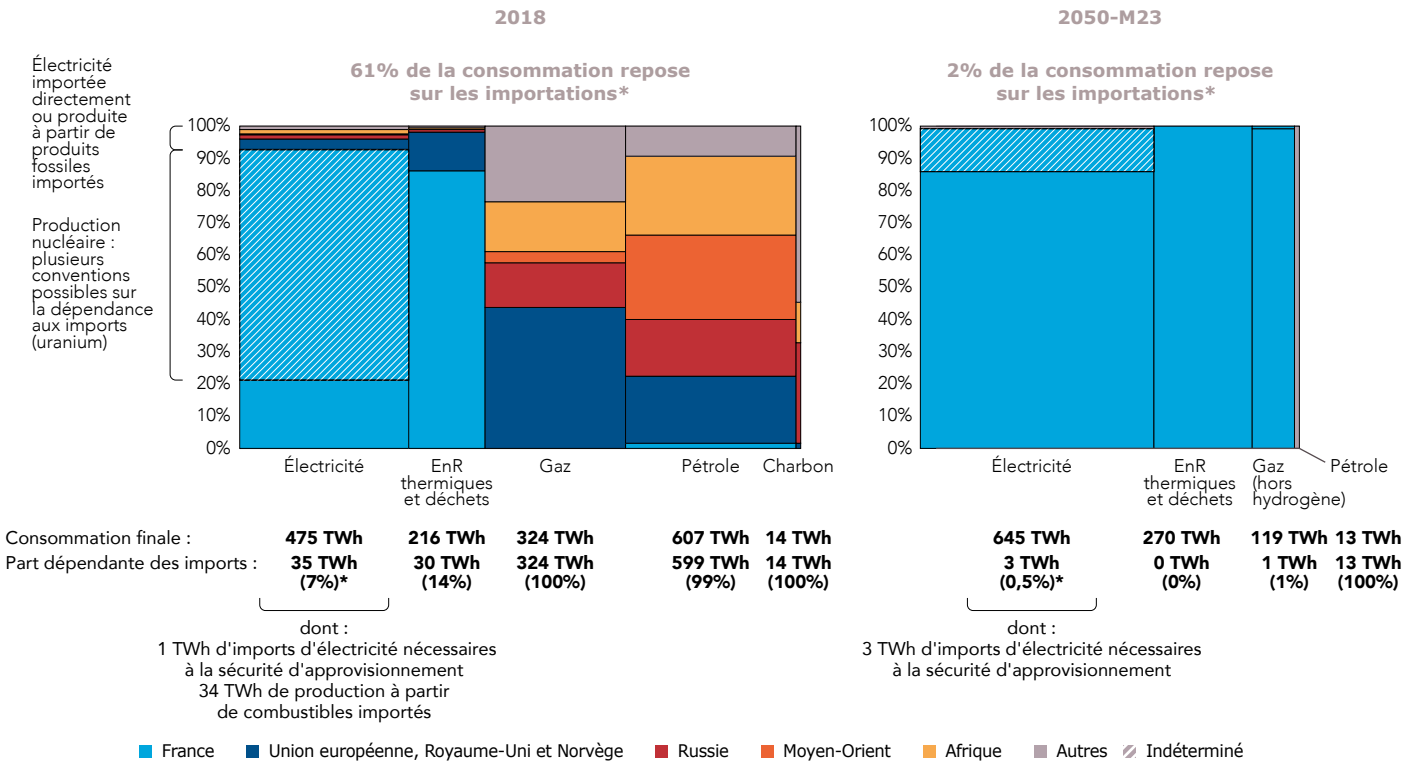
Dans une France neutre en carbone dont l'électricité est la principale source d'énergie, la dépendance aux pays exportateurs de pétrole ou de gaz disparaît. En contrepartie, le système électrique possède une dimension européenne et un certain niveau de «codépendance» entre pays européens proches. Dans les scénarios des *Futurs énergétiques 2050*, la France demeure légèrement exportatrice d'électricité et a recours à des imports pour des durées et volumes plus élevés qu'aujourd'hui mais qui restent limités. Le fonctionnement d'un tel système électrique obéit indéniablement à une réalité plus européenne. Il implique *a minima* un système de marché visant à optimiser l'allocation des ressources à l'échelle du continent et une coordination technique renforcée. L'approvisionnement en électricité dépend des conditions sur l'équilibre offre-demande des pays voisins et notamment des conditions météorologiques vécues.

Cette absence de «garantie physique», comparée aux relations commerciales de long terme et aux capacités de stockage intrinsèques aux énergies fossiles, a suscité dans le cadre de la concertation un débat sur la «dépendance» engendrée par les scénarios d'électrification. Les éléments présentés ci-dessus permettent de quantifier cet effet, qui doit s'intégrer à la perspective plus large d'une quasi-autosuffisance énergétique de la France dans la SNBC, ce qui constituerait sur le plan géostratégique une évolution considérable par rapport à aujourd'hui[14].

14. Ce taux est calculé sur l'énergie finale (sauf pour l'électricité, qui intègre les consommations du secteur de l'énergie : pertes, production d'hydrogène, raffineries…) et est plus important que le taux officiel de 45%, publié par le SDES, qui est calculé sur l'énergie primaire et considère un facteur de conversion entre énergie finale et énergie primaire sur la production nucléaire (1 TWh d'énergie finale d'origine nucléaire compte pour 2,5 TWh d'énergie primaire), qui conduit à donner un poids important à la production nucléaire, supposée ne pas dépendre des importations.
L'évaluation de l'origine géographique de la consommation d'énergie consommée en la France repose sur les hypothèses et conventions suivantes :
- Pour les énergies autres que l'électricité, les exportations sont défalquées des importations pour n'afficher que les importations servant à couvrir les besoins de la France. Pour n'afficher que les importations nettes, une règle de prorata entre les origines géographiques est appliquée.
- La consommation d'électricité est comptabilisée en consommation totale.
- Pour l'électricité, l'évaluation de la consommation d'énergie reposant sur des imports correspond à la somme de (i) l'électricité produite par des centrales fonctionnant au combustible importé et (ii) l'électricité importée, dans les moments où ces imports étaient strictement nécessaires.

L'électricité d'origine nucléaire est comptabilisée comme provenant de France, même si l'uranium est importé, car les coûts d'approvisionnement en uranium ne représentent qu'une très faible part des coûts de production d'électricité. C'est la convention retenue par le ministère de la Transition écologique. Cette convention a un effet important sur l'évaluation de la dépendance aux imports. Si l'énergie nucléaire était considérée comme reposant sur les imports, la part de l'énergie totale importée sur l'énergie totale consommée serait de 82 %, contre 61 % avec la convention adoptée.
La production d'hydrogène par électrolyse étant comptabilisée dans la consommation totale d'électricité, il a été choisi de ne pas intégrer la consommation d'hydrogène dans la consommation finale de gaz.

Figure 7.15 Répartition de la consommation totale d'électricité et de la consommation finale pour les autres énergies de la France en fonction de l'origine géographique, tous vecteurs énergétiques confondus[14]



* La convention de référence sur le nucléaire consiste à considérer que la production nucléaire n'est pas dépendante de façon critique des imports d'uranium

7.2.3 Une hypothèse de référence pour l'étude des scénarios : un développement des interconnexions en deçà de l'optimum économique pour tenir compte des incertitudes industrielles et politiques

Même si elle trouve une justification sur le plan économique, une trajectoire d'accélération forte du développement des interconnexions présente de nombreuses incertitudes : capacité à déployer les projets, augmentation de l'interdépendance des pays, acceptation politique et sociétale, etc.

Les retours des participants à la concertation ont fait émerger un point d'attention spécifique sur le réalisme d'un scénario reposant sur une capacité d'interconnexion très importante. Plusieurs acteurs ont ainsi proposé de limiter leur développement à un niveau inférieur à l'optimum économique pour éviter de reporter de manière trop importante le développement de la flexibilité à l'extérieur de la France, de créer une situation de dépendance trop forte ou encore de projeter un rythme de développement des interconnexions trop rapide.

Dans ce contexte, une hypothèse prudente de 39 GW de capacité d'import pour l'horizon 2050 (contre environ 12 GW aujourd'hui et 22 GW prévus pour 2030) a été retenue comme référence dans les scénarios étudiés. Ce niveau, bien qu'en augmentation par rapport à aujourd'hui, demeure inférieur à celui de 45 GW qui ressort de l'analyse économique dans toutes les configurations étudiées. L'hypothèse centrale considérée de 39 GW se situe dans le faisceau des études externes et en dessous des études ayant défini le niveau d'interconnexion sur la base d'une optimisation économique.

Le rythme de développement sous-jacent nécessaire est de l'ordre de 0,9 GW par an sur les trente prochaines années. Il est cohérent avec le plan de développement présenté par RTE dans le schéma décennal de développement du réseau publié en 2019, qui prévoit un rythme de développement des interconnexions d'environ 1 GW par an pour les quinze prochaines années.

Cette hypothèse est commune à tous les scénarios et des variantes sont testées pour apprécier les implications techniques et économiques associées au niveau de développement des interconnexions.

Figure 7.16 Évolution des capacités d'import, dans la configuration de référence

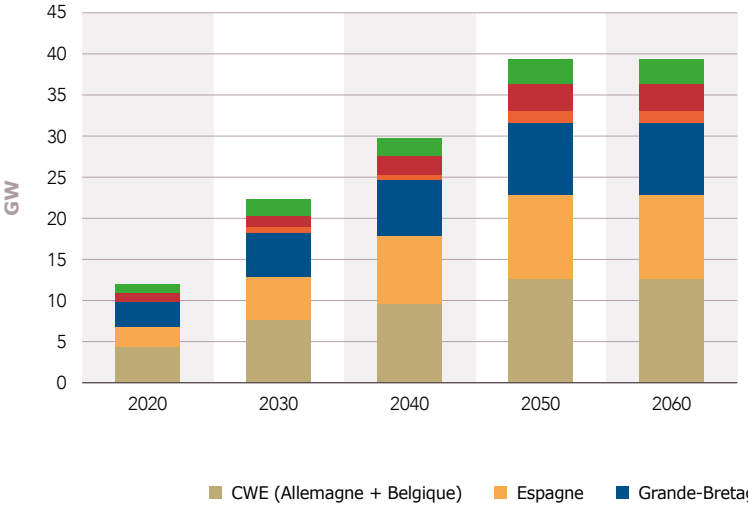
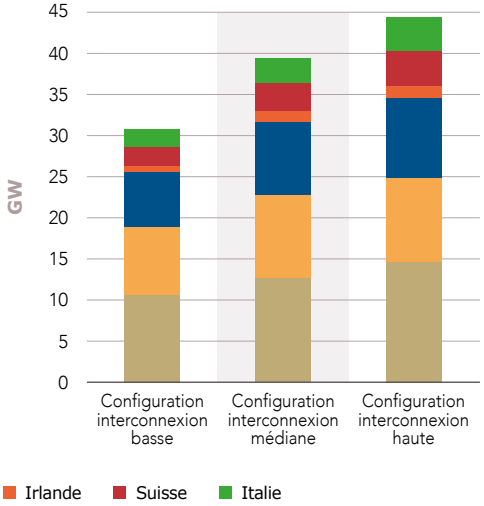


Figure 7.17 Capacités d'import en 2050, dans les différentes configurations testées





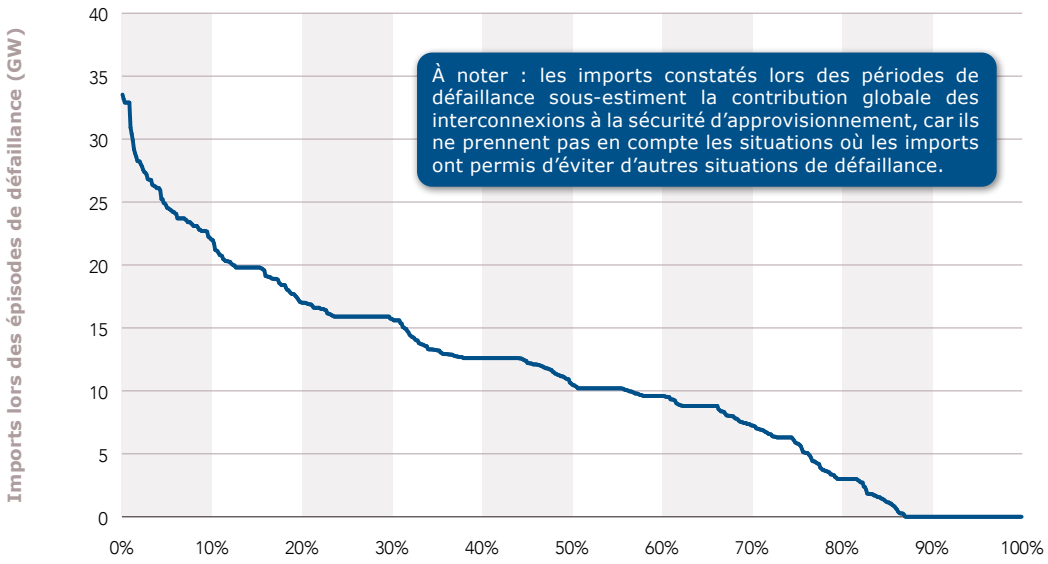
7.2.4 Des interconnexions qui contribuent largement à la sécurité d'approvisionnement de la France de façon statistique

La contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement en France va fortement augmenter dans les prochaines décennies, passant d'environ 10 GW aujourd'hui à un niveau de 20 à 25 GW dans les différents scénarios à l'horizon 2050. L'augmentation de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France est cependant plus faible que l'augmentation des capacités d'interconnexions, la contribution passant de l'ordre de 80 % à 60 % de la capacité d'import à horizon 2050, du fait notamment des évolutions du mix de production dans les pays voisins, qui disposeront de moins de capacités pilotables.

Ce volume est évalué non pas sur la taille des interconnexions, mais sur leur potentiel d'utilisation en tenant compte de la production et de la consommation projetées dans tous les pays européens (dont les hypothèses ont été présentées au chapitre 6). Une dégradation de la sécurité d'approvisionnement en Europe, avec une espérance de durée de défaillance de l'ordre de 3,9 heures/an dans les principaux pays (configuration «C»), contre 1,4 heures/an dans la configuration de référence (configuration «A»), pourrait réduire la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France de l'ordre de 5 GW. Ainsi, le niveau de sécurité d'approvisionnement dont bénéficie la France via les interconnexions ne peut être considéré comme acquis à la hauteur du potentiel technique.

La contribution des interconnexions est de nature statistique et doit être comprise comme la réduction du besoin en capacité en France pour maintenir un même niveau de sécurité d'approvisionnement. Elle ne constitue pas une garantie systématique de disponibilité des imports dans les situations de tension. En pratique, les puissances disponibles pour des imports dans les situations de tension peuvent être très variables. À titre d'exemple, dans le scénario M23 en 2050, les imports français sont parfois inférieurs à la contribution statistique, mais sont aussi supérieurs dans d'autres configurations.

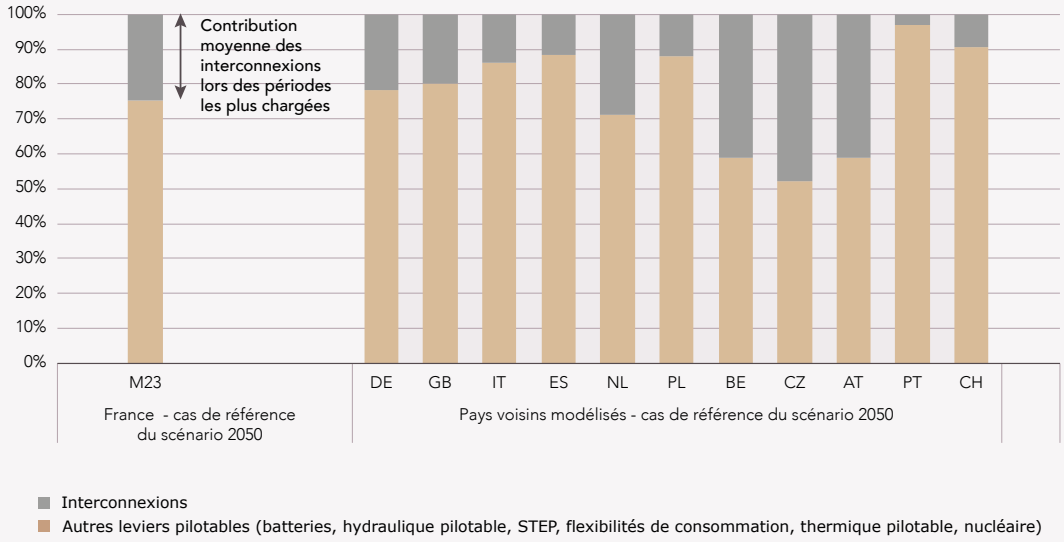
Figure 7.18 Monotone d'imports lors des épisodes de défaillance dans le scénario M23 en 2050



Dans les scénarios des *Futurs énergétiques 2050*, la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement des pays voisins est analogue pour tous les pays de taille importante

Le niveau de contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de la France ne constitue pas une spécificité de la construction des bouquets de flexibilités des scénarios en France. L'analyse du rôle des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement de chacun des pays montre que tous les pays dont le système électrique est de taille comparable à la France s'appuient de façon analogue sur les interconnexions pour assurer la sécurité d'approvisionnement, avec un effet légèrement abaissé pour les pays géographiquement plus excentrés (notamment l'Espagne). En revanche, les pays dont les systèmes électriques sont plus petits et qui sont géographiquement centraux bénéficient plus des interconnexions par rapport à la taille de leur système électrique.

Figure 7.19 Contribution moyenne des interconnexions et des autres leviers pilotables (batteries, hydraulique pilotable, STEP, flexibilités de consommation, thermique pilotable, nucléaire) calculée sur les quatre heures de plus forte demande résiduelle, pour les principaux pays européens, dans le scénario M23 en 2050



7.2.5 Un rôle des interconnexions qui évolue

La France est aujourd'hui un pays structurellement exportateur d'électricité vers les pays voisins, avec un solde net ayant évolué entre 40 et 60 TWh au cours des dernières années. Les interconnexions ont donc été ces dernières décennies principalement utilisées pour exporter l'électricité produite en France. Cette situation découlait de différentiels structurels sur les coûts de production de l'électricité, liés à des choix différents de combustibles, et conduisait souvent à saturer la capacité d'interconnexion sur certaines frontières. Sur la décennie 2000-2009, la France était exportatrice nette d'électricité près de 95 % du temps et près de 90 % du temps sur la décennie 2010-2019.

Depuis 2010 et les débuts de la transition énergétique en Europe, les flux sur les interconnexions deviennent de plus en plus variables, et peuvent changer de sens au sein même d'une journée.

Dans tous les scénarios à l'horizon 2050, la variabilité des flux augmente significativement, ce qui découle directement de celle des productions renouvelables dans chaque pays.

Cette variabilité se matérialise d'une part par le profil journalier moyen d'utilisation des interconnexions, avec des flux du sud vers le nord pendant les périodes de production photovoltaïque et des flux du nord vers le sud en dehors de ces périodes. D'autre part, l'amplitude du solde horaire d'import/export augmente. Dans le scénario M23 en 2050, l'amplitude de l'intervalle dans lequel se situent 90 % des situations d'import/export est de 46 GW, contre seulement 15 GW actuellement.

Le recours aux imports (en position nette) devient moins rare : dans tous les scénarios, bien que le solde exportateur de la France reste positif, la France devient plus fréquemment importatrice, de l'ordre de 45 %[15] du temps dans le scénario M23 en 2050, contre de l'ordre de 10 % ces dernières années.

Les capacités d'interconnexion entre la France et les pays voisins jouent donc un rôle croissant pour accueillir des flux transeuropéens, ce qui entraînera des répercussions sur le dimensionnement et la gestion du réseau de grand transport national *(voir chapitre 10)*.

15. Il convient de préciser que parmi les situations où la France importe, seulement une petite partie correspond à des situations où ces imports sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement, le reste des situations sont des configurations où la France dispose de suffisamment de moyens pour assurer la sécurité d'approvisionnement mais des productions à coût plus faibles sont disponibles (p.e. imports d'excédents de production renouvelable plutôt que démarrage de capacités de production thermique).

Figure 7.20 Évolution de la moyenne et des 5e et 95e centiles du solde exportateur horaire de la France

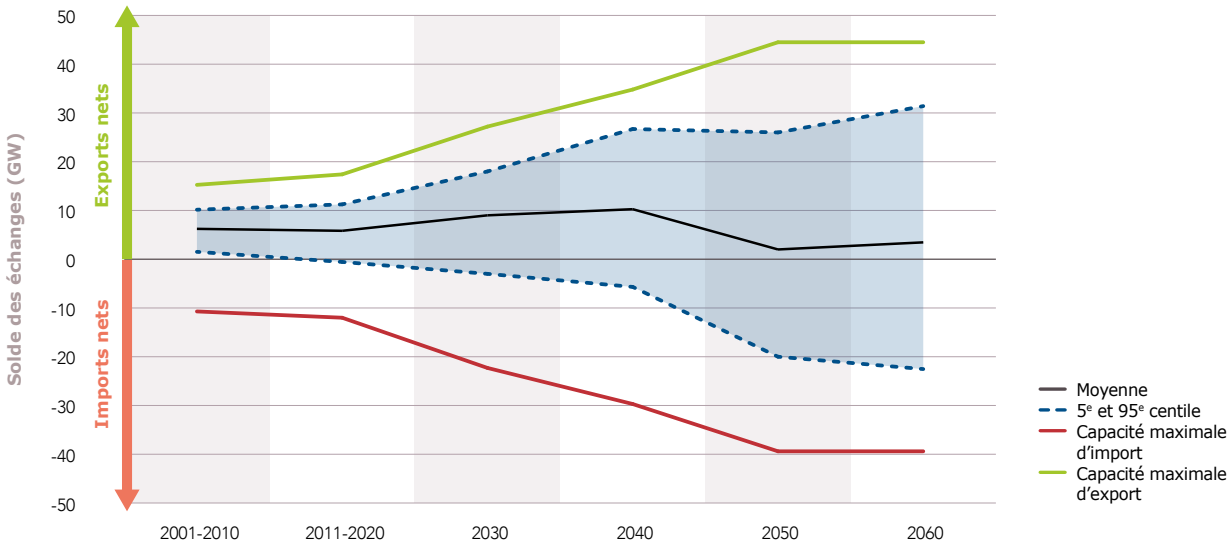
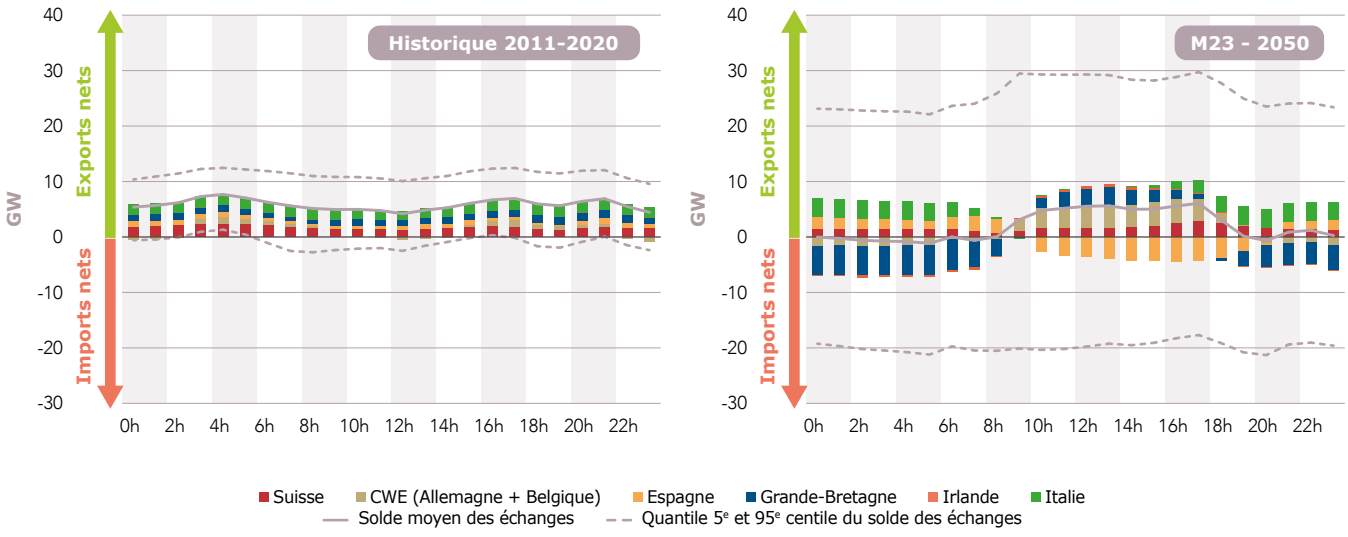


Figure 7.21 Profil horaire moyen du solde des échanges de la France par frontière, et des 5e et 95e centiles, sur l'historique 2011 à 2020 et pour le scénario M23 en 2050



7.3 La flexibilité de la demande : une option très peu coûteuse mais activable sur des durées courtes, et dont le développement ne dépend pas que de facteurs économiques

La promesse d'une « flexibilisation » de la demande électrique est un incontournable de la réflexion théorique, depuis de nombreuses années, sur l'adaptation du système électrique à l'accueil de capacités de production renouvelables en plus grandes quantités. Sous le thème des *« smart grids »*, de nombreux démonstrateurs y ont notamment été consacrés ces dernières années, avec des résultats hétérogènes. Pour autant, il existe aujourd'hui un écosystème d'agrégateurs, de développeurs et d'acteurs des filières du bâtiment ou des matériels connectés qui proposent de nouvelles solutions visant à « embarquer » la flexibilité dans les appareils de demain.

En ce sens, accroître la flexibilité de la demande demeure une option très importante dans un scénario reposant largement sur les énergies renouvelables. En permettant d'adapter en partie la demande à la production disponible, qui dépendra elle-même de plus en plus des conditions météorologiques, la flexibilité de la demande apparaît comme un levier pour limiter la construction de moyens de production ou de stockage. Cette flexibilité permet également de placer la demande à des instants favorables pour le système électrique et d'éviter ainsi la perte de productible décarboné à faible coût variable, renouvelable ou nucléaire.

7.3.1 Une évolution des usages électriques qui favorise un développement de la flexibilité de la demande…

Le pilotage de la demande n'est ni une problématique nouvelle, ni un enjeu uniquement pour l'avenir dans un scénario de rupture : des solutions de ce type sont déjà déployées depuis longtemps en France.

Dans le secteur résidentiel, la flexibilité de la consommation est exploitée depuis les années 1970-1980 : le pilotage des chauffe-eau électriques sur signal tarifaire, avec un décalage de fonctionnement sur les heures de nuit ou méridiennes, concerne aujourd'hui environ 75 % du parc. Il s'agit d'une solution qui donne pleine satisfaction et permet d'éviter des appels de puissance sur la pointe du soir de l'ordre de 2 GW en moyenne. Sur le même segment, les effacements de consommation de type EJP/Tempo, développés à partir des années 1990, sont également des dispositifs connus de longue date. Des offres d'effacement diffus ont aussi émergé depuis une dizaine d'année sous la forme d'offres de marché, pour des volumes beaucoup plus faibles.

Dans le secteur industriel, les procédés industriels électro-intensifs représentent des gisements de flexibilité importants, qui sont déjà en partie valorisés en France. Les effacements sont réalisés dans l'industrie grâce au décalage de la production dans le temps, en exploitant l'inertie de certains procédés, ou les marges existantes dans les plans de production des industriels. Ces effacements en France représentent aujourd'hui de l'ordre de 3 GW.

En complément des efforts entrepris ces dernières années par les pouvoirs publics et RTE pour développer les flexibilités sur les usages existants au travers d'évolutions des mécanismes de marché et de la mise en place de dispositifs de soutien, des évolutions structurelles de la consommation sont à l'œuvre et offrent de nouvelles opportunités. Une partie des nouveaux usages sont en effet par essence de nature pilotables car ils ne conduisent pas à une utilisation instantanée de l'énergie ou parce qu'ils vont de paire avec le déploiement de moyens de pilotage via le numérique.

La mobilité électrique (véhicules légers et lourds, hors ferroviaire) représente en 2050 de l'ordre de 80 TWh dans le scénario de référence. **70 % à 80 %**

des recharges sont estimées comme pouvant être réalisées en temps « non contraint », laissant la possibilité de placer la recharge des véhicules sans impact sur les utilisateurs aux moments où le système électrique dispose de marges de production, voire de forts excédents de production à faible coût variable. Différentes modalités de pilotages permettant un ajustement plus ou moins dynamique aux conditions du système électrique sont possibles. La plupart peuvent se baser sur des dispositifs très simples : asservissement tarifaire, déclenchement à heure fixe ou choix par l'utilisateur de brancher son véhicule certains jours (le week-end par exemple).

Le développement de l'électrolyse représente une consommation d'électricité de 50 TWh en 2050 (et plus dans les scénarios où de l'hydrogène décarboné est utilisé pour alimenter des moyens thermiques contribuant à la sécurité d'approvisionnement). Il constitue également un levier de flexibilité sur la consommation dès lors que cet usage ne vise pas une consommation instantanée de l'énergie : **des capacités de stockage d'hydrogène permettront de faire le « tampon » entre une production par électrolyse qui dépendra des conditions du système électrique et les besoins pour usage final (industrie et mobilité lourde longue distance notamment).** Mais le niveau réel de flexibilité réelle sur le fonctionnement des électrolyseurs dépendra des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène qui seront développée au niveau européen. Des incertitudes existent à ce stade sur les capacités de stockage et la flexibilité associée au vecteur hydrogène.

L'augmentation de la consommation industrielle d'électricité, sous l'effet de l'électrification des procédés conduira aussi à une augmentation du gisement d'effacement.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, **la diffusion de solutions de pilotage fin de certains usages, comme les compteurs communicants, les solutions de domotique ou les solutions de gestion technique du bâtiment[16] constitue une opportunité indéniable.** Néanmoins, la consommation de ces secteurs sera stable ou orientée à la baisse sur certains usages modulables ou ponctuellement effaçables (chauffage et eau chaude sanitaire notamment).

16. Le décret n° 2020-887 du 20 juillet 2020, relatif au système d'automatisation et de contrôle des bâtiments non résidentiels et à la régulation automatique de la chaleur, prévoit l'obligation à l'horizon 2025 que tous les bâtiments tertiaires dont la puissance de chauffage et climatisation est supérieure à 290 kW soient équipés de solutions de gestion technique des bâtiments, avec un système de management de l'énergie.

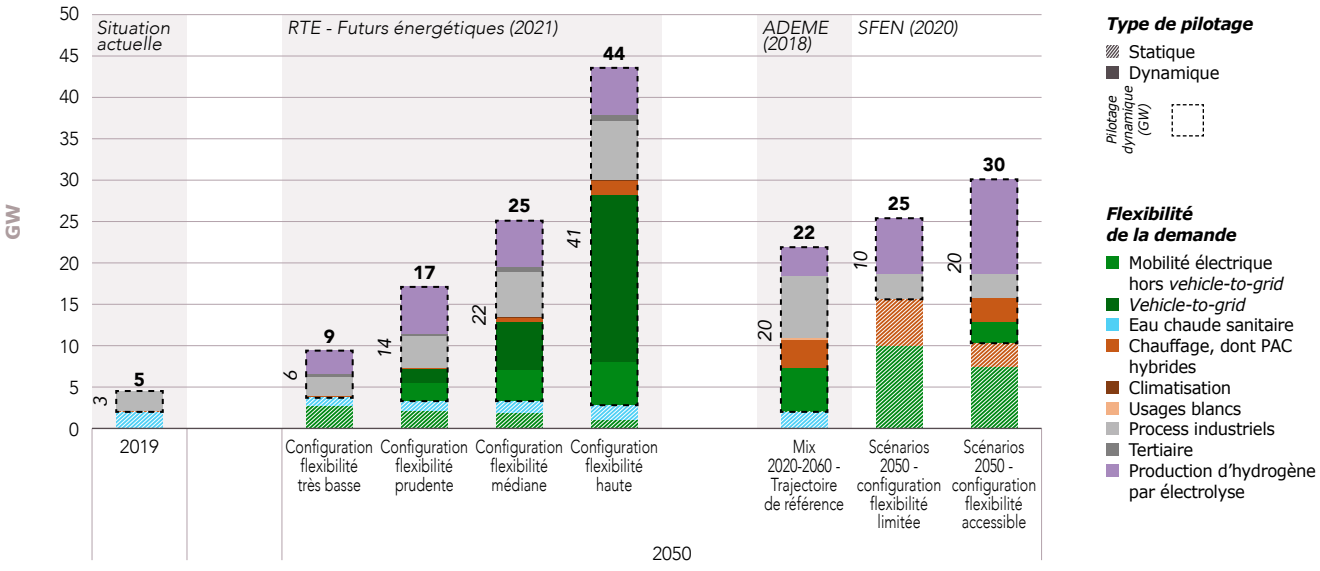
7.3.2 … mais des interrogations sur l'acceptabilité et la volonté de certains consommateurs de s'engager dans ce type de démarche

Pour les consommateurs concernés par le pilotage de la demande, le facteur économique est supposé jouer un rôle important : de la même façon que la recharge automatique des chauffe-eaux permettait de disposer de tarifs plus bas, le pilotage de la recharge des véhicules électriques est susceptible d'offrir aux consommateurs des leviers de maîtrise de leur facture énergétique. RTE a montré dans son rapport sur la mobilité électrique de mai 2019 que ces gains pouvaient être importants à l'échelle d'un ménage.

Le facteur économique est cependant loin d'être le seul à entrer en jeu, notamment dans le secteur du grand public : l'enjeu sur le confort perçu et la représentation symbolique par rapport aux modes de vie, la simplicité des solutions proposées, l'accompagnement des opérateurs et des pouvoirs publics et la confiance dans les éventuels intermédiaires (opérateurs d'effacements, fournisseurs, etc.) jouent également un rôle. Les retours d'expérience sur les dispositifs existants, comme les tarifs à effacement dans les années 1990, ont déjà souligné que leur adoption répondait à des segmentations sociologiques très marquées. La communication sur l'utilité et la simplicité de la mise en œuvre (programmation automatique) seront donc des facteurs clés pour l'adoption de ce type de comportement.

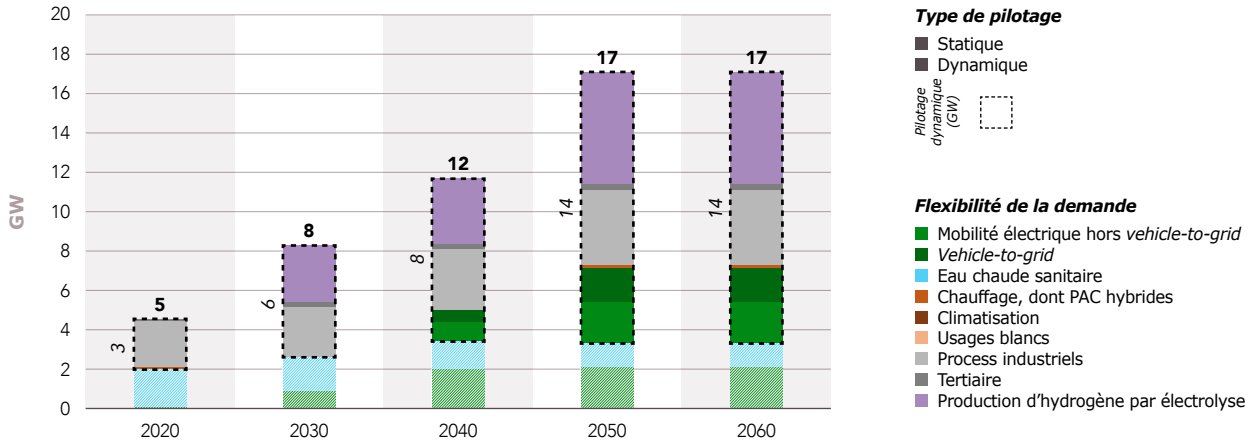
Dans les différents scénarios publics existants, les gisements de flexibilité de la consommation reposent sur des hypothèses fortement contrastées en termes de puissances mobilisables sur les différents usages et de contraintes associées à l'activation de ces flexibilités et aussi le caractère

Figure 7.22 Puissances moyennes effaçables de la demande d'électricité et nature du pilotage (statique ou dynamique) à l'horizon 2050 dans les différentes configurations considérées et dans les études externes[17]



17. La puissance moyenne effaçable correspond à la baisse de consommation disponible en moyenne sur l'année grâce à la flexibilisation des usages, par rapport à une consommation «naturelle» (i.e. une consommation qui serait celle si les consommateurs n'avaient aucun intérêt à flexibiliser leurs usages). Pour les études externes, les valeurs affichées sont estimées par RTE pour se ramener à la même définition (et peuvent différer des valeurs affichées dans les études, qui utilisent parfois d'autres règles de comptabilisation).

Figure 7.23 Évolution de la puissance moyenne effaçable de la demande d'électricité dans la configuration «flexibilité prudente» sur la demande d'électricité, de 2020 à 2060



dynamique[18] ou non de la mobilisation de certains leviers de flexibilité. Selon les sources considérées, le gisement total se situe entre 22 et 30 GW[19], mais ces chiffres, relativement proches, masquent des différences fortes sur les modalités de pilotage et les contraintes associées.

Dans la présente étude, compte tenu des incertitudes sur le gisement de flexibilité, plusieurs configurations contrastées ont été considérées et testées :

- une configuration «sans aucune flexibilité de consommation», qui ne reflète pas une situation réaliste et sert de scénario contrefactuel pour évaluer l'apport des flexibilités de consommation au fonctionnement du système électrique ;
- une configuration «flexibilité très basse», qui reflète une situation d'échec sur le développement de la flexibilité de la demande, avec stagnation/érosion des flexibilités sur les usages actuels et faible développement de la flexibilité des nouveaux usages (mobilité électrique, électrolyse) ;
- une configuration «flexibilité prudente» reflétant une situation de développement prudent de la flexibilité, portée essentiellement sur les nouveaux usages (mobilité électrique, électrolyse) et qui n'intègre pas de pari sur l'acceptabilité des consommateurs ou de diffusion technologique[20]. C'est la configuration de référence considérée.
- une configuration «flexibilité médiane», qui intègre un développement plus important de la flexibilité sur tous les secteurs, à des niveaux atteignables sous condition d'un bon niveau d'appropriation des leviers de flexibilité par les consommateurs et les entreprises, et de la diffusion de solutions techniques existantes permettant le pilotage dynamique de certains

18. Un usage est considéré comme pilotable dynamiquement s'il peut agir en fonction de la situation de l'équilibre offre-demande du système électrique. C'est le cas pour les consommateurs qui réagissent à un signal de prix dynamique (p.e. prix de marché Spot) et à une activation pilotée par un agrégateur en fonction des besoins du système électrique. L'activation des effacements industriels, via les mécanismes de marché, constitue un exemple de pilotage dynamique. *A contrario*, un usage est considéré comme piloté statiquement si son profil de consommation est adapté en structure pour les besoins du système électrique, par exemple via un tarif statique (type le signal heures pleines/heures creuses actuel), sans que le consommateur réagisse dynamiquement aux besoins du système électrique. Le pilotage actuel de la production d'eau chaude sanitaire par le signal HP/HC chez la plupart des consommateurs correspond à un pilotage statique.

19. Ces valeurs intègrent la flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse, qui n'est pas systématiquement intégrée dans la restitution des hypothèses sur la flexibilité de la consommation des études externes. Par ailleurs, les puissances affichées dans les études externes ne sont pas nécessairement comptabilisées avec la même règle de calcul. Les valeurs affichées ici restituent la puissance effaçable en moyenne, telle que décrite en note de bas de page 23.

20. En pratique, elle repose sur une légère amélioration du taux de pilotage de la recharge des véhicules électriques reposant sur des solutions de pilotage simple et avec une très faible adoption du *vehicle-to-grid*. Le pilotage des usages dans le tertiaire et le résidentiel stagne tandis que les effacements industriels se développent sous l'effet mécanique de l'électrification des process industriels. La production d'hydrogène par électrolyse est quant à elle flexibilisée et les électrolyseurs s'effacent en particulier lors des périodes de tension menaçant la sécurité d'approvisionnement.

usages résidentiels (mobilité électrique, chauffage et climatisation, etc.).
- une configuration « flexibilité haute », correspondant à une forte mobilisation des usages pouvant être rendus flexibles, avec une très bonne appropriation de ces leviers par les consommateurs, une adoption importante de technologies permettant de flexibiliser les usages et des incitations économiques importantes.

La configuration de référence repose sur une approche prudente sur le développement de la flexibilité des usages (i.e. la configuration « flexibilité prudente ») afin de ne pas faire reposer le réalisme des scénarios sur des hypothèses d'acceptation par les consommateurs et de progrès technologique.

Dans tous les scénarios considérés, les mêmes niveaux de flexibilité des usages, hors effacements industriels, sont considérés. Ce choix conduit à ne pas considérer une plus forte mobilisation du gisement dans les scénarios sans nouveau nucléaire, sous l'effet d'un besoin de flexibilité plus important qui se refléterait dans les signaux économiques. Il permet ainsi d'éviter de considérer que le développement des flexibilités de consommation (hors effacements industriels) résulte uniquement d'un calcul économique, dans un contexte où les coûts associés au développement de certaines flexibilités font l'objet de fortes incertitudes (par exemple, la généralisation du pilotage des recharges des véhicules électriques, du *vehicle-to-grid*, etc..). Il permet d'assurer la comparabilité des scénarios, sur le plan des besoins en construction de capacités flexibles (batteries, thermique décarboné) et de leurs implications économiques, environnementales et sociétales.

Deux situations font exception à ce principe général consistant à considérer les mêmes flexibilités de consommation dans tous les scénarios.

D'une part, dans les scénarios où le niveau effectif de sécurité d'approvisionnement est plus important que la cible fixée, la capacité d'effacements industriels est réduite afin que le niveau de sécurité d'approvisionnement soit comparable à celui des autres scénarios. Cette approche est cohérente avec la logique de développement des capacités d'effacements industriels basée sur un raisonnement économique. Cette situation concerne uniquement le scénario N03 (et certaines variantes de N2).

D'autre part, le développement de l'autoconsommation a un effet sur le développement de la flexibilité des usages chez les autoconsommateurs *(voir partie 7.3.3)*. Ainsi, **dans le scénario M1, un développement plus important des flexibilités dans le secteur résidentiel est considéré en cohérence avec la logique de construction du scénario.**

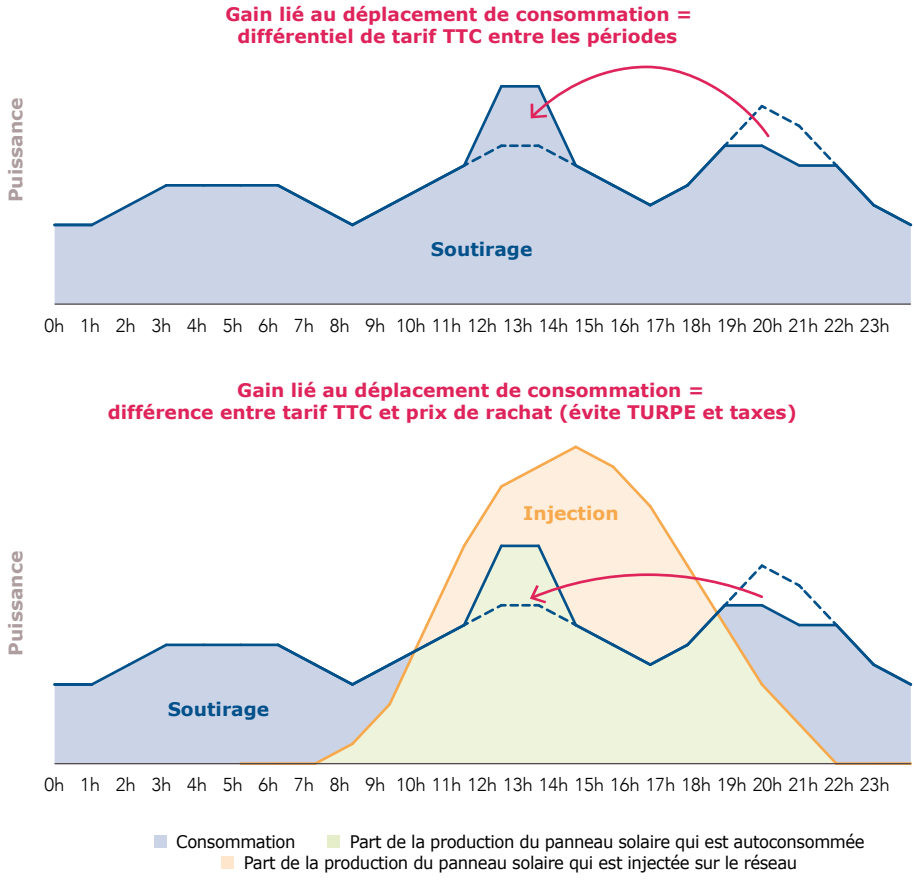
7.3.3 Le développement de l'autoconsommation photovoltaïque facilitera le développement de la flexibilité sur les usages dans le résidentiel

Au cours des dernières années, la baisse rapide du coût des panneaux solaires, associée à la hausse des tarifs toutes taxes comprises de l'électricité, a rendu possible l'émergence de l'autoconsommation photovoltaïque, notamment dans le secteur résidentiel. Pour un nombre croissant de foyers, il devient intéressant, d'un point de vue financier, de produire sa propre électricité et de réduire ainsi l'énergie soutirée sur le réseau. En 2021, les autoconsommateurs représentent de l'ordre de 100 000 foyers en France[21].

Au-delà de l'intérêt financier, le développement de l'autoconsommation répond à des attentes sociétales de développement d'une production d'électricité décarbonée et locale.

À l'horizon 2050, le développement de l'autoconsommation pourrait s'amplifier fortement. Le scénario M1 évalue l'effet d'un développement important de production photovoltaïque sur toiture dans une logique d'autoconsommation chez les

Figure 7.24 Intérêt comparé du déplacement de la consommation pour un consommateur et un autoconsommateur



21. https://www.enedis.fr/presse/plus-de-100-000-operations-dautoconsommation-en-france-metropolitaine

consommateurs résidentiels, pour environ 8 millions de foyers en autoconsommation.

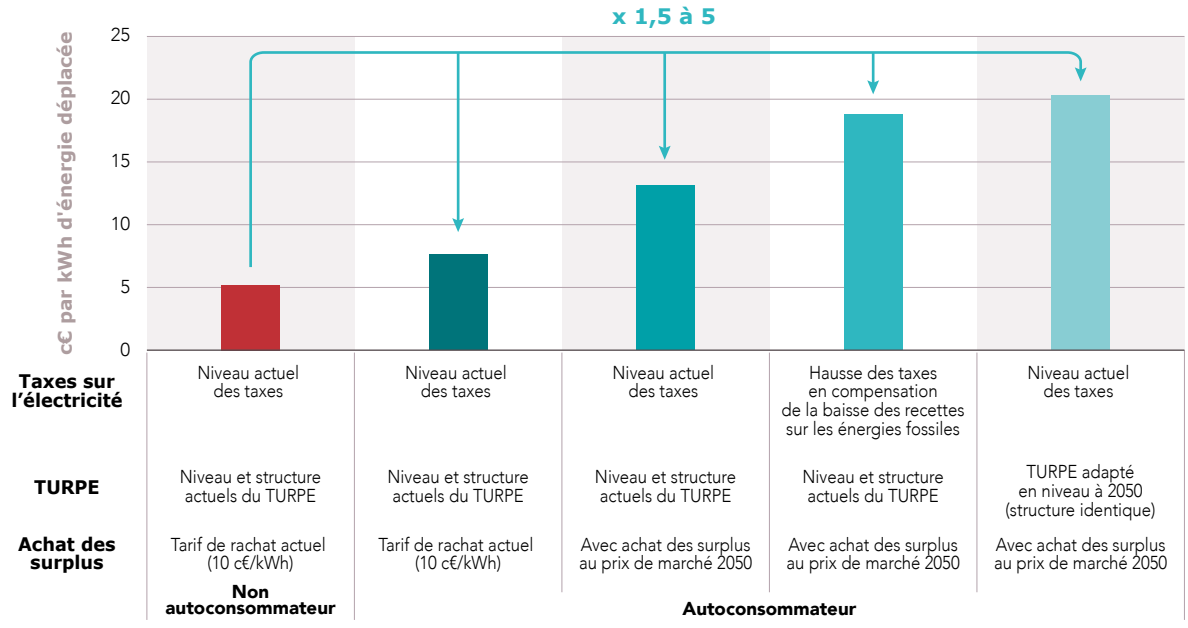
Le développement de l'autoconsommation contribuera au développement de la flexibilité de certains usages chez les consommateurs particuliers, notamment sur l'eau chaude sanitaire et la recharge des véhicules électriques à domicile. En effet, l'intérêt financier pour un autoconsommateur à déplacer la consommation du ballon d'eau chaude et la charge du véhicule électrique vers les périodes de production solaire est beaucoup plus important que pour un consommateur ne disposant pas de panneau solaire en autoconsommation.

Cet intérêt accru à flexibiliser ces usages pour les autoconsommateurs résulte de l'écart entre (i) le prix toutes taxes comprises de l'énergie soutirée sur le réseau, reflétant le prix de marché de gros augmenté du tarif d'utilisation des réseaux et des taxes et (ii) la rémunération de l'énergie injectée sur le réseau, qui reflète le prix de marché (hors existence d'un soutien public portant sur le tarif de rachat de l'énergie injectée).

Différentes configurations contrastées portant sur le niveau (i) des tarifs d'utilisation des réseaux, (ii) du tarif de rachat des surplus et (iii) des taxes sur l'électricité ont été testées. L'intérêt à flexibiliser les usages dépend des configurations considérées et se situe dans une fourchette entre 7 et 20 c€ par kWh déplacé pour un autoconsommateur équipé de panneaux solaires et de l'ordre de 5 c€ par kWh déplacé pour un consommateur non équipé de panneau solaire.

Ainsi, dans le scénario M1 en 2050, la configuration de référence considère que le développement du pilotage de l'eau chaude sanitaire et de la recharge des véhicules électriques sera plus important chez les clients autoconsommateurs que chez les autres. L'ensemble des autoconsommateurs sont supposés détenir une eau chaude sanitaire pilotable et pour la moitié d'entre eux, le véhicule électrique

Figure 7.25 Comparaison du gain sur la facture d'un consommateur ou d'un autoconsommateur associé au déplacement d'une consommation de 1 kWh



suit une logique de *vehicle-to-home,* tandis que l'autre moitié a un véhicule dont la recharge est asservie en fonction du tarif.

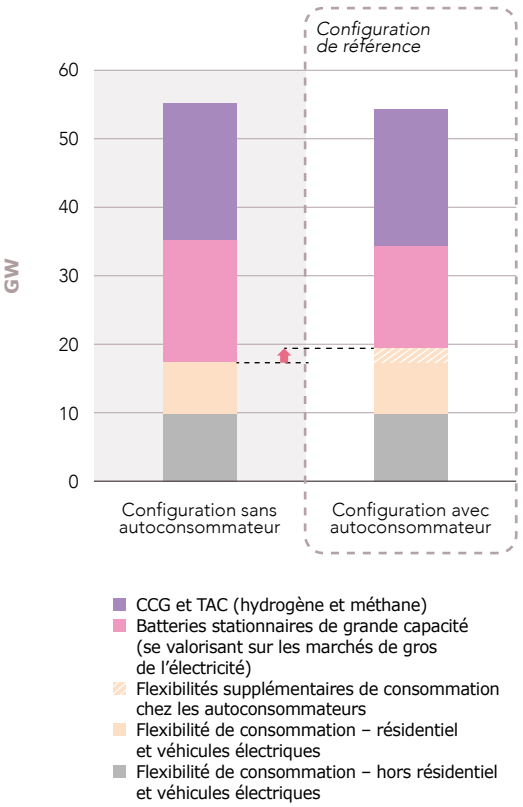
Cependant, l'utilisation par les autoconsommateurs de leurs leviers de flexibilité n'est pas forcément alignée avec l'intérêt économique pour la collectivité. En effet, l'intérêt premier pour les autoconsommateurs consiste à maximiser leur propre taux d'autoconsommation, qui leur permet de limiter leur contribution au financement des réseaux et leur fiscalité.

Néanmoins, ce désalignement entre l'intérêt collectif et l'intérêt privé des autoconsommateurs reste relativement limité. En effet, compte tenu du fort développement du photovoltaïque, placer le maximum de consommation lors de la production photovoltaïque est intéressant à la fois d'un point de vue financier pour les autoconsommateurs et pour la collectivité.

Dans le scénario M1, la flexibilité supplémentaire considérée comme résultant du développement de l'autoconsommation conduit à réduire le besoin et l'espace économique pour des batteries stationnaires de l'ordre de 3 GW.

L'analyse montre que dans certaines configurations favorables de tarification et de coût des batteries, certains autoconsommateurs pourraient avoir un intérêt financier à investir dans des petites batteries diffuses, si les flexibilités sur leur consommation sont insuffisantes pour optimiser l'utilisation de l'énergie produite par leur installation photovoltaïque. Cela peut être le cas pour les autoconsommateurs ne possédant pas de véhicule électrique ou en possédant un mais qui serait peu présent lors des heures méridiennes de forte production photovoltaïque.

Figure 7.26 Effet du développement de l'autoconsommation sur les capacités installées des leviers de flexibilité dans le scénario M1 à l'horizon 2050



Le développement des batteries diffuses pourrait représenter de l'ordre 5 GW, réduisant d'autant le développement de batteries stationnaires de grande capacité.

7.3.4 La mobilisation des flexibilités de la demande modifie sensiblement le profil de consommation et permet de réduire l'amplitude des variations de la consommation résiduelle

La mobilisation des flexibilités de consommation a un effet significatif sur le profil de consommation, même dans la configuration prudente de développement de la flexibilité considérée. La modification du profil conduit à maximiser l'énergie consommée pendant les périodes de fort productible décarboné (renouvelables et nucléaire) et à réduire la consommation lors des périodes où cette production est plus faible. Ceci conduit à lisser la courbe de consommation résiduelle.

Par rapport à une configuration « sans aucune flexibilité de consommation », ce sont de l'ordre de 10 à 20 GW de baisse de consommation à certains moments pour des augmentations de consommation du même ordre à d'autres moments. Au total, la modulation de la consommation représente de l'ordre de 45 TWh[22] (soit 7 % de la consommation annuelle). L'essentiel de la modulation de la consommation porte sur l'horizon journalier, notamment sur la consommation pour l'eau chaude sanitaire et la recharge des véhicules électriques, mais une modulation sur des horizons plus longs est accessible, via la flexibilité sur les recharges des véhicules électriques et la production d'hydrogène par électrolyse.

La flexibilité sur la consommation permet au final de réduire de l'ordre de 7 GW la consommation moyenne sur les 20 % des heures où la consommation résiduelle est la plus élevée et d'augmenter de l'ordre de 10 GW la consommation moyenne sur les 20 % des heures où la consommation résiduelle est la plus faible.

22. Ce chiffre représente l'énergie déplacée par la flexibilité de consommation, c'est-à-dire la somme des variations négatives de consommation horaire entre une configuration sans aucune flexibilité et la configuration de référence.

Figure 7.27 Consommation d'électricité sur la première semaine de juillet dans le scénario M23 à l'horizon 2050 (dans une configuration sans flexibilité et avec les leviers de flexibilité de la configuration de référence)

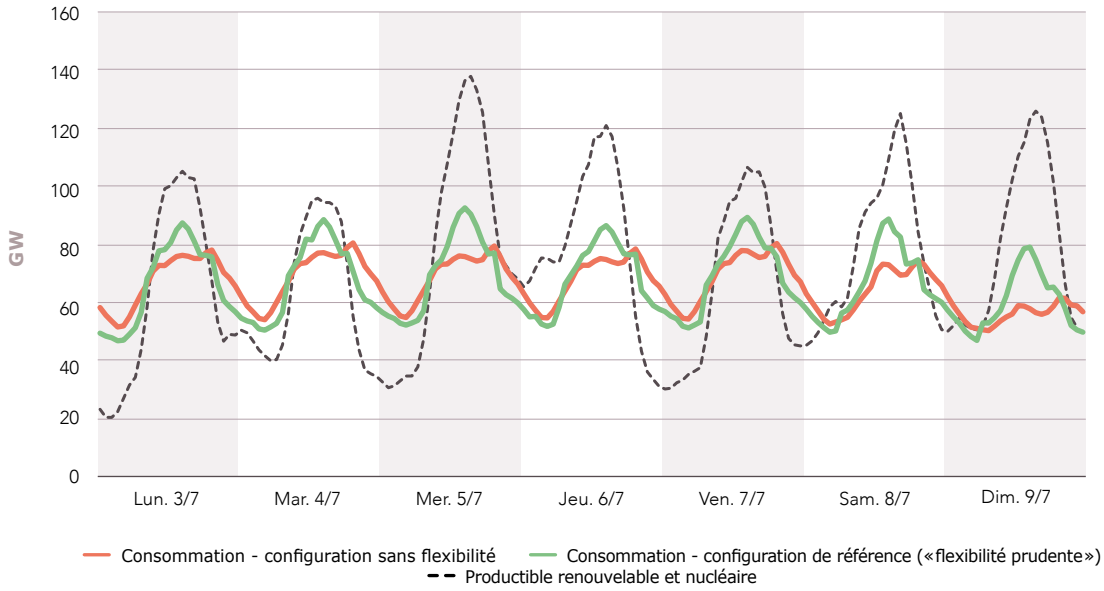
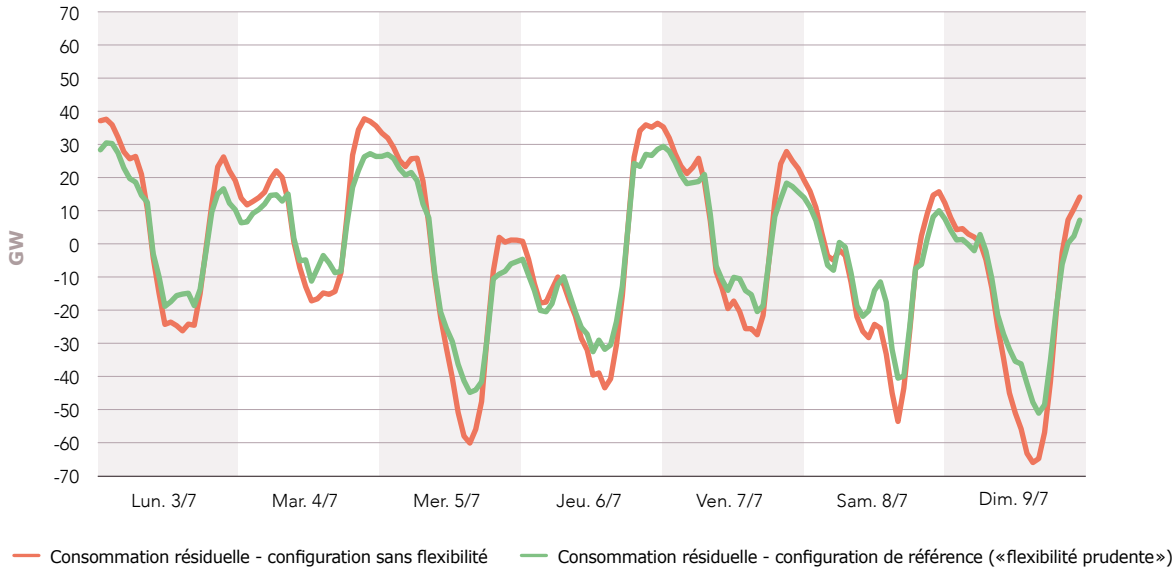


Figure 7.28 Consommation résiduelle d'électricité (consommation diminuée des productions fatales) sur la première semaine de juillet dans le scénario M23 à l'horizon 2050 (dans une configuration sans flexibilité et avec les leviers de flexibilité de la configuration de référence)



7.4 Les batteries stationnaires : une solution adaptée dans les scénarios où le solaire se développe largement

7.4.1 Les batteries apportent essentiellement un service de modulation à l'échelle journalière

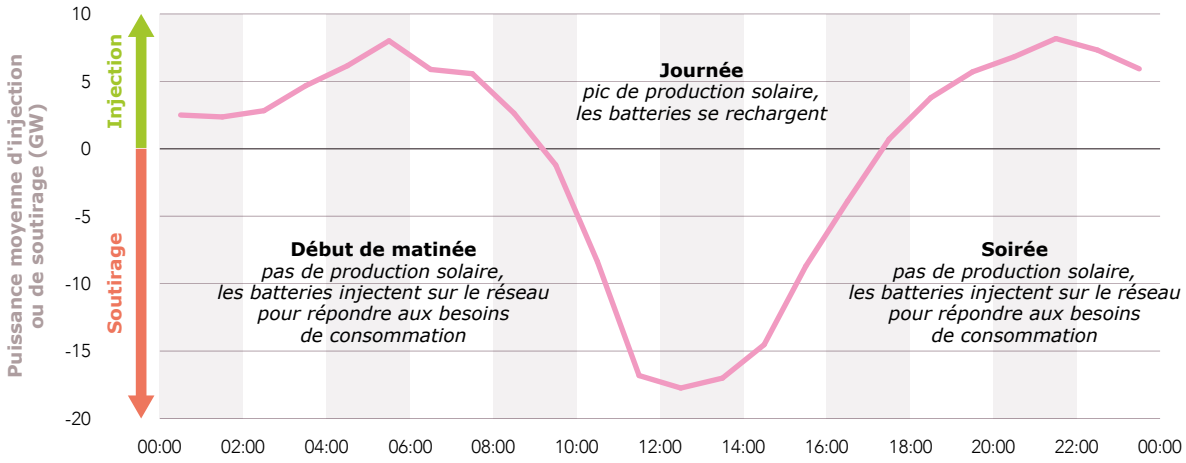
À ce jour, plusieurs centaines de mégawatts de batteries stationnaires sont en projet ou déjà raccordés sur les réseaux de transport et de distribution en France. Ces batteries ont aujourd'hui essentiellement un espace économique lié à la fourniture de certaines réserves de court terme, notamment la réserve primaire (FCR).

À long terme, l'espace économique associé à la fourniture de réserves pourra augmenter légèrement, mais restera limité par les besoins de réserve primaire (FCR) et secondaire (aFRR), qui ne dépassent pas quelques GW dans tous les scénarios étudiés *(cf.* section 7.1.3). En revanche, les batteries peuvent fournir d'autres services au système électrique dont la valeur sera amenée à augmenter avec l'évolution du mix électrique. Il s'agit en particulier de stocker sur quelques heures les surplus de production à faible coût variable (énergies renouvelables ou nucléaire) pour pouvoir restituer cette énergie lors des périodes d'appel aux moyens plus onéreux.

En effet, du fait des coûts importants associés à leur capacité de stockage, les batteries sont dimensionnées pour stocker quelques heures d'énergie seulement (4 h). Elles peuvent ensuite conserver cette énergie pour la restituer au système plusieurs dizaines d'heures plus tard.

À l'horizon 2050, les analyses montrent ainsi que le fonctionnement des batteries consiste pour l'essentiel à stocker de l'énergie en milieu de journée lors du pic de production solaire et à la restituer en soirée et au cours de la nuit. Ceci contribue fortement aux besoins de modulation à l'échelle journalière avec des cycles qui se répètent de façon quotidienne. Les batteries en revanche sont peu adaptées pour le stockage d'énergie sur des durées plus longues.

Figure 7.29 Profil moyen d'injection et soutirage des batteries en France dans le scénario M1 en 2050



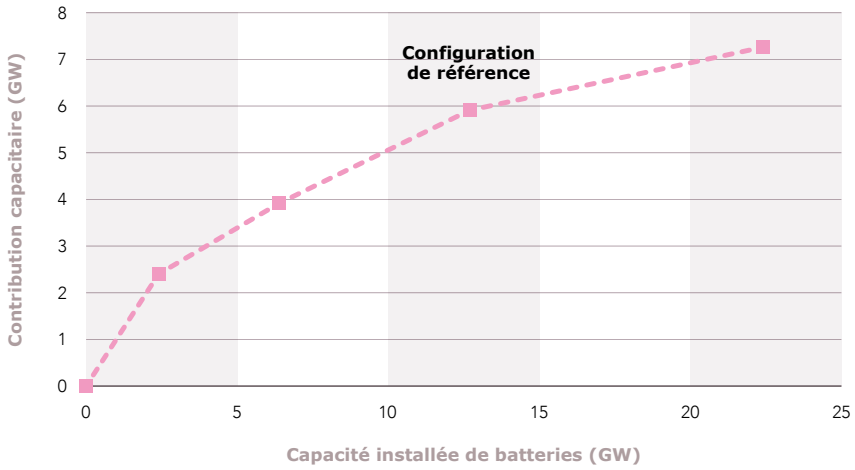
7.4.2 Les batteries contribuent à la sécurité d'approvisionnement mais de façon limitée du fait des contraintes de stock

Les batteries contribuent à la sécurité d'approvisionnement. Lors de périodes de tension, elles peuvent injecter de l'énergie préalablement stockée lors de périodes d'excédents de production.

Néanmoins, la contribution capacitaire des batteries est limitée par leurs contraintes de stock. Si la durée des épisodes de tension est longue ou si l'excédent d'énergie disponible lors des autres heures de la journée est insuffisant, les batteries ne pourront pas contribuer à hauteur de leur puissance maximale sur l'intégralité de la période de tension.

Ainsi, en dehors des batteries contribuant à la fourniture de services systèmes, les batteries avec un stock de quatre heures contribuent à la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 30 à 40 % de leur capacité installée. Cette contribution devient de plus en plus faible au fur et à mesure du niveau de développement des batteries. En effet, plus la capacité installée de batteries est importante, plus les durées des périodes résiduelles de tension sont importantes, réduisant la contribution des batteries à parité de puissance installée.

Figure 7.30 Contribution des batteries à la sécurité d'approvisionnement, en fonction de la capacité installée, dans le scénario M23 2050[23]



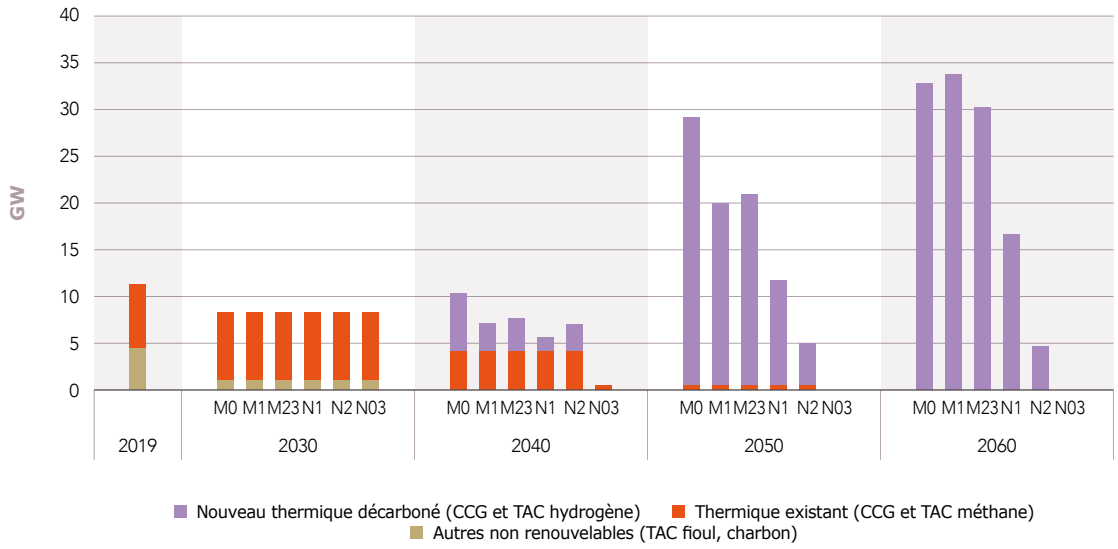
23. La contribution capacitaire correspond à la puissance parfaite (sans contrainte de stock ni de disponibilité) qui apporte le même niveau de sécurité d'approvisionnement (i.e. même réduction de l'énergie non distribuée).

7.5 Le thermique décarboné : une nécessité dans de nombreux scénarios, dans des proportions importantes pour les scénarios sans nucléaire

7.5.1 Dans les scénarios avec une part très importante d'énergies renouvelables, des nouvelles centrales thermiques sont nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Dans les scénarios à fort taux d'énergie renouvelable, des niveaux significatifs de capacités thermiques décarbonés flexibles (CCG ou TAC) apparaissent nécessaires, notamment pour fournir de la flexibilité sur des échéances au-delà de la semaine, ce que ne permettent pas les autres leviers de flexibilité comme le pilotage de la plupart des usages, les batteries ou les STEP. Seule l'hydraulique peut jouer ce rôle, mais sa capacité de développement est limitée par le potentiel géographique et des questions d'acceptabilité. Dans la configuration de référence sur le développement des interconnexions (39 GW de capacité d'import), des capacités thermiques pilotables décarbonées sont nécessaires dans tous les scénarios à l'exception de N03.

Figure 7.31 Capacités thermiques flexibles installées dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement[24]



24. Les capacités non flexibles (p.e. cogénérations) qui ne peuvent pas adapter leur puissance fournie à la consommation ne sont pas représentées.

7.5.2 Différentes solutions potentielles pour alimenter de nouvelles centrales thermiques avec des combustibles décarbonés

Afin d'approvisionner les centrales thermiques tout en respectant l'objectif de neutralité carbone, il est nécessaire de prévoir des combustibles décarbonés. Pour ce faire, plusieurs options sont aujourd'hui étudiées et sont caractérisées par des avantages et des contraintes distincts. Ces différentes options sont expliquées ici et les caractéristiques détaillées précisées au chapitre 11.

7.5.2.1 L'utilisation de biométhane dans des turbines à combustion est une option qui devrait être compétitive mais sous réserve d'un gisement suffisant

La décarbonation du secteur gazier, qui utilise aujourd'hui essentiellement sur du gaz d'origine fossile, passe par des actions d'efficacité énergétique et des transferts d'usage vers d'autres vecteurs comme l'électricité mais également par le développement du « gaz vert ».

Parmi les différentes options de développement du « gaz vert », les orientations publiques décrites dans la SNBC et les projections portées par les acteurs du secteur mettent en évidence une place importante pour le biométhane à moyen et long terme. Le biométhane est produit par méthanisation de matières et résidus agricoles et déchets agro-alimentaires ou, dans une moindre mesure, par pyrogazéification de biomasse. Il s'agit d'une des solutions les plus économiques pour produire du méthane avec un bilan carbone neutre ou faible à l'échelle du cycle de vie. Elle présente également l'intérêt de conserver la même molécule que le gaz fossile actuellement utilisé (CH_4), permettant ainsi d'utiliser les infrastructures de transport et de stockage existantes.

En revanche, même si la France possède un potentiel de biomasse issue de l'agriculture et de la forêt relativement important comparativement à d'autres pays, les quantités de biométhane pouvant être produit en France restent limitées par les contraintes de gisement *(cf. partie 3)*. La SNBC prévoit ainsi de l'ordre de 150 TWh de biométhane accessible en France à long terme (à comparer aux 480 TWh de consommation actuelle de gaz naturel), tandis que d'autres études suggèrent même que le gisement pourrait être plus limité.

Dans ces conditions, l'utilisation du biométhane en France est privilégiée pour d'autres usages que la production d'électricité, notamment pour les secteurs difficiles à électrifier (certains procédés industriels, chauffage dans les bâtiments existants équipés de chaudières gaz, transport lourd).

La SNBC prévoit néanmoins qu'un faible volume de biométhane, de l'ordre de 25 TWh PCS, puisse être utilisé pour la production d'électricité, sans pour autant préciser le type de centrales associées. En pratique, le biométhane peut en effet être utilisé dans différents types d'installations plus ou moins flexibles :

- dans des installations de cogénération, produisant de l'électricité et de la chaleur à partir de biogaz produit sur site : il s'agit notamment du fonctionnement de nombreuses unités actuelles, et il pourrait continuer à se développer pour certains cas spécifiques de fermes ou méthaniseurs éloignés du réseau de gaz et qui ne pourraient donc pas y être raccordés à un coût raisonnable. Ce type d'installations dispose généralement de faibles capacités de stockage du gaz et présente donc peu de marge de flexibilité.
- dans des centrales thermiques flexibles (cycle combiné au gaz ou turbine à combustion). Le biogaz utilisé dans de telles unités requiert un raccordement des méthaniseurs au réseau de gaz[25].

À défaut d'hypothèse précise, et dans une approche prudente visant à ne pas faire reposer l'équilibre des scénarios de mix électrique sur une ressource en biogaz qui est en pratique limitée, l'hypothèse

25. Une alternative consistant à transporter le gaz par camions (biométhane « porté ») est également possible mais présente plusieurs inconvénients (nuisances, consommation énergétique du transport, etc.).

de référence consiste à considérer (i) un volume de biogaz utilisable pour la production d'électricité inférieur au niveau prévu par la SNBC et (ii) une utilisation dans des installations de cogénération non flexibles (pour des sites éloignés du réseau de gaz) et présentant un rendement « électrique » faible.

Différentes variantes sur l'utilisation du biogaz sont testées, portant à la fois sur le volume de biogaz qui peut être mobilisé pour la production d'électricité et le caractère flexible des unités fonctionnant au biométhane.

Ces variantes permettent d'identifier que **la mobilisation d'un volume de biométhane de l'ordre de 20 à 35 TWh_{PCI}/an[26] dans des unités de production flexibles avec un bon rendement (i.e. des cycles combinés au gaz) permettrait de couvrir les besoins en gaz pour l'équilibrage du système électrique dans les scénarios M aux horizons 2050 et 2060, en substitution à l'hydrogène.**

Dans le scénario M23, ce volume représente entre 20 TWh_{PCI} (en 2050) et 25 TWh_{PCI} (2060), soit entre 13 % et 27 % du biométhane prévu dans la SNBC à l'horizon 2050 : il atteint donc la limite prévue par la SNBC, soit 25 TWh_{PCI}, sans la dépasser. Le biométhane constitue une alternative économique intéressante par rapport à l'hydrogène bas-carbone : les coûts d'approvisionnement en gaz seraient inférieurs de l'ordre de 50 €/MWh à ceux de la configuration de référence où ces centrales fonctionnent à l'hydrogène produit en France par électrolyse *(voir partie 11.17).*

Ainsi, dans le cas où le développement du biométhane suivrait une trajectoire très dynamique sans butter sur des contraintes de gisement, l'utilisation d'une partie de ce biométhane pour servir de combustible à des centrales à gaz servant à compenser la variabilité des énergies renouvelables électrique serait une option compétitive.

7.5.2.2 Le couplage sectoriel avec l'hydrogène s'impose comme l'un des moyens les plus pertinents pour assurer le bouclage des scénarios en limitant l'utilisation de biométhane, mais nécessite que les infrastructures de production et de stockage associées à l'hydrogène soient bien dimensionnées

Dans un contexte où la ressource en biométhane en France est limitée, l'utilisation de l'hydrogène produit constitue une alternative pertinente et cohérente avec la volonté d'indépendance énergétique souhaitée par les pouvoirs publics. Cette solution consiste à utiliser la molécule d'hydrogène comme moyen de stockage d'électricité, à travers une boucle intégrant la transformation de l'électricité en hydrogène par électrolyse, le stockage d'hydrogène puis son utilisation dans une centrale thermique ou dans une pile à combustible.

Cette solution présente l'avantage de permettre un stockage sur des durées longues (contrairement aux batteries et même aux STEP). Cependant, la boucle *power-to-hydrogen-to-power* est caractérisée par un rendement de l'ordre de 40 % au maximum[27], nettement plus faible que celui du stockage par batterie ou des STEP (mais meilleur que celui d'autres alternatives de stockage de masse via le méthane, l'éthanol ou l'ammoniac). Elle nécessite par ailleurs de maîtriser l'ensemble de la chaîne logistique (électrolyse, transport, stockage, production d'électricité dans des centrales dédiées) à une échelle industrielle et de bien dimensionner les infrastructures de stockage.

L'articulation du système électrique à proprement parler avec l'hydrogène est décrite au chapitre 9. En fonction des perspectives de développement de l'hydrogène comme vecteur énergétique et d'un réseau

26. Lorsque le gaz utilisé dans les centrales au gaz provient de biométhane, la production d'électricité à partir des centrales au gaz est légèrement supérieure à la configuration de référence où le gaz utilisé est de l'hydrogène produit à partir d'électrolyse. En effet dans la configuration de référence la production d'hydrogène par le système électrique conduit à l'ajout de capacités de production renouvelable permettant de compenser la consommation d'électricité des électrolyseurs. Ces capacités de production renouvelable contribuent à la sécurité d'approvisionnement dans les situations de tension : dans ces situations les électrolyseurs s'effacent et la production de ces capacités réduit le besoin de production à partir des centrales au gaz. Dans le scénario M23 à l'horizon 2050, cet effet porte sur 3 TWh de production d'électricité.
27. Dans la configuration d'utilisation d'un CCG pour la production d'électricité.

européen de transport d'hydrogène, différents types de couplages sectoriels sont envisageables. Dans une première configuration, l'hydrogène reste un vecteur énergétique marginal et le réseau de transport d'hydrogène ne se développe pas à grande échelle.

Dans cette configuration, la boucle «*power-to-hydrogen-to-power*» s'apparente à une grande batterie : l'hydrogène serait produit en France par électrolyse, stocké, puis déstocké lors des périodes de besoin (typiquement, une partie de l'hydrogène serait produit au printemps et à l'été puis utilisé à l'automne et l'hiver). En l'absence de réseau hydrogène, la production d'hydrogène, son stockage et sa conversion en électricité seraient localisés sur le même site.

Cette configuration implique l'absence de mutualisation entre l'utilisation du stockage d'hydrogène pour les besoins du système électrique et la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande en hydrogène pour les usages finaux. Cela signifie aussi que les moyens de stockage pour les besoins du système électrique ne seraient pas mutualisés au niveau européen, via un réseau trans-européen d'hydrogène. Chaque pays doit alors dimensionner ses moyens de stockage pour pourvoir à ses propres besoins et est limité par les contraintes de gisement existantes sur son territoire.

Une autre vision fait cohabiter un secteur électrique avec un système européen d'échange d'hydrogène avec un fort développement de l'utilisation directe de l'hydrogène : dans ce cas, c'est l'ensemble des moyens de stockage à hydrogène au niveau européen qui sont mutualisés, ce qui permet notamment à la France d'accéder à une capacité beaucoup plus importante.

7.5.2.3 Le passage par le méthane conduit à une déperdition d'énergie problématique mais permet de réutiliser des infrastructures existantes

Une alternative à l'utilisation de l'hydrogène produit en France consiste à utiliser du méthane de synthèse, produit à partir d'électrolyse puis méthanation. Cette solution présente l'intérêt de recourir à des technologies (transport, stockage, production d'électricité) déjà maîtrisées à grande échelle et surtout de pouvoir réutiliser les infrastructures existantes de transport et de stockage de méthane.

Figure 7.32 Boucle *power-to-H_2-to-power*

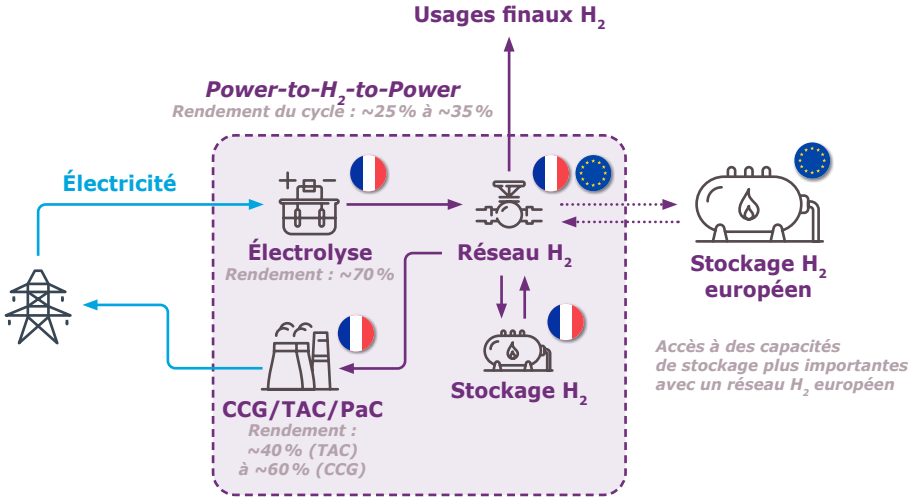
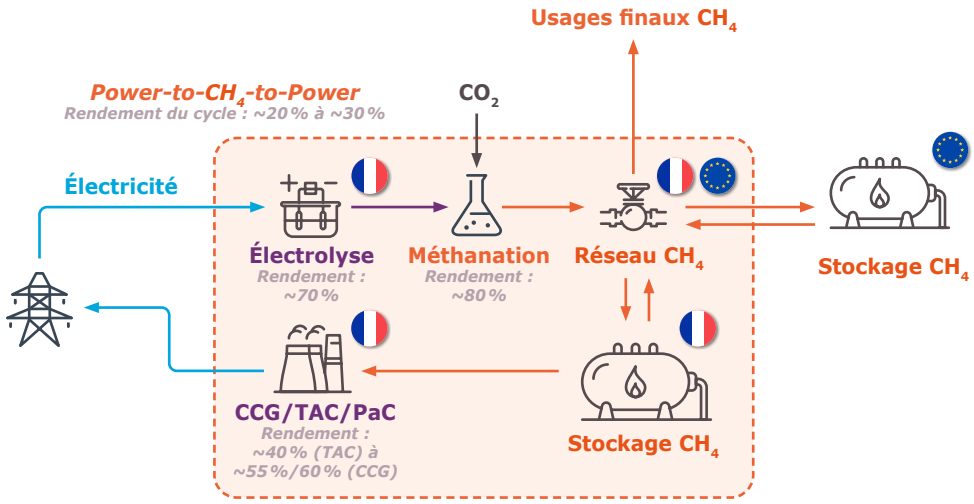


Figure 7.33 Boucle *power-to-CH_4-to-power*



En revanche, le passage par la méthanation conduit à un rendement d'ensemble significativement plus faible (de l'ordre de 30 % au total) que la solution passant par le stockage d'hydrogène. L'étape de méthanation conduit en outre à accroître les coûts (via le développement du réacteur de méthanation mais également via les pertes de rendement) et présente des difficultés s'agissant de l'approvisionnement en CO_2 (dont le niveau de pureté requis est relativement élevé). Une des perspectives envisagées pour le développement de la méthanation consisterait à coupler ce type d'installations avec des méthaniseurs, qui constituent une source d'approvisionnement en CO_2 potentiellement intéressante.

De manière plus générale, la méthanation reste actuellement à l'état d'expérimentation, avec de nombreux démonstrateurs à travers le monde, mais qui doivent encore démontrer leur viabilité à l'échelle industrielle.

7.5.2.4 L'import de combustibles décarbonés pour alimenter les centrales thermiques ou encore le recours au captage et stockage de carbone constituent des solutions alternatives qui sortent toutefois du cadrage de la SNBC

D'autres solutions existent pour alimenter les centrales thermiques avec des combustibles décarbonés.

D'une part, certains acteurs suggèrent qu'il serait possible d'importer des combustibles décarbonés depuis d'autres pays, pour alimenter des usages énergétiques voire pour approvisionner des centrales électriques. Dans ce modèle, la France pourrait ainsi importer de l'hydrogène (ou des combustibles de synthèse dérivés) à des prix compétitifs, depuis des zones à fort potentiel en énergies renouvelables (Afrique du nord, Espagne…) équipées avec des électrolyseurs.

Cette perspective est en particulier prévue par les stratégies de long terme d'autres pays européens comme l'Allemagne afin de « boucler » l'approvisionnement en énergie décarbonée. En France, la SNBC ne prévoit cependant pas de recours à des

imports massifs de combustibles de ce type, ceci afin d'éviter de créer de nouvelles dépendances énergétiques fortes après la sortie des énergies fossiles. Ce type de solutions impliquerait par ailleurs la mise en place de mécanismes de traçabilité des combustibles importés, afin de garantir leur caractère bas-carbone.

D'autre part, les technologies de captage et de stockage de carbone (CCS) associées à des centrales thermiques utilisant des combustibles fossiles constituent également une option pour la production d'électricité pilotable bas-carbone. Toutefois, les orientations de la SNBC privilégient de limiter le recours au CCS pour des questions d'éthique et d'acceptabilité, et de réserver son utilisation pour des secteurs pouvant difficilement se passer d'énergies fossiles (certaines industries par exemple).

En conséquence, ces deux options ne sont pas intégrées en base dans l'étude mais pourraient couvrir une partie du besoin de centrales thermiques décarboné identifié dans les scénarios.

7.5.3 Les capacités de production thermique décarbonée fonctionneront relativement peu, essentiellement en hiver et lorsque aucune alternative n'est possible pour assurer la sécurité d'approvisionnement

À l'horizon 2050 et 2060, le rôle de la production des centrales au gaz évolue et devient de nature assurantielle, avec des durées de fonctionnement annuelles beaucoup plus limitées qu'aujourd'hui. Selon les scénarios, le facteur de charge des CCG se situera autour de 10 %, contre 47 % sur l'année 2019.

Figure 7.34 Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario M23 en 2050

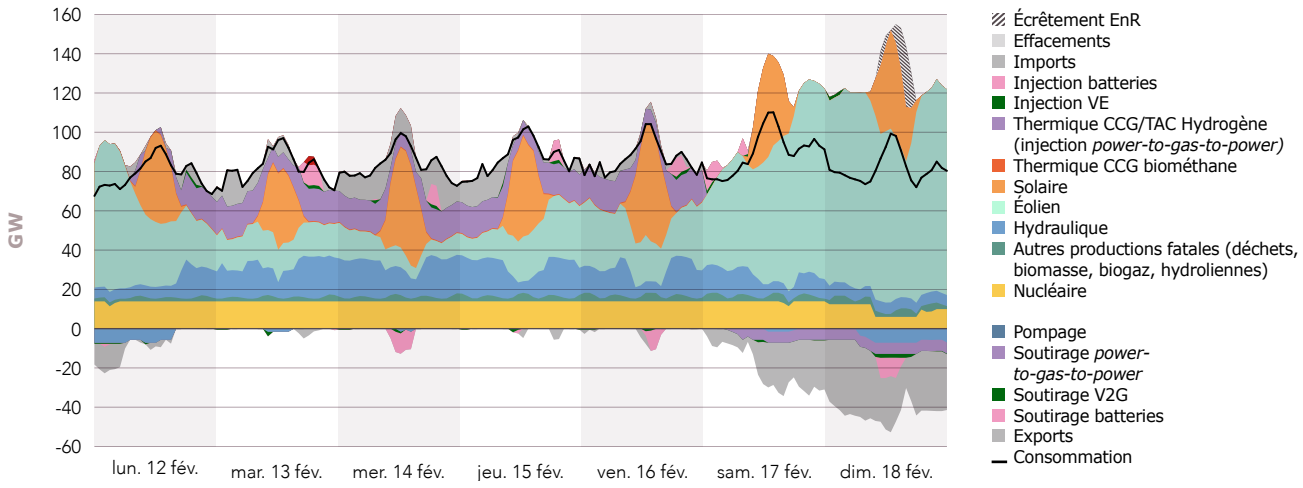


Figure 7.35 Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario N2 en 2050

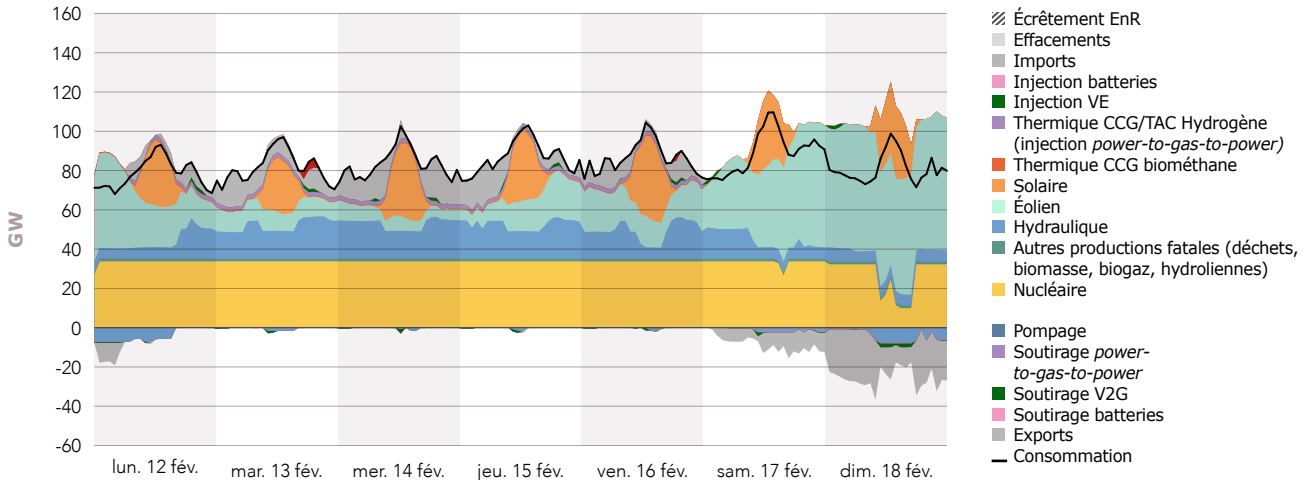
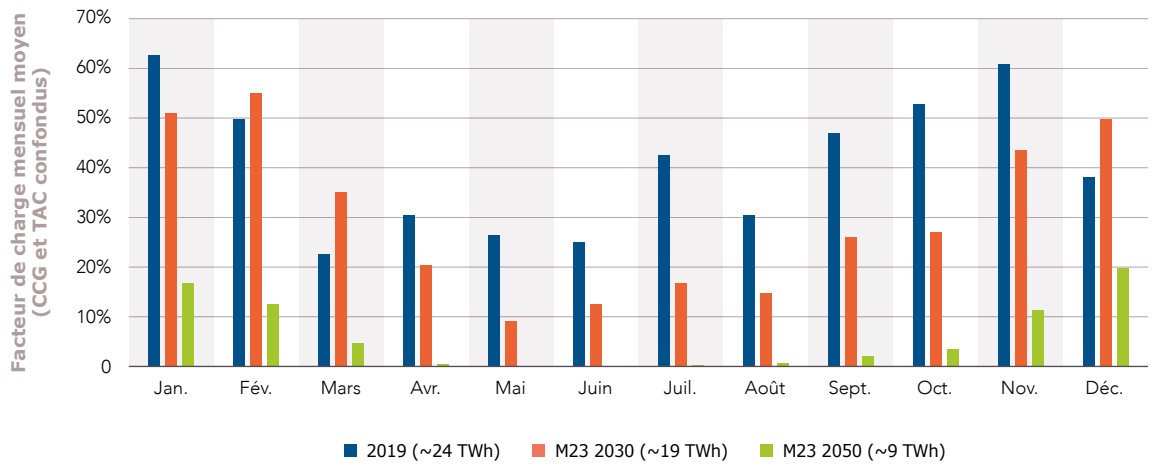


Figure 7.36 Évolution des facteurs de charge mensuels de la production gaz (CCG et TAC confondus)



Cette évolution du rôle des moyens de production thermique s'explique par deux facteurs :

- D'une part, la production à partir de gaz «vert» n'est pas envisagée pour assurer le bouclage énergétique[28], la consommation annuelle d'électricité devant être couverte par la production renouvelable et nucléaire. En dehors d'une production d'électricité par des cogénérations fonctionnant au biogaz et dont le volume est limité, les centrales fonctionnant au gaz vert auront un rôle pour la fourniture de flexibilité au système électrique et non pour permettre le bouclage en énergie, dès lors que la France parvient à développer le mix de production renouvelable et nucléaire nécessaire.
- D'autre part, le prix des gaz «verts» (hydrogène, biométhane, méthane de synthèse) sera beaucoup plus élevé que les prix du gaz naturel constatés ces dernières années et même que les prix observés ces dernières semaines et qui ont atteint des niveaux historiques. Les prix considérés dans les différentes configurations se situent en moyenne entre 70 €/MWh$_{th}$ et 170 €/MWh$_{th}$ et ouvrent un espace économique pour des solutions de flexibilité qui permettent de limiter la sollicitation des capacités au gaz : batteries, interconnexions, flexibilités de consommation

Les centrales au gaz seront donc sollicitées de façon plus ponctuelle qu'aujourd'hui et quasiment uniquement en période hivernale, lors de périodes de faible vent et de faible température. La figure 7.36 illustre une situation dans le scénario M23 où il est nécessaire de démarrer les centrales au gaz lors d'une semaine de février avec une température faible et un facteur de charge faible (5°C en moyenne et 13% de facteur de charge éolien sur les journées de mardi, mercredi et jeudi).

Ces facteurs de charge faibles ne sont pas spécifiques à la France. Malgré cela, il est intéressant qu'une partie des centrales au gaz soit des cycles combinés au gaz dont les rendements sont plus élevés mais les coûts d'investissement plus importants. En effet, avec des coûts du gaz beaucoup plus élevés, la durée de fonctionnement à partir de laquelle les CCG deviennent pertinentes par rapport aux TAC est de l'ordre de 190 heures par an.

28. Ce rôle pour les centrales au gaz est différent dans d'autres pays qui envisagent de recourir à des imports de gaz vert et à les utiliser dans des centrales électriques pour compenser un déficit de production bas-carbone.

7.6 Dans l'ensemble, des « bouquets de flexibilités » très contrastés selon les scénarios de mix électrique

Comme précisé dans les parties précédentes, les scénarios sont analysés sur la base d'hypothèses identiques en matière de capacités d'interconnexion, de flexibilité de la demande et de nouveaux stockages hydrauliques. Ce choix tient compte du fait que le développement de ces trois types de flexibilité dépend en premier lieu de considérations techniques (gisement disponible), politiques ou sociétales et non purement de logiques économiques. Il permet par ailleurs de comparer les scénarios sur une même base d'hypothèses.

En revanche, le développement des capacités de batteries et de thermique décarboné est supposé reposer sur des considérations essentiellement économiques, qui conduiront à construire un mix de flexibilités économiquement pertinent. Ces développements dépendent donc des scénarios de mix.

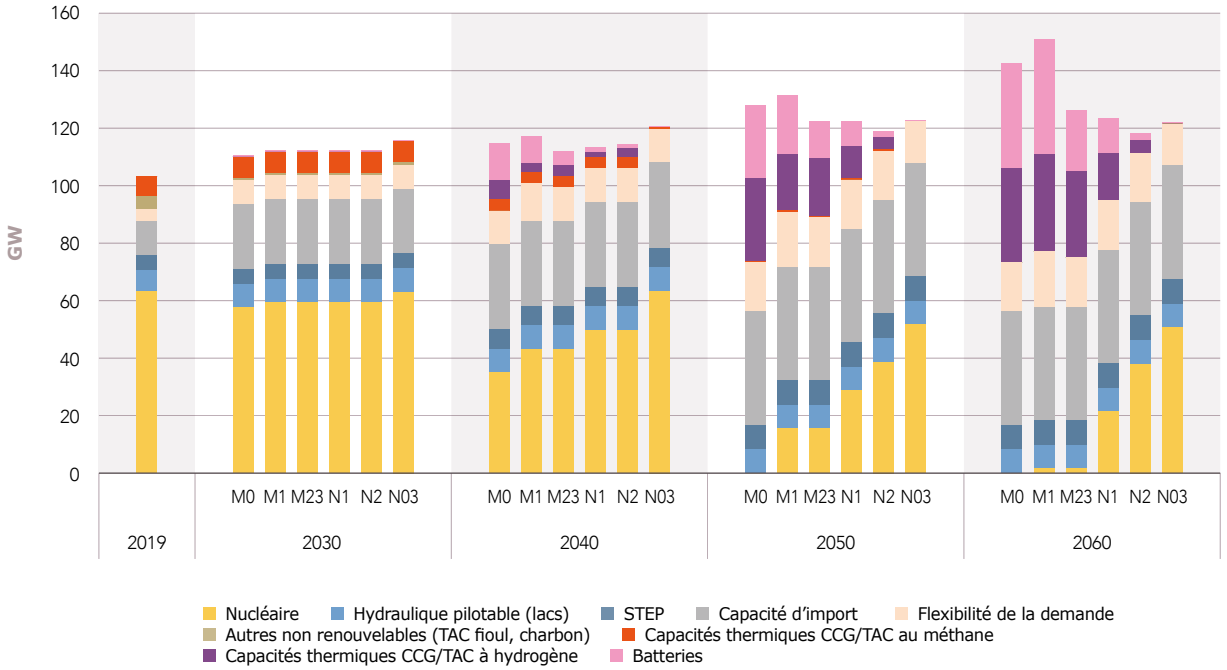
En cohérence avec l'évaluation des besoins capacitaires, l'optimisation du « bouquet de flexibilités » pour assurer la sécurité d'approvisionnement fait apparaître des capacités plus importantes de thermique décarboné et de batteries dans les scénarios sans nouveau nucléaire.

7.6.1 Dans les scénarios avec une relance significative du nucléaire et un développement soutenu des interconnexions, l'essentiel des besoins peut être couvert avec les imports, l'hydraulique, et la flexibilité de la demande

Dans les scénarios avec relance significative du nucléaire et développement soutenu des interconnexions, les besoins de flexibilité peuvent être quasiment couverts par la contribution de ces interconnexions, l'hydraulique et les flexibilités de consommation. Selon les configurations sur les flexibilités de la consommation et le développement des interconnexions, **il apparaît qu'un niveau de capacité nucléaire de l'ordre de 40 à 50 GW constitue un socle au-delà duquel le recours à des capacités thermiques et à des batteries peut être évité.**

Dans le scénario N03, avec l'hypothèse de référence sur le développement des interconnexions (39 GW de capacité d'import en 2050) et sur la flexibilité de consommation (configuration « prudente »), il n'existe aucun besoin de nouvelles capacités thermiques ou de batteries sur tout l'horizon étudié. La fermeture des CCG peut être opérée avant 2040, tout en maintenant le niveau de sécurité d'approvisionnement ciblé. Dans N2, les besoins sont très limités sur tout l'horizon. Ils peuvent être couverts par le prolongement d'une petite partie des centrales existantes, éventuellement converties à l'hydrogène ou un développement plus important de la flexibilité de la consommation que dans l'hypothèse prudente retenue en référence.

Figure 7.37 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement[29,30]



29. Les capacités de batteries et de thermique décarboné sont des résultats d'une optimisation économique. Les flexibilités de consommation et les capacités d'import sont issues d'une analyse intégrant considérations économique et autres considérations (acceptabilité, réalisme industriel…). Les capacités d'hydraulique pilotable, de nucléaire sont issues de la scénarisation.
30. Il s'agit de la capacité installée et non de la contribution capacitaire, qui varie selon le type de flexibilité.

7.6.2 La perspective d'un scénario 100 % renouvelable implique de construire de nouvelles centrales thermiques. Ce constat reste vrai dans les scénarios avec peu de nucléaire

Dans les scénarios sans relance du nucléaire, les interconnexions, l'hydraulique et la flexibilité de la demande ne suffisent pas à assurer la sécurité d'approvisionnement. Dans ces scénarios, la capacité aujourd'hui existante de centrales au gaz devient insuffisante. De nouvelles capacités thermiques sont nécessaires dès 2040 et le besoin devient important en 2050.

Le besoin de capacités thermiques est aussi valable, dans des proportions plus limitées et seulement à partir de l'horizon 2050, dans un scénario de relance du nucléaire à un rythme modéré (scénario N1).

Dans ces scénarios, le développement des batteries est économiquement pertinent, surtout quand la capacité photovoltaïque est importante. Néanmoins, compte tenu de leurs contraintes de stock, les batteries contribuent de façon limitée à la sécurité d'approvisionnement. Un développement poussé des batteries, par exemple dans une configuration de très forte baisse des coûts, ne permet pas d'éviter le recours à des capacités thermiques.

Il s'agit d'une conclusion forte de l'étude, atteinte avec un très haut niveau de certitude : le développement de capacités thermiques supplémentaires est indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios visant à sortir du nucléaire, ce qui signifie qu'aucune solution de substitution n'est identifiée.

En outre, dans les scénarios sans nouveau nucléaire, le socle nécessaire de capacités thermiques dépasse la taille du parc de CCG et TAC au gaz : plus de 20 GW de centrales thermiques au méthane ou hydrogène en 2050 sont nécessaires, contre un parc au gaz de l'ordre de 7 GW aujourd'hui. **Il ne s'agit donc pas uniquement de convertir les centrales actuelles, mais également d'en construire de nouvelles.**

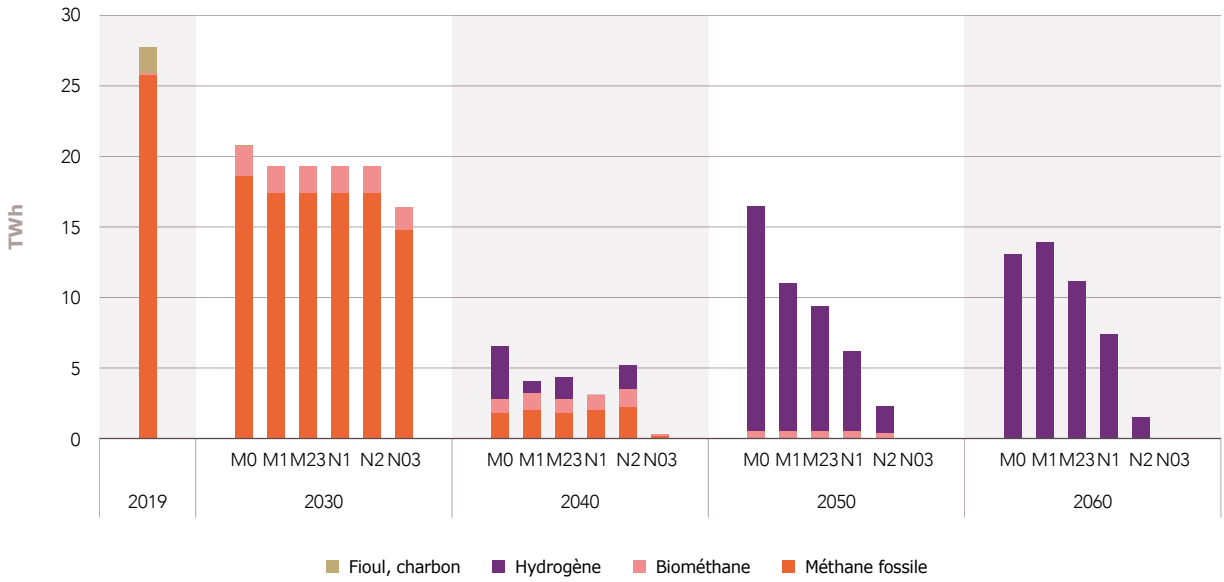
7.6.3 Les centrales au gaz utiliseront des combustibles de synthèse ou du biométhane pour des volumes limités, mais la mutualisation des moyens thermiques de « back-up » en Europe conduit la France à importer de l'électricité produite à partir de centrales au gaz situées à l'étranger

Le développement de capacités thermiques nécessitera un approvisionnement en gaz décarboné (hydrogène, méthane de synthèse, biométhane) et une maîtrise de la chaîne gazière associée.

Les volumes de production d'électricité à partir de gaz vert pour les besoins d'équilibrage (i.e. dans les capacités flexibles CCG et TAC) restent relativement limités et s'établiront à moins de 20 TWh dans tous les scénarios, dans leur configuration de référence.

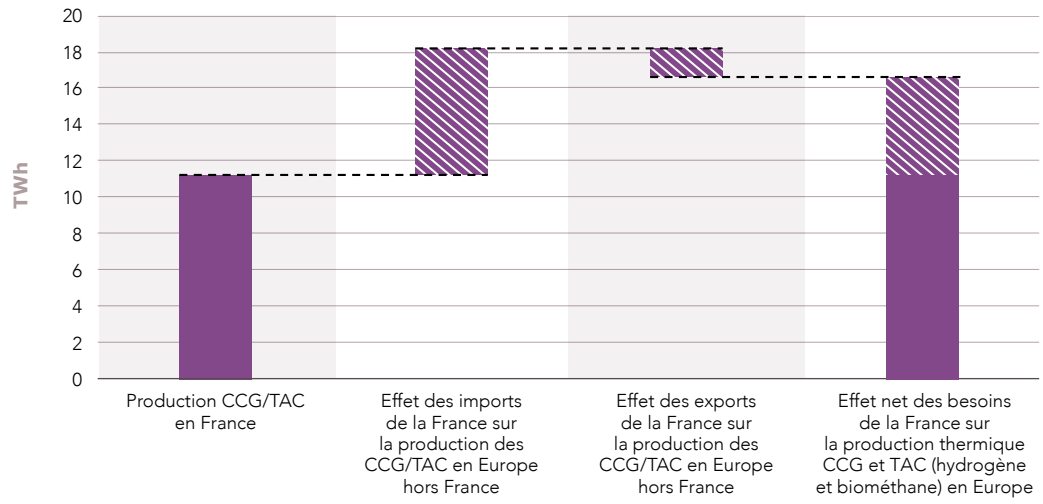
Ces volumes de production thermique ne représentent pas l'intégralité de la production thermique nécessaire pour couvrir les besoins de la France. À certains moments, la France importe pour couvrir sa consommation et sollicite les capacités à l'étranger dont notamment la production thermique. Ces besoins de production au gaz peuvent être imputés aux besoins de flexibilité de la France. *A contrario* à certaines périodes, la France exporte et conduit à limiter les besoins de sollicitation de capacités thermiques situées à l'étranger.

Figure 7.38 Production d'électricité à partir de capacités thermiques à flamme flexibles[31], pour les différents scénarios dans leur configuration de référence.



31. Les capacités flexibles peuvent adapter leur puissance fournie pour s'adapter à la demande. Les capacités non flexibles n'adaptent pas leur puissance fournie à la consommation (leur production est profilée, souvent en bande).

Figure 7.39 Production d'électricité par les CCG et TAC au gaz en France à l'horizon 2060 dans le scénario M23 et effet des imports et des exports de la France sur la production au gaz en Europe.



L'effet net du système électrique français sur la production d'électricité à partir de gaz en Europe peut porter sur quelques TWh, dans des volumes qui dépendent de la configuration considérée dans le reste de l'Europe et des capacités d'interconnexions.

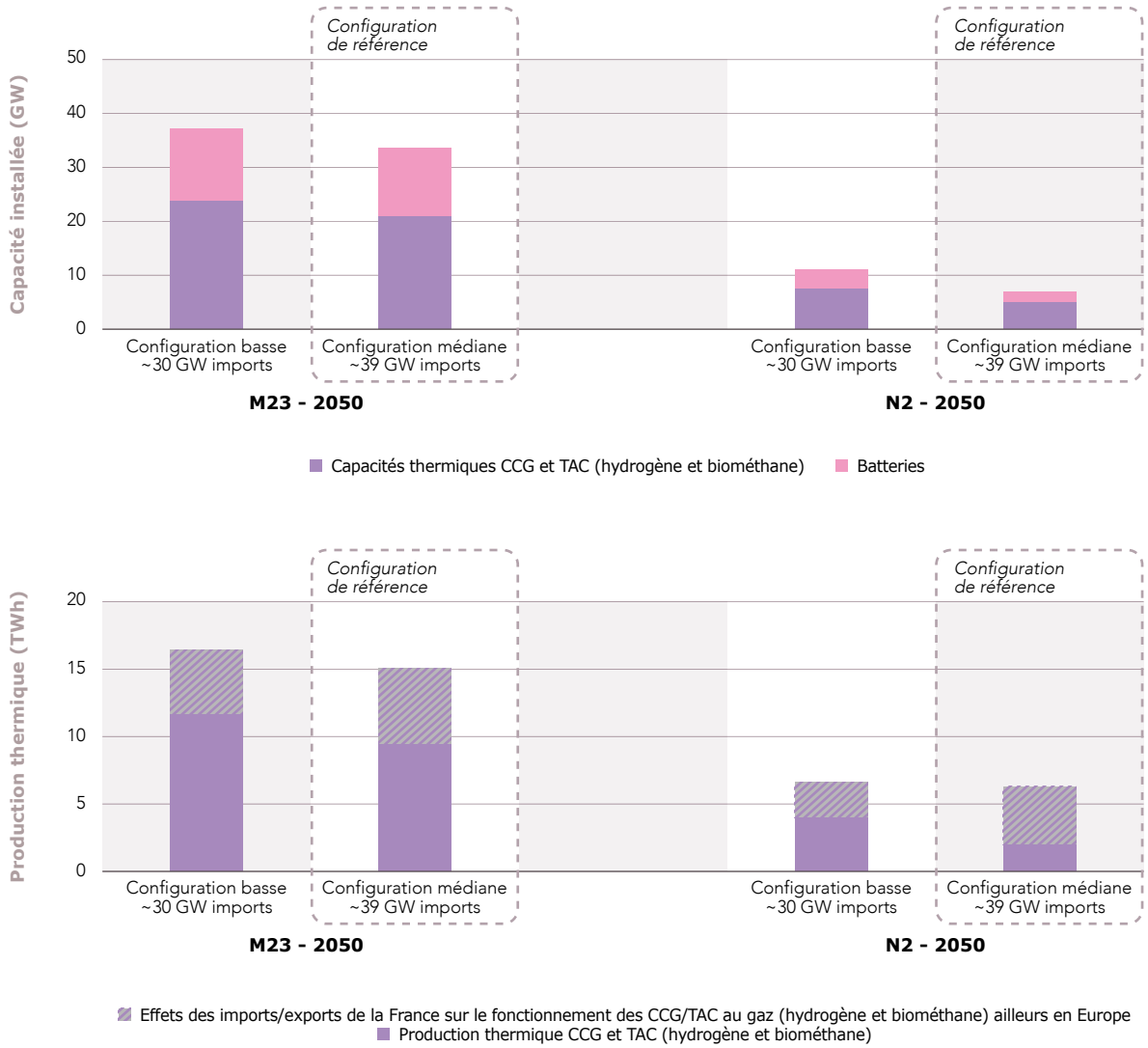
L'analyse économique intègre bien ces effets via la balance commerciale des échanges d'électricité (imports/exports).

7.6.4 Un moindre développement des interconnexions conduirait à accroître légèrement les besoins de thermique décarboné en France, dans tous les scénarios

Le développement des interconnexions constitue ainsi un levier important pour réduire le besoin de capacité à l'échelle européenne *(voir partie 7.2.1.2)*. Les analyses permettent d'identifier que cet effet de mutualisation porte principalement sur les capacités au gaz.

Dans tous les scénarios, le besoin de capacités de production au gaz se réduit avec le développement des interconnexions. L'effet du développement des capacités d'interconnexion ne porte pas uniquement sur le besoin en capacités installées mais aussi sur la production des capacités au gaz

Figure 7.40 Capacités thermiques pilotable (CCG et TAC) et batteries installées en France, production des CCG et TAC en France et effet des imports/exports de la France sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le niveau de développement des interconnexions, à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2



en France. Comparativement à une configuration avec 30 GW de capacité d'import (configuration «interconnexion basse»), le développement des interconnexions à hauteur de 39 GW de capacité d'import (configuration de référence) permet d'éviter entre 2 et 3 GW de capacité au gaz et une production au gaz en France de 2 et 3 TWh dans les différents scénarios à horizon 2050. Cette réduction de la production au gaz correspond en partie à un transfert vers une production au gaz dans les pays voisins. Cela signifie qu'une part de la réduction de la production provient d'imports correspondant à des excédents de production bas-carbone ou à la mobilisation dans les pays voisins d'autres leviers de flexibilité que la production thermique.

L'hypothèse de développement des interconnexions a un effet analogue sur les différents scénarios de mix en France. Ceci signifie que l'hypothèse sur le niveau d'interconnexion de la France à long terme n'a pas d'effet significatif sur le différentiel de besoins de capacités flexibles entre les scénarios.

Par ailleurs, le développement des interconnexions n'a pas d'effet sensible sur l'espace économique des batteries. En effet, les modes d'utilisation des batteries étant analogues dans tous les pays, il existe peu de mutualisation possible de ces capacités à travers le développement des interconnexions.

L'analyse en « France isolée » : un exercice à vocation pédagogique, qui conforte les tendances observées en « France interconnectée »

L'évaluation des besoins en flexibilité du système électrique français repose nécessairement sur une représentation du système électrique européen *(voir chapitre 6)*. À défaut, la modélisation ne rendrait pas compte de la réalité des flux qui parcourent un système qui est déjà, aujourd'hui, très largement interconnecté. En pratique, le besoin de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement en France serait par exemple surestimé.

Néanmoins, la prise en compte du périmètre européen augmente fortement la complexité des simulations et requiert de prendre des précautions spécifiques dans l'interprétation des résultats. L'équilibre offre-demande de la France repose en effet en partie sur les échanges aux interconnexions, et les résultats sont alors sensibles aux hypothèses considérées pour les pays voisins, notamment en ce qui concerne l'évolution à long terme de leur mix électrique et de la consommation d'électricité. Or il existe pour ces pays, comme pour la France, de nombreuses options encore ouvertes et donc une large gamme d'incertitude sur certains des principaux paramètres influençant l'analyse de l'équilibre offre-demande en France.

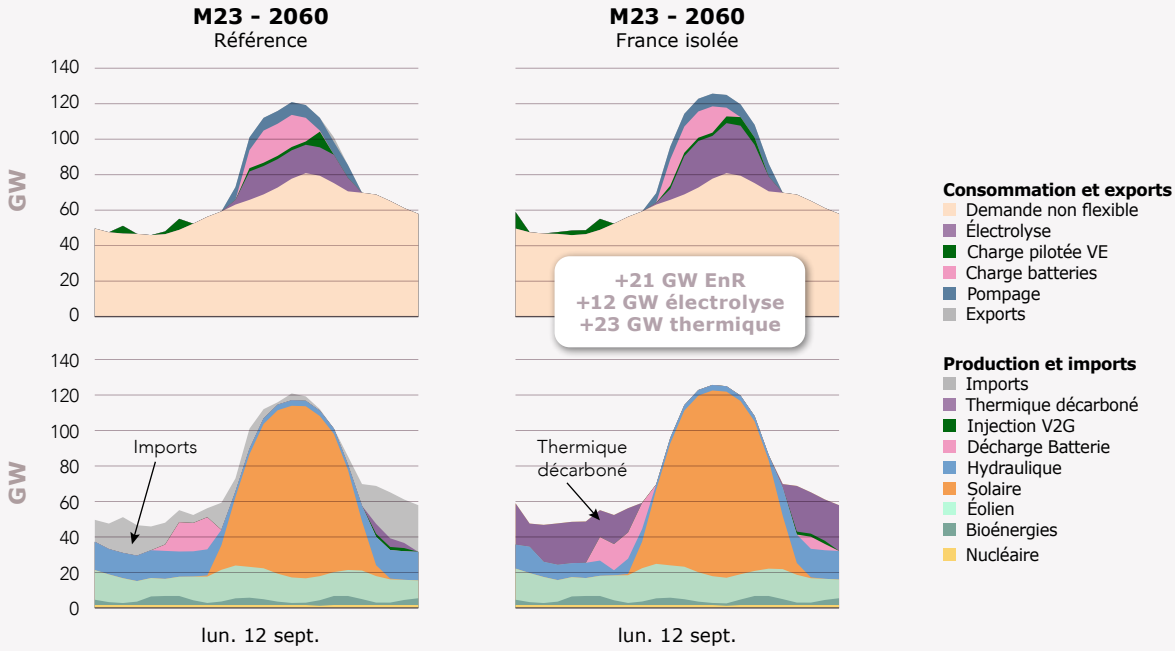
Les échanges menés au sein des groupes de travail dans le cadre de la concertation sur les *Futurs énergétiques 2050* ont permis d'aborder ce point, et notamment fait émerger des interrogations quant à l'utilisation de centrales de production ou de moyens de flexibilité situés à l'étranger et pouvant contribuer à l'équilibre offre-demande en France.

En effet, dans les différents scénarios des *Futurs énergétiques 2050*, la sécurité d'approvisionnement en électricité est en partie assurée via la mutualisation des moyens de production et de flexibilité à l'échelle européenne, ce qui se traduit par des situations d'import. **Comptabiliser les besoins de flexibilité en France – et notamment les unités thermiques (centrales à gaz, qui devront utiliser des « gaz verts » pour atteindre la neutralité carbone) – ne suffit donc pas à restituer l'ensemble des besoins de production thermique nécessaires à la sécurité d'approvisionnement du pays, une partie étant assurée par des moyens à l'étranger.** Dans l'étude des *Futurs énergétiques 2050*, RTE a porté une attention particulière à cette problématique :

(i) en s'assurant que le besoin de production thermique n'était pas systématiquement déporté à l'étranger dans chacun des scénarios *(voir partie 7.6.3)* ;
(ii) en vérifiant que les différences de besoin de production thermique en France selon les scénarios ne s'expliquaient pas uniquement par des variations de la contribution des imports et donc de la production thermique à l'étranger ;
(iii) en restituant non seulement les besoins de production thermique en France mais également ceux correspondant à la production thermique située à l'étranger et contribuant à l'équilibre offre-demande de la France *(voir figure 7.39)* ;
(iv) et en prenant soin d'intégrer le coût réel de la production thermique à partir de gaz vert dans la valorisation des échanges aux interconnexions pour le chiffrage économique des scénarios.

Pour apporter cette garantie méthodologique, de très nombreuses variantes ont été simulées. À ce titre, une « variante de contrôle » décrivant une configuration théorique d'absence totale d'interconnexions entre la France et ses voisins (« France isolée ») a été étudiée. Elle consiste à réévaluer, pour chacun des scénarios, le bouquet de flexibilités (batteries, centrales thermiques flexibles fonctionnant à l'hydrogène et électrolyseurs) économiquement pertinent pour assurer le même niveau de sécurité d'approvisionnement, sans interconnexion avec les pays voisins. Ceci implique également d'ajuster les mix de production de ces configurations, via des capacités de production

Figure 7.41 Illustration du passage en France isolée sur un jour ouvré de septembre du scénario M23 à l'horizon 2060



solaires et éoliennes additionnelles, nécessaires pour le bouclage énergétique du scénario.

Dans les configurations «France isolée», l'absence totale d'interconnexion conduit à rehausser très fortement les besoins de capacités pilotables en France (capacités thermiques fonctionnant au gaz décarboné ou batteries) pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

L'effet est de l'ordre de 15 GW à 28 GW selon les scénarios considérés. La production au gaz est elle aussi fortement rehaussée, de l'ordre de 4 à 20 TWh en espérance par rapport à la configuration de référence en «France interconnectée».

Bien que la configuration «France isolée» ne représente pas une vision réaliste du système électrique, elle conforte néanmoins les tendances observées, et conduit au même interclassement des scénarios en matière de besoin de flexibilités (en capacités installées ainsi qu'en production thermique au gaz).

Elle montre qu'en l'absence d'interconnexions, la production thermique décarbonée serait nécessaire dans des proportions significatives dans tous les scénarios, y compris N03. Ceci montre que si le pari du thermique décarboné peut être évité dans certains scénarios «N», ce résultat n'est valable que sous l'hypothèse d'un développement significatif des interconnexions.

Ainsi, les scénarios de type «N03» décrivent une forme de spécialisation des pays européens : la France conserve une base production nucléaire qui est utile à toute l'Europe, ce qui en renforce la valeur économique *(voir chapitre 11)* ; tandis qu'une partie des moyens de pointe nécessaires à l'équilibre offre-demande sont situés dans les

Figure 7.42 Capacités flexibles en France (hors interconnexion) dans les scénarios de référence en France interconnectée et dans la variante «France isolée» – horizon 2060. Les capacités supplémentaires solaire, éolienne et d'électrolyse permettant d'assurer la boucle *power-to-hydrogen-to-power* en France isolée ne sont pas comptabilisées.

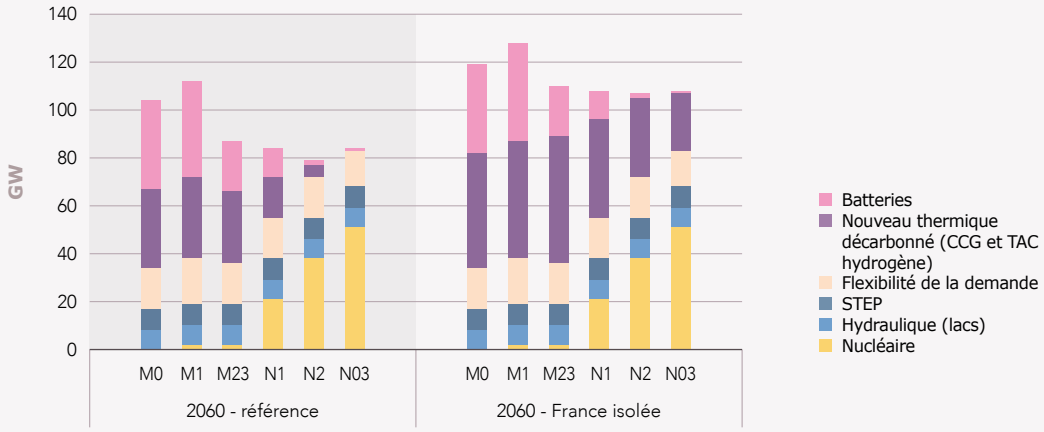
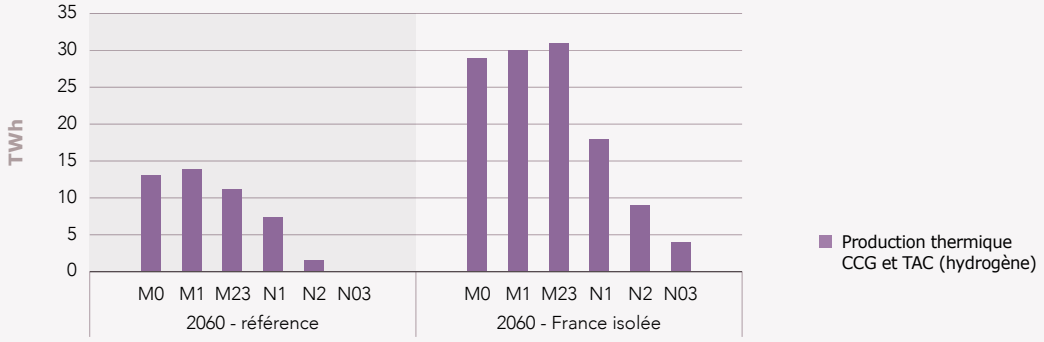


Figure 7.43 Production d'électricité par les CCG et TAC au gaz dans les scénarios de référence en France interconnectée et les scénarios en France isolée à l'horizon 2060



pays voisins. Cette situation fait ainsi écho à celle d'aujourd'hui, où la France est largement exportatrice mais a recours aux moyens de pointe installés dans d'autres pays pour assurer sa sécurité d'approvisionnement.

Ces analyses en «France isolée» ne doivent pas être considérées comme décrivant une situation de référence et se situent en rupture avec le cadre du marché unique de l'énergie qui sert aujourd'hui de référence à l'exploitation du système électrique en Europe. À ce jour, bien que la France soit très exportatrice (58 TWh de solde exportateur net en 2019), les interconnexions contribuent pour environ 10 GW aux besoins d'équilibrage du système électrique français réduisant d'autant le besoin de centrales thermiques nécessaires pour respecter le critère public de sécurité d'approvisionnement.

7.6.5 L'influence de l'évolution des mix des pays voisins sur la sécurité d'approvisionnement en France : un besoin de coordination croissant mais des effets analogues sur tous les scénarios de mix en France

Comme exposé dans le chapitre 6 sur l'Europe, de nombreuses incertitudes existent aujourd'hui sur les stratégies des pays voisins en termes de décarbonation de leur mix énergétique. Cela se traduit en incertitudes sur la consommation d'électricité, sur les ambitions et rythmes effectifs sur l'électrification directe de certains secteurs (comme le chauffage des bâtiments, l'industrie) et les volumes de production de gaz de synthèse (hydrogène et méthane) à partir d'électricité. Des incertitudes analogues existent sur le mix de production d'électricité, notamment concernant le rythme de développement des énergies renouvelables et la part relative du photovoltaïque et de l'éolien (et dans une moindre mesure, pour certains pays, sur le rôle du nucléaire) dans la production d'électricité.

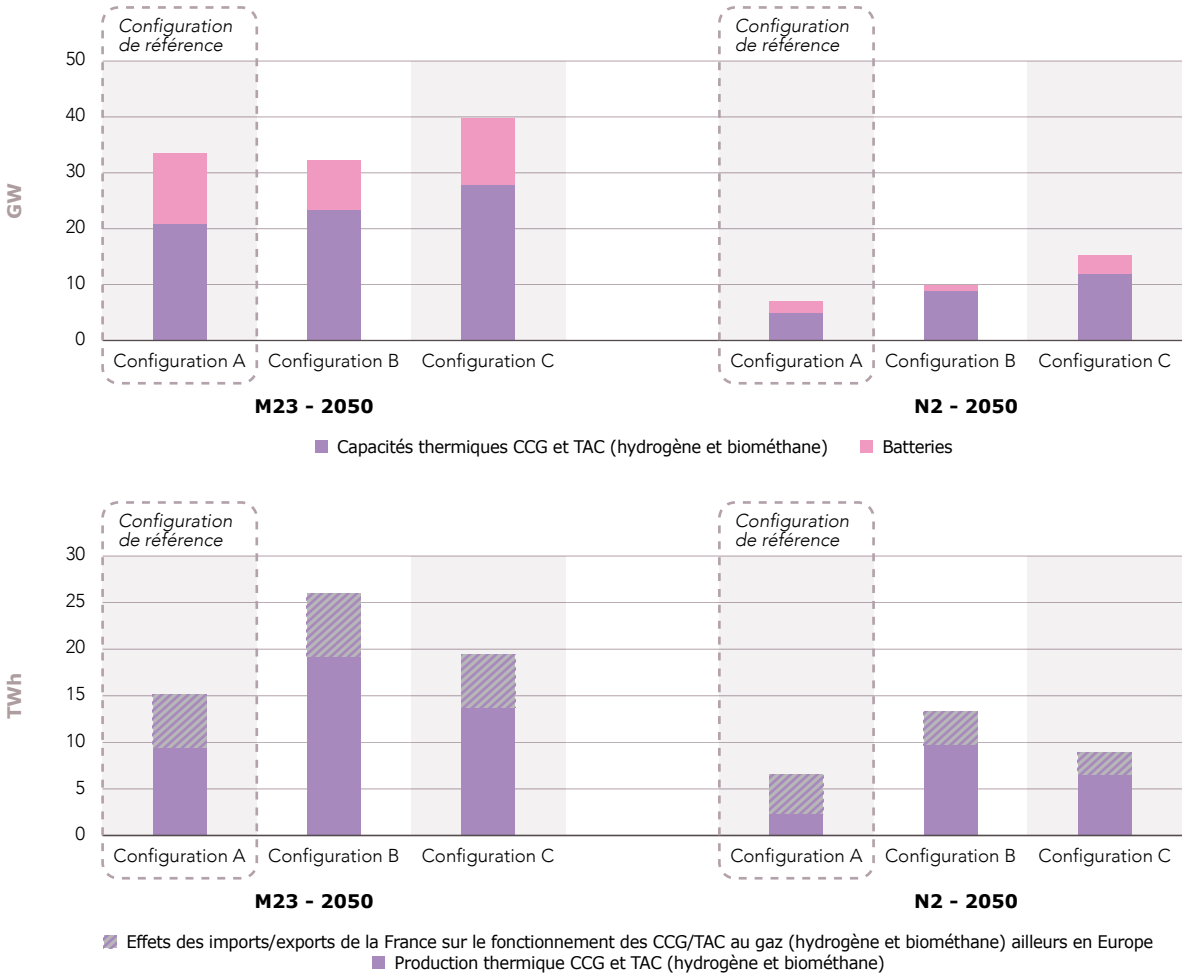
Plusieurs configurations contrastées d'évolution sur le système électrique européen ont donc été testées.

Dans un contexte de forte évolution des capacités d'interconnexion entre la de près trois France et les pays voisins, **les évolutions des mix énergétiques en Europe ont une influence croissante sur les besoins en capacités à construire en France et leur utilisation.** Les configurations alternatives testées montrent que l'influence des mix énergétiques des pays voisins porte essentiellement sur les capacités thermiques nécessaires en France et leur utilisation. En effet, la mutualisation au niveau européen des capacités porte en premier lieu sur ce type de capacités. *A contrario*, l'influence des mix énergétiques des pays voisins est très faible sur les volumes de batteries, l'utilisation des batteries étant peu mutualisée entre les pays, du fait d'un profil d'utilisation journalier analogue dans tous les pays car dicté par le cycle de production du photovoltaïque.

Dans les deux configurations défavorables testées où la contribution des systèmes électriques des pays voisins est plus limitée (soit par une moindre flexibilité liée à une capacité d'électrolyse plus faible, soit par un niveau de sécurité d'approvisionnement dégradé dans les pays voisins), les capacités thermiques nécessaires en France pour assurer la sécurité d'approvisionnement sont plus importantes et les volumes de production en France à partir de gaz plus importants. À l'horizon 2050, dans la configuration où la sécurité d'approvisionnement est dégradée en Europe par un manque de capacités de pointe, l'effet sur la France porte principalement sur les capacités thermiques nécessaires (+6 GW à +7 GW) et de façon relativement limitée sur les volumes de production (de l'ordre de +4 TWh). En revanche, dans une situation de sécurité d'approvisionnement en Europe analogue au niveau cible actuel mais où le système électrique européen dispose de moins de flexibilité sur des horizons relativement longs (flexibilité qui peut être apportée par un développement important de l'électrolyse flexible avec une infrastructure de stockage de l'hydrogène), les besoins en capacités supplémentaires peuvent être relativement limités (de l'ordre de 3 à 4 GW) mais l'utilisation de ces capacités peut être sensiblement plus importante (de l'ordre de 7 à 10 TWh supplémentaires).Ces effets sont importants et apportent un éclairage complémentaire sur la dépendance croissante de la France aux évolutions des systèmes électriques des pays voisins : la dépendance du système électrique français aux pays voisins ne se limite pas uniquement à l'existence d'un besoin d'import dans certaines situations, relativement ponctuelles *(comme exposé en partie 7.2.2.1)* mais porte aussi sur l'adéquation du dimensionnement du mix de flexibilités en France aux situations dans les pays voisins. Ce phénomène n'est pas nouveau, la sécurité d'approvisionnement de la France dépendant déjà des mix électriques à l'étranger, mais prendra des proportions beaucoup plus importantes à l'avenir.

Dans un contexte où les capacités flexibles contribuant à la sécurité d'approvisionnement sont mutualisées, la coordination des politiques nationales revêt un enjeu croissant pour éviter des situations de sécurité d'approvisionnement dégradée en Europe ou, au contraire, de surinvestissements dans des solutions de flexibilité (et notamment des capacités thermiques de pointe).

Figure 7.44 Capacités thermiques pilotable (CCG et TAC) et batteries installées en France, production des CCG et TAC en France et effet des imports/exports de la France sur la production thermique décarbonée en Europe, dans différentes configurations de mix énergétique européen[32] à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2



L'analyse met en évidence un autre résultat important : l'influence des mix énergétiques des pays européens sur le système électrique français est analogue dans tous les scénarios de mix en France. Ce résultat porte à la fois (i) sur les capacités thermiques nécessaires à installer en France, (ii) sur l'utilisation des capacités thermiques en France et (iii) sur la sollicitation des capacités thermiques à l'étranger pour les besoins de la France.

En particulier, les scénarios sans nouveau nucléaire ne sont pas plus sensibles aux choix des pays voisins que les scénarios avec nouveau nucléaire.

Cela signifie que **les hypothèses considérées en Europe n'ont pas d'effet significatif sur la comparaison des scénarios sur les besoins en capacités thermique et leur utilisation.**

32. Les configurations «A», «B» et «C» du système électrique européen sont décrites au chapitre 6.

7.6.6 Le développement des flexibilités de consommation permet de limiter le développement des batteries stationnaires et de la production thermique décarbonée

La flexibilité de la demande apparaît comme une solution concurrente au développement des batteries stationnaires, dans la mesure où elle constitue un levier de modulation de l'équilibre offre-demande sur des échelles de temps de l'ordre de quelques heures à quelques jours.

En particulier, la recharge des véhicules électriques ou des ballons d'eau chaude qui peut être en partie placée au milieu de la journée lors du pic de production photovoltaïque, éventuellement combinée à une restitution partielle de l'énergie au réseau le soir et la nuit via la technologie *vehicle-to-grid,* a un effet sur la courbe de consommation résiduelle relativement proche de celui des batteries stationnaires opérant un cycle jour-nuit comme illustré sur la figure 7.29.

Figure 7.45 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France, production des CCG et TAC en France, et effet des imports/exports de la France sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le niveau de développement des flexibilités de consommation, à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2

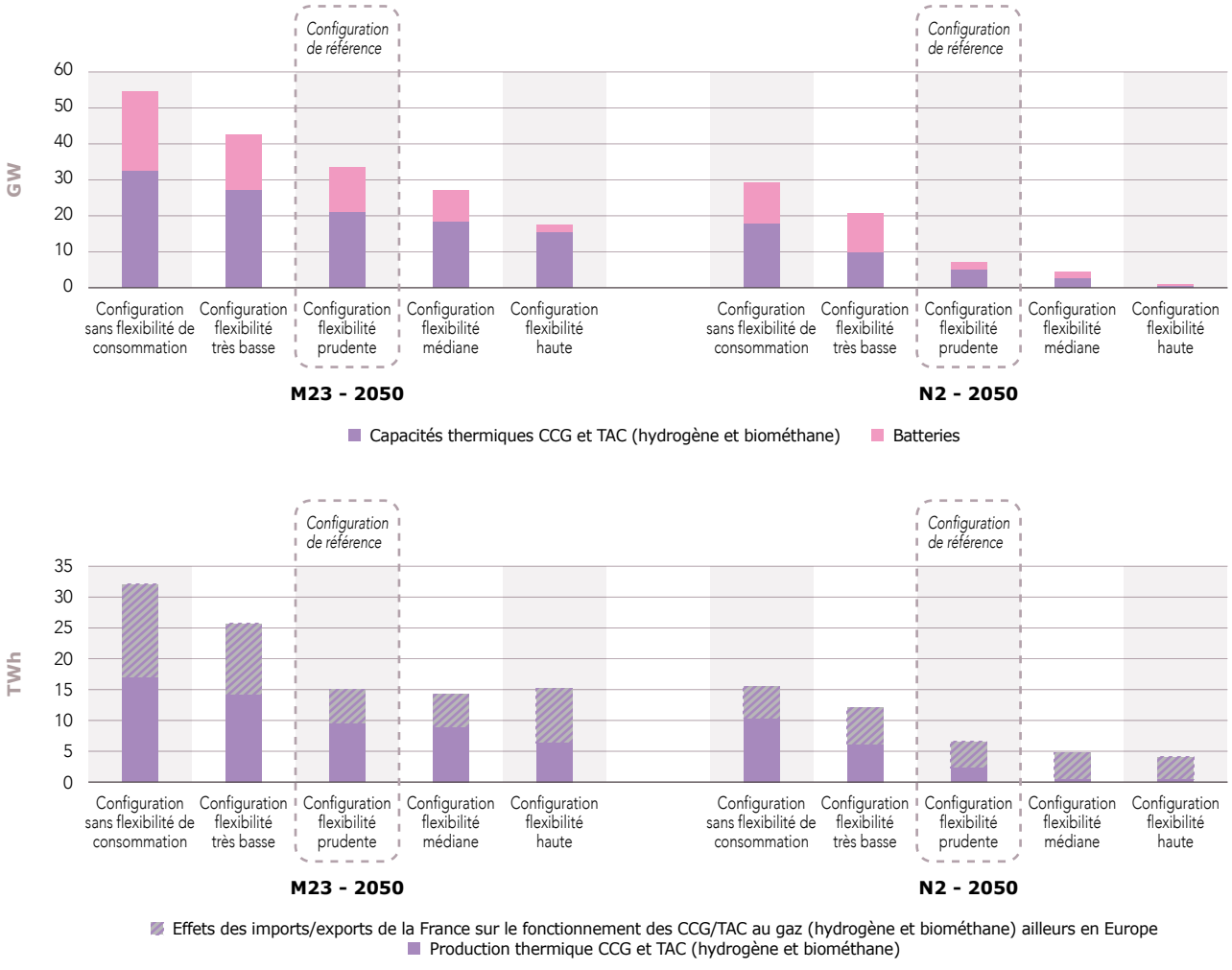
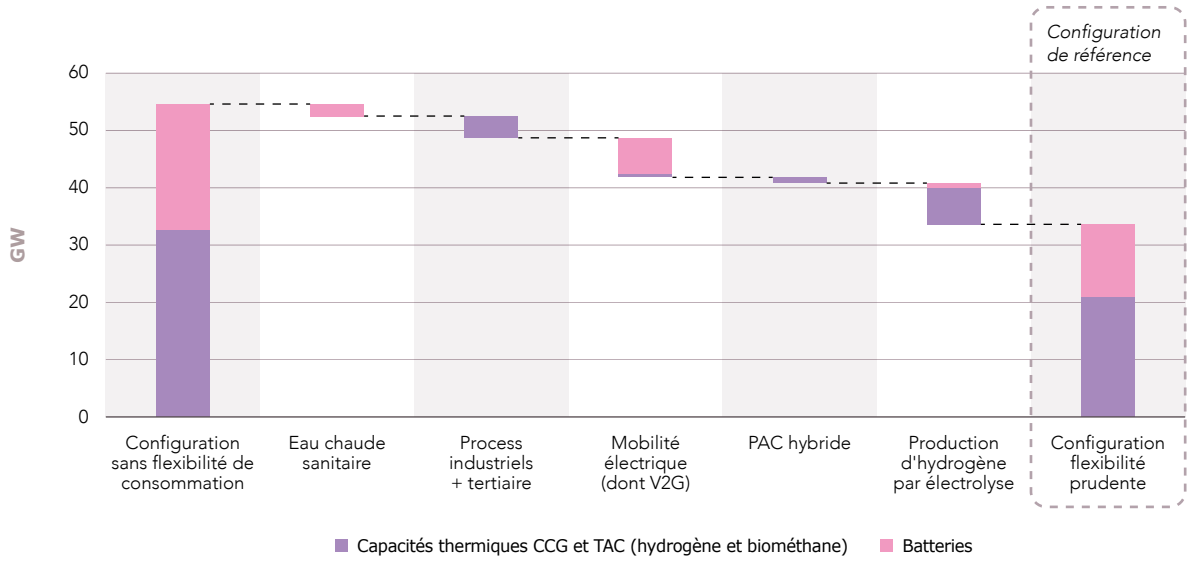


Figure 7.46 Décomposition de l'impact du développement des flexibilités de consommation sur les capacités thermiques pilotables (CCG et TAC) et les batteries installées en France à l'horizon 2050 dans le scénario M23



Par conséquent, les analyses montrent ainsi que le développement de la flexibilité de la demande peut réduire fortement l'espace économique pour les batteries stationnaires. Dans la configuration de référence, reposant sur des hypothèses prudentes concernant la flexibilité de la consommation, les flexibilités de consommation permettent d'éviter la construction de 10 GW de batteries dans le scénario M23 à l'horizon 2050, sous l'effet principal de la flexibilité de la recharge des véhicules électriques et du placement de la production d'eau chaude sanitaire sur les heures méridiennes. Un développement ambitieux des flexibilités permettrait quasiment d'éviter la construction de batteries stationnaires jusqu'en 2050.

Le développement de la flexibilité de la demande permet aussi de limiter le besoin en capacité thermique et l'utilisation de ces capacités. En effet, certains usages permettent une modulation sur des horizons temporels de l'ordre de la semaine ou plus. C'est le cas de la flexibilité des électrolyseurs, sous réserve du dimensionnement des infrastructures de transport et de stockage de l'hydrogène adapté, mais également de la recharge des véhicules électriques légers qui présente une flexibilité hebdomadaire, les autonomies des véhicules permettant souvent de couvrir les déplacements sur une semaine. Certains leviers de flexibilité de la demande permettent des effacements ponctuels en situation de tension. C'est le cas des effacements industriels et des PAC hybrides.

Ces leviers de flexibilité de consommation présentent ainsi des caractéristiques qui entrent en concurrence avec les services apportés par les capacités thermiques de pointe (notamment les turbines à combustion) et permettent de limiter le besoin de centrales thermiques au gaz. Dans le scénario M23 en 2050, le développement des flexibilités de consommation avec les hypothèses de référence permet d'éviter de l'ordre de 12 GW de capacité thermique et une production thermique de l'ordre de 7 TWh/an, sous l'effet principalement de la capacité d'effacement industrielle et tertiaire et de la flexibilité des électrolyseurs. Un développement ambitieux des flexibilités de consommation permettrait une réduction supplémentaire des capacités thermiques installées de 4 GW et de la production thermique de 3 TWh/an. Cependant, dans aucune configuration, les flexibilités de

consommation ne permettent d'éviter un socle important de capacité thermique en France dans les scénarios sans relance du nucléaire. **Dans des scénarios sans relance du nucléaire, il n'apparaît ainsi pas imaginable, même avec un fort volontarisme sur le développement de la flexibilité de la consommation, de se passer de capacités thermiques pour assurer la sécurité d'approvisionnement.** Néanmoins, tout effort sur ce plan permet de limiter à moindre coût l'ampleur des capacités à construire et le volume de gaz vert à mobiliser.

Par ailleurs, **le développement des flexibilités de consommation a un effet analogue sur tous les scénarios[33].** Cela signifie en particulier que les hypothèses considérées sur les flexibilités de consommation ne conditionnent pas les résultats de la comparaison des scénarios.

Les PAC hydrides : un levier pour limiter les besoins de flexibilité du système électrique mais dont l'intérêt énergétique et économique dépendra des coûts d'installation et des modalités de bascule entre le fonctionnement électrique et le fonctionnement au gaz

La pompe à chaleur hybride (ou PAC hybride) est une installation composée d'une pompe à chaleur électrique associée à une chaudière au gaz. Une telle installation a vocation à fonctionner à l'électricité l'essentiel du temps mais peut basculer sur un fonctionnement au gaz durant certaines périodes ciblées. Ce basculement en mode «gaz» peut intervenir :

1) lorsque les températures extérieures sont très basses et le coefficient de performance (ou COP) de la PAC diminue. Ce basculement permet ainsi d'éviter le fonctionnement en mode électrique lors des périodes où l'efficacité de la PAC est moindre et surtout permet, théoriquement, de limiter la puissance de la partie PAC électrique, ce qui réduit les coûts de l'installation.
2) lorsque le système électrique connaît des périodes de tension sur l'équilibre offre-demande, c'est-à-dire lors des périodes de forte consommation résiduelle (périodes caractérisées soit par des températures très basses soit par des températures moins froides mais combinées à une production renouvelable faible) : l'activation de la chaudière au gaz joue alors le même rôle qu'un effacement vu du système électrique, mais sans dégradation de confort pour l'utilisateur ni report ultérieur sur la demande électrique. Dans ces configurations, basculer le fonctionnement des PAC hybrides sur le mode «gaz» permet de soulager le système électrique et réduit ainsi le dimensionnement et la sollicitation des moyens de flexibilité nécessaires au fonctionnement du système électrique (centrales au gaz notamment).

33. Néanmoins, dans certains scénarios avec nouveau nucléaire et à partir d'un certain niveau de développement, les flexibilités de consommation permettent d'éviter totalement la présence de capacités thermiques et de batteries dans le système. Tout effort de développement supplémentaire de la flexibilité de consommation n'a alors plus d'effet sur les capacités installées mais seulement sur l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement. C'est en particulier le cas de N03.

Les pompes à chaleur hybrides sont présentées par certains acteurs comme une solution permettant d'allier les avantages de l'électricité (notamment le rendement énergétique très élevé des pompes à chaleur) et ceux du gaz (absence d'impact sur la pointe électrique, caractère facilement stockable du gaz).

Cependant, l'analyse de l'intérêt de cette solution à la place de l'installation de PAC doit tenir compte de plusieurs enjeux :

- l'enjeu énergétique : recourir au fonctionnement « chaudière au gaz » d'une PAC hybride conduit à une consommation de gaz pour le chauffage du logement, alors que le gaz décarboné sera une ressource limitée. Cette consommation supplémentaire de gaz pourrait toutefois être contrebalancée par une réduction de la consommation de gaz (biométhane ou hydrogène) pour la production d'électricité, si le basculement vers la chaudière au gaz intervient lors de périodes où des centrales thermiques fonctionnant au gaz sont mobilisées.

  Le bilan énergétique global dépend des rendements comparés d'une chaudière au gaz et de la chaîne de production d'électricité à partir de gaz pour alimenter la pompe à chaleur. L'effet dépendra des périodes où les PAC hybrides basculent vers l'utilisation de gaz décarboné. Si celles-ci sont ciblées sur des périodes de grand froid (pendant lesquelles le COP des PAC est plus faible) et de production d'électricité à partir de TAC au gaz, le bilan énergétique sera favorable. *A contrario,* si la bascule intervient lors de période de froid modéré et où la production d'électricité est assurée à partir d'énergies renouvelables, de nucléaire ou même d'un CCG au gaz décarboné, le bilan énergétique sera défavorable.

- le coût des installations : les coûts des capacités de flexibilité du système électrique peuvent être réduits par le développement massif de PAC hybrides (moindres besoins en batteries et en capacités thermiques). Toutefois, l'analyse doit également tenir compte des coûts associés au déploiement des PAC hybrides, à la fois chez les consommateurs mais aussi sur le système gazier.

  Or, de fortes incertitudes existent sur les coûts comparés des PAC électriques classiques et des PAC hybrides. A puissance équivalente de la partie « PAC », une PAC hybride présente un coût plus élevé, lié au coût du dispositif de chaudière au gaz supplémentaire mais également au besoin de maintenir un raccordement au réseau de gaz. Cependant, compte tenu de l'utilisation de l'appoint au gaz lors de période de grand froid, il est possible de réduire le dimensionnement du module « PAC » dans une PAC hybride et ainsi réduire les coûts. L'intérêt économique global dépendra donc, au premier ordre, de l'écart de coût correspondant aux pratiques effectives de dimensionnement et d'installation.

Des analyses approfondies sur l'intérêt économique des PAC hybrides pourront être réalisées en prolongement de l'étude *Futurs énergétiques 2050.*

7.6.7 Un espace économique pour les batteries compris entre quelques gigawatts et quelques dizaines de gigawatts, qui dépend essentiellement de la part du photovoltaïque, du développement de la flexibilité de la demande et de l'ampleur de la baisse des coûts des batteries

Le développement du photovoltaïque et, dans une bien moindre mesure, les besoins en réserves de court terme (services système) constituent les principaux facteurs déterminant l'espace économique des batteries à l'horizon 2050. À hypothèses identiques sur le développement des interconnexions, les flexibilités de consommation et le coût des batteries, le volume de batteries trouvant une justification économique est directement corrélé à la part du photovoltaïque dans le mix énergétique.

Cependant, la place des batteries dans le mix électrique n'est pas garantie et peut être concurrencée par d'autres solutions. Le développement de la flexibilité de la demande, notamment le pilotage de l'eau chaude sanitaire et de la recharge des véhicules électriques, permet de réduire les écarts de consommation résiduelle entre les heures méridiennes et les autres heures de la journée et réduit l'intérêt à développer des batteries *(voir partie 7.4.1)*.

L'espace économique des batteries sera aussi fortement conditionné par l'évolution des coûts des batteries et le prix du gaz. En effet, à l'exception de la fourniture de produits de réserves dont les exigences techniques pourraient être rehaussées, tous les services apportés par les batteries sont substituables par d'autres leviers, comme les flexibilités de consommation (mais dont le gisement est limité) et surtout la production thermique. Il est ainsi parfaitement possible d'assurer la sécurité d'approvisionnement dans tous les scénarios, sans recours à l'installation de batteries alors que, *a contrario*, ce n'est pas le cas pour les capacités thermiques, qui sont indispensables.

Figure 7.47 Capacités installées de batteries en fonction des capacités installées de photovoltaïque dans les différents scénarios pour les horizons 2040, 2050 et 2060

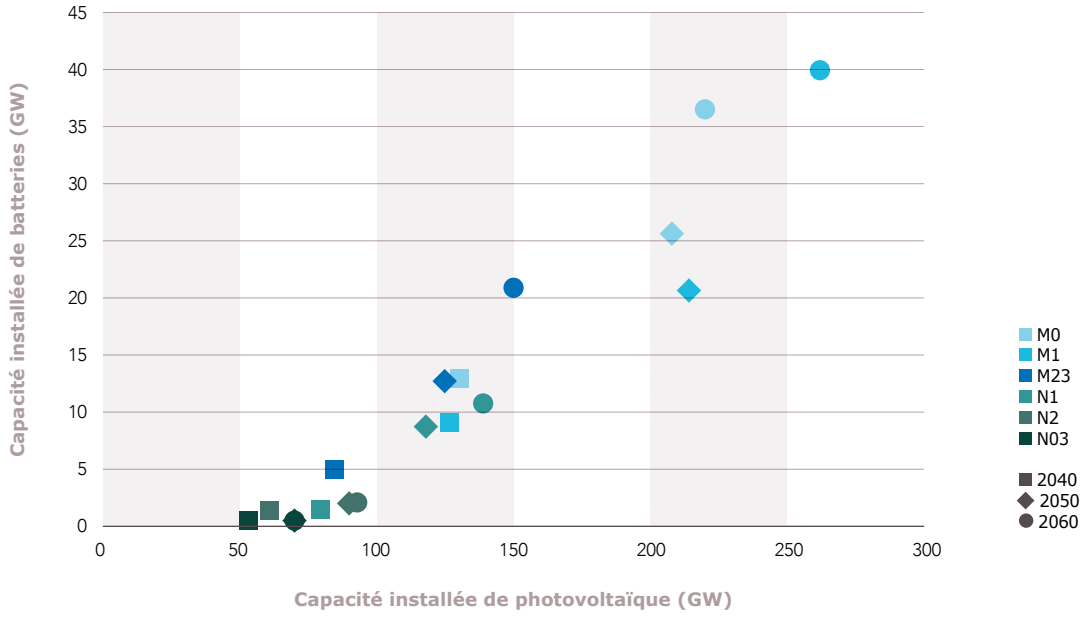
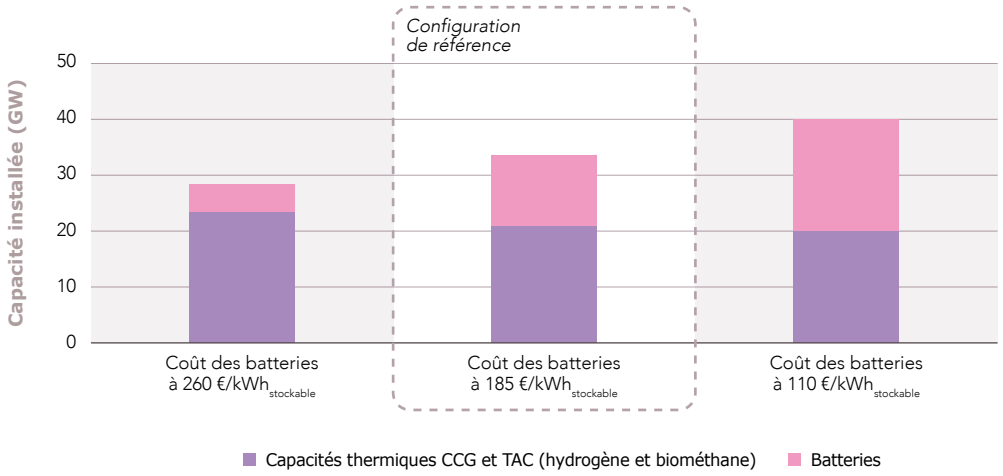


Figure 7.48 Capacités installées de CCG, TAC et batteries en France, selon le coût des batteries, dans le scénario M23 en 2050



Les batteries n'ayant pas un espace «garanti», leur développement sera conditionné par l'évolution relative de leur coût et de celui des solutions concurrentes, notamment du prix des gaz verts.

Plusieurs configurations de coûts des batteries ont été testées et montrent la forte sensibilité du niveau de développement économiquement pertinent au coût des batteries. Dans le scénario M23 en 2050, le volume de batteries ne serait que de 5 GW dans une configuration haute des coûts (+40 % par rapport à l'hypothèse de référence) contre de l'ordre de 13 GW dans la configuration de référence. Une telle configuration se traduirait aussi par des volumes plus importants d'excédents de production photovoltaïque non valorisés (de l'ordre de 1 à 2 TWh).

A contrario, si la baisse des coûts des systèmes de stockage par batterie était plus marquée que l'hypothèse de référence, le développement des batteries pourrait être sensiblement plus important. Dans une configuration où le coût des batteries serait de l'ordre de 110 €/kWh, qui constitue une hypothèse plausible pour certaines parties prenantes, le développement serait rehaussé de l'ordre de 7 GW.

7.6.8 Les batteries de seconde vie issues du secteur de la mobilité pourraient contribuer aux besoins de flexibilité du système électrique, mais la performance économique et environnementale de cette option n'apparaît pas établie par rapport à celle d'un recyclage des batteries

Avec le développement massif des véhicules électriques, les volumes de batteries en circulation sont amenés à croître très rapidement dès les prochaines années. À moyen terme, la gestion des batteries usagées constituera donc un enjeu environnemental et économique important (maîtrise du volume de déchets à stocker, recyclage et réutilisation de certaines matières dans une logique d'économie circulaire). Les batteries de véhicules électriques sont souvent considérées comme usagées dès lors que leur capacité descend sous 70 à 80 % de leur capacité initiale même si elles restent fonctionnelles. Selon les hypothèses retenues sur leur durée de vie (entre 10 et 15 ans), le flux annuel de batteries usagées représenterait entre 0,5 et 1 millions de tonnes par an à l'horizon 2050.

Plusieurs débouchés possibles sont envisagés pour ces batteries usagées, avec notamment deux options principales : soit recycler les batteries pour récupérer une partie des matériaux (notamment métaux critiques) et les réutiliser pour la fabrication de nouvelles voitures électriques, soit utiliser ces batteries de manière stationnaire pour fournir des services au système électrique (batteries dites de « seconde vie »). Certains acteurs considèrent que cette deuxième option constitue une opportunité intéressante, dans la mesure où la fourniture de services de flexibilité au système électrique induit de moindres contraintes sur les batteries en termes de densité massique d'énergie et que les batteries de seconde vie pourraient donc être opportunément utilisées à cet effet.

Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, une analyse détaillée des intérêts associés à ce modèle a été menée en s'appuyant sur une large revue de littérature. Cette analyse conduit à identifier plusieurs limites au développement d'un tel modèle.

Sur les volumes en jeu

Selon les hypothèses considérées en matière de durée de première vie en usage mobilité, la capacité de stockage résiduelle et la durée de vie résiduelle, le gisement disponible de batteries de seconde vie pourrait représenter entre de l'ordre de 400 à 800 $GWh_{stockable}$ à l'horizon 2050.

Ces volumes dépassent très largement les besoins du système électrique, qui sont évalués selon les scénarios entre 0 et 100 $GWh_{stockable}$ à l'horizon 2050. Ceci signifie que l'usage stationnaire pour le système électrique ne représenterait, à l'horizon 2050, qu'un faible débouché pour les batteries en fin de vie « mobilité » (entre 0 % et 22 % selon les scénarios et hypothèses considérées). Même si le « marché » de batteries de seconde vie peut s'envisager à un périmètre plus large que la France, ces estimations indiquent néanmoins que l'essentiel des batteries en fin de vie de mobilité devra être recyclée après leur utilisation pour la mobilité électrique.

Sur la fiabilité de systèmes de stockage basés sur des batteries de seconde vie

Les batteries de seconde vie présentent des caractéristiques techniques dégradées par rapport aux batteries neuves, associées à des risques plus importants en termes de sécurité et de fiabilité.

D'une part, le vieillissement conduit à abaisser la température d'emballement thermique, ce qui provoque un risque accru d'incendie.

D'autre part, la capacité de stockage diminue au fil du temps ; à partir d'une capacité de stockage équivalente à 50 à 60 % de la capacité initiale, la baisse de capacité peut s'accélérer subitement (« mort subite » de la batterie). Ceci signifie que le service rendu peut être interrompu brutalement, sans signe précurseur. Cet effet pourrait conduire à fragiliser le fonctionnement du système électrique, en particulier si les services rendus par les batteries sont critiques pour la stabilité et l'équilibre du système en temps réel (par exemple pour les services système).

Sur la pertinence économique

Avant de pouvoir être utilisées pour un usage stationnaire, les batteries en fin de vie « mobilité » doivent être collectées, transportées puis reconditionnées.

Ces étapes représentent un coût significatif, en particulier le reconditionnement qui consiste à extraire les modules des « packs » de batteries usagées de véhicules électriques, à tester ces modules pour éliminer ceux dont la capacité de stockage est la plus dégradée, puis à les reconditionner dans un assemblage adapté aux besoins du stockage stationnaire avec les modules sains. Différentes études ou hypothèses avancées par certains acteurs permettent de déterminer des ordres de grandeurs des coûts actuels de reconditionnement des batteries, mais de fortes incertitudes existent compte tenu du caractère actuellement confidentiel de cette activité. Selon les sources, les coûts de reconditionnement représentent entre 20 et 65 €/kWh$_{stockable}$ et apparaissent néanmoins inférieurs aux coûts des batteries neuves. Cependant, ces batteries de seconde vie vont présenter une baisse de capacité au fil du temps plus rapide et surtout une durée de vie beaucoup plus courte. Par ailleurs, les coûts des modules ne représentent qu'une part des coûts d'un stockage stationnaire. Les autres coûts ne seront pas réduits du fait de l'utilisation de batteries de seconde vie et pourraient même être plus importants (notamment du fait d'une densité énergétique nettement plus faible, nécessitant un foncier et des installations plus volumineuses).

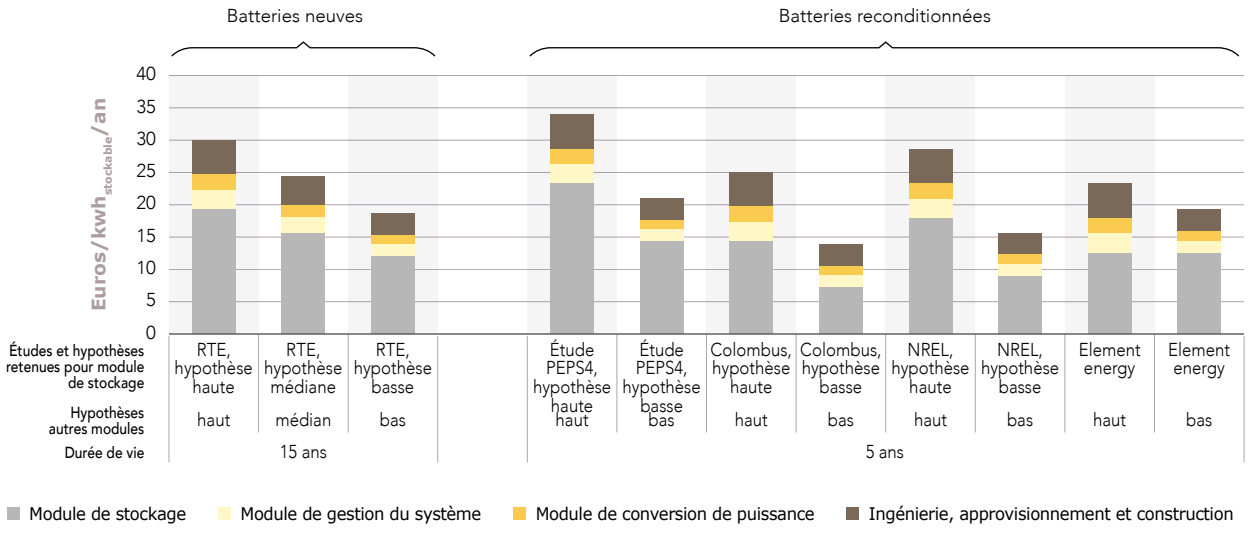
Une fois rapportés à un service équivalent (exprimé en kWh de capacité de stockage par année de durée de vie), et en prenant en compte les perspectives de baisse des coûts des batteries neuves, les systèmes fondés sur des batteries de seconde vie n'apparaissent pas beaucoup moins coûteux que ceux fondés sur des batteries neuves à l'horizon 2050 (horizon à partir duquel les besoins en stockage stationnaire peuvent devenir important dans certains scénarios). Les projections de coûts des batteries (neuves ou seconde vie) sont toutefois marquées par des incertitudes importantes.

Sur l'intérêt environnemental

Privilégier l'utilisation de batteries de seconde vie pour les besoins de flexibilité du système électrique permet théoriquement de réduire le besoin en métaux critiques, tels le nickel, le cobalt ou encore le lithium *(voir partie 12.3 pour plus de détails).*

Cependant, l'utilisation d'une partie des batteries de seconde vie pour un usage stationnaire réduira les volumes recyclés de batteries et ainsi les quantités de matières critiques qui pourront être récupérées par le recyclage. L'intérêt « matière » dépendra ainsi de la performance des filières de recyclage qui pourront être mises en place.

Figure 7.49 Comparaison des coûts d'un système de stockage stationnaire selon qu'il est basé sur des batteries neuves ou des batteries de seconde vie et selon les hypothèses considérées



7.6.9 Le déploiement en Europe d'une infrastructure permettant de stocker des volumes importants d'hydrogène et d'accéder à ces installations depuis les bassins de consommation d'hydrogène permet de limiter le besoin de flexibilité du système électrique

Le développement de l'hydrogène est régulièrement présenté comme une double opportunité pour la flexibilité du système électrique. D'une part, la production d'hydrogène par électrolyse pour alimenter des usages finaux constitue une consommation d'électricité *a priori* flexible, qui peut être modulée en fonction des situations du système électrique et par exemple s'effacer lors des périodes de tension. D'autre part, l'hydrogène est un vecteur capable de stocker de l'électricité via une boucle *power-to-gas-to-power.* Il peut donc apporter un service de stockage différent de celui des batteries (plus de capacité de stockage en énergie mais des rendements beaucoup plus faibles).

Cette « double flexibilité » est conditionnée à l'existence de fortes capacités de stockage de l'hydrogène. Cette faculté de stockage est à la fois indispensable pour que la production des électrolyseurs puisse elle-même être flexible alors que les usages finaux de l'hydrogène sont relativement constants, et pour que l'hydrogène soit le vecteur utilisé pour stocker l'électricité sur des périodes longues, via la boucle *power-to-gas-to-power.*

Cette flexibilité implique également le développement d'une infrastructure de transport d'hydrogène permettant de relier les infrastructures de stockage aux électrolyseurs et aux consommateurs finaux. À défaut, il faudrait soit installer une multitude de petites installations constituant des stocks tampons d'hydrogène entre les électrolyseurs et les consommateurs d'hydrogène, soit renoncer à la flexibilité des électrolyseurs pour alimenter les usages selon leur profil de demande, soit encore disposer d'usages de l'hydrogène s'accommodant de profils de fonctionnement des électrolyseurs très variables (ce qui exclut d'emblée les usages industriels de l'hydrogène ou encore les stations d'avitaillement pour les transports).

La nécessité de disposer d'une telle infrastructure soulève des questions lourdes, qui feront l'objet de prolongements spécifiques en 2022 et 2023.

D'une part, la taille de cette infrastructure de « stockage mutualisé » fait débat :

- elle peut être envisagée comme limitée à certains axes car, dans le scénario de référence, l'usage de l'hydrogène est concentré sur les principales zones industrielles – les infrastructures à construire ou à convertir à l'usage de l'hydrogène pourraient dans ce cas être restreintes à ces axes « sans regret »
- cette infrastructure pourrait également s'envisager au niveau européen, car les sites propices au stockage de l'hydrogène ne sont pas uniformément répartis entre les pays. La mutualisation des capacités de stockage dans le cadre du marché intérieur constitue a priori une option intéressante, d'autant que les capacités salines – très appropriées pour le stockage d'hydrogène – ne sont pas très développées en France. Plusieurs grands opérateurs du secteur gaziers proposent aujourd'hui la constitution d'une dorsale européenne de transport d'hydrogène (souvent appelée *« Hydrogen Backbone »).*

D'autre part, l'équilibre économique d'une telle infrastructure ne va pas de soi et dépend des volumes d'hydrogène qui y transitent. Des études économiques supplémentaires sont nécessaires pour s'assurer de l'équilibre économique d'une infrastructure de transport d'hydrogène si sa consommation est de l'ordre de 35 TWh_{PCI} dans le scénario de référence. Cet équilibre économique ne se présente pas dans les mêmes termes dans la variante « hydrogène + », les coûts des infrastructures de transport pouvant alors être amorties sur des consommations plus élevées (120 TWh_{PCI}).

La construction d'une telle infrastructure constitue donc un pari dont la réussite ne peut être tenue pour acquise à date. Il est donc nécessaire de vérifier, par des études de sensibilité, les conséquences qui résulteraient d'un non-déploiement de l'infrastructure en question. C'est l'objet de la variante « système hydrogène non déployé ».

Dans cette variante, en l'absence d'accès à de grandes capacités de stockage d'hydrogène, le système énergétique fonctionne différemment :

- la fourniture des consommateurs d'hydrogène devrait reposer sur une production des électrolyseurs relativement constante, éventuellement effaçable ponctuellement et modulable sur des périodes courtes grâce à l'utilisation de petits stocks tampons. Ceux-ci doivent permettre d'assurer la continuité de l'alimentation en cas d'arrêt des électrolyseurs, par exemple en cas de défaillance ou de maintenance ou encore pour effacer la consommation électrique correspondante pendant quelques jours consécutifs. Ces installations représentent alors une capacité de stockage cumulée de l'ordre de quelques jours de consommation d'hydrogène.
- la boucle *power-to-gas-to-power* devrait reposer sur un autre vecteur que l'hydrogène pour apporter un service de stockage pour le système électrique.

  Utiliser le méthane présente l'avantage de permettre l'utilisation des infrastructures de transport et de stockage existantes pour le gaz naturel.

  En supposant le volume de biométhane utilisable limité et utilisé en priorité à d'autres usages que la production d'électricité et les solutions de captage et stockage du carbone non déployées, seule l'utilisation du méthane de synthèse permet alors d'apporter le méthane supplémentaire pour assurer l'équilibre du système électrique tout en conservant son caractère bas-carbone.

La prise en compte de l'équilibre du système gazier dans la construction et le chiffrage économique des scénarios de mix électrique

Pour assurer l'équilibre du système électrique, la plupart des scénarios étudiés dans les *Futurs énergétiques 2050* reposent sur une production d'électricité à partir de centrales au gaz «décarboné». Il s'agit d'hydrogène dans la configuration de référence et de méthane dans la configuration «système hydrogène non déployé».

L'étude *Futurs énergétiques 2050* utilise le terme de «boucle» *power-to-gas-to-power*, pour décrire le fait que les volumes de gaz utilisés pour la production d'électricité ont été préalablement produits à partir d'électricité, puis stockés. Ceci n'implique pas que les molécules de gaz produites à partir d'électricité en France soient celles utilisées dans les centrales thermiques. En revanche, les quantités produites et consommées annuellement sont identiques.

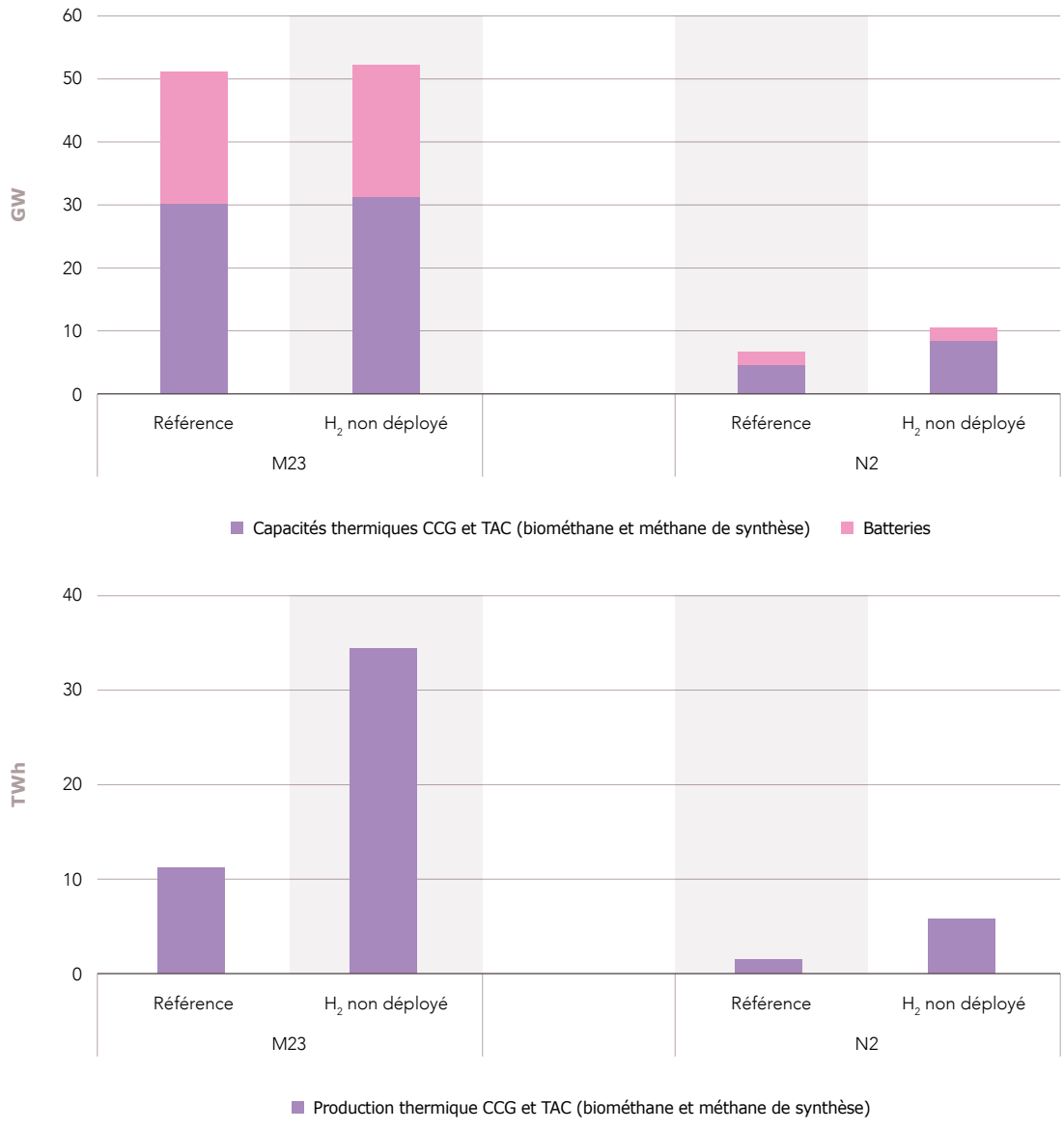
Dans le cas de la boucle passant par le vecteur méthane, les centrales au gaz s'approvisionnent sur le réseau de méthane, lui-même alimenté à la fois par du biométhane et du méthane de synthèse, produit en France ou importé. Cependant, à l'échelle annuelle en France, le volume de gaz de synthèse produit doit suffire à alimenter les centrales thermiques. Ainsi, les besoins du système électrique ne réduisent pas le gisement disponible de biométhane pour les autres usages et ne rendent pas la France importatrice nette de méthane. Ceci permet de comparer «toutes choses égales par ailleurs» des scénarios de mix qui utilisent des quantités de gaz différentes pour l'équilibrage du système électrique.

Pour l'analyse économique des scénarios, les coûts de combustibles des centrales thermiques sont donc comptabilisés comme étant associés à du méthane de synthèse produit en France. La comparaison économique des scénarios se fait à utilisation inchangée du biométhane, sans masquer des différences de coûts sur le reste du «système gaz».

En revanche, produire du méthane de synthèse nécessite une étape supplémentaire, la méthanation, qui engendre des pertes de conversion supplémentaires. Cela implique un autre pari industriel, qui porte sur la maîtrise de l'étape de méthanation et de la logistique d'approvisionnement en CO_2 nécessaire.

L'analyse technique de cette variante « système hydrogène non déployé » conclut à la relative stabilité des besoins en capacités de production thermique (en puissance) par rapport à la configuration de référence, sous réserve que les électrolyseurs restent effectivement effaçables lors des périodes de tension. **En revanche, le fonctionnement des**

Figure 7.50 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France, production des CCG et TAC en France, dans les configurations de référence des scénarios M23 et N2 en 2060 et dans la variante « système hydrogène non déployé »



capacités de production thermique est très sensiblement rehaussé car l'absence de possibilité de stockage massif d'hydrogène conduit, sur certaines périodes, à un fonctionnement simultané des électrolyseurs pour couvrir les usages finaux d'hydrogène et d'une production d'électricité pour les alimenter à partir de CCG et TAC au méthane de synthèse.

Ainsi, dans cette configuration, la production d'électricité à partir de gaz est rehaussée par rapport à la configuration de référence (où les infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène sont déployées). Ce besoin supplémentaire de production d'électricité à partir de gaz décarboné est particulièrement marqué dans les scénarios sans nouveau nucléaire (de l'ordre de 20 TWh dans M23, contre seulement 5 TWh dans N2 à l'horizon 2060) dans lesquels le recours à la production thermique est déjà plus important dans la configuration de référence.

Cette production au gaz supplémentaire traduit la moindre performance énergétique liée au mode de fonctionnement des électrolyseurs, amplifiée par l'utilisation du méthane de synthèse plutôt que de l'hydrogène. Cet effet est particulièrement important dans les scénarios sans nouveau nucléaire, pour lesquels un volume de gaz conséquent était déjà nécessaire (perte énergétique supplémentaire de l'ordre de 20 TWh).

Au total, **l'absence de déploiement d'une infrastructure de stockage et de transport d'hydrogène conduirait à une perte énergétique pouvant atteindre une cinquantaine de TWh dans le scénario M23 en 2060, contre une quinzaine de TWh dans le scénario N2 2060. Cette énergie perdue doit être compensée[34] par un effort supplémentaire pour développer la production bas-carbone, ce qui augmente le coût des scénarios, notamment pour les scénarios à haute part en énergies renouvelables.**

7.6.10 Le développement des flexibilités de consommation permet de limiter le développement des batteries stationnaires et de la production thermique décarbonée

La flexibilité de la demande apparaît comme une solution concurrente au développement des batteries stationnaires, dans la mesure où elle constitue un levier de modulation de l'équilibre offre-demande sur des échelles de temps de l'ordre de quelques heures à quelques jours.

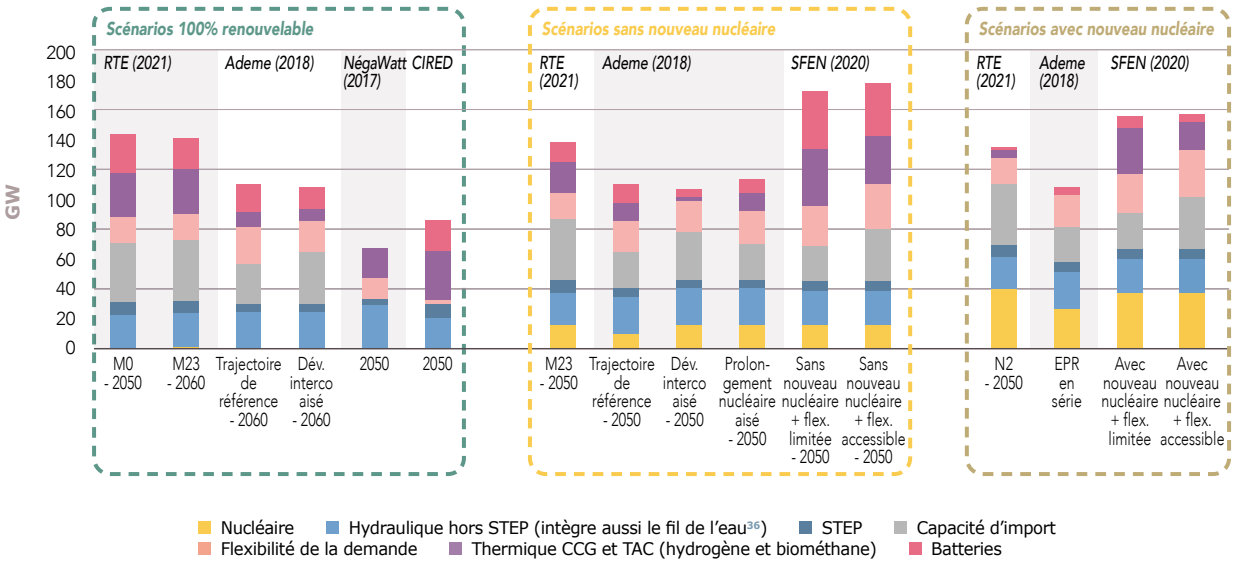
34. Une partie peut également être couverte par une meilleure valorisation de la production bas-carbone et de moindres écrêtements de production renouvelable, notamment dans le scénario M23 grâce à une capacité d'électrolyse et de méthanation (flexible) beaucoup plus importante permettant de «récupérer» une partie significative des écrêtements de production renouvelable.

7.6.11 Des résultats sur les bouquets de flexibilités qui se situent dans la fourchette des études externes

RTE a procédé à une analyse comparative de tous les scénarios de neutralité carbone à horizon 2050 publiés pour mettre en perspective les résultats obtenus sur le bouquet de flexibilités. Les scénarios reposent sur des hypothèses très contrastées en termes de développement des flexibilités de consommation et d'interconnexions et proposent *in fine* des bouquets de flexibilités différenciés. Cependant, à l'exception de certaines études ne prenant pas en compte de représentation des aléas pesant sur le fonctionnement du système électrique, et qui raisonnent sur année « moyenne », l'ensemble des études concluent à des puissances installées totales relativement analogues.

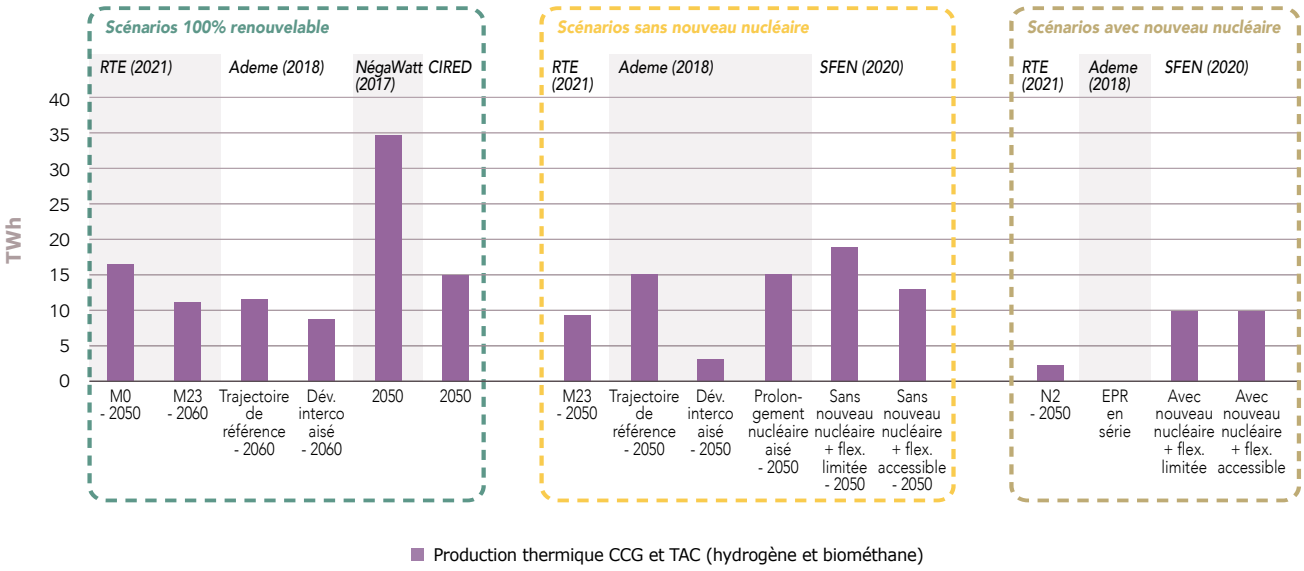
Dans toutes les études, un socle de capacité thermique décarboné est identifié dans tous les scénarios sans nouveau nucléaire. *A contrario*, tous les scénarios avec nouveau nucléaire ont des besoins en capacités thermiques plus faibles, et parfois nuls dans certains scénarios.

Figure 7.51 Capacités pilotables installées dans les différents scénarios publics d'évolution du mix électrique français à l'horizon 2050 avec et sans nouveau nucléaire[35]



35. Les capacités flexibles peuvent adapter leur puissance fournie pour s'adapter à la demande. Les capacités non flexibles ne peuvent pas adapter leur puissance fournie à la consommation et produisent « en bande ».
36. Le détail flexible/non flexible n'est pas toujours disponible dans les études publiques. En particulier pour l'hydraulique, on inclut ici l'hydraulique fil de l'eau qui n'est pas flexible.

Figure 7.52 Production annuelle d'électricité à partir de moyens thermiques flexibles dans les différents scénarios publics d'évolution du mix électrique français à l'horizon 2050[37]



37. Le détail flexible/non flexible n'est pas toujours disponible dans les études publiques.

7.7 La caractérisation des risques sur la sécurité d'approvisionnement : des événements dimensionnant dont la nature évolue

7.7.1 La nature des évènements qui font peser un risque sur la sécurité d'approvisionnement évolue

Les scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050* sont construits pour maintenir à l'horizon 2050 le même niveau de risque sur la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire la même occurrence de délestage pour les consommateurs. Ainsi, par construction, les scénarios présentent tous le même niveau de risque, sans évolution par rapport à la situation actuelle (hors situation exceptionnelle liée à la crise Covid, qui a conduit le système électrique à ne pas respecter temporairement le critère de sécurité d'approvisionnement).

Néanmoins, le mix de production et la consommation électrique étant fortement modifiés dans les différents scénarios analysés, la nature des évènements conduisant à de la défaillance va évoluer.

Le risque pour l'équilibre offre-demande associé aux seules vagues de froid va diminuer, dans tous les scénarios.

L'une des spécificités du système électrique français est sa forte sensibilité aux températures basses. Celle-ci résulte du développement du chauffage électrique depuis les années 1980. Dans le système actuel, la baisse d'un degré de la température en hiver se traduit par une hausse de l'ordre de 2,4 GW de la consommation d'électricité, soit l'équivalent de la production de près de trois réacteurs nucléaires de 900 MW. Dans les autres pays européens, le recours au chauffage électrique est aujourd'hui beaucoup moins développé qu'en France et la sensibilité de la consommation électrique à la température est significativement inférieure, de l'ordre d'un facteur 4[38].

La prise en compte de cette spécificité est essentielle pour l'analyse du risque de défaillance. Actuellement, les vagues de froid concentrent le risque de coupure du fait des niveaux très élevés atteints par la consommation électrique durant ces périodes. Il s'agit aujourd'hui du premier déterminant de la défaillance, avant les indisponibilités des groupes de production et les périodes de vent faible.

À l'horizon 2050, le chauffage électrique va se déployer de manière plus importante dans le bâtiment (70 % de logements seront chauffés à l'électricité en 2050, contre 40 % aujourd'hui) mais la thermosensibilité hivernale de la France est amenée à baisser légèrement (passant de 2,4 GW à 2,2 GW par degrés) sous l'effet de l'efficacité énergétique (logements mieux isolés et pénétrations des pompes à chaleur, qui permettent de diviser par trois la consommation). Le réchauffement climatique sera aussi de nature à augmenter les températures hivernales à long terme et la fréquence des situations conduisant à des forts appels de puissance du fait de vagues de froid va diminuer.

Dans tous les scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050*, les conséquences de températures froides sur le risque de sécurité d'approvisionnement vont fortement diminuer. Cette diminution ne tient pas tant à la légère baisse de la thermosensibilité et au réchauffement climatique qu'à l'accroissement d'autres aléas dans le système électrique, notamment le facteur de charge de l'éolien : à même niveau de sécurité d'approvisionnement, l'accroissement de nouveaux aléas conduit à réduire le risque pour le système électrique associé

38. Valeur calculée à parité de consommation

à une seule vague de froid. Ainsi, en 2050, la plupart de ces périodes de tension surviennent pour des températures inférieures à 5°C et un facteur de charge éolien (terrestre et en mer) en France bas, par exemple inférieur à 15%.

La conjonction de périodes froides et sans vent deviendra le premier facteur de risque pour le système électrique.

Les différents scénarios de l'étude intègrent une part grandissante des énergies renouvelables dans le mix électrique. La sécurité d'approvisionnement dépend de la capacité des moyens pilotables à assurer une production à la hauteur de la consommation résiduelle, c'est à dire la part de la consommation qui n'est pas couverte par les productions fatales, notamment la production photovoltaïque et éolienne.

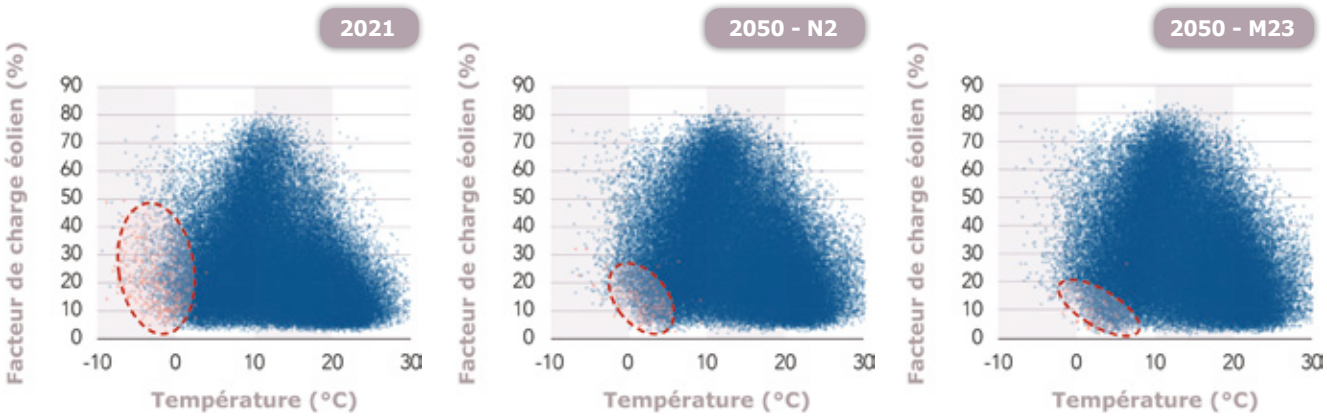
Dans ce contexte, le risque ne dépendra plus uniquement de la consommation, mais donc bien de l'ensemble des paramètres qui déterminent la consommation résiduelle.

Dans tous les scénarios, avec le développement de l'éolien dont la production journalière est très variable (beaucoup plus que celle du photovoltaïque), c'est la conjonction de périodes froides et sans vent qui deviendra le premier facteur de risque pour le système électrique.

En conséquence, les situations de pénurie pourront apparaître dans des configurations moins froides qu'aujourd'hui, dès lors que la production éolienne est faible.

Des exemples détaillés de situations de faible vent ou d'autres situations potentiellement contraignantes pour le système électrique (canicule, sécheresse) sont présentés dans le chapitre 8 dédié aux questions climatiques.

Figure 7.53 Distribution des niveaux de facteurs de charge éoliens (terrestre et en mer) et de la température à la maille journalière en France dans le système actuel, en 2050 dans N2 et dans M23 et identification des situations impliquant un risque pour l'équilibre offre-demande



Configurations modélisées :

• n'impliquant pas de risque pour l'équilibre offre-demande • impliquant un risque pour l'équilibre offre-demande

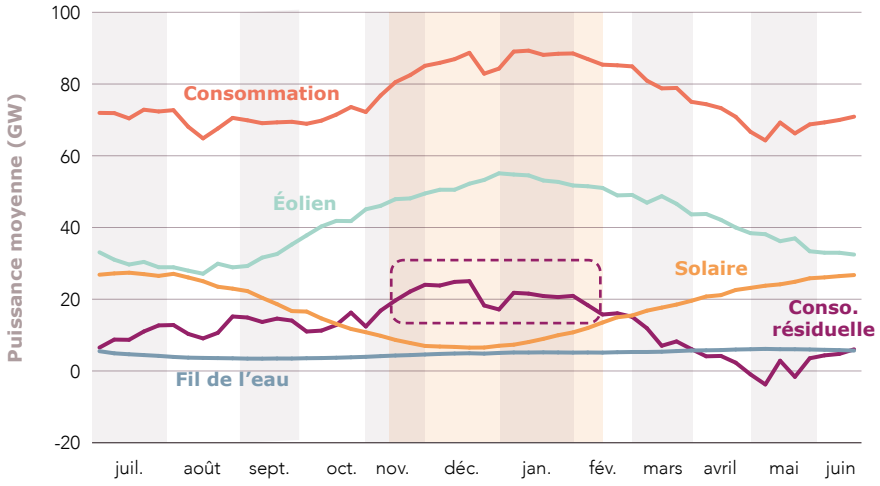
7.7.2 La majorité des risques devrait se lisser sur l'ensemble de l'hiver, voire la fin de l'automne

Aujourd'hui, les risques pour l'équilibre offre-demande sont concentrés sur le cœur et la fin d'hiver (à plus de 90 % sur janvier et février), période pendant laquelle les risques de vague de froid sont les plus élevés.

Dans les prochaines décennies, la répartition des risques, qui dépendront majoritairement aussi bien des températures que des conditions de vent, devrait alors se lisser sur l'ensemble d'hiver, voire la fin de l'automne.

Ce « lissage » est dû à plusieurs facteurs. D'une part, la part grandissante de l'éolien et du photovoltaïque dans les mix de production, qui produisent théoriquement davantage en fin d'hiver qu'en fin d'automne/début d'hiver. D'autre part, l'effet cumulé de l'augmentation des températures hivernales et de la baisse de la thermosensibilité de la consommation devrait réduire la variabilité des appels de puissance au cœur de l'hiver par rapport à aujourd'hui. Par ailleurs, l'augmentation future des sécheresses en été conduira à l'augmentation des situations de faible productible hydraulique à l'automne.

Figure 7.54 Puissance moyenne hebdomadaire (hors WE et jours fériés) de production renouvelable et de consommation dans le scénario M23 à 2050



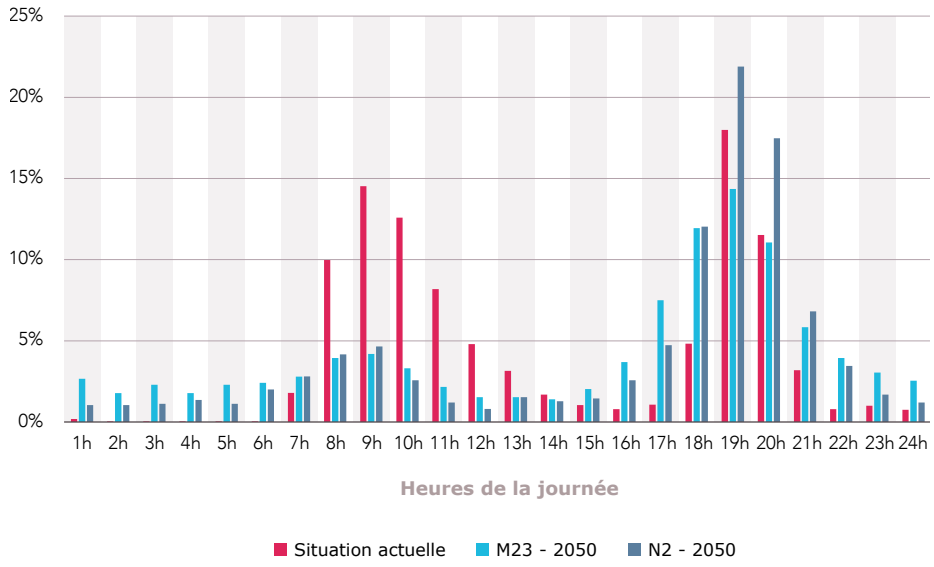
Fin d'automne à fin d'hiver : période de plus forte consommation résiduelle

7.7.3 Les heures où les risques sont les plus importants restent concentrées en soirée

Les évolutions du mix de production et de la consommation modifient marginalement les périodes de la journée où se concentrent les risques d'insuffisance de production. Les risques restent essentiellement concentrés en soirée.

Le développement du photovoltaïque dans tous les scénarios conduit à réduire les risques de la matinée à la fin d'après-midi, tandis que la réduction de la capacité nucléaire conduit à faire apparaître des risques de défaillance la nuit.

Figure 7.55 Répartition horaire des situations de défaillance

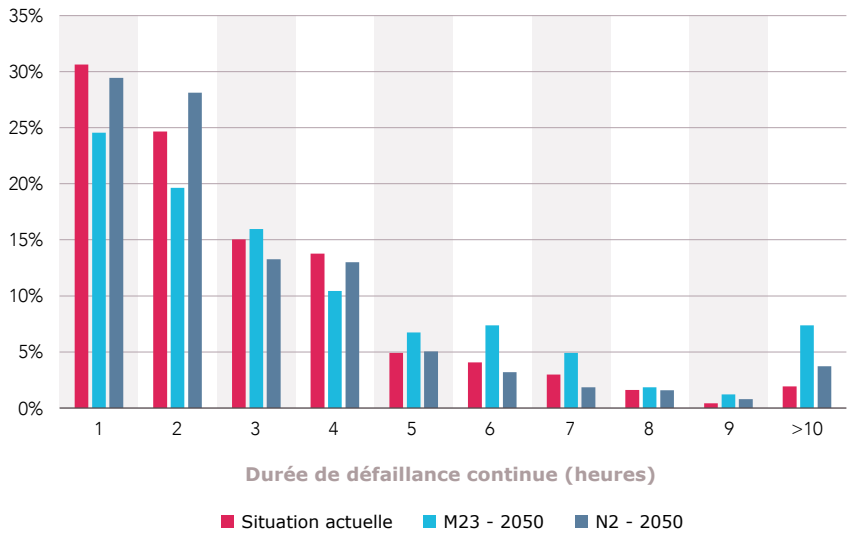


7.7.4 Des épisodes de défaillance plus rares, mais plus profonds et plus longs

Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* sont construits pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement actuel pour les consommateurs, c'est-à-dire la même «énergie non distribuée». Avec le développement des énergies renouvelables, les profondeurs des situations d'insuffisance de production deviennent plus importantes. Cela signifie qu'à énergie non distribuée équivalente, l'espérance annuelle de durée où la production est insuffisante diminue et s'établit autour d'une heure par an, contre trois actuellement.

Dans les scénarios sans nouveau nucléaire, les durées des épisodes de défaillance s'allongent sensiblement. Cet effet tient au développement important du stockage dans ces scénarios et notamment des batteries. À même volume d'énergie non distribuée (par construction des scénarios), les scénarios avec un fort développement des batteries conduisent à moins de périodes de défaillance courtes (qui peuvent être gérées par les batteries si la puissance est suffisante) mais plus de périodes longues pour lesquelles l'apport des batteries est moindre. Dans le M23 en 2050, la durée continue des épisodes de défaillance s'établit à environ cinq heures contre environ trois heures dans la situation actuelle et celle du scénario N2 en 2050. Concrètement, cela signifie qu'il existe des périodes où c'est l'épuisement des stocks des batteries qui occasionne des défaillances.

Figure 7.56 Répartition des durées continues des épisodes de défaillance



7.8 La stabilité de la fréquence du réseau électrique

Les centrales nucléaires, thermiques et hydrauliques délivrent l'énergie au réseau électrique à partir d'alternateurs dont la vitesse de rotation correspond à la fréquence du système électrique. La masse de l'alternateur fournit de l'inertie au système électrique : les déséquilibres entre production et consommation sont compensés par la variation d'énergie cinétique de ces alternateurs. Leur masse permet de limiter la variation de fréquence suite à un déséquilibre.

Les centrales éoliennes et photovoltaïques sont raccordées au système électrique par des solutions d'électronique de puissance. Elles n'apportent pas d'inertie et ne contribuent ainsi pas à la stabilisation de la fréquence du système électrique. Elles fonctionnent actuellement avec des réglages dits *«grid-following»* plutôt que *«grid-forming».*

Au-delà de certains seuils (suivant le réseau, 60 % à 80 % de production instantanée de l'éolien et du solaire sur la production totale), la stabilité du système peut être menacée en raison du manque de réglages stabilisateurs.

7.8.1 Des solutions techniques existent pour assurer la stabilité du système électrique à long terme dans les scénarios à très forte proportion d'énergies renouvelables, avec différents niveaux de maturité

Le rapport RTE-AIE a déjà exposé que, si plusieurs solutions techniques existent pour surmonter la difficulté résultant de la réduction de l'inertie, elles se trouvent toutefois à différents stades de maturité.

Si certaines solutions techniques sont déjà déployées dans le cadre d'une exploitation sur le terrain, d'autres en sont au stade de la recherche et du développement (R&D) et devront être testées dans des conditions réelles avant d'être déployées à grande échelle.

Pour faire face à la réduction de l'inertie fournie par les machines tournantes lorsque les productions éoliennes et photovoltaïques deviennent majoritaires dans le système, outre le maintien d'une puissance minimale de machines tournantes, la première étape consiste à mettre au point un nouveau mode d'exploitation des convertisseurs afin qu'ils fournissent de nouveaux services dits de «réponse rapide en fréquence» ou «inertie synthétique/virtuelle». Par exemple, ils sont déjà mis en œuvre en Irlande et au Québec. Toutefois, il est nécessaire d'aller au-delà de ces solutions et de revoir considérablement le mode d'exploitation du système électrique si la part instantanée du photovoltaïque et de l'éolien devient très élevée, au-delà de 60-80 % dans la zone synchrone.

Deux solutions permettent d'avoir une part très élevée de production éolienne et photovoltaïque raccordée via de l'électronique de puissance, quelle que soit celle des machines synchrones qui resteront en fonctionnement à l'horizon 2050 (centrales hydrauliques, nucléaires, à gaz) :

- Les compensateurs synchrones fonctionnent de manière similaire aux alternateurs des centrales électriques conventionnelles synchrones. Leurs moteurs contribuent à la stabilité du système mais ils tournent librement, sans produire de puissance électrique utile (à l'inverse des centrales de production : on ne considère que la partie conversion électromécanique de la centrale, pas du tout la production de puissance). Les compensateurs synchrones sont une technologie bien connue et éprouvée, auparavant utilisés pour maintenir la référence de tension dans des zones spécifiques en France. Plus récemment, cette solution a été utilisée au Danemark et en Australie-Méridionale et s'est révélée efficace pour assurer la stabilité du système. Si cette solution a fait ses preuves dans des situations spécifiques, son déploiement généralisé pour assurer la stabilité du système à grande échelle reste à évaluer.
- Une autre possibilité consisterait à développer des contrôles *«grid-forming»* pour les

convertisseurs de puissance, qui donneraient aux centrales éoliennes et photovoltaïques la capacité de générer leur propre onde de tension. Cette solution a été testée avec succès en laboratoire (dans le cadre des projets européens MIGRATE puis OSMOSE notamment) et sur des microréseaux, mais pas encore à l'échelle d'un grand système électrique, où d'autres complications pourraient survenir. Des expériences à grande échelle sont nécessaires dans les années à venir pour valider ce concept.

7.8.2 La question de la stabilité ne revêt pas un enjeu économique de premier ordre sur la comparaison des coûts des scénarios avec et sans nouveau nucléaire

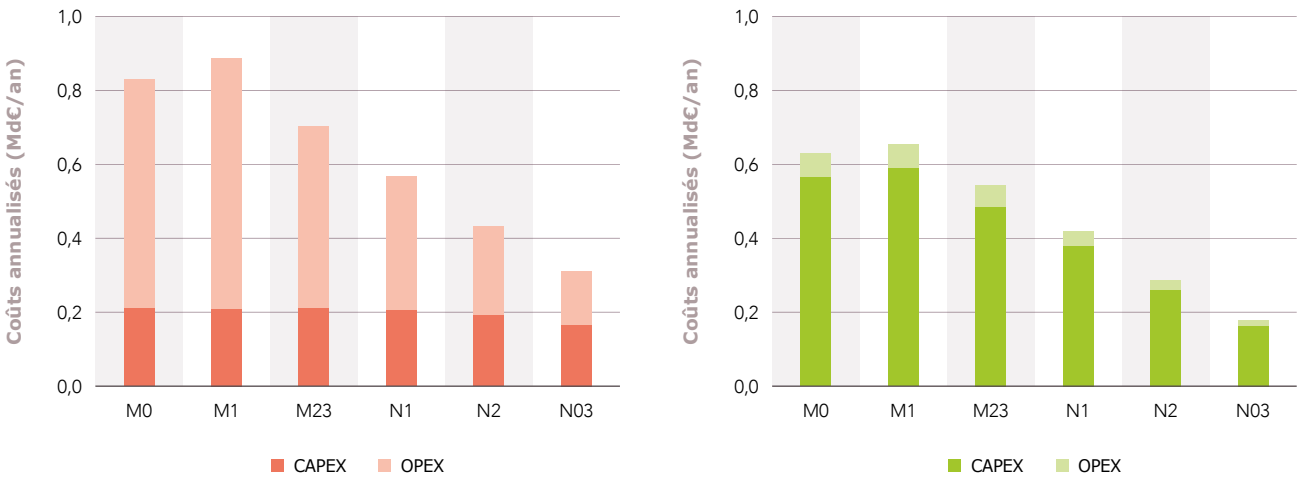
Le développement de solutions *grid-forming* par des onduleurs ou des compensateurs synchrones induit des coûts annualisés supplémentaires de même ordre de grandeur, variant suivant les scénarios entre 200 et 900 millions d'euros en 2060. Ce montant est faible comparé au coût total du système dans les différents scénarios *(cf.* chapitre 11) et plusieurs éléments montrent que l'évaluation réalisée à date est conservatrice.

La comparaison doit être évaluée en sachant que les compensateurs synchrones sont une technologie connue, même si elle est actuellement déployée pour des situations spécifiques, tandis que les onduleurs *grid-forming* utilisent une technologie émergente dont le coût pourrait baisser avec son industrialisation. Malgré cela, à la cible, le déploiement d'onduleurs *grid-forming* semble le moins coûteux, une fois cette technologie en exploitation.

La composition des coûts diffère entre les deux solutions. Certes, les compensateurs synchrones sont une solution peu onéreuse à l'investissement mais leur fonctionnement génère des pertes qui, cumulées sur des durées de fonctionnement jusqu'à 70 % du temps, peuvent représenter des volumes de l'ordre de 10 TWh dans les scénarios avec le plus de production renouvelable variable (éolienne et photovoltaïque). À l'inverse, les onduleurs *grid-forming* nécessitent un investissement jusqu'à trois fois plus important (à leur coût actuel) que le coût d'investissement de compensateurs synchrones, mais génèrent dix fois moins de pertes.

Si l'option retenue est celle de n'installer que des compensateurs synchrones, la capacité nécessaire varie peu d'un scénario à l'autre. Avec une capacité unitaire aujourd'hui autour de 1,5 GVAs, une centaine de ces machines pourrait être nécessaire à l'horizon 2060, y compris dans les scénarios avec une capacité nucléaire plus importante. Certes, les centrales nucléaires participent à la stabilité du système lorsqu'elles produisent, mais durant les périodes de forte production éolienne et photovoltaïque, les centrales nucléaires peuvent être contraintes de s'arrêter. L'inertie fournie par les moyens de production doit alors être complétée,

Figure 7.57 Estimation des coûts nécessaires au maintien de la stabilité de la fréquence du réseau avec des compensateurs synchrones (à gauche) ou avec des onduleurs *grid-forming* de centrales éoliennes et photovoltaïques (à droite)



par les compensateurs synchrones, pour assurer la stabilité de la fréquence. Même si ces épisodes sont peu nombreux dans les scénarios avec une capacité nucléaire plus importante, le système doit être conçu de façon à y être résilient, avec la capacité de réglages stabilisateurs nécessaire. La durée d'activation des compensateurs synchrones sera néanmoins d'autant plus importante que la capacité de production éolienne et photovoltaïque est importante car ces épisodes sont alors plus fréquents.

Compte tenu des connaissances actuelles sur les onduleurs *grid-forming*, l'approche de dimensionnement à l'échelle du système est différente. Elle s'appuie sur le fait qu'il a été montré qu'une part de 20 à 30 % des onduleurs des capacités éoliennes et photovoltaïques avec des aptitudes *grid-forming* est suffisante pour maintenir la stabilité. Un dimensionnement plus fin pourrait encore en modérer le coût.

Enfin, le besoin de réglages stabilisateurs dépend de la dynamique de la réserve primaire. Des travaux se poursuivent pour évaluer le besoin de moyens compensateurs (compensateurs synchrones ou onduleurs *grid-forming)* avec une dynamique plus rapide de la réserve primaire, par exemple comme celle mise en œuvre en Grande-Bretagne. La capacité de compensateurs synchrones ou d'onduleurs *grid-forming* pourrait ainsi s'en trouver réduite, à moins que d'autres contraintes d'exploitation comme le besoin de courant des installations renouvelables durant les courts-circuits ne conduisent également à imposer ces moyens de compensation.

7.8.3 L'enjeu est avant tout de nature industrielle, afin de permettre à ces solutions de passer de démonstrateurs à des installations présentes par centaines en France en pleine interaction avec le système électrique

Il existe désormais un large consensus scientifique sur la stabilité théorique d'un système électrique sans moyen de production conventionnel. La prochaine étape nécessaire consiste à poursuivre les projets de R&D afin de tirer des enseignements de l'expérience de démonstrateurs et de projets pilote, de comprendre et de tester la stabilité des systèmes dans des utilisations à plus grande échelle, comment les compensateurs synchrones et les onduleurs *grid-forming* pourraient interagir entre eux et avec le reste du système électrique. Une première étape a déjà été franchie théoriquement en montrant qu'1 MVA d'onduleurs *grid-forming* induisait un effet stabilisant au moins égal à celui d'1 MVA de machine tournante. Par ailleurs, la répartition géographique de ces installations devra être précisée pour assurer la stabilité sur l'ensemble de la France *(cf. rapport RTE-AIE[39])*.

Une feuille de route claire pour les onduleurs *grid-forming* peut être définie pour la prochaine décennie afin d'assurer la stabilité du système en cohérence avec la politique énergétique nationale et en tenant compte de l'impact sur tous les acteurs du système. Il repose sur trois piliers complémentaires :

- Des démonstrateurs pour permettre aux fabricants d'onduleurs et aux gestionnaires de réseau de transport de tester les onduleurs *grid-forming* en conditions opérationnelles et d'en préciser les caractéristiques, tant en matière de fiabilité que de coût raisonnable.
- La consultation des parties prenantes dans le processus réglementaire pour préparer une définition européenne harmonisée des exigences du système et des mesures de performance pour les solutions *grid-forming.*
- La collaboration internationale pour permettre la constitution d'un marché suffisamment grand pour les fabricants de solutions *grid-forming*.

Les enjeux ne sont pas seulement techniques. Les instruments réglementaires choisis pour déployer ces technologies et l'attribution de la responsabilité de la fourniture de ces services doivent également être examinés à la lumière des cadres institutionnels français et européens actuels. Les pouvoirs publics doivent rester vigilants lors de la mise en place et de l'évolution des codes de réseaux car ceux-ci peuvent avoir des effets sur les coûts pour les consommateurs finaux, les constructeurs, les développeurs et les gestionnaires de réseau. Par exemple, des capacités spécifiques de *«grid-forming»* peuvent être exigées par les normes techniques imposées aux constructeurs de convertisseurs, avec des effets sur les coûts de la technologie. Les gestionnaires de transport peuvent également posséder directement des compensateurs synchrones ou en contractualiser les services auprès de tiers, ou encore créer des services concurrentiels paramétrables, laissant le choix de la technologie et du bon déploiement aux acteurs du marché. Ces trois options s'accompagnent d'arbitrages spécifiques en matière de coûts et de sûreté du réseau, qui devront être évalués dans de futures analyses.

Une transition vers des contrôles *«grid-forming»* serait beaucoup plus difficile pour un système électrique reposant largement sur des panneaux photovoltaïques individuels, car elle aurait un fort impact sur l'exploitation des réseaux publics de distribution. Les difficultés seraient moins grandes si le système était principalement fondé sur des parcs éoliens d'envergure, à terre ou en mer. En tout état de cause, un système comportant une part importante de photovoltaïque distribué nécessiterait une évaluation détaillée des impacts sur le réseau de distribution et de leurs implications pour la sûreté du système électrique.

39. *Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France Towards 2050*

7.9 Selon les scénarios, différents paris technologiques nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Atteindre un système neutre en carbone en 2050 représente un défi technologique. De nombreuses innovations sont attendues et peuvent se révéler plus ou moins nécessaires selon les scénarios : véhicules électriques utilisant des batteries moins gourmandes en métaux rares, boucle *«power-to-gas-to-power»* via l'hydrogène ou le méthane de synthèse, centrales thermiques fonctionnant aux gaz décarbonés, technologies numériques pour la gestion de la demande, petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR), nouvelles énergies marines comme les hydroliennes, etc.

L'Agence internationale de l'énergie a récemment évalué que presque la moitié des réductions d'émissions nécessaires pour atteindre la neutralité carbone en 2050 reposait sur des technologies qui étaient encore en phase de démonstration ou de prototype aujourd'hui. L'analyse de RTE a cherché à minimiser le recours à des paris technologiques en privilégiant les technologies industriellement matures. Néanmoins, chaque scénario implique de valider un certain nombre de prérequis techniques.

Sur le plan technique, **l'analyse a conduit à écarter la thèse d'une distinction fondamentale entre les scénarios M et N.** Tous reposent à terme sur une forte part d'énergies renouvelables et seront donc concernés par les enjeux de gestion d'un parc de production en large partie non pilotable, à des degrés divers cependant.

Si les défis technologiques et de R&D associés apparaissent « dépassables » dans les décennies à venir, les scénarios « 100 % renouvelable » ou fondés sur la prolongation à long terme des réacteurs nucléaires actuels au-delà de 60 ans impliquent qu'un grand nombre de prérequis techniques critiques soient respectés à court terme. Or rien ne le garantit en l'état. Décider de ces scénarios aujourd'hui, ou renoncer au principe de diversification technologique dans le mix de production électrique, soulève donc un risque de non-atteinte de l'objectif de neutralité carbone à la date rapprochée de 2050.

7.9.1 Les prérequis technologiques associés aux scénarios à forte proportion en renouvelables ont été explicités dans le rapport commun publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie (janvier 2021)

Ces quatre conditions sont les suivantes : (i) l'arrivée à maturité de solutions technologiques permettant de maintenir la stabilité du système électrique sans production conventionnelle, (ii) le déploiement à grande échelle des flexibilités (iii) la maîtrise des enjeux de développement des réserves techniques, et (iv) une mise à niveau des réseaux électriques nationaux. **Les validations techniques à apporter pour atteindre cette cible demeurent importantes et nécessitent un effort de R&D conséquent et soutenu.**

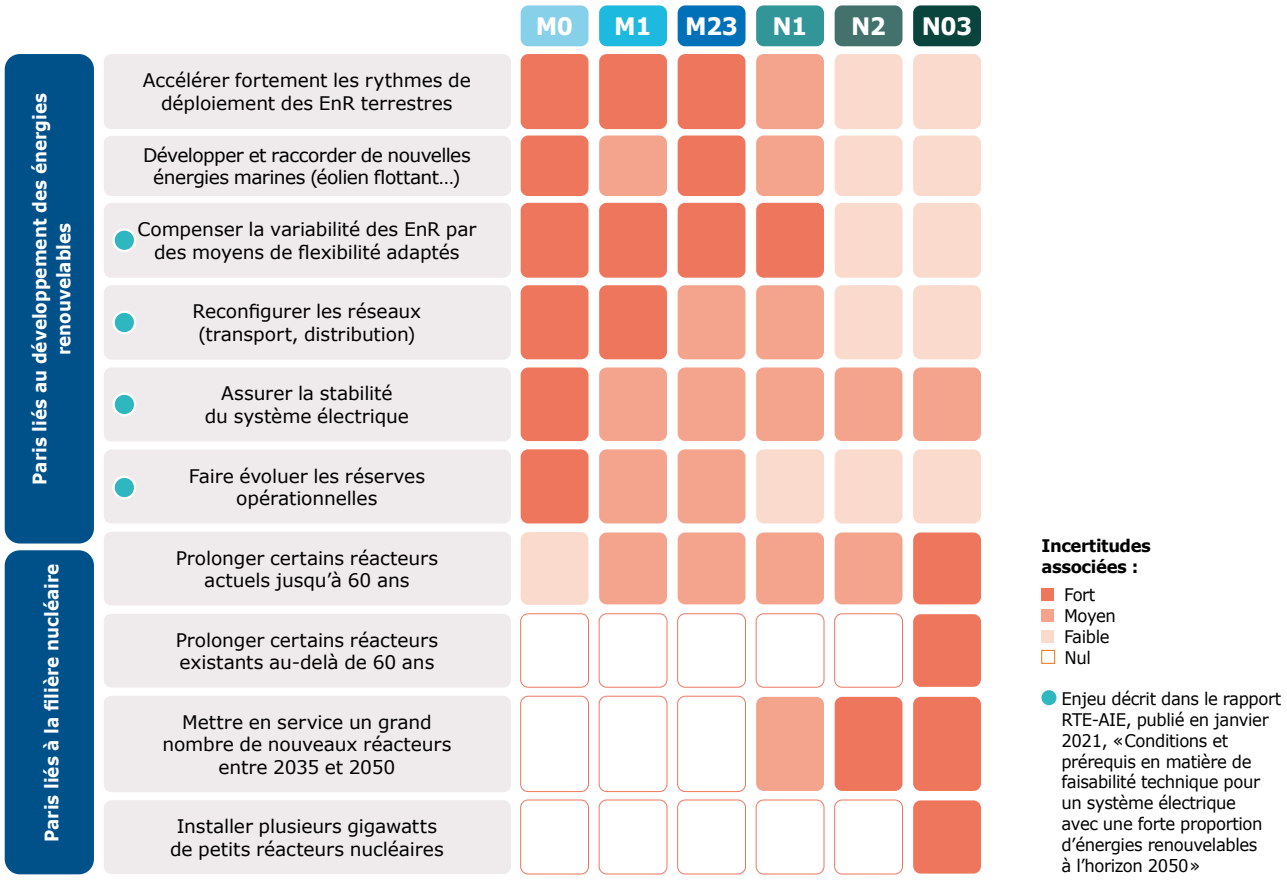
Si les scénarios « M » sont concernés par ces quatre conditions, il en va de même de N1 puisque la part des renouvelables dépasserait 80 % en 2060.

7.9.2 Le maintien d'une base nucléaire d'une cinquantaine de gigawatts présente également des défis technologiques

Cinq des six scénarios des *Futurs énergétiques 2050* reposent sur une exploitation de certains des réacteurs actuels au-delà de 50 ans, selon des prérequis de sûreté qui devront au préalable être systématiquement vérifiés. L'Autorité de sûreté nucléaire a indiqué que la prolongation au-delà de 40 ans, pour laquelle elle a rendu un avis générique favorable, nécessite déjà un « volume exceptionnel de travaux ».

Trois des six scénarios prévoient la construction de nouveaux réacteurs de type EPR 2, ce qui constitue un défi industriel. **Le scénario N03 nécessite d'aller plus loin et de remplir quatre conditions :** (i) réussir la prolongation de l'essentiel des réacteurs jusqu'à 60 ans, (ii) en prolonger certains au-delà de 60 ans (d'autant plus si certains ferment à 50 ans), (iii) construire et mettre en service 14 réacteurs de type EPR 2 (soit 8 de plus que dans le programme « nouveau nucléaire France »), (iv) déployer une capacité de 4 GW de SMR. **Un tel scénario impliquerait de s'assurer suffisamment tôt de la faisabilité d'un fonctionnement au-delà de 60 ans. Il nécessite de manière générale un effort de R&D global sur la filière nucléaire, depuis la conception des nouveaux réacteurs jusqu'aux technologies permettant de « fermer le cycle ».**

Figure 7.58 Prérequis technologiques et industriels associés aux différents scénarios et incertitudes



7.9.3 Un scénario conservant une capacité de production nucléaire importante associé à un développement conséquent des renouvelables est de nature à limiter le risque de non-atteinte des objectifs climatiques

Les scénarios de type N2 permettent de s'affranchir de plusieurs paris techniques et industriels pour atteindre un haut niveau de production d'électricité bas-carbone.

En effet, la dépendance au système hydrogène y est plus faible, les aménagements du réseau s'inscrivent dans le prolongement de l'accélération déjà envisagée pour 2035 et les enjeux de maintien du synchronisme sont moins importants. Sur le volet nucléaire, ce type de scénario n'est pas tributaire de la prolongation des réacteurs au-delà de 60 ans et sa trajectoire est compatible avec un lissage de la fermeture des réacteurs actuels dans le but d'éviter « l'effet falaise ». Le développement d'une filière de petits réacteurs modulaires – lesquels ne sont pas encore développés en France sur le plan industriel – devient une opportunité (pour réduire le rythme nécessaire de construction des EPR 2) et non une obligation. Le défi industriel que constituerait la construction de 14 réacteurs EPR 2 en 30 ans ne doit toutefois pas être sous-estimé.

7.10 Les bilans énergétiques d'un système en transition

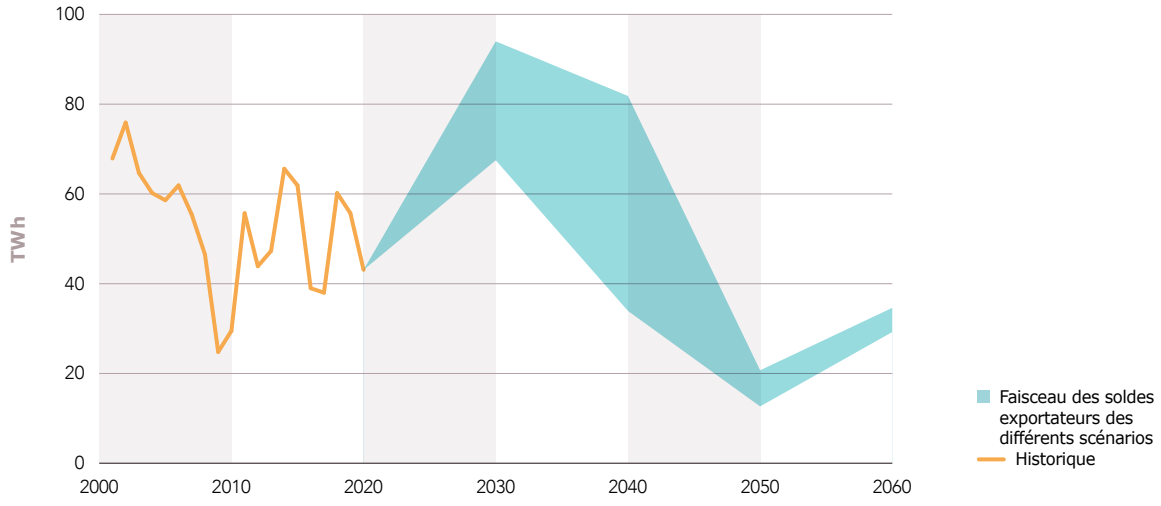
7.10.1 Dans tous les scénarios, la France reste exportatrice d'électricité en 2050 et 2060, après un pic d'export d'électricité entre 2030 et 2040

Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* sont construits de façon à ce que le solde exportateur annuel soit identique dans tous les scénarios et légèrement positif en 2050 (~20 TWh/an) et 2060 (~30 TWh/an). Ces scénarios permettent ainsi d'identifier les besoins de développement de capacité bas-carbone pour que la France ne fasse pas reposer son bouclage énergétique par un solde importateur d'électricité, en cohérence avec la SNBC, mais le niveau des exports à partir de 2050 constitue une hypothèse et non un résultat.

Dans tous les scénarios, le solde exportateur de la France atteindra un pic sur la période 2030-2040 autour de 80 à 90 TWh/an, sous l'effet de la prolongation d'une partie importante des réacteurs nucléaires et du développement des énergies renouvelables, puis une décroissance forte sur la période 2040-2050, où la fermeture du parc nucléaire existant sera importante avec l'arrêt de près de 28 GW réacteurs sur la période dans la trajectoire de référence. Néanmoins, le solde exportateur ne dépendra pas que des évolutions sur le parc de production d'électricité et la consommation en France mais aussi de l'évolution des systèmes énergétiques à l'étranger.

Le solde exportateur n'est que marginalement affecté par le niveau de développement des capacités d'interconnexions. Ceci constitue une traduction de l'évolution du rôle des interconnexions. Sur les dernières décennies, les interconnexions de la France ont surtout permis d'exporter les excédents de production. À long terme, le dimensionnement des interconnexions sera dicté par l'intérêt de mutualiser les capacités de back-up et leur sollicitation mais pas pour exporter «en bande» des excédents de production.

Figure 7.59 Évolution du solde exportateur de la France dans les différents scénarios



7.10.2 L'énergie électrique perdue dans les écrêtements et les pertes de conversion augmente sensiblement dans les scénarios avec une forte pénétration des énergies renouvelables

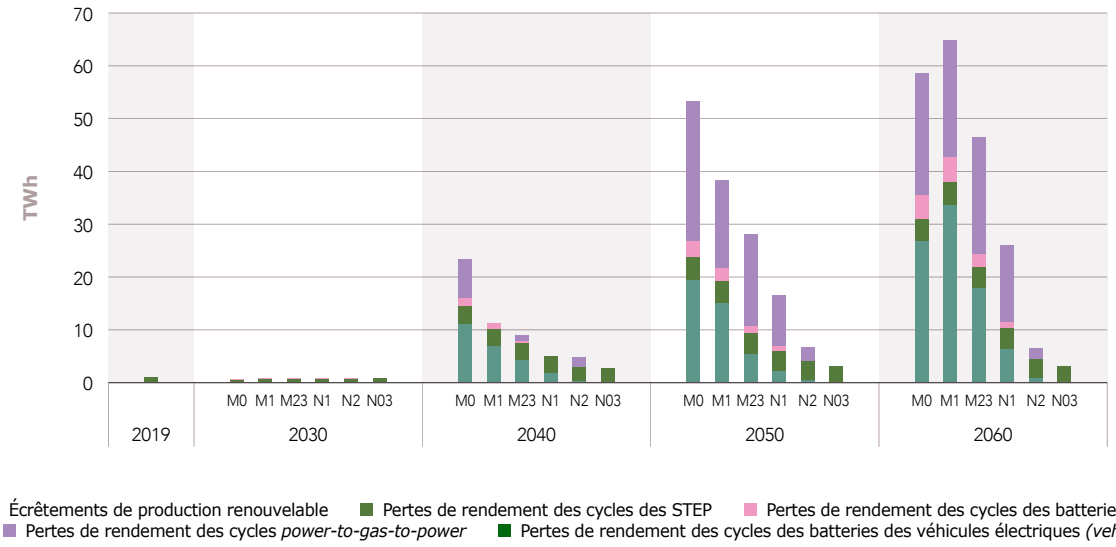
Dans les scénarios avec une forte pénétration des énergies renouvelables, des puissances importantes en leviers de flexibilité sont nécessaires pour gérer la variabilité de leur production.

Les leviers existants seront plus fortement sollicités : le nombre d'heures équivalent à pleine puissance en injection des STEP passera ainsi à près de 1 000 heures/an actuellement à près de 1 800 heures/an en 2050 dans le scénario M23. Par ailleurs, de nouveaux leviers sont sollicités (batteries, flexibilités de consommation, boucle *Power-to-gas-to-power)*. À l'exception des flexibilités sur la consommation, tous ces leviers conduisent à des pertes d'énergie électrique dans les différentes conversions. C'est en particulier le cas de la boucle *Power-to-gas-to-power* dont le rendement global se situe au mieux proche de 40 % (configuration avec une boucle passant par l'hydrogène et utilisation d'un CCG) et pouvant descendre à 20 % (configuration avec une boucle passant par le méthane et utilisation d'une TAC).

Au total, ce sont de l'ordre de 60 TWh qui sont soutirés par les moyens de stockage en 2050 dans M23, contre à peine plus de 6 TWh actuellement (6,5 TWh par les STEP en 2019), et qui restituent de l'ordre de 40 TWh, soit une perte de 20 TWh dans les conversions. Les pertes d'énergie dans les rendements de conversion sont beaucoup plus importantes dans les scénarios sans nouveau nucléaire que dans les scénarios avec nouveau nucléaire. Elles peuvent représenter près de 35 TWh (pour M0) à environ 20 TWh (pour M23) dans les scénarios sans nouveau nucléaire à l'horizon 2050, contre seulement de 3 TWh (N03) à 15 TWh (N1) dans les scénarios avec une relance du nouveau nucléaire.

Par ailleurs, une partie du productible renouvelable devra être écrêtée lors des périodes où la production renouvelable excède la consommation et les possibilités d'export. Compte tenu du développement des capacités d'export et du développement des flexibilités de consommation,

Figure 7.60 Énergie perdue par les écrêtements de la production des énergies renouvelables et par les conversions dans les moyens de stockage *(Power-to-gas-to-power,* STEP, batteries, *vehicle-to-grid)*



ces volumes restent relativement maîtrisés. Ils peuvent représenter de l'ordre de 5 TWh/an (M23) à 20 TWh/an (M0) dans les scénarios sans nouveau nucléaire, soit de l'ordre de 1 % à 3 % du total du productible renouvelable non pilotable (photovoltaïque, éolien, fil de l'eau, hydrolien). Ces chiffres deviennent plus importants en 2060, sous l'effet de l'accroissement de la capacité de production renouvelable, alors que la consommation est considérée au même niveau. Ils peuvent atteindre 4 % dans les scénarios avec une forte part de production solaire. Ces niveaux d'écrêtement du productible renouvelable ne sont pas en soi un échec. Ils représentent une faible part de la production et sont le résultat d'un arbitrage économique avec le coût d'un développement plus important de moyens de stockage. Il est aussi possible de réduire ces volumes avec un développement accru des flexibilités de consommation.

Ces volumes ne s'additionnent pas avec les écrêtements qui pourront être réalisés pour des contraintes de réseau, dans une logique de dimensionnement optimisé des réseaux de transport et de distribution. En effet, les périodes d'écrêtement pour contraintes locales de réseau et insuffisance de consommation se recouvrent en partie.

Enfin, de façon analogue aux écrêtements de production renouvelable, une partie du productible nucléaire décarboné ne peut être valorisée, faute de débouchés *(voir partie suivante).*

7.10.3 Les facteurs de charge du nucléaire sont sensiblement plus importants dans les scénarios avec nouveau nucléaire

7.10.3.1 La disponibilité des nouveaux réacteurs devrait être plus importante que celle des réacteurs existants, qui vieillissent

À l'horizon 2050, le parc nucléaire existant de seconde génération dans les scénarios M1, M23, N1 et N2 aura une moyenne d'âge moyenne de 54 années. Les nouveaux réacteurs sont attendus avec une disponibilité plus importante. Dans son dossier de demande d'autorisation d'exploiter de l'EPR de Flamanville3, EDF cible une disponibilité de 91 %[40].

Le retour d'expérience 2019 de l'unité 1 de la centrale de Taishan indique un coefficient de disponibilité de 90,9 %[41]. Cette valeur, prise sur une seule année, ne peut toutefois suffire à garantir à un tel niveau disponibilité sur le temps long.

RTE a retenu une approche prudente en retenant pour les EPR une disponibilité comprise entre celle annoncée pour l'EPR et celle estimée par RTE entre 2010 et 2019 pour le palier N4 (le plus récent et le plus proche technologiquement). RTE a ainsi retenu une hypothèse de coefficient de disponibilité des EPR de près de 84 %, contre environ 71 % pour le parc existant de seconde génération, à l'horizon 2050 (soit 73 % en intégrant l'EPR de Flamanville).

7.10.3.2 Le parc nucléaire devra davantage moduler dans les scénarios avec fort développement des énergies renouvelables, du fait d'absence de débouchés

Malgré des coûts variables de production faibles, comparativement à l'essentiel des moyens de production actuels en Europe, le parc nucléaire ne produit pas à chaque instant au niveau de toute la puissance disponible, pour plusieurs raisons. D'une part, une partie des services système fréquence est placée sur la production nucléaire, ce qui immobilise une partie de la capacité pour activation en cas de besoin du système électrique.

D'autre part, le dimensionnement en combustible lors des arrêts pour rechargement ne vise pas à ce que chaque centrale puisse produire à sa puissance maximale jusqu'au prochain arrêt. Les centrales doivent donc moduler. On parle de modulation pour « économie de combustible ».

Enfin, à certaines périodes, la production nucléaire ne peut pas être à son maximum technique car la consommation d'électricité et les possibilités d'exports sont insuffisantes. On parle de modulation « pour absence de débouchés ».

À l'horizon 2050, les déterminants de la perte de productible sur le parc nucléaire évoluent :

- **Le parc nucléaire peut éviter de participer à la fourniture de services système**

  Dans tous les scénarios, les leviers de flexibilité sont en quantité suffisante pour pouvoir fournir les services système. Il est à la fois possible et plus pertinent économiquement de placer à chaque instant les besoins de réserve sur les batteries, les capacités thermiques ou les effacements de consommation (notamment effacement de l'électrolyse et recharge des véhicules électrique). Libérer de la puissance disponible sur le nucléaire permet une meilleure optimisation des capacités nucléaires. Ce constat peut être nuancé dans le scénario N03 où les leviers de flexibilité hors nucléaire sont plus limités. Selon les capacités techniques des flexibilités de consommation à fournir des réserves avec des délais de mobilisation courts et les possibilités

40. http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/flamanville_-dossier_demande_d_autorisation_d_exploiter.pdf
41. https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/publications-financieres/faits-et-chiffres/faits-et-chiffres-2019-v2.pdf

sur l'hydraulique, il peut exister des configurations où une partie des réserves serait assurée par le parc nucléaire[42].

- **Le volume de modulation pour économie de combustible dépendra des adaptations de stratégie de l'exploitant et présente de fortes incertitudes**

  Lors des rechargements en combustibles des tranches nucléaires, le dimensionnement de l'énergie «rechargée» est défini par l'exploitant sur la base d'un arbitrage économique entre les pertes d'opportunités qui seraient liées à un sous-dimensionnement du stock et le risque de perte de combustible lors du prochain changement de combustible si le stock n'a pas été entièrement utilisé (p.e. si la tranche n'a pas pu produire à sa puissance maximale pour diverses raisons, dont la survenue d'indisponibilités non planifiées).

  Ainsi, l'exploitant peut être amené à réaliser des modulations de production sur les tranches pendant la campagne entre deux arrêts pour rechargement. L'évolution du volume de cette modulation représente une inconnue et dépendra de la stratégie de l'exploitant. Les évolutions du mix électrique et l'évolution de la capacité nucléaire pourraient requestionner l'ampleur de cette modulation. Compte tenu de la difficulté à anticiper ce volume de modulation, RTE a retenu que la modulation «pour économie de combustible» représente, dans tous les scénarios, de l'ordre de 2% de l'énergie qui peut être produite annuellement. Ce taux permet d'obtenir des taux de modulation totale des scénarios 2050 qui encadrent ceux observés ces dernières années (environ 7%).

- **La modulation fatale, pour absence de débouchés**

  Malgré un développement important des interconnexions permettant l'export de production, la réduction de la capacité nucléaire dans tous les scénarios et l'évolution du solde exportateur vers une situation plus équilibrée, le parc nucléaire sera amené à moduler encore à l'horizon 2050. Cette modulation se situera pendant les périodes de production renouvelable importante en France et en Europe et de consommation faible.

Les scénarios avec une part plus importante de production renouvelable conduisent à des situations plus fréquentes pendant lesquelles la production renouvelable en Europe peut couvrir la consommation et conduisent à des niveaux de modulation «pour absence de débouché» et donc de modulation totale du parc nucléaire Français significativement plus importantes. Ainsi, dans les scénarios M1 et M23 en 2050, la modulation totale du parc nucléaire est supérieure de près de quatre points à la modulation dans le scénario N03, où elle est la plus faible.

Concrètement, une modulation plus élevée participe à réduire le facteur de charge du nucléaire. De plus, les facteurs de charge des nouveaux réacteurs étant plus élevés que ceux des réacteurs existants, les scénarios M présentent des disponibilités moyennes du parc nucléaire inférieures aux scénarios N. Sur les 700 heures[43]/an de baisse de facteur de charge du nucléaire dans le scénario M1 par rapport au scénario N03 à horizon 2050, environ 200 heures/an sont liées à la différence de modulation et près de 500 heures/an à la différence de disponibilité.

Les situations de modulation du nucléaire apparaissent essentiellement en été et en milieu de journée, quand la production photovoltaïque en France et en Europe est maximale et la consommation plus faible.

42. Dans l'hypothèse de référence, les flexibilités sur la consommation sont considérées comme techniquement aptes à fournir l'intégralité des besoins de réserve.
43. HEPP heures équivalentes pleine puissance

Figure 7.61 Profil journalier de modulation du parc nucléaire dans les différents scénarios à l'horizon 2050

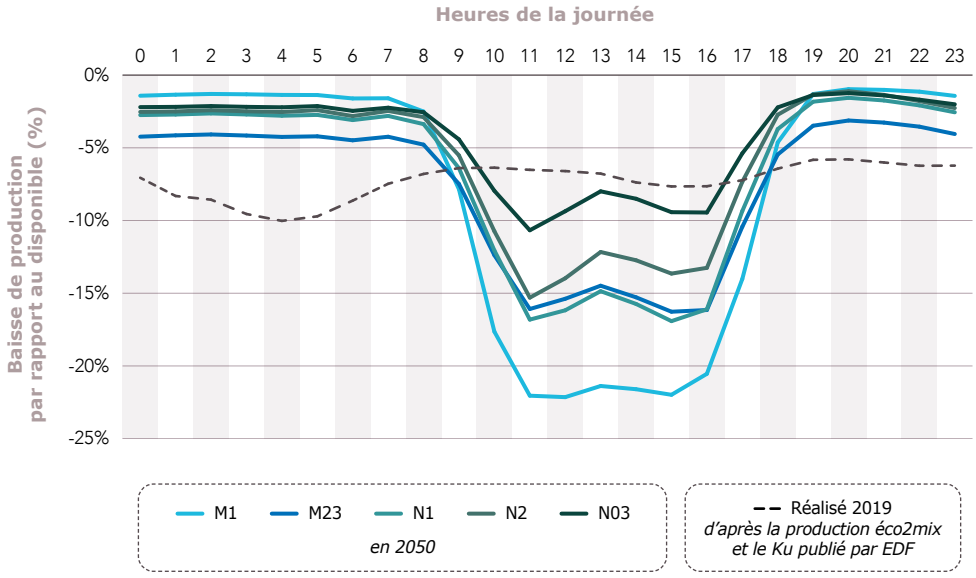
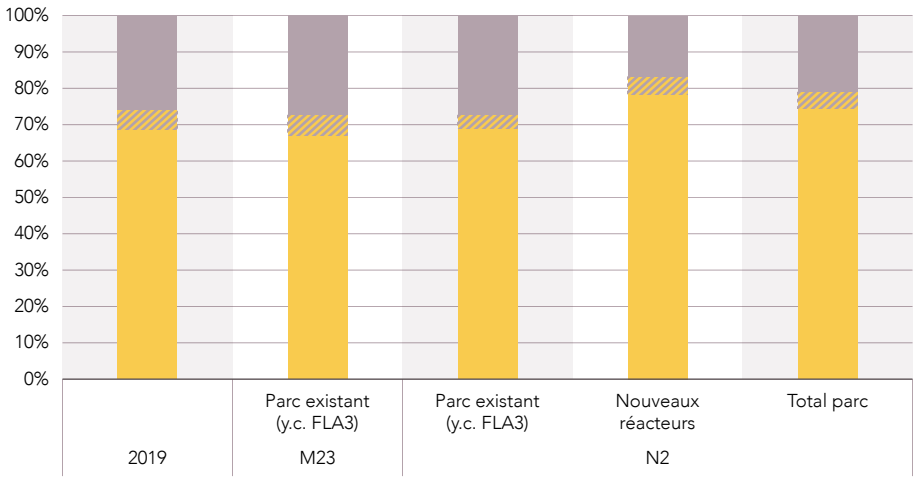


Figure 7.62 Facteur de charge du nucléaire et production non réalisée pour indisponibilité et modulation



Capacité installée (GW)	**61,4**	**15,5**	**15,5**	**23,2**	**38,7**

Production (=facteur de charge effectif) Modulation Indisponibilité

7.11 La sobriété : un levier de maîtrise de la consommation qui permet aussi de limiter les besoins de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement

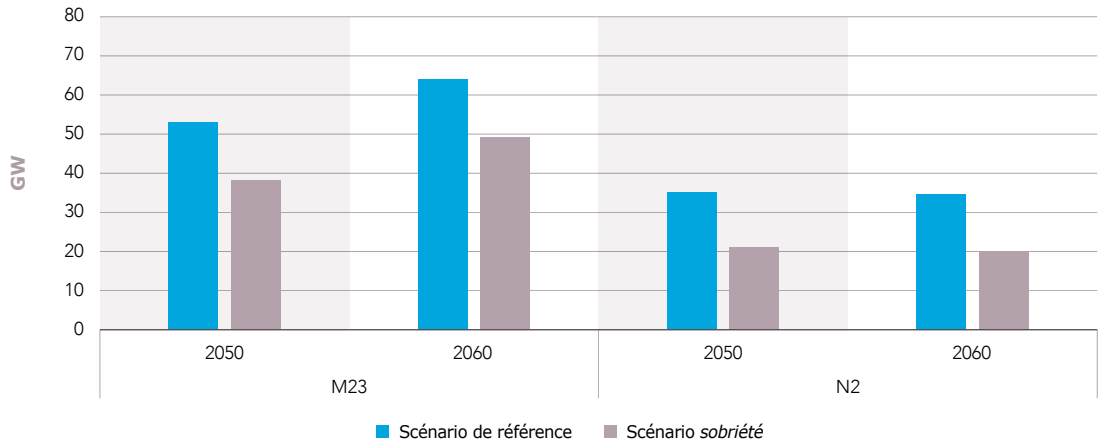
7.11.1 Dans le scénario *sobriété*, le besoin de nouvelles capacités flexibles est réduit d'environ 15 GW par rapport au scénario de référence, pour chaque mix de production étudié

Le scénario *sobriété* des *Futurs énergétiques 2050* permet de limiter la hausse de la consommation d'électricité grâce à la mobilisation de différents leviers dans les secteurs résidentiel, tertiaire, de l'industrie et de la mobilité (réduction de la demande de 90 TWh par rapport au scénario de référence à l'horizon 2050).

La réduction du besoin de développement des énergies renouvelables, selon la logique présentée au chapitre 5.3, se traduit également par un ajustement à la baisse des besoins en capacités flexibles pour assurer la sécurité d'approvisionnement de l'ordre de 15 GW, aux horizons 2050 et 2060. Les besoins restent néanmoins orientés à la hausse par rapport à la situation actuelle et il reste nécessaire de développer de nouvelles flexibilités à hauteur de 13 GW à 53 GW selon les scénarios.

Au-delà de la baisse des besoins en puissance, les besoins de modulation en énergie *(tels que décrits en 7.1.4.3)* sont également réduits, sur tous les horizons temporels, par rapport au scénario de référence.

Figure 7.63 Besoins en nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour les scénarios M23 et N2 dans leurs configurations de référence et *sobriété*



7.11.2 La sobriété ne remet pas en cause l'intérêt de développer fortement les interconnexions

Le moindre développement de la production renouvelable variable dans les scénarios de sobriété conduit à réduire la valeur des projets individuels d'interconnexions dans des proportions très limitées (moins de 10 % dans tous les scénarios).

Pour autant, l'intérêt d'un développement important des capacités d'interconnexion n'est pas remis en cause : dans tous les scénarios, il reste économiquement pertinent de développer une capacité d'interconnexion entre la France et ses voisins d'au moins 39 GW – soit la valeur retenue dans le scénario de référence.

7.11.3 Dans le scénario sobriété, le volume de la consommation d'électricité flexible est également réévalué à la baisse, hors appétence accrue pour la flexibilisation des usages

La sobriété permet de réduire la consommation d'électricité, y compris parmi les usages « flexibles ». C'est en particulier le cas dans les transports (-22 TWh sous l'effet du télétravail, de la réduction des vitesses, du covoiturage…), dans l'industrie (-23 TWh sous l'effet des évolutions d'alimentation, de l'allongement de la durée de vie des biens manufacturés, du développement d'une économie circulaire, etc.) et la production d'eau chaude sanitaire (-5 TWh).

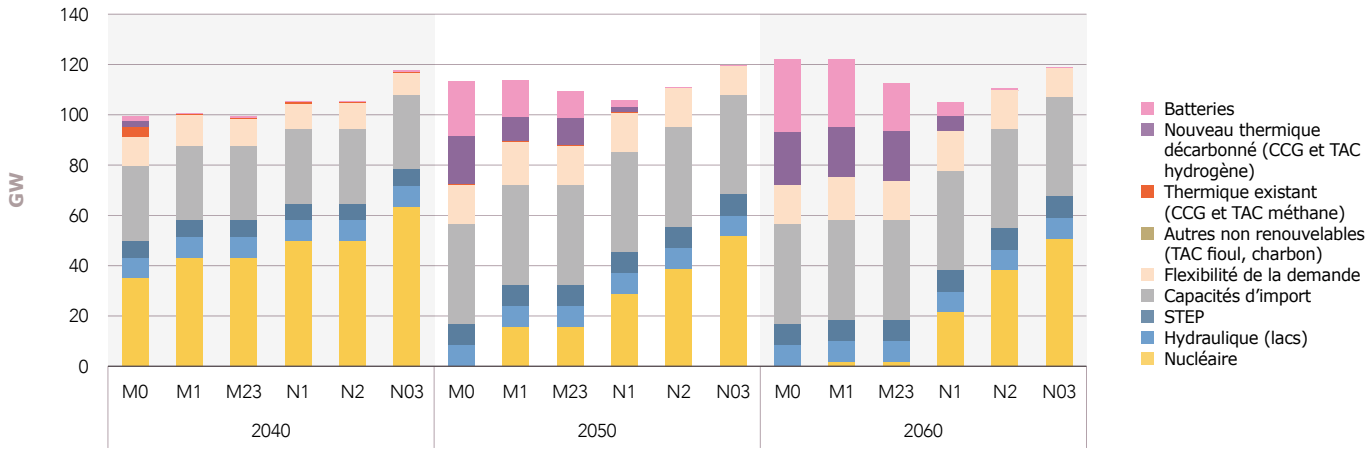
Avec la même répartition de consommation pilotée dans ces secteurs que dans la configuration de référence, la capacité flexible diminue de l'ordre de 2 GW par rapport au scénario de référence à l'horizon 2050. Ceci pourrait être compensé dans le cas où le scénario sobriété se traduirait également par une appétence accrue des citoyens pour les dispositifs permettant de flexibiliser la demande d'électricité, mais une telle corrélation entre sobriété et flexibilité n'a rien d'évident et n'a donc pas été intégrée aux hypothèses du scénario sobriété.

7.11.4 Dans tous les scénarios combinant sobriété et construction de nouveaux réacteurs nucléaires, le besoin de centrales thermiques est limité

Dans le scénario sobriété, les capacités de production au gaz sont réduites de l'ordre de 10 GW, et celles en batteries de l'ordre de 2 à 5 GW selon les scénarios de mix. Ces réductions, auxquelles s'ajoutent à la baisse de la flexibilité de la consommation (de l'ordre de 2 GW), se traduisent dans tous les scénarios de mix, à l'exception de N2 et surtout N03. En effet, pour ces scénarios, l'effet de la sobriété sur la réduction du besoin en capacité de stockage dépasse l'ensemble des besoins initialement identifiés dans leur configuration de référence : les scénarios deviennent alors « sur-capacitaires »[44] et peuvent se passer tout à fait de capacités de stockage, pourvu que le développement des interconnexions soit très important et que la logique de spécialisation déjà identifiée soit poussée à son maximum (la France dispose alors d'un parc de production de base qui sert également à ses voisins, lesquels disposent des moyens de pointe nécessaires ponctuellement pour assurer la sécurité d'approvisionnement en France).

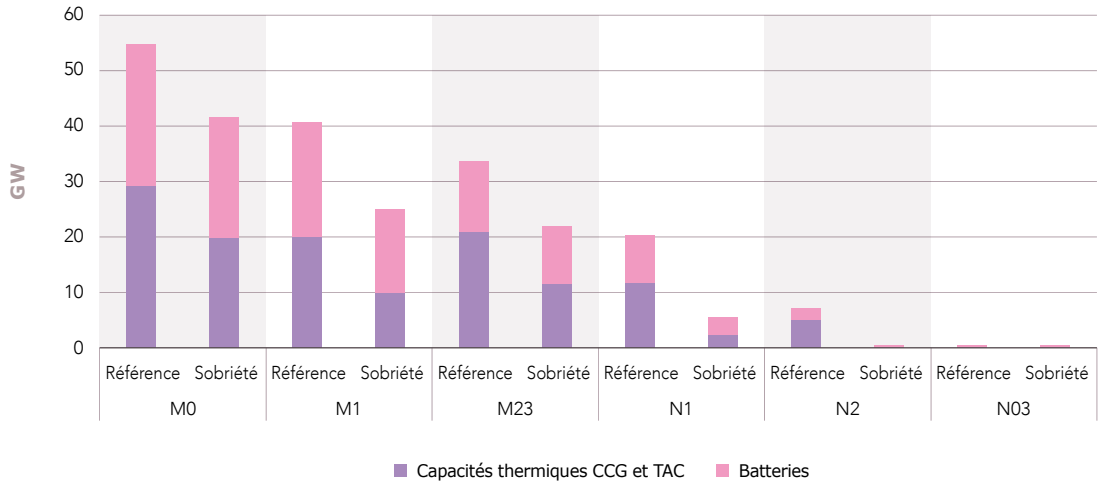
Dans le scénario N1, où la relance du nucléaire est la moins forte, de l'ordre de 5 GW de capacité au gaz et de batteries (~2 GW de gaz et ~3 GW de batteries) deviennent suffisants pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans le scénario sobriété, alors qu'il est nécessaire de disposer de l'ordre de 20 GW dans la configuration de référence.

Figure 7.64 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios de la variante *sobriété* pour assurer la sécurité d'approvisionnement[45]



44. Le niveau de sécurité d'approvisionnement dans les variantes sobriété des scénarios N2 et N03 est ainsi plus élevé que le niveau de sécurité d'approvisionnement cible, défini au 7.1.2.2, à savoir un volume d'énergie non distribuée de 10 GWh.
45. Dans leur configuration sobriété, les hypothèses sur la fermeture des centrales existantes au méthane en 2040 et sur les capacités d'effacement ont été adaptées pour assurer un même niveau de sécurité d'approvisionnement. En pratique, cela signifie que dans les scénarios M1, M23, N1, N2 et N03, certains CCG sont fermés dès 2040 et que la capacité d'effacement est réduite par rapport aux hypothèses de référence.

Figure 7.65 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France dans les différents scénarios de référence et de la variante *sobriété*, à l'horizon 2050



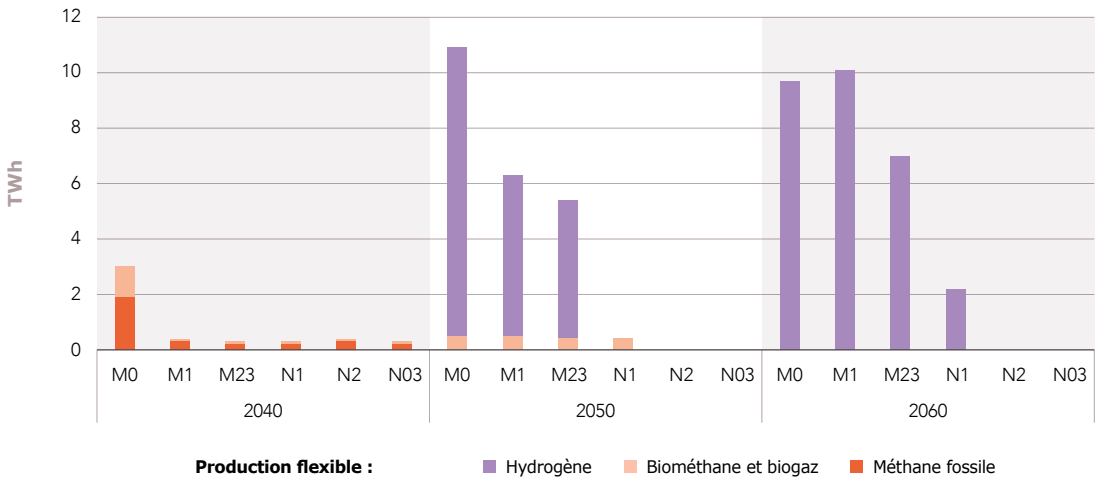
7.11.5 La sobriété permet de réduire le besoin de gaz décarboné pour la production d'électricité ainsi que les pertes d'énergie associées aux besoins d'équilibrage du système

Dans tous les scénarios (sauf N2 et N03), le scénario sobriété conduit à réduire les besoins de production d'électricité à partir de gaz décarboné de l'ordre de 4 à 6 TWh/an par rapport à leur configuration de référence.

Dans le scénario de référence des *Futurs énergétiques 2050*, ce besoin est assuré par de l'hydrogène produit en France par électrolyse et stocké. Compte tenu du rendement complet du cycle *power-to-hydrogen-to-power* (entre 25% et 35% selon que la production s'effectue dans une TAC ou un CCG), ce moindre besoin d'hydrogène permet de réduire les pertes associées au rendement du cycle, de l'ordre de 7 à 12 TWh. D'autres pertes énergétiques sont également évitées dans les cycles des STEP et des batteries, ainsi que via les écrêtements de production renouvelable. Au total, ce sont de l'ordre de 12 à 20 TWh de pertes énergétiques annuelles qui sont évités dans tous les scénarios (hors N2 et N03) aux horizons 2050 et 2060.

Ainsi, en tenant compte de la réduction de la consommation associée à la réduction des pertes énergétiques résultant de l'équilibrage des scénarios, ce sont de l'ordre de 100 à 120 TWh de production d'électricité qui sont évités dans le scénario de sobriété.

Figure 7.66 Production d'électricité à partir de capacités thermiques à flamme flexibles pour les différents scénarios dans le scénario *sobriété*



7.12 La réindustrialisation profonde : une consommation supplémentaire pour alimenter l'industrie, qui génère aussi un effort sur les flexibilités

7.12.1 Le scénario de réindustrialisation profonde conduit à augmenter le besoin de capacités flexibles par rapport au scénario de référence, à hauteur d'environ 13 GW

Le scénario de réindustrialisation profonde décrit les implications d'une reconquête industrielle d'ampleur pour la France. Il implique une augmentation du besoin de consommation d'électricité de plus de 100 TWh par rapport au scénario de référence, pour alimenter à la fois les industries lourdes et consommatrices d'énergie et certains secteurs stratégiques (électroniques, équipements électriques, équipements pour la transition énergétique).

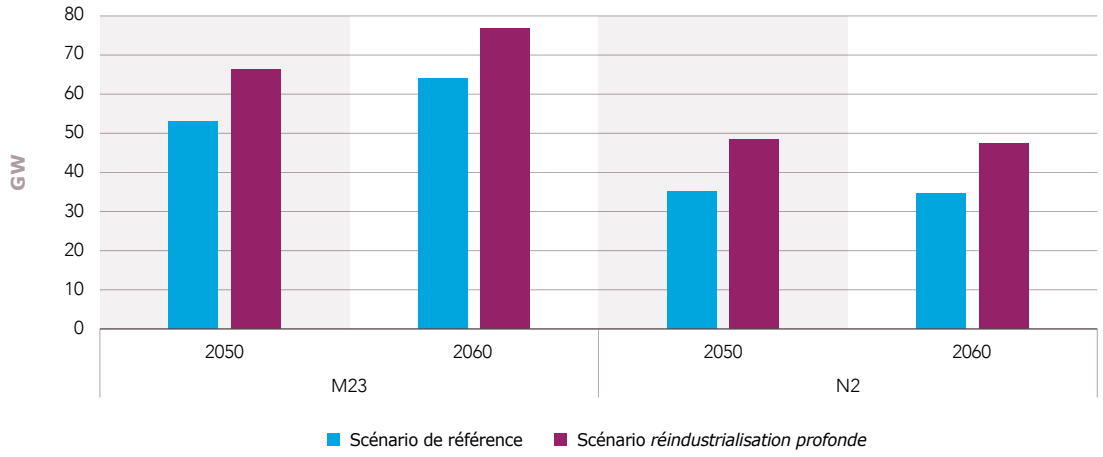
Cette augmentation provient pour l'essentiel directement de l'augmentation de l'activité industrielle (pour 96 TWh) avec à la fois une augmentation de la consommation directe d'électricité (+59 TWh) et pour la production d'hydrogène (+37 TWh). L'effet d'entraînement de l'industrie sur l'activité tertiaire ainsi que l'effet sur les pertes du réseau électrique conduisent à un effet global légèrement supérieur au seul effet au périmètre de l'industrie.

Le scénario de réindustrialisation profonde nécessite ainsi une augmentation du besoin de capacités de production bas-carbone pour alimenter cette consommation supplémentaire : dans les configurations de mix étudiées, cette production supplémentaire est apportée par les énergies renouvelables, les capacités de production nucléaires étant fixées a priori en fonction des choix politiques (scénarios M) ou des capacités industrielles de la filière (scénarios N). Pour assurer la sécurité d'approvisionnement, les besoins de flexibilité sont rehaussés de l'ordre de 13 GW par rapport à la configuration de référence. Les besoins en nouvelles capacités flexibles se situent ainsi entre 41 GW et 81 GW selon les scénarios.

Au-delà de la baisse des besoins en puissance, les besoins de modulation en énergie *(tels que décrits en 7.1.4.3)* augmentent aussi, sur tous les horizons temporels, par rapport au scénario de référence.

Les besoins de flexibilités supplémentaires conduisent à augmenter la valeur économique de tous les leviers de flexibilité. Cependant le développement des interconnexions et des nouvelles STEP ne dépend pas uniquement des conditions économiques mais des gisements disponibles et d'autres facteurs (notamment le gisement concernant les nouvelles STEP et la capacité industrielle et l'acceptabilité politique concernant les interconnexions). Pour l'analyse des scénarios de réindustrialisation profonde, RTE a donc retenu les mêmes hypothèses sur le développement des STEP et des interconnexions que dans la configuration de référence.

Figure 7.67 Besoins en nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour les scénarios M23 et N2 dans leurs configurations de référence et *réindustrialisation profonde*



7.12.2 L'augmentation de la consommation d'électricité liée à la réindustrialisation porte en partie sur des usages qui peuvent être flexibilisés

La demande d'électricité supplémentaire dans le scénario de réindustrialisation profonde provient pour l'essentiel de nouveaux processus industriels électriques ainsi que de la production d'hydrogène par électrolyse pour alimenter des processus difficilement électrifiables.

Ces consommations supplémentaires peuvent elles-mêmes être rendues plus flexibles. D'une part, certains processus industriels électriques peuvent s'effacer ponctuellement lors de périodes de tension pour le système électrique. D'autre part, la production d'hydrogène par électrolyse peut être flexible dès lors qu'une infrastructure de transport et de stockage d'hydrogène est déployée, ce qui constitue la configuration de référence des *Futurs énergétiques 2050*.

Le scénario « réindustrialisation profonde » intègre en base une flexibilité plus importante des électrolyseurs (5 GW de capacité effaçable) mais pas de capacité d'effacement supplémentaire dans les processus industriels utilisant directement l'électricité. Cette approche est conservatrice et vise à ne pas surestimer la flexibilité supplémentaire apportée par la réindustrialisation.

7.12.3 Dans le scénario de *réindustrialisation profonde*, des centrales thermiques alimentées par des gaz décarbonés sont nécessaires dans toutes les configurations de mix

Dans le scénario «*réindustrialisation profonde*», l'un des principaux résultats du scénario de référence – à savoir la possibilité d'assurer la sécurité d'approvisionnement sans développer (N03) ou alors de façon très limitée (N2) de leviers de flexibilité en France comme les centrales au gaz et batteries dès lors que les interconnexions avec les pays voisins sont fortement développées – n'est plus valable.

En effet, même dans les scénarios avec relance forte du nucléaire, il devient alors nécessaire de développer de nouvelles capacités au gaz et des batteries pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Pour éviter le recours à des centrales thermiques fonctionnant au gaz décarboné dans N03-réindus, il serait alors nécessaire d'accroître très significativement la mobilisation des gisements d'effacement.

Figure 7.68 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios de la variante *réindustrialisation profonde* pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

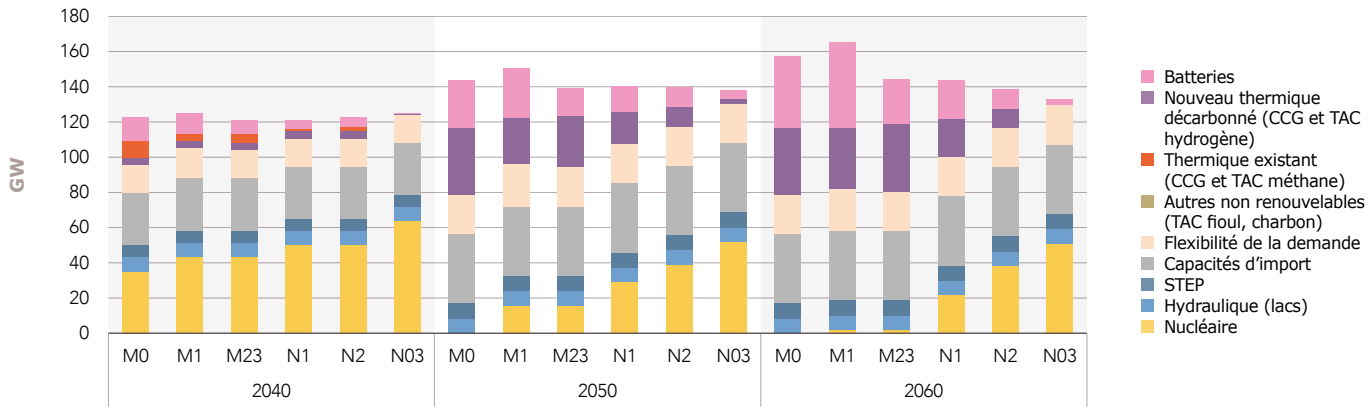
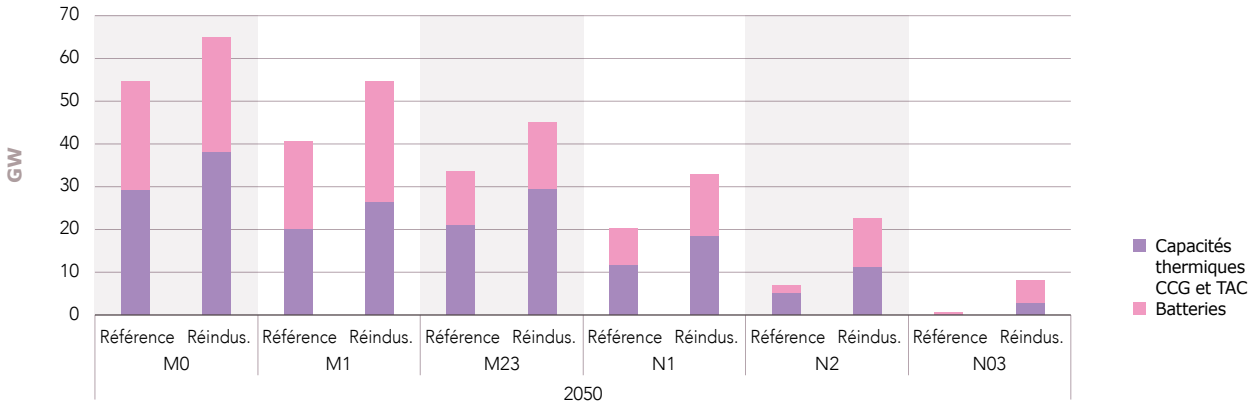


Figure 7.69 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France dans les différents scénarios, dans la variante *réindustrialisation profonde*, à l'horizon 2050



8

LE CLIMAT

8

LE CLIMAT :
UNE SENSIBILITÉ ACCRUE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE LIÉE AU CHANGEMENT CLIMATIQUE ET À L'ÉVOLUTION DU MIX

Les *Futurs énergétiques 2050* décrivent des chemins possibles pour transformer le système électrique en vue d'atteindre la neutralité carbone. Sur les horizons de temps considérés, l'évolution du mix électrique et du climat renforce la dépendance de l'équilibre du système aux aléas climatiques et constitue un élément crucial à prendre en compte dans la planification du système énergétique.

D'une part, le changement climatique, dont la réalité ne fait aujourd'hui plus de doute et qui est amené à se poursuivre sur les prochaines décennies, conduit à s'interroger sur la résilience des infrastructures du système électrique à ses effets. Afin de proposer des options de mix électrique robustes face aux effets du changement climatique, la prospective du système énergétique doit donc nécessairement intégrer ces effets dans l'étude du fonctionnement du système à long terme. En particulier, l'augmentation de la fréquence et de l'intensité des canicules ou encore la multiplication des périodes de sécheresse constituent des enjeux de premier ordre dans le dimensionnement du système électrique du fait de leurs impacts sur la consommation, la production et le réseau.

D'autre part, le développement des énergies renouvelables variables apporte une sensibilité accrue du système aux aléas météorologiques (vent, rayonnement, température…). La question des périodes sans vent devient en particulier centrale dans l'analyse des besoins de flexibilité du système et RTE est ainsi régulièrement interrogé sur le fonctionnement du système lors de ce type d'événement. Le dimensionnement du parc de production électrique et du réseau repose ainsi sur une analyse de risque intégrant l'occurrence de ces événements particuliers, en s'appuyant sur des modélisations climatiques approfondies et une représentation des corrélations météorologiques à l'échelle du système européen interconnecté.

Les études de dimensionnement du système électrique doivent ainsi pouvoir intégrer la palette des conditions climatiques et leur fréquence, y compris des évènements rares. De manière générale, le développement des énergies renouvelables et le changement climatique conduisent à porter une attention croissante à la prise en compte des aléas météorologiques sur l'équilibre du système et du réseau.

8.1 La sensibilité du système électrique aux variables météorologiques nécessite de prendre en compte la variabilité et l'évolution du climat

8.1.1 Le système électrique français est de longue date sensible aux aléas météorologiques, et le deviendra encore plus avec l'évolution du mix

Les situations extrêmes auxquelles le système électrique est confronté, qu'elles résultent de vagues de froid, de chaleur ou de tempêtes, ont toujours joué un rôle clé dans le dimensionnement du système électrique.

Les effets de la météo sur le système sont nombreux et variés : les variations de température et d'ensoleillement influent sur la consommation électrique des ménages et des entreprises, la production éolienne est naturellement dépendante des conditions de vent, la production photovoltaïque dépend du rayonnement solaire, mais aussi de la température qui peut influer sur le rendement des panneaux, tandis que la disponibilité des centrales hydrauliques et nucléaires est dépendante des débits et/ou de la température des cours d'eau.

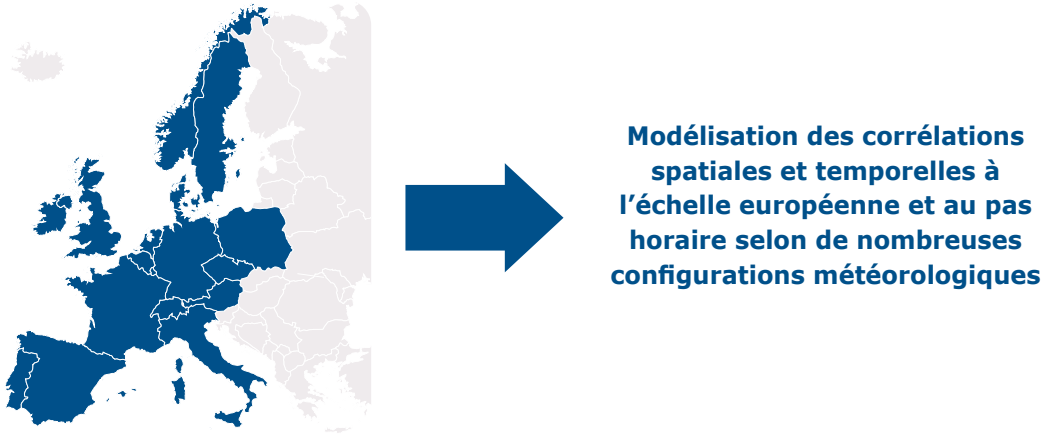
Pour l'équilibre offre-demande en France, un des principaux facteurs de risque correspond aujourd'hui à la survenue de vagues de froid, durant lesquelles la consommation électrique française peut atteindre des niveaux élevés, du fait de sa thermosensibilité hivernale. En été, la consommation française est également thermosensible mais avec des effets qui restent aujourd'hui de moindre ampleur qu'au cours de l'hiver.

Si les vagues de froid ont un impact important sur la consommation d'électricité en France, les vagues de chaleur observées ces dernières années ont également influencé la production, en particulier des centrales nucléaires mais aussi des autres sources de production.

La température n'est pas la seule variable climatique ayant une influence sur les paramètres du système électrique. Les variations de vent, de rayonnement ou encore de précipitations affectent naturellement la production d'électricité d'origine renouvelable.

Le développement des interconnexions conduit en outre à accroître le foisonnement des productions à la maille européenne, mais également les interdépendances entre les différents pays européens. La simulation de l'équilibre offre-demande passe donc par une représentation fine de la corrélation des données météorologiques entre les différentes zones géographiques.

Figure 8.1 Périmètre des pays modélisés de manière explicite sur le plan des aléas météorologiques



8.1.2 Les derniers travaux du GIEC confirment la réalité du changement climatique et mettent en évidence l'importance d'intégrer ses conséquences dans le développement des infrastructures

Le Groupe intergouvernemental d'experts sur l'évolution du climat (GIEC) a publié le 9 août 2021 la première partie de son sixième rapport d'évaluation (AR6)[1]. Dans la lignée des précédentes publications, il confirme la réalité et l'intensité des changements climatiques, passés et à venir.

Depuis le début du XXe siècle, un important réchauffement de l'atmosphère et des océans a ainsi été observé, avec une accélération rapide au cours des dernières décennies. Ce réchauffement est attribué aux émissions de gaz à effet de serre liées aux activités humaines, avec un haut niveau de confiance. À l'échelle du globe, la température moyenne sur la période 2011-2020 a été 1,09 °C plus chaude que la moyenne sur la période dite préindustrielle (1850-1900)[2].

Il est également établi que les émissions de gaz à effet de serre sont responsables de l'augmentation des événements extrêmes, en intensité et en fréquence, parmi lesquels les vagues de chaleur, les sécheresses et les événements de précipitations intenses.

La hausse future des températures dépendra du volume des émissions mondiales de gaz à effet de serre sur les prochaines décennies. À l'horizon 2050, selon les dernières estimations du GIEC, la hausse de température mondiale (par rapport à 1850-1900) pourrait être de :

- 1,6 °C (intervalle de confiance entre 1,2 et 2,0 °C) dans une hypothèse de décroissance immédiate et rapide des émissions (SSP1 – RCP1.9[3]) ;
- 2,0 °C (intervalle de confiance entre 1,6 et 2,5 °C) avec une hypothèse de stabilisation des émissions, restant proches de leurs valeurs actuelles jusqu'au milieu du siècle (SSP2 – RCP4.5) ;
- 2,4 °C (intervalle de confiance entre 1,9 et 3,0 °C) avec une hypothèse d'augmentation des émissions (SSP5 – RCP8.5).

1. https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/
2. L'intervalle de confiance va de 0,95 à 1,20 °C, selon les chiffres du sixième rapport du GIEC.
3. Les SSP (Shared Socioeconomic Pathways) sont des hypothèses d'évolution de la société et de l'économie mondiale. Les RCP (Representative Concentration Pathways) sont des hypothèses associées sur l'évolution des concentrations en gaz à effet de serre de l'atmosphère.
Source : https://meteofrance.com/changement-climatique/quel-climat-futur/changement-climatique-les-scenarios-du-giec

Il est à noter que ces valeurs moyennes sur le globe masquent des disparités, les terres émergées se réchauffant plus que les océans. Ainsi, la hausse moyenne en France sera un peu plus élevée que la hausse moyenne mondiale.

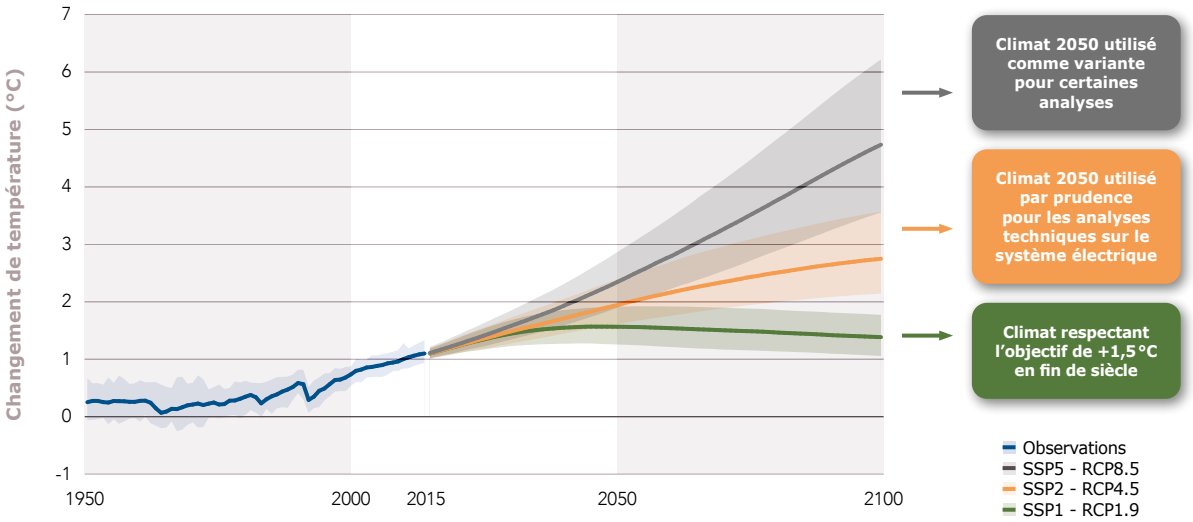
Fort de ces constats, le GIEC a rappelé l'importance d'agir pour maîtriser les effets du changement climatique à long terme.

D'une part, les experts du GIEC mettent en évidence l'intérêt d'infléchir rapidement les émissions de gaz à effet de serre anthropiques pour limiter l'ampleur du changement climatique à long terme. L'enjeu est d'agir rapidement au cours des prochaines années, en particulier sur la production et l'utilisation de l'énergie, qui représente plus des trois quarts des émissions de gaz à effet de serre au niveau mondial. Les trajectoires d'évolution du système énergétique décrites et analysées dans le cadre de cette étude mettent en évidence les chemins possibles pour parvenir à réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre.

D'autre part, il s'agit d'organiser l'adaptation de la société aux effets du changement climatique. Les effets déjà visibles aujourd'hui vont ainsi se poursuivre de manière inéluctable au cours des prochaines décennies. Dans tous les cas, la température moyenne en France[4] ainsi que l'occurrence des événements extrêmes seront modifiées de manière conséquente à l'horizon 2050.

L'adaptation des infrastructures énergétiques, particulièrement exposées aux variables climatiques, apparaît donc comme un enjeu de premier ordre. Ceci a conduit RTE à dédier un volet spécifique de l'étude à la prise en compte des effets du changement climatique, pour assurer la résilience des options de mix électrique décrites à l'évolution du climat.

Figure 8.2 Évolution des températures de surface (moyenne globale, par rapport à 1850-1900) observée de 1950 à 2015 puis projetée jusqu'à 2100 selon différentes trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre. Meilleures estimations et intervalles de confiance à 90 %. (Graphique reproduit à partir des données du sixième rapport d'évaluation du GIEC[5])



4. La température moyenne « France » correspond à une moyenne pondérée de données de températures d'un panier de 32 stations météorologiques. Le choix des stations ainsi que la pondération correspondante ont été déterminés par RTE de façon à obtenir la meilleure représentation de l'impact de l'aléa météorologique sur l'ensemble de la consommation française.
5. https://catalogue.ceda.ac.uk/uuid/98af2184e13e4b91893ab72f301790db

8.1.3 Les *Futurs énergétiques 2050* s'appuient sur des modèles climatiques de Météo-France cohérents avec les travaux du GIEC

Afin de prendre en compte la variabilité des conditions météorologiques dans ses études prévisionnelles, RTE travaille depuis une dizaine d'années avec Météo-France, qui réalise des simulations climatiques spécifiques pour ce type d'applications. Les référentiels climatiques utilisés dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* ont ainsi été générés par Météo-France sur la base de son modèle de climat ARPEGE-CM5, dans une version proche de celle utilisée pour le cinquième rapport du GIEC.

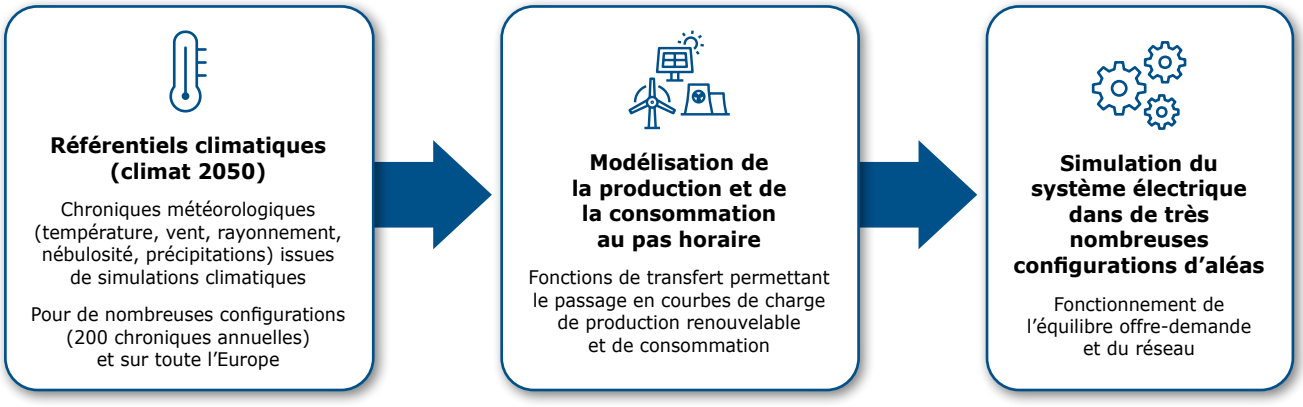
Les sorties de ces simulations sont les variables météorologiques nécessaires pour simuler le système électrique (en premier lieu température, vent, rayonnement solaire et précipitations) sous forme de chroniques temporelles au pas horaire, couvrant l'ensemble du domaine européen avec une résolution spatiale de 20 kilomètres. En complément, Météo-France a également utilisé sa chaîne de modélisation hydrologique pour créer des chroniques journalières de débits des rivières françaises.

Ces simulations permettent de respecter la cohérence physique entre variables, les corrélations temporelles (entre les pas de temps), et les corrélations géographiques (entre les différentes régions européennes). Elles fournissent un grand nombre d'années différentes afin d'explorer une grande diversité de conditions météorologiques possibles en incluant même des extrêmes pouvant ne pas s'être réalisés dans les dernières décennies.

Afin d'intégrer les effets du changement climatique à long terme, l'étude *Futurs énergétiques 2050* utilise une nouvelle version, créée en 2018, de ces simulations climatiques dédiées, intégrant différents niveaux de réchauffement climatique à l'horizon 2050 correspondant à certaines trajectoires étudiées par le GIEC. Les travaux réalisés par Météo-France en partenariat avec RTE permettent ainsi de disposer de plusieurs ensembles de simulations climatiques, contenant chacun 200 chroniques annuelles au pas de temps horaire.

Chacun de ces ensembles est réalisé «à climat constant» c'est-à-dire en cherchant à représenter le climat d'une période donnée (par exemple autour de 2050), en fixant les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère aux valeurs

Figure 8.3 Méthodologie de simulation du système électrique et représentation des effets du climat



proposées par le GIEC dans ses différentes trajectoires et en générant un grand nombre de configurations permettant de refléter la variabilité interne du climat :

- Un premier ensemble est représentatif du climat autour des années 2000.
- Deux autres ensembles sont représentatifs du climat projeté à l'horizon 2050, selon deux trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre, correspondant aux travaux du GIEC :
  - RCP4.5 : trajectoire d'émissions intermédiaire, correspondant à une inflexion sur les émissions au niveau mondial mais qui ne permet pas de contenir le réchauffement sous 1,5 ou 2 °C en fin de siècle.
  - RP8.5 : trajectoire d'émissions très élevées, sans effort particulier destiné à les contenir, mais aujourd'hui jugée peu probable.
- Enfin, une variante de la température a également été créée pour représenter le climat actuel, déjà réchauffé par rapport à 2000.

La trajectoire RCP4.5 est utilisée comme référence afin d'intégrer un principe de prudence, en évitant de sous-estimer les conséquences concrètes du changement climatique en cours. Elle conduit à une augmentation moyenne de la température supérieure à l'objectif de l'accord de Paris pour la fin du siècle, en visant toutefois des émissions inférieures à celles que donnerait l'extrapolation des tendances actuelles. La trajectoire RCP8.5 est quant à elle utilisée en complément du RCP4.5, de manière à évaluer les effets du réchauffement et la résilience du système dans les situations les plus défavorables ou qui pourraient correspondre à des horizons plus lointains.

Les simulations des *Futurs énergétiques 2050* reposent sur ces différents jeux de simulations climatiques. Toutefois, **compte tenu des incertitudes inhérentes à la modélisation du climat, les résultats issus de ces simulations spécifiques ont systématiquement été mis en perspective par rapport à d'autres études et jeux de données.** Un accent particulier a été mis sur la comparaison avec d'autres modèles climatiques que celui de Météo-France. Ces analyses montrent que les simulations utilisées par RTE se situent dans l'ensemble des projections données par les autres modèles et études.

8.2 Les principaux effets du changement climatique devraient se caractériser, en France, par une hausse des températures, une fréquence accrue d'événements extrêmes et une modification du cycle hydrologique

Les projections sur le fonctionnement du système électrique à l'horizon 2050 ont conduit en premier lieu à porter une attention particulière sur les effets attendus du changement climatique sur les prochaines décennies. Les travaux de RTE se sont plus particulièrement focalisés sur les variables ayant un lien direct avec l'équilibre du système électrique (température, vent, rayonnement, précipitations et débits des rivières), avec l'objectif d'identifier l'ampleur des variations observées dans les simulations de Météo-France mais également dans l'ensemble des autres modèles et travaux de climatologie menés au niveau international (GIEC, Service Copernicus…).

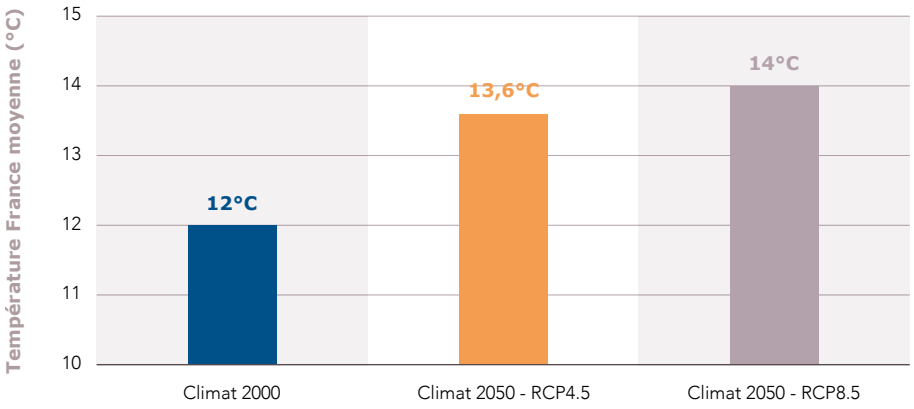
8.2.1 Le changement climatique affecte en premier lieu la température, avec une augmentation des moyennes et une modification des extrêmes

8.2.1.1 Les températures moyennes vont continuer d'augmenter en France sur les prochaines décennies

La température est la variable pour laquelle les effets du changement climatique sont les plus marqués et pour laquelle l'ensemble des simulations climatiques convergent, même si des différences d'amplitude peuvent être observées entre les différents modèles.

À l'horizon 2050, l'ampleur de la hausse attendue en France dépend de la trajectoire d'évolution des émissions au niveau mondial. Dans le référentiel climatique 2050 RCP4.5 utilisé dans l'étude, la température moyenne France augmente de 1,6 °C par rapport au référentiel 2000, tandis que l'augmentation atteint 2 °C dans le référentiel 2050 RCP8.5.

Figure 8.4 Température annuelle moyenne en France dans les différentes bases climatiques



Ces valeurs se situent dans la moyenne des augmentations de température estimées sur la même période par les modèles climatiques pris en compte dans les rapports du GIEC. Cette évolution est très significative et conduit à des effets sur l'ensemble du système : consommation (chauffage, climatisation…), production (rendement et disponibilité des centrales thermiques et nucléaires…).

Ces changements sur la température moyenne s'accompagnent logiquement d'une diminution de fréquence des températures froides (environ 2,5 fois moins d'heures où la température est négative) et d'une augmentation de fréquence des températures chaudes (environ deux fois plus d'heures où la température est supérieure à 25 °C).

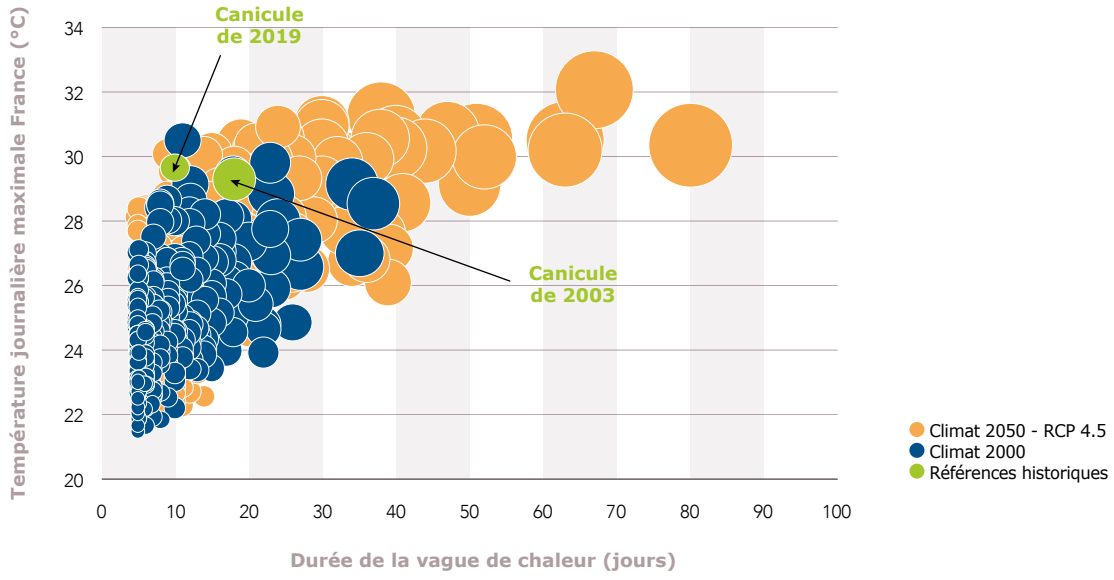
8.2.1.2 Les canicules deviennent plus fréquentes et plus intenses

En corollaire de l'augmentation moyenne des températures en France, les extrêmes chauds deviennent de plus en plus fréquents et plus intenses donnant lieu à de nouveaux records.

Dans le référentiel de climat 2000, le record de juillet 2019 (29,7 °C en moyenne journalière France) a une probabilité d'apparition très faible (de l'ordre de 1,5 %), alors que la probabilité d'atteindre ce niveau de température est nettement plus importante à l'horizon 2050 (~20 % dans le référentiel RCP4.5 et ~25 % dans le référentiel RCP8.5), celui-ci étant parfois même dépassé à plusieurs reprises dans l'année.

La durée des événements chauds tend également à s'accroître. Dans certains cas extrêmes, les vagues de chaleur peuvent s'étaler sur plusieurs semaines consécutives. Ces événements seront ainsi de nature à solliciter fortement le système électrique.

Figure 8.5 Intensité des canicules simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5, et comparaison avec les épisodes historiques

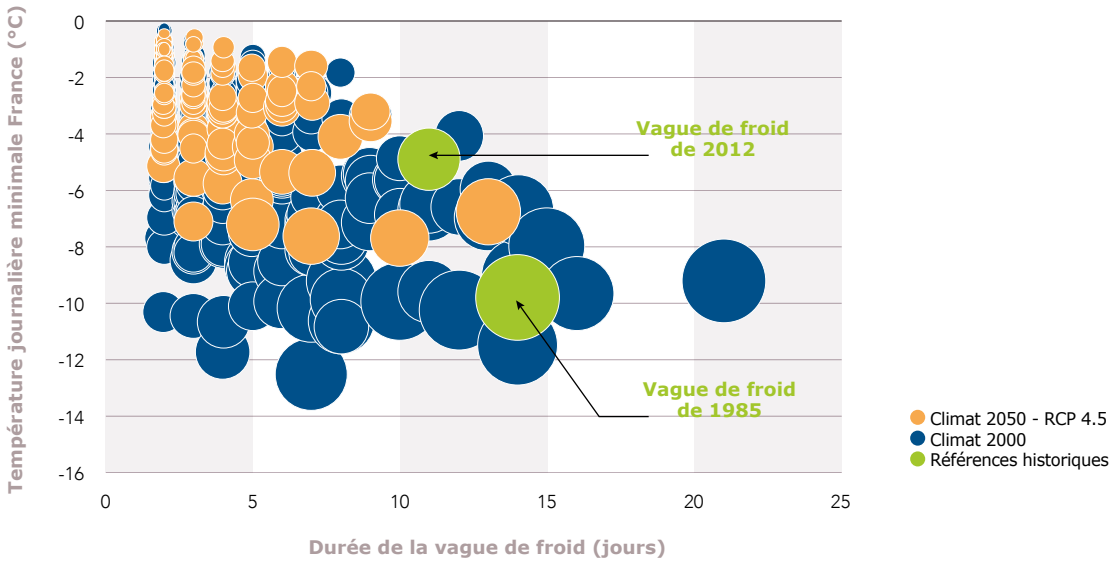


8.2.1.3 À l'inverse, les vagues de froid se raréfient

Les épisodes de froid extrême deviennent quant à eux plus rares. La probabilité d'atteindre des températures négatives de l'ordre du record de froid de février 2012 (-4,9°C en moyenne journalière France) au moins une fois dans l'année devient très faible (seulement 5 à 6% dans les référentiels à l'horizon 2050).

À long terme, l'occurrence de vagues de froid n'est cependant pas exclue. Certaines configurations extrêmes projetées à l'horizon 2050 conduisent ainsi à des températures journalières France largement négatives. Ce type de situations restera très contraignant pour le système électrique dans la mesure où le chauffage électrique, même orienté sur des solutions plus efficaces que par le passé comme des pompes à chaleur et intégré dans une stratégie globale de rénovation du bâti, induira durablement une sensibilité importante de la consommation aux événements froids *(voir 8.3.1)*.

Figure 8.6 Intensité des vagues de froid simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5 et comparaison avec les épisodes historiques



8.2.2 Le cycle hydrologique est modifié et les sécheresses deviennent plus fréquentes

8.2.2.1 Le changement climatique modifie les précipitations et les débits

Le changement climatique affecte aussi les précipitations et l'ensemble du cycle hydrologique. Les changements sont toutefois plus incertains que pour la température, surtout s'agissant des impacts sur une région ciblée. Les modèles climatiques utilisés dans les travaux du GIEC s'accordent sur une diminution des précipitations dans la zone méditerranéenne et une augmentation sur le nord de l'Europe. La France

est située dans une zone de transition de sorte qu'il n'y a pas de tendance marquée en moyenne annuelle à l'échelle nationale. Cela masque cependant des différences entre les régions ainsi que des évolutions saisonnières avec des tendances à la hausse en hiver et à la baisse en été.

Ces caractéristiques se retrouvent dans les référentiels climatiques 2050 utilisés dans les travaux de RTE, avec des variations d'amplitude limitée en moyenne (quelques pourcents, pas de tendances extrêmement fortes ni à la hausse ni à la baisse) même si la variabilité d'une année sur l'autre reste importante, avec certaines années très pluvieuses et d'autres très sèches.

Une tendance certaine des modèles est la diminution des chutes de neige. Sur les massifs montagneux, cela entraîne une diminution du volume d'eau stockée dans le manteau neigeux et sa fonte plus précoce au printemps, voire dès la fin de l'hiver.

Ces modifications ont une incidence sur les débits des cours d'eau, notamment en termes de saisonnalité. Dans les référentiels 2050 par rapport à 2000, plusieurs effets sont observés :

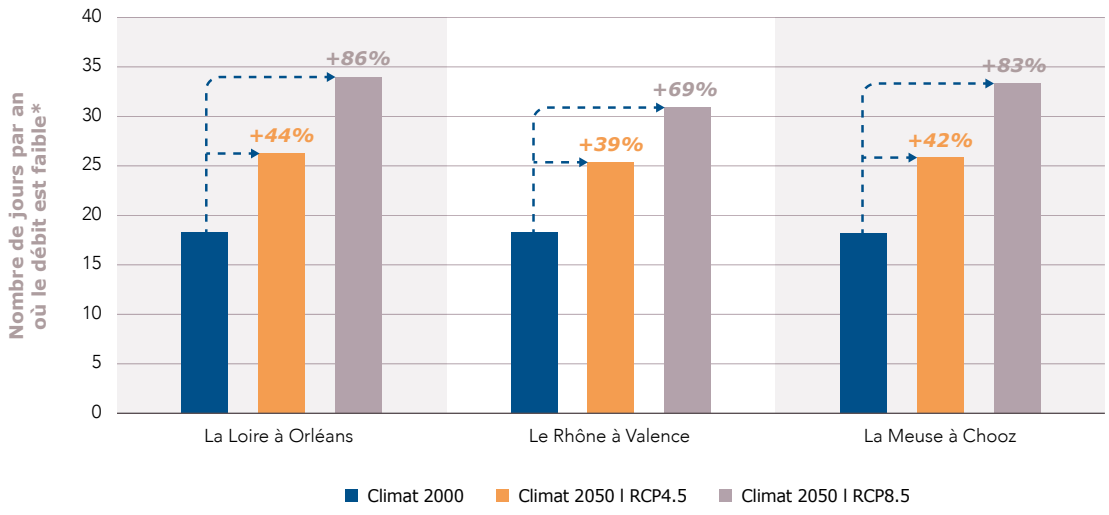
- une diminution générale des débits sur la période sèche d'août à octobre, période qui s'étend même à novembre voire décembre en RCP8.5 ;
- une augmentation des débits au printemps, excepté en montagne ;
- en montagne, une hausse en fin d'hiver (janvier-février) et une baisse au printemps (avril-mai).

Ces évolutions vont logiquement modifier la gestion de la production hydroélectrique *(voir 8.3.2)* mais pourront aussi affecter la disponibilité des centrales nucléaires *(voir 8.3.3).*

8.2.2.2 Les sécheresses deviennent plus fréquentes

Les sécheresses des sols et des cours d'eau ont tendance à être plus fréquentes. Elles résultent d'un manque de précipitations sur une longue période mais aussi de l'évaporation qui est accentuée par la hausse des températures.

Figure 8.7 Occurrence moyenne de débits faibles sur quelques fleuves dans les trois référentiels climatiques



* un faible débit correspond à une valeur inférieure au quantile 5% du climat 2000

Cette tendance se traduit, dans les référentiels climatiques 2050 utilisés, par des périodes de faible débit plus fréquentes, comme illustré sur la figure 8.7. À titre d'exemple, le nombre de jours pendant lesquels le débit[6] de la Loire à Orléans est inférieur à 120 m^3/s (soit le tiers de son débit moyen actuel) augmenterait d'environ 40 % à 90 % à l'horizon 2050, selon les deux référentiels climatiques considérés. Cette tendance se retrouve sur presque toute la France avec des amplitudes un peu plus fortes sur la moitié est. Le bassin versant de la Seine a un comportement un peu différent avec moins de débits très faibles en RCP4.5, mais une inversion de la tendance en RCP8.5. Dans l'est des Alpes, on trouve quelques exceptions de cours d'eau pour lesquels les débits faibles sont moins fréquents en 2050, même en RCP8.5.

8.2.3 Le vent et le rayonnement solaire n'évoluent pas significativement

Les évolutions du vent en surface et du rayonnement solaire en climat 2050 sont de faible amplitude, et en tout cas nettement inférieures à la variabilité interannuelle naturelle. Le changement climatique ne semble ainsi pas avoir d'impact notable sur le vent et le rayonnement solaire.

Ceci est cohérent avec les résultats d'autres modèles. Les travaux du GIEC montrent en particulier qu'il n'y a pas de convergence sur le signe des changements pour ces deux variables et que les effets restent limités en moyenne.

L'enjeu autour de l'évolution de la production éolienne et solaire à long terme réside donc moins dans l'effet du changement climatique que sur l'accroissement de la dépendance de l'équilibre offre-demande à ces sources de production.

6. Les débits des rivières projetés dans le cadre de l'étude sont des débits dit « naturels », c'est-à-dire correspondant à des débits qui seraient observés en l'absence d'intervention humaine. Ils peuvent différer des débits mesurés, qui sont influencés par l'utilisation de l'eau en amont (barrages hydroélectriques, aménagements, prélèvements agricoles…).

Les analyses de RTE couvrent un large panel de situations météorologiques

Conceptualisés dans les années 1960, les régimes de temps (ou types de temps) correspondent à des structures caractéristiques de l'atmosphère. Ces structures dites «de grande échelle» sont notamment bien adaptées à la description des circulations atmosphériques typiques de l'Europe et du nord de l'Atlantique à des échelles intra-saisonnières. Sur cette zone géographique et en hiver, quatre régimes principaux peuvent être distingués :

- Le régime NAO+ (phase positive de l'oscillation nord-atlantique) correspond à un renforcement de la dépression d'Islande et de l'anticyclone des Açores, qui entraîne des entrées d'air maritime doux et humide en provenance de l'océan Atlantique. Il apporte des anomalies chaudes et humides sur une grande partie de l'Europe, en particulier dans le nord où elles sont très marquées. Dans ce régime, le risque d'extrême froid est très diminué alors que le risque de fortes précipitations est fortement augmenté. Les flux de sud-ouest étant favorisés sur la France, le régime NAO+ est associé à des anomalies positives de la vitesse du vent.
- Le régime NAO- (phase négative de l'oscillation nord-atlantique) est l'opposé du précédent. Il correspond à un affaiblissement de la dépression d'Islande et de l'anticyclone des Açores. Il en résulte une diminution des entrées d'air maritime provenant de l'ouest, qui laisse donc la place à des masses d'air provenant du nord et de l'est. Le régime NAO- est associé à de fortes anomalies froides et sèches sur la moitié nord de l'Europe et chaudes et humides dans le sud-ouest, en particulier sur la péninsule ibérique. En France, les flux de sud sont favorisés mais les anomalies de vitesse de vent sont peu marquées ; le risque de froid est amplifié, tout comme le risque de précipitations (souvent neigeuses).
- Le régime de blocage (scandinave) correspond à la prédominance d'une large zone anticyclonique sur le nord et l'ouest de l'Europe, avec des flux d'air froid et sec en provenance de Sibérie. Il en résulte des anomalies froides et humides sur une grande partie de l'Europe, avec sur la France des vents plus faibles que les normales.
- Le régime de dorsale atlantique (Atlantic Ridge) est associé à des anomalies sèches et froides dans l'ouest de l'Europe et humides dans l'est. En France, ce régime favorise les flux de nord et les événements de mistral et de tramontane dans le sud-est. Les amplitudes des anomalies en France sont toutefois assez limitées.

Les quatre régimes d'hiver ont des probabilités d'occurrence relativement proches. Leurs durées sont très variables, pouvant s'établir de quelques jours à plusieurs semaines. Il n'y a pas aujourd'hui de consensus scientifique sur l'évolution future des régimes de temps, tant en termes de structure que de fréquence.

Une telle classification en seulement quatre régimes rassemble des situations assez diverses au sein de chaque catégorie. Une situation rattachée à un régime peut être très éloignée de la situation «moyenne» de ce régime. Par exemple, le régime de blocage est souvent associé, en hiver, à des situations froides au cours desquelles le vent est en moyenne inférieur aux normales. Pour autant, contrairement à certaines idées reçues, toutes les situations de blocage, et plus généralement les situations de grand froid, ne correspondent pas systématiquement à un déficit de vent. Ainsi, la vague de froid de 2018 était caractérisée par une production éolienne supérieure à la normale.

L'étude *Futurs énergétiques 2050*, basée sur des simulations autour de 200 chroniques annuelles, permet de couvrir un très large panel de configurations climatiques et météorologiques cohérentes avec l'ensemble des régimes de temps envisageables.

8.3 Le système électrique sera confronté à de nouveaux enjeux face à l'évolution du climat, avec des effets importants sur la consommation et la production

8.3.1 Le changement climatique va entraîner une baisse de la consommation de chauffage en hiver et une hausse de la consommation de climatisation en été

La consommation électrique de la France est dès aujourd'hui largement thermosensible : en hiver, en dessous de 15 °C, une baisse de la température de 1 °C conduit à une augmentation de l'ordre de 2 400 MW de la consommation. Ce phénomène est aujourd'hui particulièrement marqué en France du fait d'une part importante du chauffage électrique mais il est amené à prendre de l'ampleur dans d'autres pays européens en lien avec les stratégies de décarbonation et le développement des pompes à chaleur électriques.

En été, la consommation française est également thermosensible mais dans une moindre mesure aujourd'hui. D'autres pays, notamment l'Espagne et l'Italie, le sont davantage du fait de la consommation des appareils de climatisation.

À l'horizon 2050, les consommations d'électricité pour le chauffage et la climatisation, qui dépendent fortement des températures, seront largement modifiées par rapport à aujourd'hui. L'évolution de la demande d'électricité associée à ces équipements peut être décomposée selon deux effets principaux :

- d'une part, le changement climatique, en affectant le niveau des températures, va nécessairement avoir un effet sur la consommation, baissier pour le chauffage et haussier pour la climatisation ;

Figure 8.8 Consommation journalière en fonction de la température dans quelques pays européens (thermosensibilité en 2020)

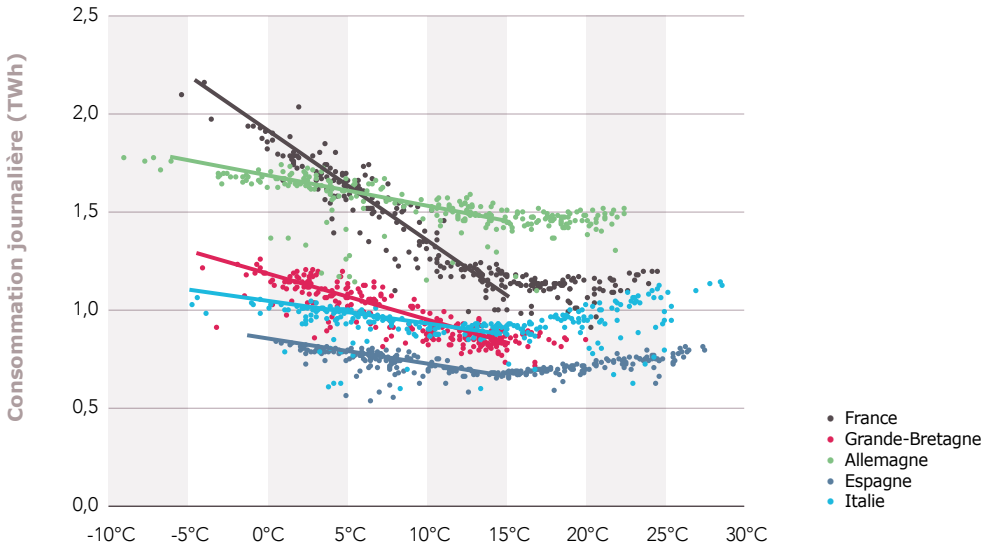
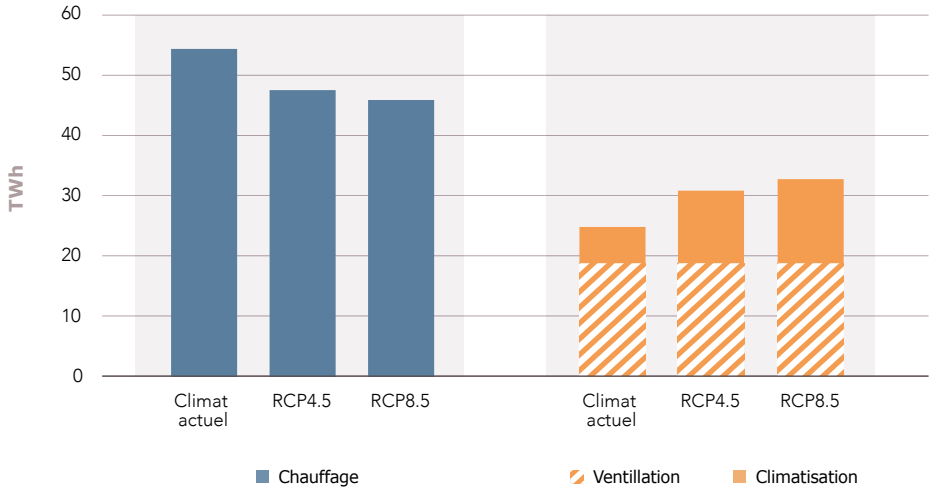


Figure 8.9 Consommation de chauffage et de climatisation dans la trajectoire de référence en 2050 avec le climat actuel et avec les scénarios RCP4.5 et RCP8.5



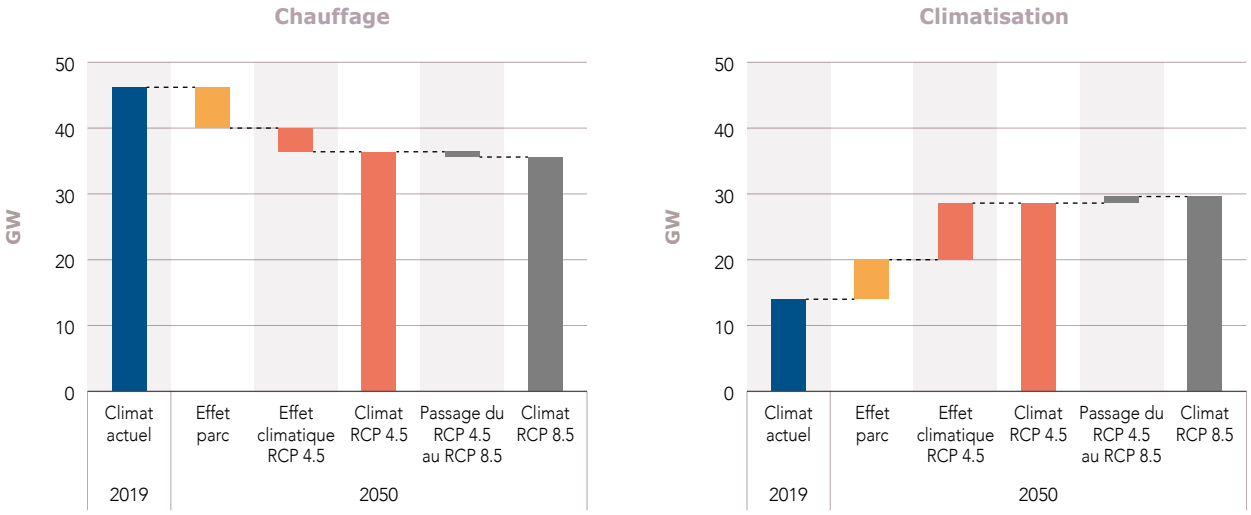
- d'autre part, l'évolution du parc d'équipements de chauffage et de climatisation a un impact sur la demande électrique. Cet «effet parc» recouvre des phénomènes jouant en sens opposés : l'augmentation du nombre de ménages et de la part du parc de logements chauffés à l'électricité a un effet haussier sur la consommation électrique de chauffage, mais l'amélioration de l'isolation thermique du bâti (au travers des rénovations et de la réglementation thermique dans la construction neuve) et de la performance des systèmes de chauffe (part croissante des pompes à chaleur) fait plus que contrebalancer cet effet, avec en corollaire une baisse globale de la consommation de chauffage *(cf. chapitre 3 pour plus de détails)*.

Dans l'ensemble, la consommation de chauffage baisse ainsi d'une dizaine de térawattheures sous ces deux effets tandis que celle de climatisation augmente du même ordre de grandeur. À l'échelle annuelle, la consommation cumulée de climatisation et de chauffage serait donc globalement équivalente à l'horizon 2050 mais celle-ci est répartie de manière différente dans l'année (un peu plus de consommation en été et moins de consommation en hiver).

Ces effets se traduisent également sur les puissances appelées lors des pointes saisonnières. En hiver, la contribution du chauffage à la pointe est en baisse dans la trajectoire de référence (de l'ordre d'une dizaine de gigawatts à l'horizon 2050), à la fois du fait d'équipements et de bâtiments moins énergivores et de vagues de froid moins intenses et moins fréquentes. À l'inverse, la demande associée à la climatisation lors des pointes estivales est en nette hausse sous l'effet de la croissance du parc de climatiseurs et de l'augmentation des températures, passant d'environ 15 GW aujourd'hui à près de 30 GW à l'horizon 2050 dans les référentiels climatiques considérés.

L'écart sur les pointes de chauffage ou de climatisation n'est en revanche pas significatif entre les deux trajectoires climatiques RCP4.5 et RCP8.5.

Figure 8.10 Décomposition de l'évolution de la pointe à une chance sur dix de la consommation de chauffage et de climatisation entre 2019 et 2050



8.3.2 Une gestion des stocks hydrauliques qui devra évoluer

La production hydraulique est dépendante de la disponibilité de la ressource en eau et donc fortement déterminée par les précipitations (neige et pluie) ainsi que les températures (et leur influence sur la chute des neiges et l'évaporation des lacs). À l'échelle annuelle, des variations importantes de la production hydraulique peuvent ainsi être observées d'une année sur l'autre (productible variant entre 50 à 75 TWh sur l'historique), alors même que la capacité du parc hydraulique est stable depuis plusieurs années. Sur des échelles de temps plus courtes, des situations de faibles précipitations et de sécheresses peuvent conduire à des limitations fortes de la production hydraulique sur certaines périodes spécifiques.

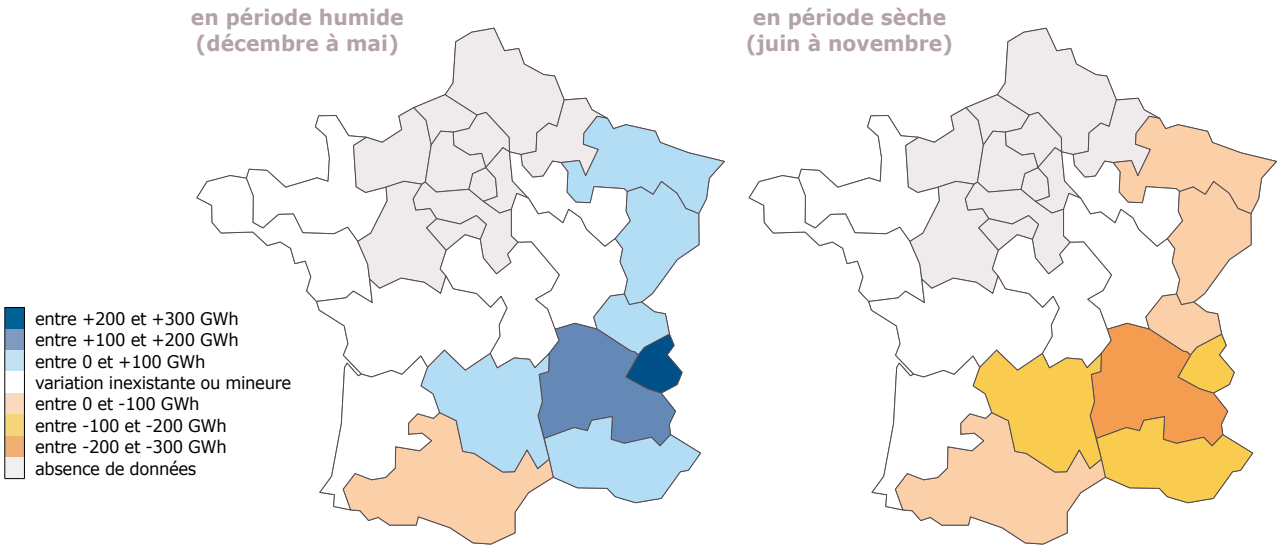
À l'horizon 2050, le productible hydraulique annuel moyen estimé est globalement équivalent à celui d'aujourd'hui (une soixantaine de térawattheures) dans les deux trajectoires climatiques considérées, malgré une hausse très légère de la capacité installée (de l'ordre de 1 GW d'ici à 2050, hors STEP).

Ces résultats doivent toutefois être pris avec précaution du fait des incertitudes sur l'évolution du débit réel des cours d'eau à long terme. Au-delà des effets directs du changement climatique sur les précipitations et les débits « naturels » des rivières, qui pourraient avoir finalement un faible impact sur les volumes de productible hydraulique annuel à l'échelle de la France (toutes choses étant égales par ailleurs), les débits effectifs des rivières pourraient aussi être modifiés par l'évolution des usages de l'eau. Les effets du réchauffement climatique sur l'humidité des sols ou encore l'évolution des pratiques agricoles seraient par exemple susceptibles d'accroître le recours à l'irrigation et de réduire l'évolution des volumes d'eau disponibles pour la production hydroélectrique.

Au-delà des effets à l'échelle annuelle, la modification du cycle hydrologique décrite à la partie 8.2.2 a des conséquences sur la répartition du productible hydraulique au sein de l'année. Les variations saisonnières des apports hydrauliques

auront des conséquences sur la gestion du mix électrique français. L'évolution du climat conduira très probablement à un moindre remplissage des réservoirs hydrauliques à la fin de l'automne et au début de l'hiver, pouvant occasionner des situations de sécheresse tardives qui pourraient accroître la tension sur l'équilibre offre-demande si elles se combinaient à des périodes froides et/ou sans vent. À l'inverse, des apports plus importants dès le milieu de l'hiver et au début du printemps devraient permettre une utilisation plus importante du parc hydraulique en fin d'hiver, tout en garantissant la reconstitution des stocks exigés pour la saison touristique de l'été suivant.

Figure 8.11 Évolution des apports hydrauliques dans le climat 2050 RCP 4.5 par rapport au climat 2000

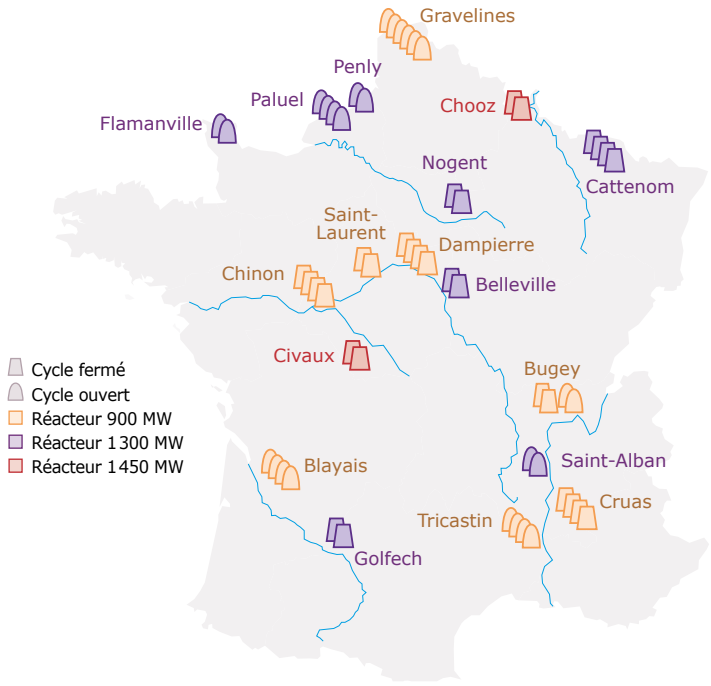


8.3.3 Les indisponibilités du parc nucléaire pour contraintes climatiques pourront concerner un nombre accru de réacteurs

La sensibilité des réacteurs nucléaires aux effets du changement climatique (température et débit des fleuves) constitue l'un des objets de discussion récurrents dans le débat sur la résilience du mix électrique à long terme. Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, un travail approfondi de modélisation a été mené pour intégrer ces effets dans la représentation de l'équilibre offre-demande des différents scénarios de mix. **Ces travaux permettent de disposer d'une évaluation quantitative détaillée des effets du changement climatique sur la disponibilité du nucléaire à l'horizon 2050 et de dépasser les discours qualitatifs. L'amplitude des effets présentée dans la suite de cette partie doit néanmoins être prise avec précautions dans la mesure où de nombreuses hypothèses présentent des incertitudes importantes à cet horizon :** trajectoire détaillée de fermeture du parc nucléaire de deuxième génération, localisation d'éventuels nouveaux réacteurs, nature des équipements permettant le refroidissement des centrales, évolution des débits réels intégrant l'évolution des différents usages de l'eau, etc. L'analyse menée permet donc d'évaluer l'ordre de grandeur des effets attendus mais pourra faire l'objet d'approfondissements pour préciser les volumes en jeu dans différentes configurations d'hypothèses.

8.3.3.1 La disponibilité des différentes centrales nucléaires en cas de canicule est fonction de la réglementation, de leur type de système de refroidissement, et de leur source froide

Figure 8.12 Paliers techniques et source de refroidissement des centrales nucléaires

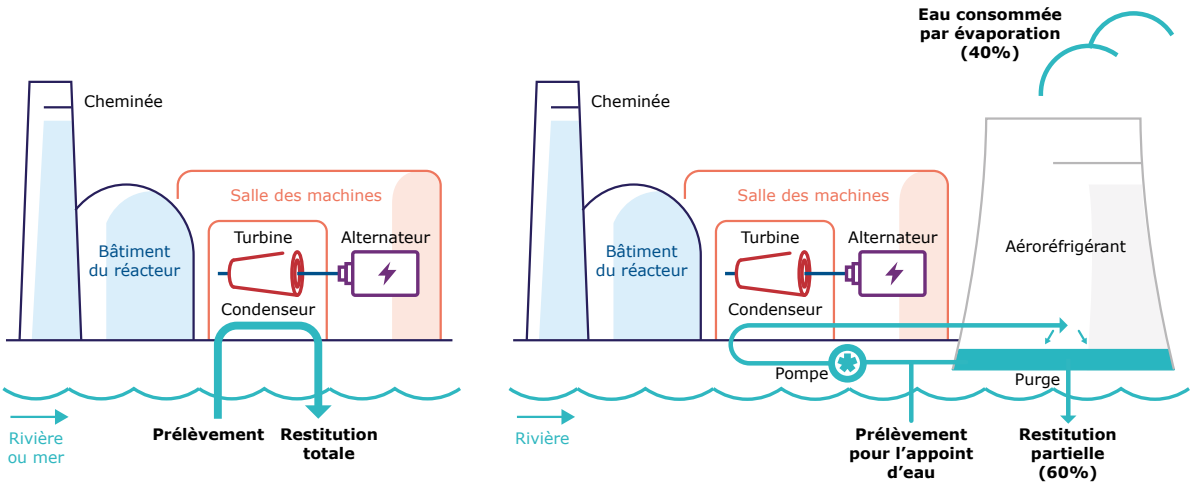


La sensibilité des réacteurs nucléaires aux variables météorologiques (essentiellement température et débit des rivières) dépend fortement de leur situation géographique (bord de mer, bord de fleuve ou de rivière) mais également de leur système de refroidissement.

Ce système de refroidissement peut en effet différer selon les réacteurs, avec deux configurations principales :

- Dans le cas des réacteurs fonctionnant en circuit ouvert (14 réacteurs en bord de mer et 12 réacteurs en bord de fleuve), l'eau froide est pompée dans le fleuve ou dans la mer, vient refroidir le circuit secondaire à travers le condenseur, puis est rejetée dans le fleuve avec une température augmentée. Il y a donc un échauffement de l'eau, mais une consommation nette quasi nulle.
- Pour ceux fonctionnant en circuit fermé (30 réacteurs en bord de fleuve), l'eau prélevée et réchauffée dans le condenseur circule ensuite dans l'aéroréfrigérant, où elle est refroidie avant d'être rejetée dans le fleuve. Ce processus entraîne une consommation nette

Figure 8.13 Fonctionnement d'une centrale en cycle ouvert (à gauche) et en cycle fermé avec aéroréfrigérant (à droite).



Source : d'après EDF

d'eau de l'ordre de 40 % du prélèvement (par évaporation), mais avec un prélèvement d'eau bien plus faible que pour une centrale à cycle ouvert. Par ailleurs, ce fonctionnement permet un échauffement plus faible du fleuve, par rapport à la température de prélèvement.

Quel que soit le mode de refroidissement, ouvert ou fermé, l'échauffement du milieu aquatique et les prélèvements d'eau sont limités par la réglementation pour être adaptés à la sensibilité de chaque site. En cas de canicule ou de sécheresse importante, susceptible de faire augmenter la température de l'eau et/ou diminuer le débit de la source froide, certains réacteurs doivent baisser leur production, voire s'arrêter, pour respecter ces contraintes réglementaires.

Les centrales concernées sont principalement celles situées en bord de fleuve ou de rivière. Par ailleurs, un réacteur avec un circuit de refroidissement fermé (i.e. avec aéroréfrigérant) est moins sensible au risque canicule ou sécheresse qu'un réacteur qui serait sur le même site avec un circuit ouvert : les prélèvements et l'échauffement de l'eau y sont en effet inférieurs à ceux des réacteurs en cycle ouvert et atteignent moins fréquemment les seuils réglementaires.

Pour autant, la localisation de la tranche est un critère majeur dans l'exposition au risque canicule ou sécheresse. Ainsi, une installation disposant d'un cycle ouvert au bord d'un fleuve à fort débit peut se trouver moins exposée au risque canicule ou sécheresse qu'une installation disposant d'un cycle fermé située à un endroit moins favorable.

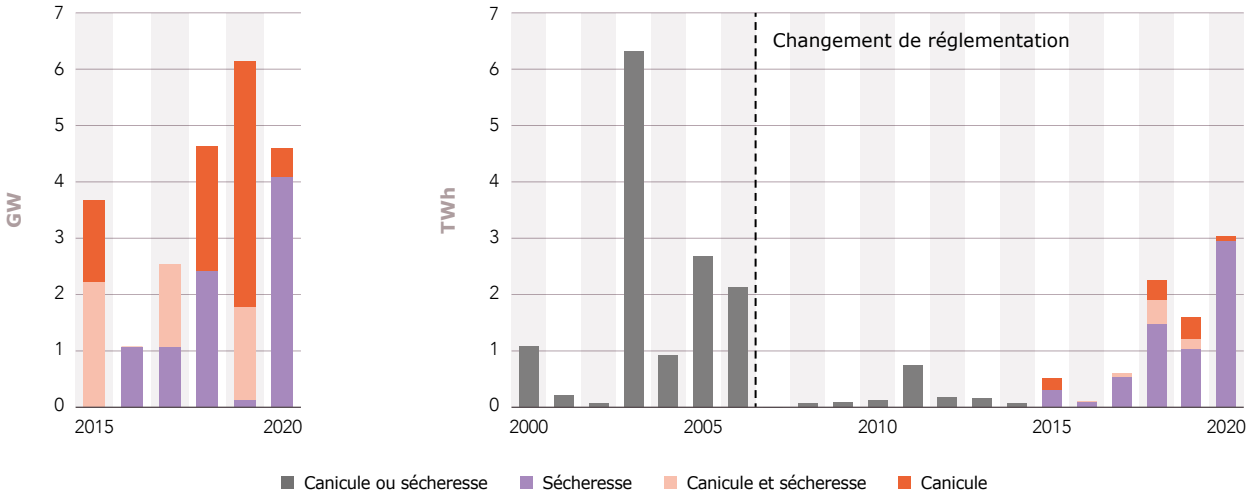
8.3.3.2 Les périodes de canicule ou de sécheresse ont conduit à des baisses de production du parc pouvant atteindre ponctuellement 6 GW

L'essentiel du risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse est aujourd'hui porté par un nombre limité de sites nucléaires. Sur les 14 dernières années, 90 % des pertes de production dues aux indisponibilités dites « climatiques » (i.e. indisponibilités liées aux canicules et sécheresses) ont ainsi été concentrées sur 4 des 18 sites.

À l'échelle annuelle, l'énergie perdue correspondant à ces indisponibilités est globalement limitée (moins de 1 % sauf en 2003 marquée par une canicule importante). Au début des années 2000, les pertes de productible ont atteint des niveaux significatifs avant de retomber à des niveaux bien plus faibles suite à une évolution de la réglementation à partir de 2006[7]. Depuis quelques années, une nouvelle augmentation significative des arrêts pour causes climatiques a néanmoins été constatée avec des pertes s'élevant à plusieurs térawattheures par an.

Si les volumes d'énergie en jeu à l'échelle annuelle peuvent apparaître faibles, la puissance coupée lors de ces aléas climatiques peut toutefois être ponctuellement conséquente. À titre d'exemple, lors de la canicule de juillet 2019, ces indisponibilités simultanées ont atteint près de 6 GW (soit environ 10 % de la capacité installée).

Figure 8.14 Historique des indisponibilités simultanées maximum (à gauche) et des pertes annuelles de production (à droite) pour cause de canicule et/ou sécheresse



Sources : données de 2000 à 2014 fournies par EDF ; données de 2015 à 2020 sur la plateforme Transparence

7. Loi n° 2006-686 du 13 juin 2006 relative à la transparence et à la sécurité en matière nucléaire

8.3.3.3 Le réchauffement climatique va accroître le risque d'indisponibilité lors de canicules ou de sécheresses pour les centrales actuelles en bord de fleuve

Le réchauffement climatique va conduire d'une part à un accroissement des périodes de canicule, d'autre part à une augmentation de la fréquence des sécheresses. Ces tendances auront un effet direct sur la source froide des réacteurs nucléaires, et potentiellement sur leur disponibilité. Les conséquences sur la disponibilité des réacteurs seront contrastées en fonction de leur type de source froide, de leur localisation, de leur technologie de refroidissement et de son dimensionnement.

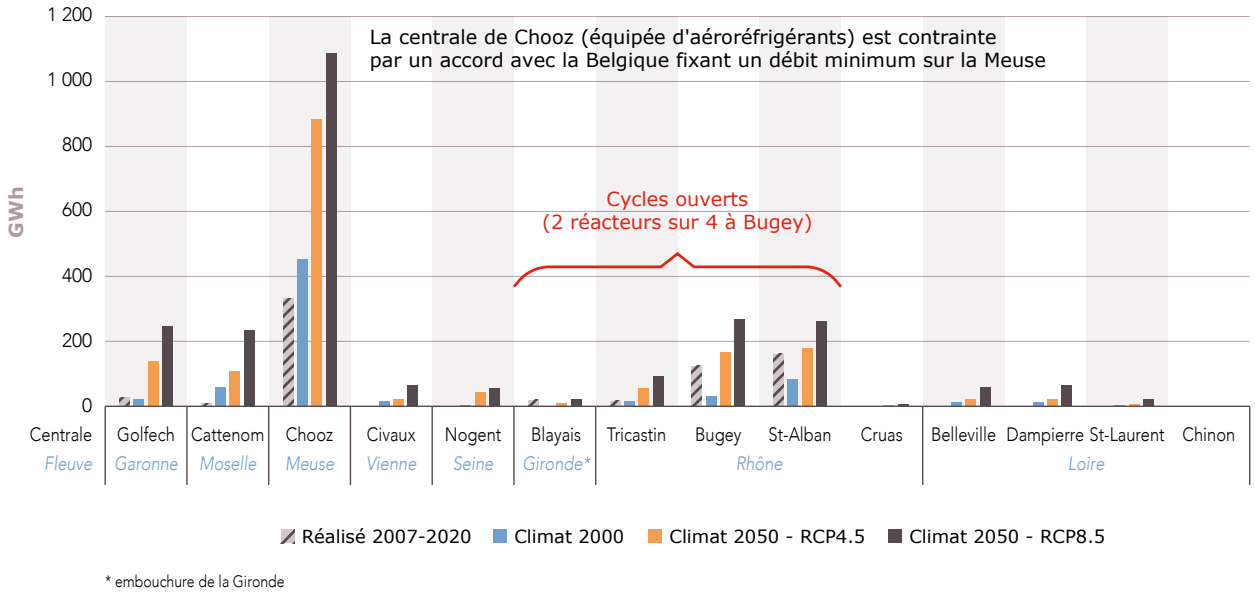
Pour les sites en bord de mer, des seuils environnementaux sont bien associés à leurs sources froides, mais le réchauffement climatique ne devrait toutefois pas induire leur dépassement, ni sur la base de la trajectoire RCP4.5, ni sur la base de la trajectoire RCP8.5.

Pour les sites en bord de fleuve, à réglementation inchangée et sans adaptation des installations existantes, les risques d'indisponibilité des tranches devraient augmenter, comme illustré sur la figure ci-dessous. Selon la modélisation utilisée et présentée dans le cadre des réunions du groupe de travail sur le climat (modèle croisant les données locales d'hydraulicité projetées en 2050, de température, les contraintes réglementaires et le type de réacteurs), le risque d'indisponibilité pour les réacteurs sensibles au climat pourrait augmenter d'un facteur deux à trois.

L'augmentation des indisponibilités liées aux canicules pourrait toutefois être contrebalancée par la mise en œuvre de leviers technologiques ou organisationnels sur les centrales, qui n'ont pas été intégrés à l'étude. En revanche, les leviers techniques permettant de maîtriser les effets des sécheresses longues sont plus limités.

Pour les éventuelles nouvelles installations nucléaires en bord de rivière ou de fleuve, le

Figure 8.15 Comparaison des pertes de production en énergie (GWh) annuelles simulées en cas de canicule et/ou sécheresse pour les centrales en bord de fleuve



* embouchure de la Gironde

recours à un fonctionnement en circuit fermé avec tour aéroréfrigérante est devenu obligatoire depuis l'arrêté du 7 février 2012 modifié. Celui-ci fixe les règles générales relatives aux installations nucléaires de base et prévoit que *« la réfrigération en circuit ouvert par de l'eau douce provenant du milieu ambiant est interdite, sauf mention explicite dans le décret d'autorisation »*. Pour les nouveaux réacteurs (dans les scénarios « N »), la modélisation retenue est équivalente à celle utilisée pour des centrales existantes à cycle fermé (approche conservatrice dans la plupart des cas).

8.3.3.4 À l'horizon 2050, dans les différents scénarios conservant des tranches nucléaires, le nombre de réacteurs arrêtés simultanément pour cause de canicule ou de sécheresse devrait progresser

À l'horizon 2050, le risque d'indisponibilité en cas de canicule ou de sécheresse sur le parc global va évoluer, sous les effets conjoints du réchauffement climatique et de la modification du parc.

La modification du parc, la localisation des tranches actuelles qui resteraient en service et le choix des sites d'implantation des nouvelles installations sont autant de paramètres qui influeront sur la disponibilité du parc lors des phases de canicule ou de sécheresse. Les résultats fournis ici sont basés sur des hypothèses retenues dans les scénarios présentés par RTE lors des travaux de concertation et qui ne préjugent en rien des choix qui seront effectués par l'exploitant. Des localisations alternatives des nouveaux réacteurs dans les scénarios « N » pourraient modifier le risque d'indisponibilité liée à la sécheresse ou aux canicules.

Figure 8.16 Monotones des pertes de production annuelle (TWh) du nucléaire pour cause de canicule et/ou sécheresse à l'horizon 2050

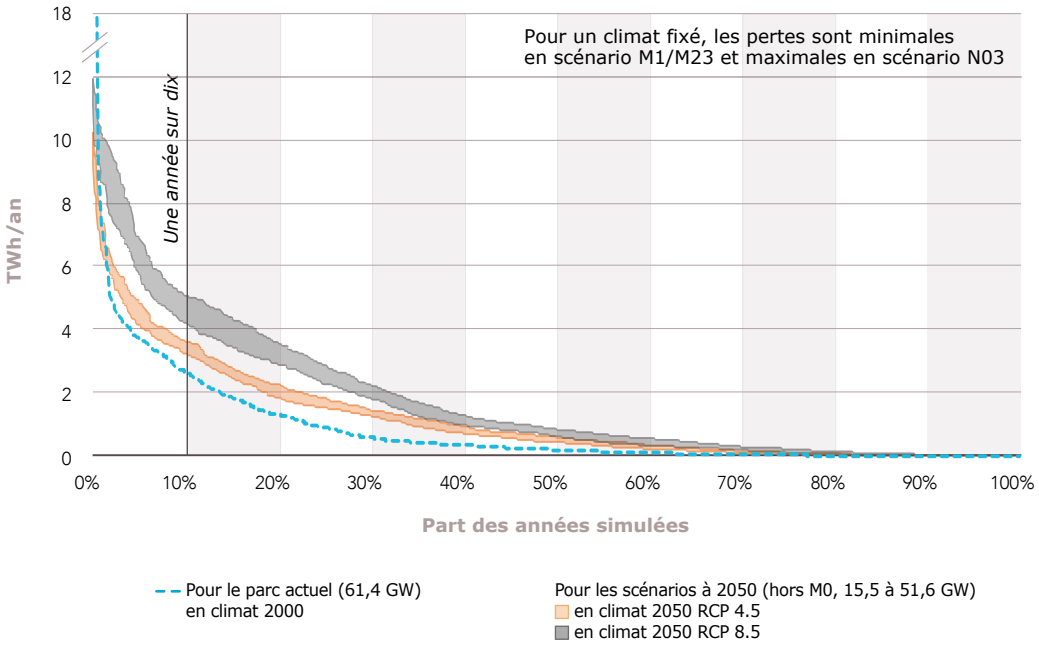
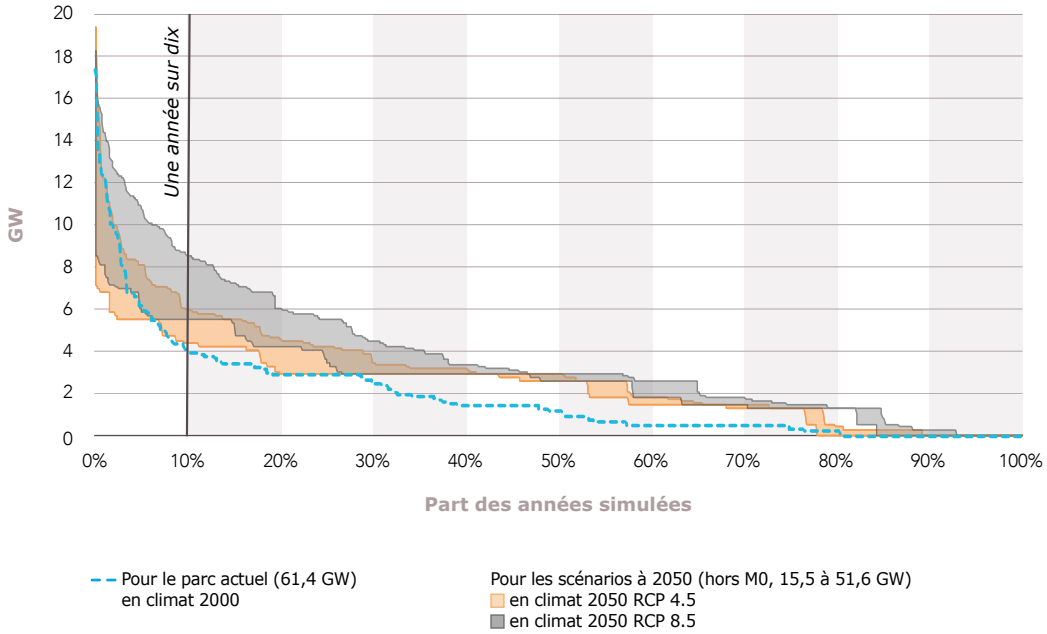


Figure 8.17 Monotones des maxima annuels de puissance (GW) simultanément indisponible pour cause de canicule et/ou sécheresse à l'horizon 2050



Sur la base de ces hypothèses, une légère dégradation de la production annuelle est attendue à l'horizon 2050, dans les trajectoires du scénario RCP4.5 ou RCP8.5. Ce productible annuel perdu reste néanmoins très faible en moyenne (de 1 à 2 TWh selon les scénarios de mix considérés), même s'il peut atteindre des niveaux bien supérieurs dans des configurations annuelles défavorables (plus de 10 TWh sur certaines années simulées).

Le risque en termes de puissance potentiellement coupée simultanément devrait également progresser. En 2050, selon les référentiels climatiques et les hypothèses considérées, le risque d'indisponibilité simultanée à une chance sur dix atteint ainsi 6 GW dans le scénario N03 sous la trajectoire RCP4.5, et 8,5 GW sous la trajectoire RCP8.5. Dans un contexte marqué par une augmentation de la pointe de consommation liée à la climatisation et des risques accrus de sécheresses à la fin de l'été, ces pertes de puissance disponible ne sont pas négligeables. Ceci montre l'intérêt de trouver des leviers pour minimiser la sensibilité du parc de réacteurs nucléaires au changement climatique, notamment en étudiant le positionnement des futurs réacteurs sur les fleuves peu contraints en matière de débits.

8.3.4 Des évolutions mineures de la production éolienne et solaire liées au changement climatique

8.3.4.1 Un facteur de charge éolien moyen qui évolue peu sous l'effet du climat, mais qui va augmenter avec le raccordement des parcs éoliens en mer

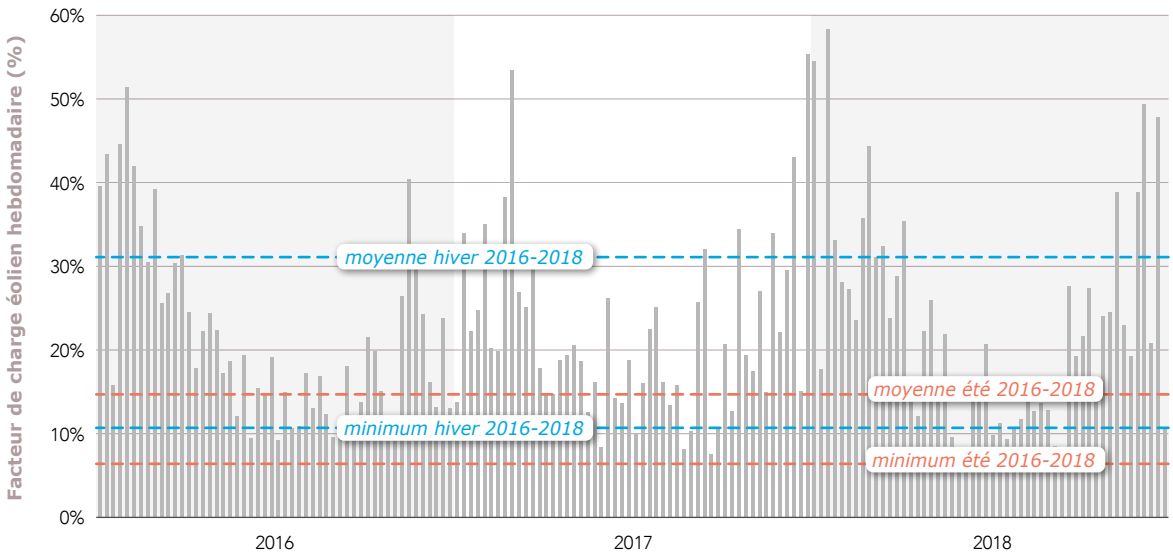
Les simulations climatiques réalisées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* ne montrent pas d'effet important du changement climatique sur le productible éolien *(voir 8.2.3).* La production éolienne reste en particulier caractérisée par une saisonnalité marquée (production plus forte en hiver qu'en été), et une forte variabilité d'une année à l'autre.

À l'horizon 2050, le facteur de charge de la filière éolienne évoluera en revanche largement du fait de l'évolution du parc, même si les projections à un tel horizon restent difficiles à estimer avec précision et seront dépendantes de la localisation précise des parcs :

- D'un côté, l'essor de l'éolien en mer, caractérisé par un facteur de charge moyen significativement supérieur à celui des installations à terre (~40 % contre 20-25 % pour l'éolien terrestre), aura un effet haussier sur le facteur de charge moyen de l'éolien déployé en France ;
- De l'autre, la croissance de la capacité éolienne terrestre pourra être marquée par des effets contraires, susceptibles de se compenser : les évolutions technologiques pourront améliorer les performances unitaires (sous réserve de la possibilité de déployer des installations plus hautes qu'à l'heure actuelle) mais, dans le même temps, les sites présentant les conditions de vent les plus favorables seront de plus en plus rares.

Dans l'ensemble, le facteur de charge de l'éolien devrait donc progresser, essentiellement sous l'effet du développement des parcs éoliens en mer. Cette évolution du mix conduit également à réduire la fréquence des périodes de faible production éolienne, grâce au foisonnement de la production à grande échelle.

Figure 8.18 Facteur de charge éolien hebdomadaire observé de 2016 à 2018



8.3.4.2 Un productible photovoltaïque peu affecté par le changement climatique et qui dépendra surtout du type d'installations déployées

L'analyse des effets du changement climatique met en évidence un impact limité sur la production photovoltaïque, toutes choses étant égales par ailleurs.

En revanche, l'évolution du facteur de charge dépendra plus largement des technologies déployées (avec ou sans dispositif de suivi type *tracker)*, du type d'installations privilégiées (au sol ou sur toiture) et de la répartition des installations sur le territoire : à titre d'exemple, le facteur de charge modélisé dans le scénario M1 (caractérisé par une part importante d'installations sur toitures réparties de manière diffuse sur le territoire) est légèrement plus faible que dans le scénario M23 (caractérisé à l'inverse par des grands parcs qui se développeraient dans les régions les plus favorables en matière de rayonnement solaire).

8.3.5 Le réchauffement climatique affecte également le dimensionnement des infrastructures de réseau

La capacité de transit des lignes aériennes du réseau de transport d'électricité est sensible à la température. En effet, le courant pouvant être transporté par une ligne est limité par le phénomène d'échauffement de la ligne, qui dilate les câbles et les rapproche du sol. Pour garantir la sécurité des populations et de l'environnement, l'intensité transitant dans la ligne ne doit pas dépasser un certain seuil.

En conséquence, la capacité de transit des lignes aériennes dépend de la température extérieure : plus celle-ci est élevée, moins la marge d'élévation en température causée par les transits d'électricité est importante. L'augmentation des températures associée au changement climatique devra donc être intégrée dans le dimensionnement du réseau (uniquement pour les lignes aériennes, les lignes souterraines étant *a priori* peu affectées par le changement climatique).

Les travaux menés par RTE visent à prendre en compte ces effets et à préparer l'adaptation de l'ensemble du réseau de transport d'électricité à l'évolution du climat à long terme. Au-delà de l'effet des températures, d'autres phénomènes sont également investigués dont les risques hydrauliques à proximité des cours d'eau.

8.4 Du fait de l'évolution du mix, l'équilibre du système électrique de demain est plus sensible aux conditions de vent et plus uniquement à la température

8.4.1 Une analyse de sécurité d'approvisionnement probabiliste, complétée par l'étude de stress tests climatiques spécifiques

8.4.1.1 Des questions récurrentes sur le fonctionnement du système dans certaines configurations météorologiques

L'intégration d'un haut niveau de production renouvelable variable suscite des interrogations récurrentes quant à la capacité à assurer l'équilibre offre-demande en électricité à tout instant. Le débat se cristallise tout particulièrement autour de la variabilité de la production éolienne et le fonctionnement du système électrique lors des périodes sans vent.

Cette interrogation légitime peut s'appuyer sur des exemples concrets que chacun peut observer : des épisodes pendant lesquels le facteur de charge est très faible en France, voire plus globalement en Europe, sont en effet régulièrement constatés.

Ces problématiques ont fait l'objet de nombreuses remarques au cours des réunions des groupes de travail techniques ainsi que dans les réponses à la consultation publique. Pour apporter des éléments d'éclairage sur ces questions, RTE a consacré une part importante de l'étude de sécurité d'approvisionnement à la réalisation de stress tests climatiques (périodes sans vent, canicules, sécheresses…), en complément de l'analyse probabiliste servant à dimensionner le mix de flexibilités.

8.4.1.2 Le dimensionnement du système électrique se fonde sur une analyse de risque intégrant la probabilité d'occurrence d'événements rares, notamment en matière de température et de vent

Comme dans tout secteur industriel, le « risque zéro » pour le système électrique est impossible à atteindre. Le choix du niveau cible de sécurité d'approvisionnement revient à déterminer les risques contre lesquels la collectivité souhaite se prémunir.

Comme évoqué à la partie 7.1.2.2, le dimensionnement du mix électrique, et notamment des capacités de flexibilités (stockage, centrales thermiques, flexibilité de la demande, hydraulique…), est fondé sur l'atteinte d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement conforme à l'actuel : le risque de se trouver en situation de manque de production est alors relativement faible mais pas totalement inexistant.

Il convient également de rappeler que les situations de déséquilibre entre l'offre et la demande ne conduisent pas, de manière générale, à un *blackout* généralisé. Dans ces situations, de nombreux leviers d'exploitation peuvent en effet être activés en premier lieu pour éviter toute coupure de consommateurs non volontaires et en second lieu pour circonscrire l'effet du déséquilibre à un nombre restreint de consommateurs. Dans un premier temps, RTE peut ainsi appeler des moyens post marché (interruption de grands sites industriels rémunérés à cet effet, recours à des contrats de secours auprès des autres gestionnaires de réseau européens ou encore réduction de la tension sur les réseaux de distribution). En dernier recours, RTE peut réaliser des délestages ciblés et tournants de consommation de manière à éviter une coupure généralisée. À l'horizon 2050, les technologies du numérique pourront en outre permettre des interruptions encore plus ciblées, consistant par exemple à n'arrêter que des usages non essentiels lors des situations éventuelles de déséquilibre.

S'agissant de l'analyse de sécurité d'approvisionnement, celle-ci est réalisée sur la base de la simulation de l'équilibre offre-demande électrique, dans de très nombreuses configurations d'aléas (aléas météorologiques mais également aléas techniques influant sur la disponibilité des centrales), incluant des événements extrêmes en matière de vent et de température. Dans certaines configurations étudiées, le facteur de charge descend ainsi à des niveaux très faibles, proches de zéro, même si la probabilité d'occurrence de ce type d'événements est très réduite. **En conséquence, les analyses de sécurité d'approvisionnement menées par RTE ne se fondent pas sur la notion de puissance garantie et encore moins sur l'hypothèse que le facteur de charge de l'éolien serait systématiquement supérieur à un certain pourcentage en hiver.** Au même titre que des vagues de froid ou de chaleur extrêmes sont représentées dans le référentiel climatique utilisé, des périodes sans vent sur l'ensemble de la France, voire sur une bonne partie de l'Europe, font également partie intégrante de l'ensemble des configurations considérées dans l'étude.

8.4.1.3 La nature des risques induits par les aléas météorologiques sur la sécurité d'approvisionnement en électricité va évoluer fortement d'ici 2050

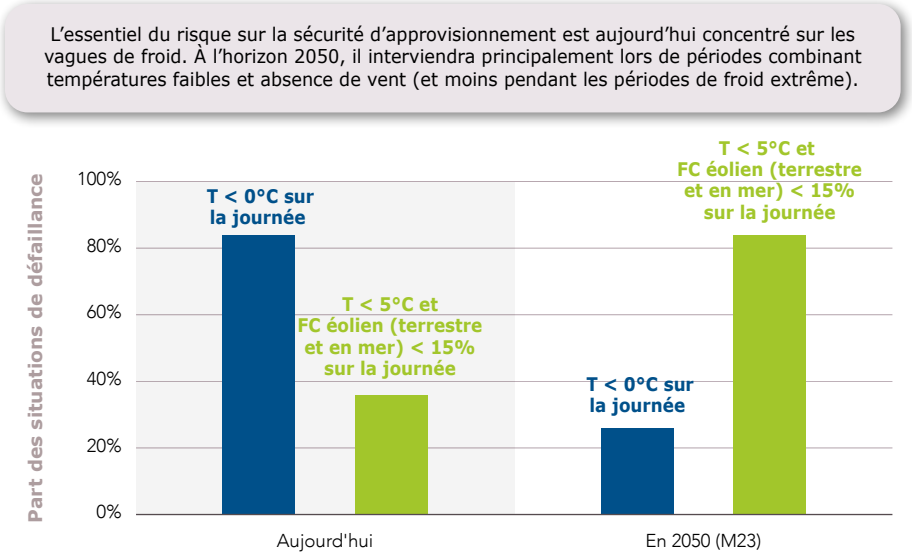
À l'horizon 2050, la nature des situations conduisant à un risque pour l'équilibre offre-demande d'électricité évolue fortement. Si à l'heure actuelle, le risque est essentiellement déterminé par l'occurrence de vagues de froid et par la disponibilité des réacteurs nucléaires, à long terme le système électrique sera plus fortement dépendant des conditions de vent. **En 2050, les configurations les plus à risque pour le système électrique correspondent ainsi à des situations de manque de vent conjugué à une température froide, en particulier sur l'ensemble de l'Europe.** Ces caractéristiques se retrouvent dans tous les scénarios à l'horizon 2050 du fait de la part significative de l'éolien en France et en Europe, même si la dépendance au vent est évidemment d'autant plus marquée dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables.

Ce risque peut être analysé sous deux angles : sa probabilité (intégrée dans la partie probabiliste de l'analyse) et ses conséquences (décrites dans les stress tests présentés dans la suite).

Du point de vue de l'analyse probabiliste, les indicateurs sur le risque de défaillance mettent en évidence la plus forte sensibilité à la production éolienne.

À l'heure actuelle, le risque de défaillance est largement concentré sur les situations de froid extrême et un peu moins sur les périodes de faible vent. En 2050 à l'inverse, l'essentiel des périodes de tension surviennent dans des cas combinant une température inférieure à 5°C et un facteur de charge éolien (terrestre et en mer) en France très bas, inférieur à 15% sur la journée (en 2050, cette conjonction intervient seulement dans environ 1,5% des heures d'une année). Néanmoins, l'apparition de ces conditions n'engendre pas systématiquement des défaillances. Celles-ci dépendront alors d'autres facteurs et notamment la disponibilité du reste du parc de production en France, ou encore de la possibilité d'imports.

Figure 8.19 Caractérisation des conditions climatiques communes aux épisodes de défaillance, en 2021 et en 2050 dans le scénario M23



8.4.2 Stress test n°1 « périodes sans vent » : des configurations qui deviendront de plus en plus contraignantes pour le système, même si elles ne conduiront à un risque de déficit de production que dans des cas spécifiques

Un premier type de configuration spécifique étudiée par RTE porte logiquement sur les périodes « sans vent » lors desquelles la production éolienne atteint des niveaux très faibles.

En pratique, la notion de « période sans vent » ne suffit pas à caractériser précisément les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement. En effet, une absence de vent n'engendre pas le même niveau de risque sur l'équilibre offre-demande selon qu'elle intervient en été ou en hiver, ou encore selon le niveau des températures et de l'hydraulicité. Les configurations intégrées dans l'analyse probabiliste réalisée par RTE représentent ainsi une multitude de combinaisons possibles entre les niveaux de température en France et dans le reste de l'Europe, les niveaux de vent en France et dans les autres pays, etc.

Dans l'essentiel des configurations avec faible vent en France, la sécurité d'approvisionnement est assurée : en effet, le dimensionnement du mix de capacités électriques est pensé pour garantir la résilience du fonctionnement du système dans la quasi-totalité des configurations considérées. Seules des situations spécifiques combinant différents aléas peuvent ainsi conduire à de la défaillance dans les différents scénarios.

La logique de l'approche par stress tests détaillée dans la suite conduit à se focaliser sur des exemples de situations sans vent possibles. Ces exemples ne peuvent être considérés comme représentatifs mais ont vocation à fournir des illustrations et une meilleure compréhension sur le fonctionnement du système dans des configurations particulières.

8.4.2.1 En été, lors des périodes sans vent, les moyens de production sont de manière générale largement suffisants pour couvrir la consommation, même sans recourir aux imports

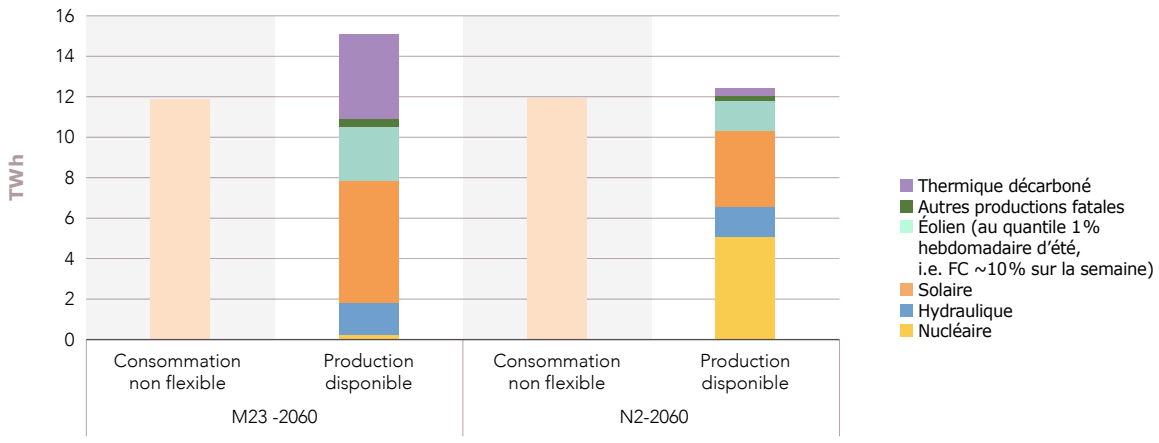
En été (voire en intersaison), les périodes sans vent engendrent un risque faible pour la sécurité d'approvisionnement électrique. Ceci s'explique notamment par une consommation généralement plus faible qu'en hiver et une forte production photovoltaïque qui, associées à de nombreuses flexibilités de court terme, permettent de pallier l'absence de vent. En complément, les centrales thermiques (notamment dans les scénarios « M ») et les imports peuvent être mobilisés pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande.

Dans l'exemple illustratif présenté ci-dessous, la production éolienne chute à des niveaux faibles (facteur de charge éolien à terre et en mer de l'ordre de 10 % en moyenne, correspondant au quantile 1 % pour une semaine complète d'été), tandis que la production solaire reste abondante : elle s'élève en moyenne à 80 GW en milieu de journée en 2060 dans le scénario M23, et à 50 GW dans le scénario N2. À elle seule, la production solaire couvre ainsi une large part des appels de puissance de consommation, qui sont en moyenne de 70 GW sur une journée d'été. À cette production s'ajouterait alors le reste du parc de production pilotable (hydraulique, nucléaire et thermique décarboné). Les cycles de stockage/déstockage des STEP et des batteries permettent en outre de fournir de la puissance en soirée et au cours de la nuit, tandis que la modulation de la demande conduit à placer l'essentiel de la consommation pilotable en milieu de journée.

Dans la majorité des cas étudiés, l'équilibre offre-demande pourrait même s'effectuer sans recourir aux imports. Ainsi, dans l'exemple présenté ici, lors des semaines dites « sans vent », l'énergie disponible en France pour produire de l'électricité est supérieure à celle nécessaire pour alimenter la consommation en moyenne, et ce dans l'ensemble des scénarios.

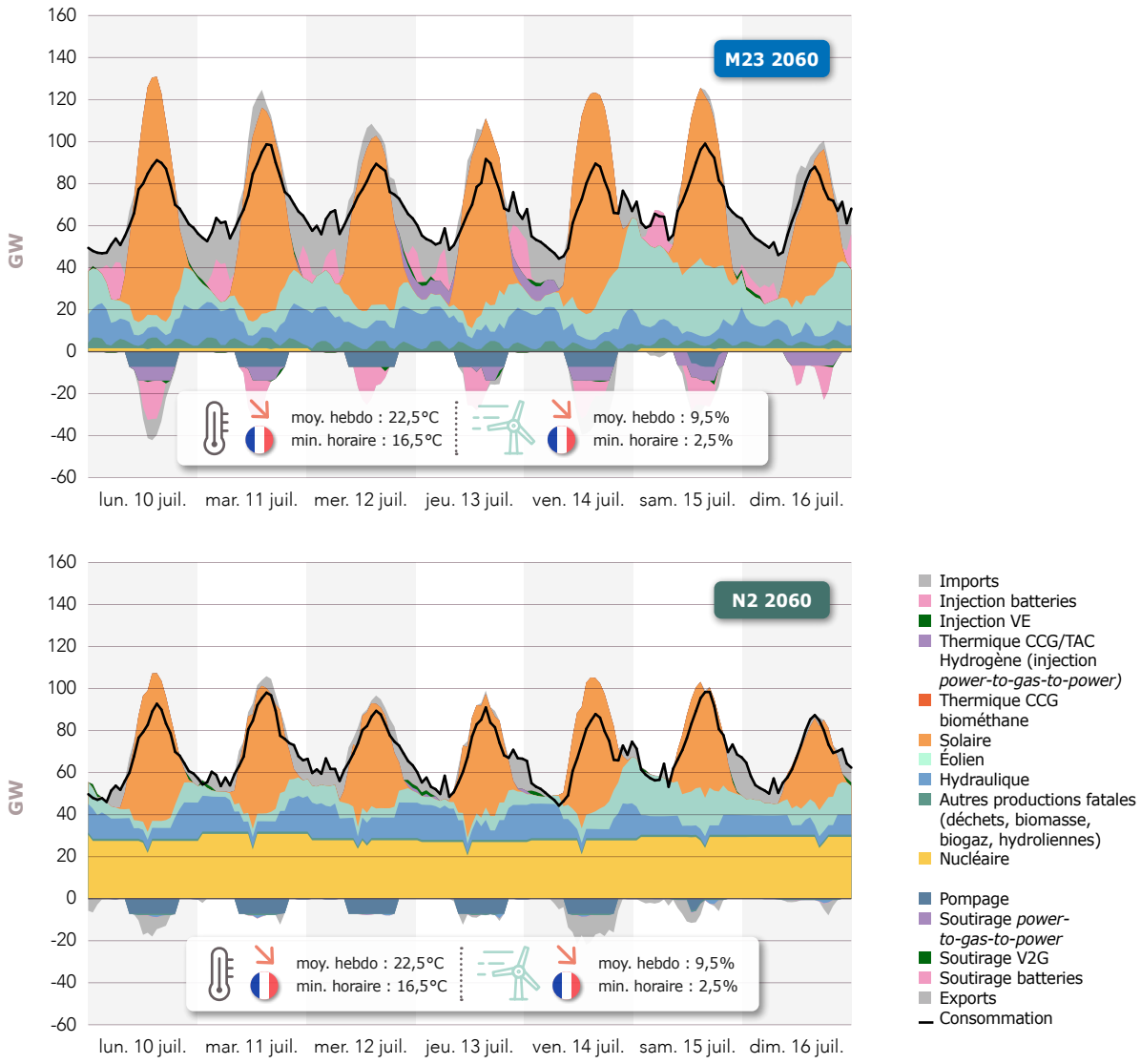
Pour autant, dans un système interconnecté, le recours aux imports n'est pas la conséquence d'un manque de production dans un pays, mais le résultat d'une optimisation économique via les marchés de l'électricité. Ainsi, des moyens de production (en particulier thermiques à flamme) peuvent être

Figure 8.20 Énergie moyenne de consommation et de production disponible en France lors d'une semaine moyenne d'été, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge hebdomadaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060



à l'arrêt en France dès lors que de la production moins chère est disponible ailleurs en Europe. L'exemple ci-dessus illustre une semaine d'été avec peu de vent durant laquelle les imports sont mobilisés alors que des capacités de production restent disponibles.

Figure 8.21 Fonctionnement du système électrique lors d'une même semaine d'été sans vent, dans les scénarios M23 et N2 à 2060



8.4.2.2 En hiver, lors des périodes sans vent hors vague de froid, l'équilibre offre-demande sera assuré grâce à un important socle de moyens de production pilotables et de flexibilités, ainsi qu'avec des possibilités d'imports

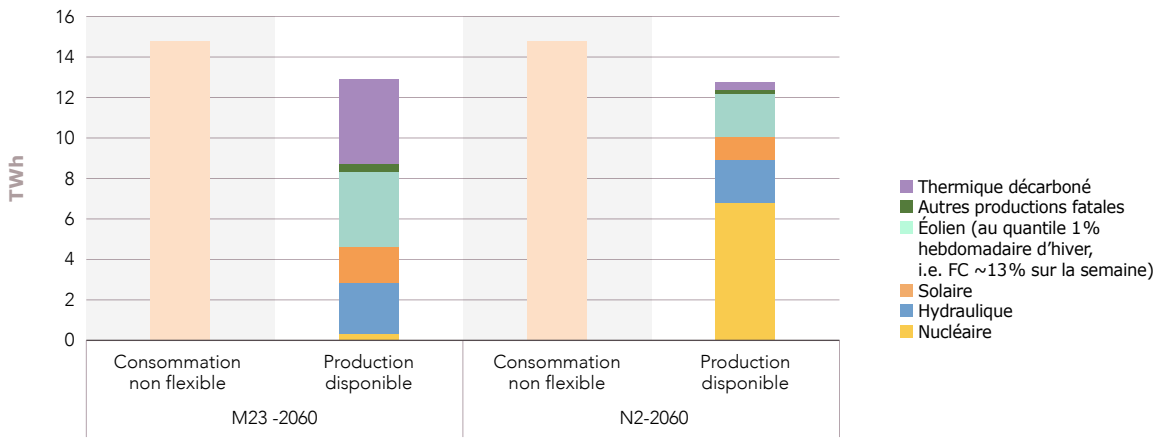
Les risques en cas de situations sans vent se concentrent donc principalement sur l'hiver. La production éolienne sera certes plus élevée qu'en été (au quantile 1 %, le facteur de charge hebdomadaire – pour les parcs terrestres et maritimes réunis – passe de 10 % en été à 13 % l'hiver), mais la consommation sera dans le même temps plus élevée du fait du recours au chauffage, et la production solaire plus réduite.

Dans ces situations, le système électrique reposera de manière accrue sur l'ensemble du parc de production et de flexibilités :

- la France disposera d'une part conséquente de production pilotable pouvant délivrer de l'électricité sur des périodes longues (hydraulique, nucléaire et thermique décarboné). Dans tous les scénarios, plusieurs dizaines de gigawatts sont ainsi disponibles. S'agissant du thermique décarboné, le dimensionnement des scénarios se fonde sur la disponibilité de stocks significatifs de gaz verts, permettant de couvrir des périodes de plusieurs semaines, et donc notamment des situations d'absence prolongée de vent.
- À ce parc pilotable s'ajoutent également, selon les scénarios, des capacités importantes de STEP et de batteries. Ces capacités flexibles sont essentielles pour couvrir les moments les plus critiques (soirées en semaine) mais ne peuvent fournir de l'énergie pendant des périodes longues de plusieurs jours.
- La couverture de la demande pourra aussi s'appuyer sur le socle de production renouvelable. Au-delà de la part fatale de l'hydraulique et des bioénergies, c'est en particulier le cas de la filière solaire, dont la production reste importante en milieu de journée d'hiver, avec par exemple en moyenne 40 GW en hiver dans le scénario M23 à 2060. Celle-ci permet par ailleurs de reconstituer des stocks, pour les STEP, les batteries voire l'hydrogène, pour que ceux-ci puissent contribuer au cours des soirées et des nuits.

Pour autant, en cas de vent faible, il sera plus difficile en hiver qu'en été de disposer de surplus de production en France pour l'optimisation complète des cycles de stockage/déstockage des flexibilités (du moins jusqu'à leur capacité de stockage et leur puissance maximale).

Figure 8.22 Énergie moyenne de consommation et de production disponible en France lors d'une semaine moyenne d'hiver, lors de très faible vent (quantile 1% de facteur de charge hebdomadaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060



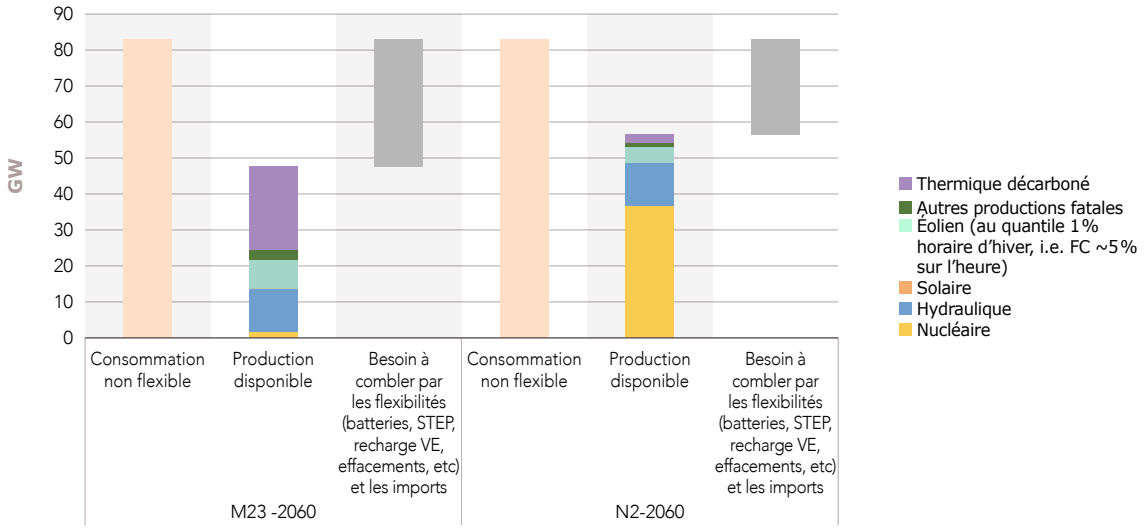
Dans ce contexte, la seule production en France ne permet pas, en général, de couvrir les besoins de consommation, ni dans les scénarios de type M, ni dans les scénarios de type N. La figure ci-contre montre ainsi que pour une semaine moyenne d'hiver, mais pour laquelle les conditions de vent seraient particulièrement défavorables (quantile 1 %), de l'ordre de 1 à 2 TWh seraient à fournir par les imports (soit de l'ordre de 10 % de la consommation française sur une telle semaine).

La nécessité d'importer dans certaines situations particulières n'est néanmoins pas nouvelle. Aujourd'hui, le système électrique français, bien que globalement exportateur sur l'année, peut se trouver importateur sur quelques jours par an, essentiellement en hiver.

Au-delà de la production disponible à l'échelle hebdomadaire, des questions se posent aussi sur la faculté à couvrir les appels de puissance importants lors de la pointe du soir. L'exemple présenté ci-dessous illustre ainsi le passage de la pointe de consommation à 19 h un jour peu venteux en 2060 (avec un facteur de charge correspondant au quantile 1 % à l'échelle horaire en hiver, i.e. de l'ordre de 5 %). Au-delà de la production disponible en France, une partie de la consommation serait à alimenter soit grâce à du stockage en France (batteries et STEP), soit grâce à du report de consommation (recharge des véhicules électriques et effacements), soit à fournir par des imports.

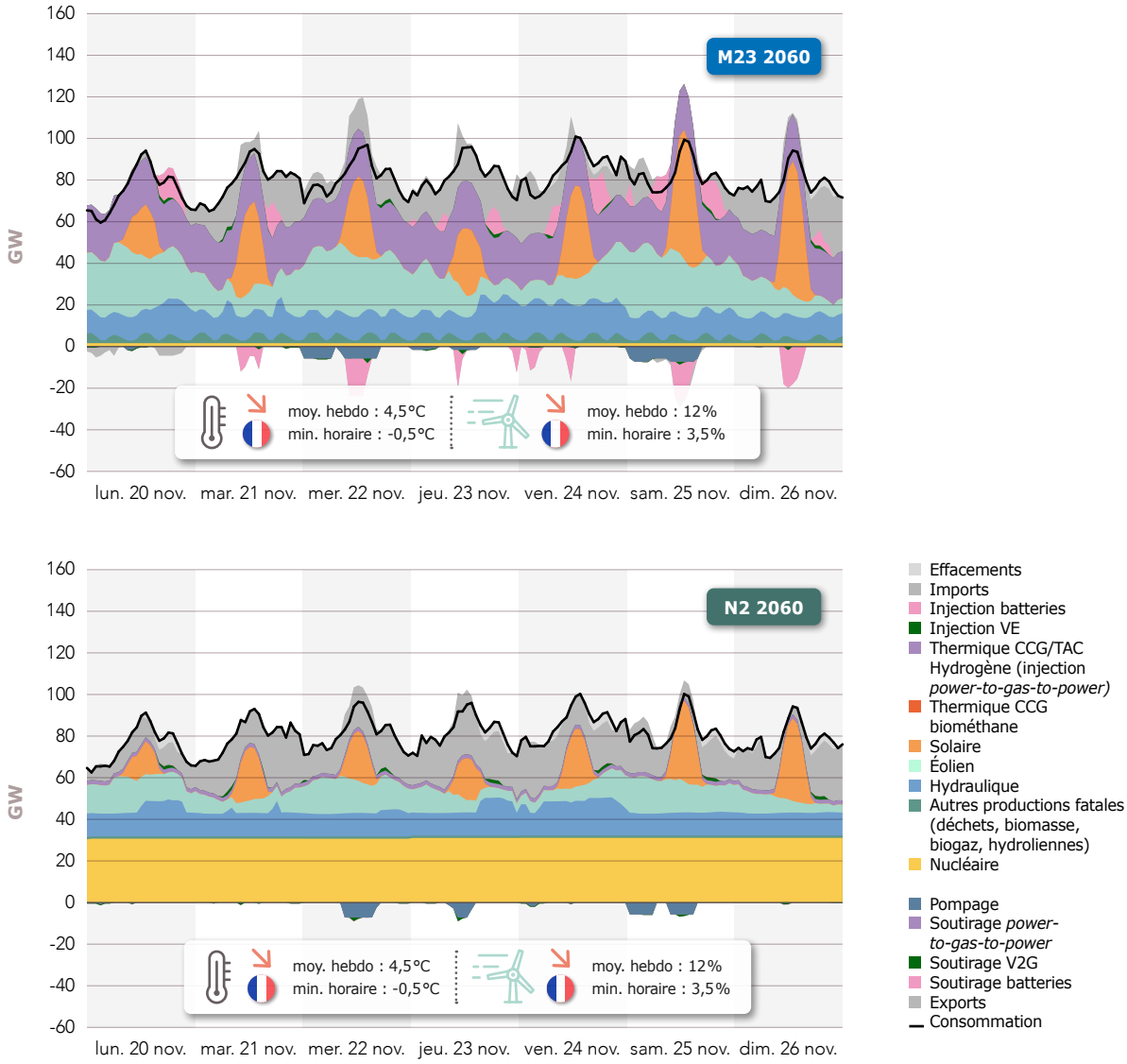
Dans le cas où des imports ne seraient pas accessibles, le mix électrique pourra ainsi s'appuyer sur un grand nombre d'usages flexibles et dont la consommation pourrait être déplacée hors des périodes de tension (recharge des véhicules électriques, pilotage de l'eau chaude sanitaire, flexibilité des électrolyseurs, et effacements de consommation). La puissance moyenne effaçable de ces usages est d'environ 17 GW dans la trajectoire de référence à 2050 et 2060, et pourrait atteindre des valeurs notablement plus élevées dans certaines configurations plus favorables en matière d'adhésion des consommateurs à la flexibilité *(voir 7.3.2).*

Figure 8.23 Contribution moyenne à la pointe de consommation de 19 h en hiver, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge horaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060



La figure qui suit permet d'illustrer le fonctionnement du système électrique lors d'une période de vent faible (avec un facteur de charge pour l'éolien terrestre et maritime de près de 12 % sur la semaine, soit légèrement plus bas que le quantile 1 % pour une semaine d'hiver), à nouveau pour les scénarios M23 et N2.

Figure 8.24 Fonctionnement du système électrique lors d'une même semaine d'hiver sans vent, dans les scénarios M23 et N2 à 2060



8.4.2.3 En période d'absence de vent en France, des possibilités d'imports existent la plupart du temps

Dans la plupart des configurations étudiées, l'équilibre offre-demande d'électricité en France pendant les périodes de faible vent peut s'appuyer sur une contribution significative des imports. Cette analyse ne repose pas sur l'idée que des pays voisins réserveraient systématiquement de la capacité pour «aider» à l'équilibre offre-demande en France mais sur le fait que dans les configurations étudiées, les pays voisins disposent souvent de larges marges de production qui peuvent donc être utilisées pour exporter de l'électricité vers la France.

Plusieurs effets peuvent expliquer que cette contribution des imports soit aussi significative lors des périodes de faible vent malgré une possible corrélation entre les facteurs de risque en France (situations froides et sans vent) et les facteurs de risque sur le reste de l'Europe :

(i) De façon analogue à la France, l'intégration d'une part importante d'énergies renouvelables variables en Europe poussera nécessairement l'ensemble des pays à disposer d'un certain nombre de capacités pilotables et flexibles afin d'assurer leur propre sécurité d'approvisionnement. Lors de périodes à faible production éolienne en Europe de l'Ouest, les autres productions renouvelables joueront également un rôle clé pour l'approvisionnement. C'est notamment le cas de la production solaire, en particulier dans les pays du sud de l'Europe qui pourraient disposer de très grandes capacités sur cette filière et dont l'abondance en milieu de journée pourra permettre d'alimenter les pays voisins. L'analyse montre aussi que les grands parcs hydrauliques de Scandinavie et d'Europe centrale (par exemple d'Autriche) amortiront sensiblement les besoins.

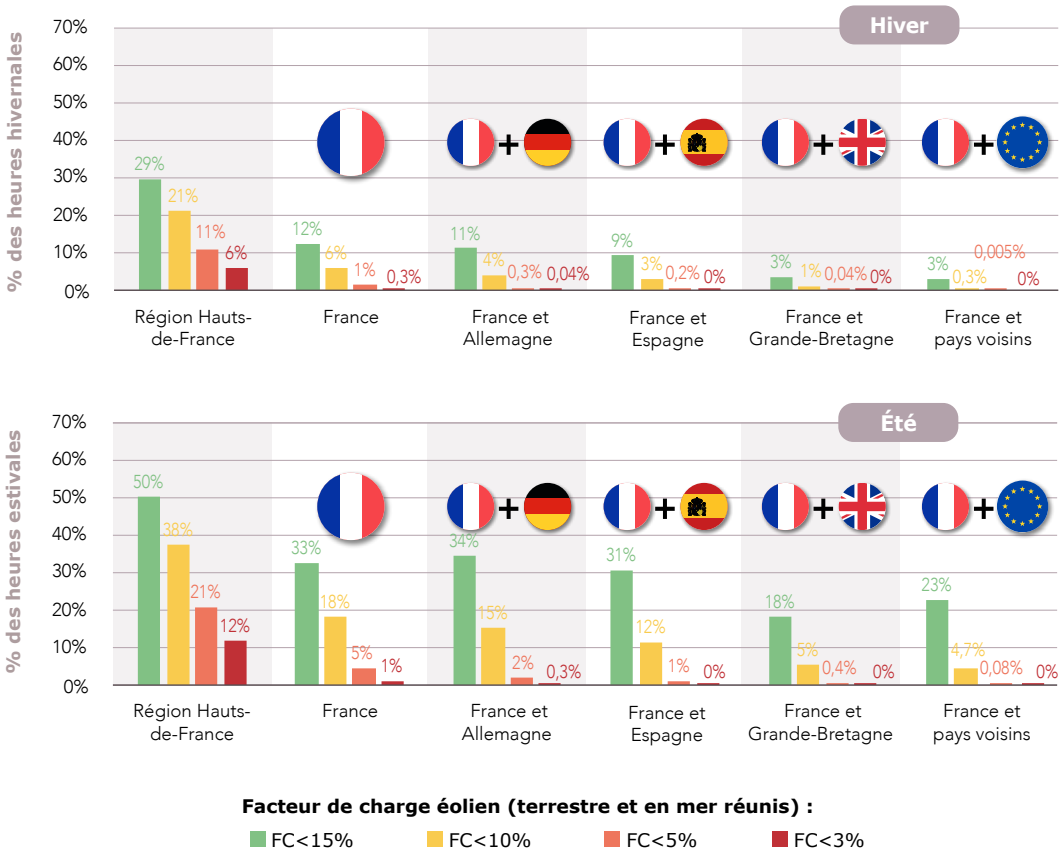
(ii) Les profils de consommation en Europe sont par ailleurs différents selon les pays, qui ne présentent pas la même sensibilité aux aléas. Les heures de lever et de coucher du soleil jouent sur les pointes de consommation, les besoins d'éclairage nocturne ne sont pas les même au nord et au sud de l'Europe, et les habitudes de vie et les spécificités nationales conduisent à des profils de consommation présentant aujourd'hui des différences. Au-delà de la désynchronisation partielle des pointes de consommation nationale, la consommation européenne disposera d'un grand nombre d'usages flexibles et reportables lors des périodes de tension, au même titre que la France.

(iii) Enfin, au-delà de la structure des mix européens, il est important de rappeler que la grande majorité des épisodes de vent faible en France ne seront pas simultanés avec une faible production éolienne sur l'ensemble de l'Europe. En effet, la diversité des situations de vent au sein d'une zone géographique conduit à une décorrélation partielle et un certain degré de foisonnement, rendant la production éolienne d'autant plus stable que celle-ci est considérée à une maille géographique large. Certains pays disposent par ailleurs de vents plus forts et de grands parcs en mer (en particulier la Grande-Bretagne, dont les facteurs de charge éoliens sont notablement plus élevés que ceux de la France). Dans le cas où le vent serait particulièrement faible en France, il demeure possible que les conditions de vent soient plus favorables dans le reste de l'Europe.

L'analyse montre par ailleurs que le phénomène de foisonnement est plus fréquent au cœur de l'hiver que sur le reste de l'année. Cet aspect est globalement favorable pour la gestion de l'équilibre offre-demande, puisque c'est au cours de l'hiver que se présentent la majorité des risques de tension pour le système électrique *(voir 7.7.2).*

Ainsi, le facteur de charge éolien (terrestre et en mer réunis) est inférieur à 10 % pendant 6 % des heures hivernales en France, mais ce taux se réduit à 4 % sur le périmètre de la France et de l'Allemagne (souvent scruté dans les débats), et même à 0,3 % si l'on élargit le périmètre à la France et ses voisins directs.

Figure 8.25 Pourcentage des heures hivernales et estivales avec un faible facteur de charge éolien, à différents périmètres géographiques, dans M23-2050, pour l'hiver (en haut) et l'été (en bas)



À l'inverse, en été, la probabilité d'être confronté à un facteur de charge horaire en dessous de 10 % sur la France et ses pays voisins est de l'ordre de 5 %. Les risques d'occurrence d'absence de vent sont donc plus faibles en hiver qu'en été.

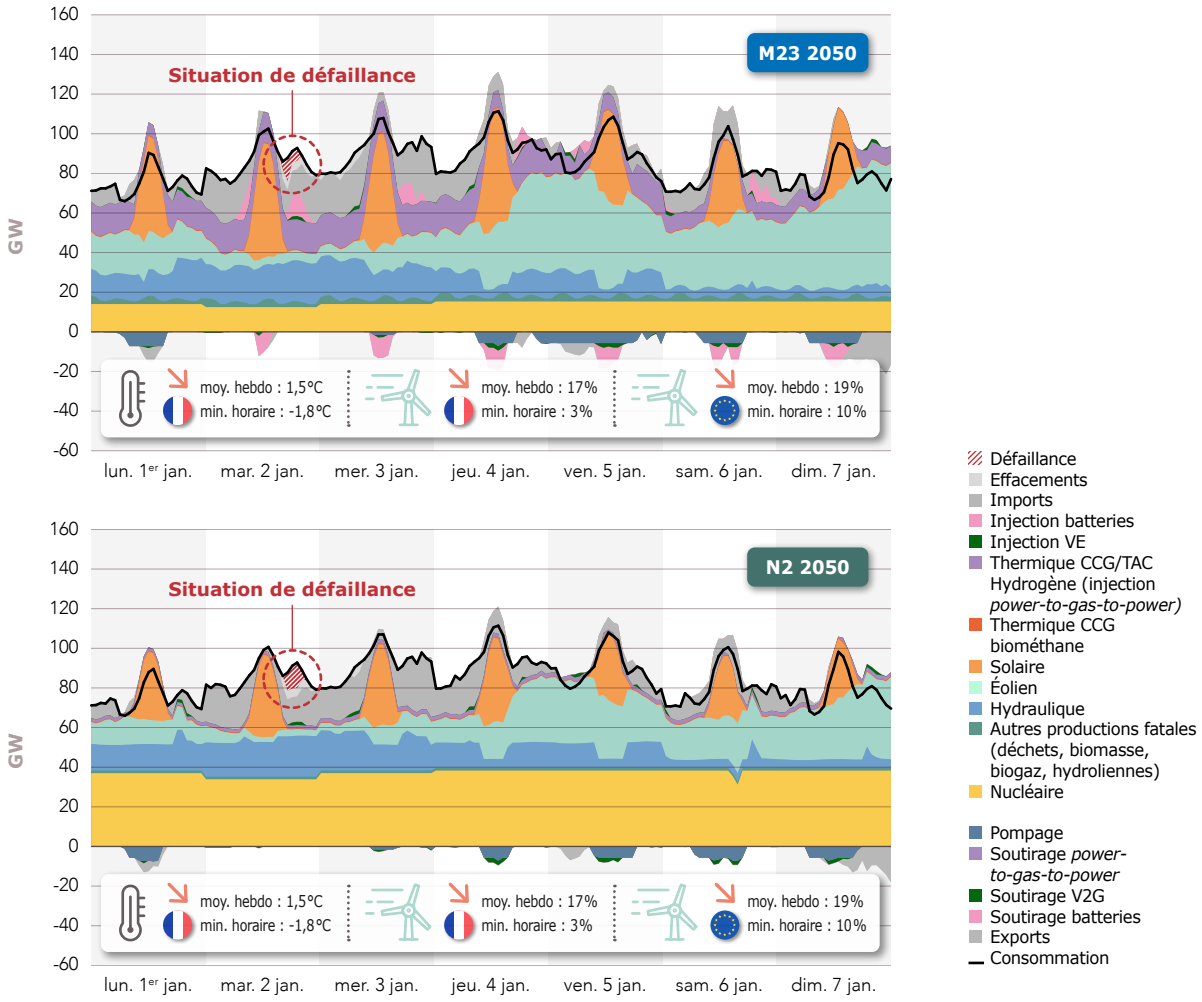
Des situations de vent faible sur une large part de l'Europe de l'Ouest ne sont pas à exclure mais leurs probabilités d'occurrence sont extrêmement faibles.

8.4.2.4 En hiver, lors des périodes sans vent en Europe combinées à des vagues de froid, des situations de défaillance sont possibles

Par rapport à aujourd'hui, l'évolution du mix conduit à augmenter la résilience à une vague de froid, mais aussi à réduire celle à des épisodes sans vent. **Étant donné le critère de dimensionnement du système électrique présenté dans la partie 7.1.2.2, dans certaines configurations extrêmes de conjonction de froid et de très faible vent, le système électrique français peut être marqué par un déséquilibre entre l'offre et la demande (aussi appelée « situation de défaillance »), et ce, quel que soit le scénario de mix considéré.**

Les exemples ci-dessous permettent d'illustrer ce type de configuration pour les scénarios M23 et N2 en 2050. Dans les deux scénarios, sur la semaine d'hiver considérée, la consommation atteint des valeurs très élevées, avec des pointes de l'ordre de 110 GW, du fait de températures froides, de l'ordre de 1°C en moyenne journalière sur la France. Ces

Figure 8.26 Fonctionnement du système électrique lors d'une conjonction d'aléas de température basse et de vent faible en 2050



niveaux de température sont bas, dans la mesure où ils apparaissent en général seulement quelques jours par an en 2050 dans le référentiel climatique considéré intégrant le changement climatique, mais ils ne sont pas extrêmes et restent loin des niveaux susceptibles d'être atteints à une fréquence décennale (-4 °C). En revanche, la situation est rendue délicate sur le plan de l'équilibre offre-demande par la combinaison de ce froid avec des niveaux très faibles de vent, provoquant des pics extrêmes de consommation résiduelle. Alors que la demande est élevée sur l'ensemble de la semaine considérée, les risques de défaillance apparaissent lors du creux de production éolienne en France (facteur de charge horaire pour les parcs terrestres et maritimes de l'ordre de 3 % au plus bas) et à une heure où la production solaire est nulle (début de soirée).

Les moyens pilotables en France (hydraulique, nucléaire, thermique décarboné, batteries) et la flexibilité de la demande sont alors mobilisés pour contribuer à l'équilibre offre-demande mais peuvent ne pas suffire sur certaines heures de la semaine les plus tendues. Par ailleurs, le système électrique français a recours à des imports pour une partie de son approvisionnement sur la semaine considérée mais les interconnexions ne sont pas utilisées à leur capacité maximale, du fait d'un manque de moyens disponibles également dans les pays voisins.

En effet, les conditions météorologiques en France ne sont pas à elles seules source de défaillance. Les tensions pesant sur la sécurité d'alimentation se matérialisent essentiellement dans le cas où ces aléas météorologiques surviendraient concomitamment sur une large part de l'Europe – ce qui est possible et fait partie des situations modélisées par RTE.

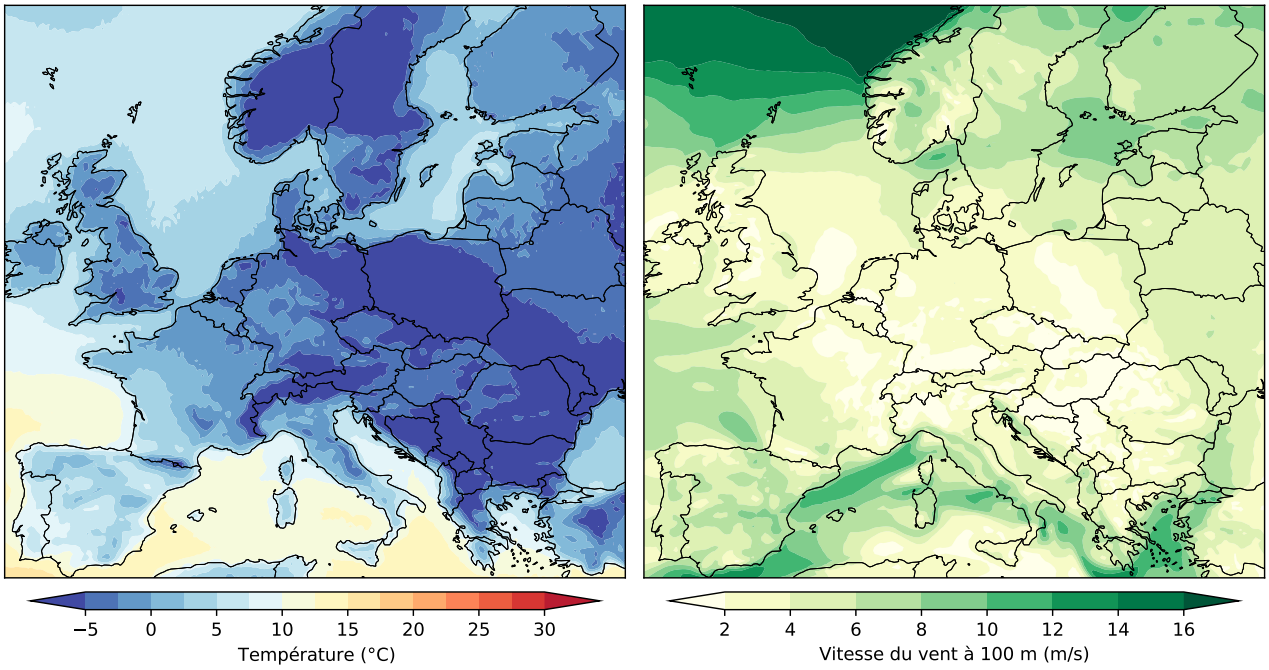
Dans cet exemple, des températures largement négatives sont constatées dans la majeure partie de l'Europe tandis que, dans le même temps, de très faibles vitesses de vent sur toute l'Europe centrale et la mer du Nord entraînent des facteurs de charge éoliens très bas dans la plupart des pays *(cf. figure 8.27)*. La combinaison de la forte consommation (conséquence du froid) et de la faible production éolienne dans la majorité des pays européens limite alors les possibilités d'imports de la France depuis les pays voisins : lors de l'épisode de défaillance, la France ne peut importer qu'entre 10 et 15 GW alors que des imports de l'ordre de 30 GW sont observés à d'autres périodes de cette même semaine.

Dans cette situation, la puissance potentiellement délestée serait de l'ordre de 4 à 10 GW pendant quatre heures consécutives : cela signifie que sur cette période, de l'ordre de 5 à 10 % des consommateurs seraient coupés de manière temporaire. Ce type de situation reste toutefois rare et n'intervient qu'une fois tous les vingt ans environ dans le référentiel climatique projeté en 2050. Se couvrir contre ce type de situation nécessiterait des moyens de flexibilité supplémentaires, et donc augmenterait le coût du système.

Cet exemple est représentatif des situations météorologiques les plus problématiques pour l'équilibre offre-demande à long terme (au même titre que les vagues de froid actuellement). Les épisodes de défaillance, quel que soit le scénario, combinent deux caractéristiques principales :

- des **vents faibles sur une grande partie de l'Europe,** notamment les zones où sont installés la majorité des parcs éoliens : nord de la France, mer du Nord et les pays qui la bordent de l'Angleterre à la Scandinavie. Sur ces zones, en moyenne sur l'ensemble des journées menant à une défaillance en France en 2050, il y a moitié moins de vent que la moyenne hivernale.
- des **températures basses sur une grande partie de l'Europe.** En moyenne sur l'ensemble des journées menant à une défaillance en France en 2050, la température est de l'ordre de 5°C à 7°C inférieure aux normales hivernales, en France mais aussi en Belgique, aux Pays-Bas ou encore en Allemagne.

Figure 8.27 Cartes de température (à gauche) et de vitesse de vent[8] (à droite) moyennes sur la journée du 2 janvier, menant à une situation de défaillance dans l'exemple de la figure 8.26

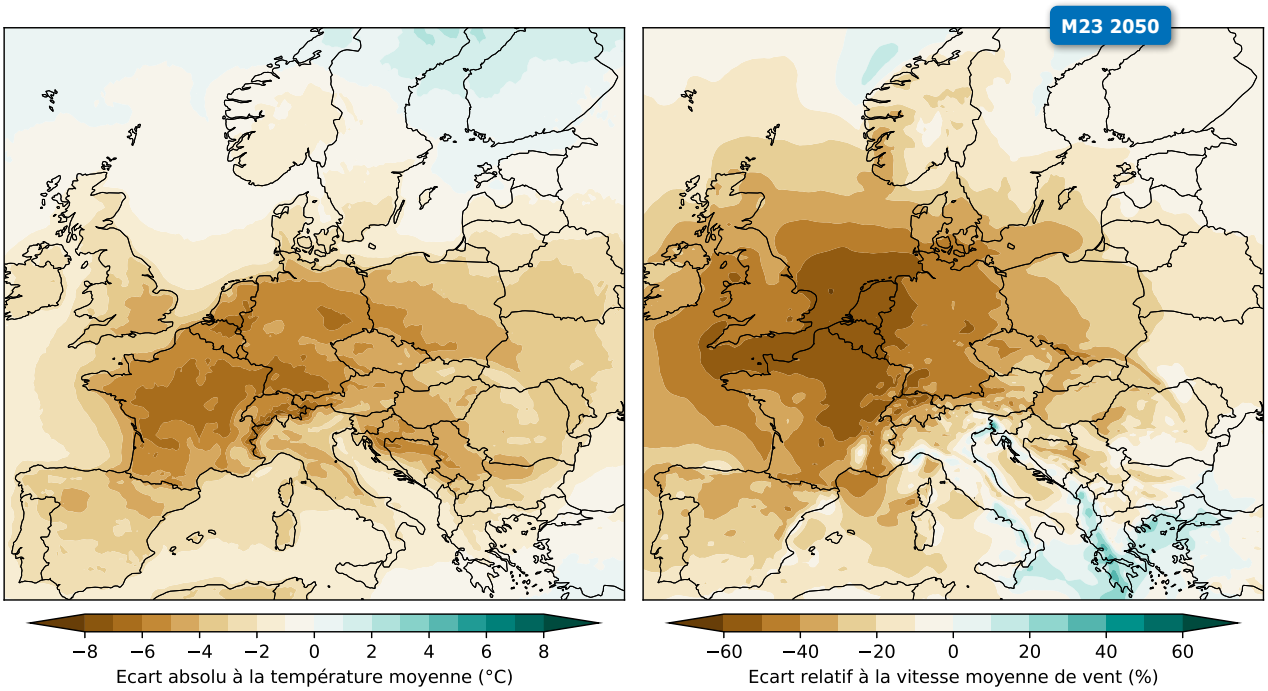


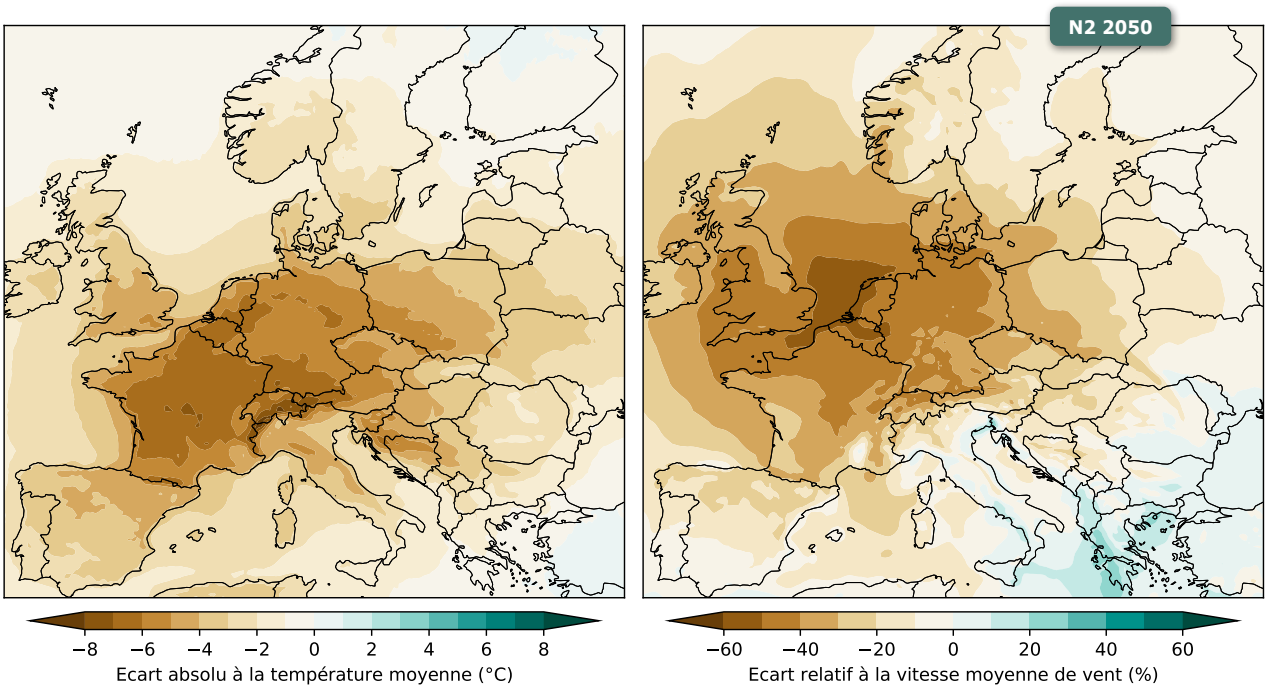
Ces conditions météorologiques combinant froid et manque de vent sur une grande partie de l'Europe entraînent des risques de défaillance dans tous les scénarios considérés, du fait de la part croissante de l'éolien dans le mix. **Les scénarios de mix avec des parts importantes d'éolien sont logiquement plus sensibles au manque de vent, avec des situations de défaillance caractérisées par un vent très faible sur l'ensemble de l'Europe, et en particulier sur la mer du Nord. Les scénarios avec une part plus importante de nucléaire sont quant à eux plus sensibles aux vagues de froid.**

Ainsi, dans tous les scénarios mais plus particulièrement ceux dans lesquels la capacité nucléaire est la plus faible, les épisodes de vent faible sur l'ensemble de la plaque européenne et de températures basses constituent des périodes de stress, dont les plus sévères conduisent à du délestage. Ces épisodes existent et ont été rencontrés dans les années passées (par exemple sur la journée du 20 janvier 2016).

8. Vitesse à une hauteur de 100 m (soit environ la hauteur des éoliennes). Les éoliennes démarrent à partir d'une vitesse d'environ 3 m/s et atteignent leur puissance maximale pour des vents de l'ordre de 10 à 15 m/s.

Figure 8.28 Cartes des écarts en température et en vitesse de vent de la moyenne des jours menant à une situation de défaillance en France dans les scénarios M23 ou N2 en 2050, par rapport à la moyenne sur l'ensemble de l'hiver (novembre-février)





8.4.3 Stress test n°2 « canicules » : une tension accrue sur le système électrique mais un risque qui reste maîtrisé en s'appuyant sur une forte production solaire et sur la sollicitation de capacités de flexibilité importantes

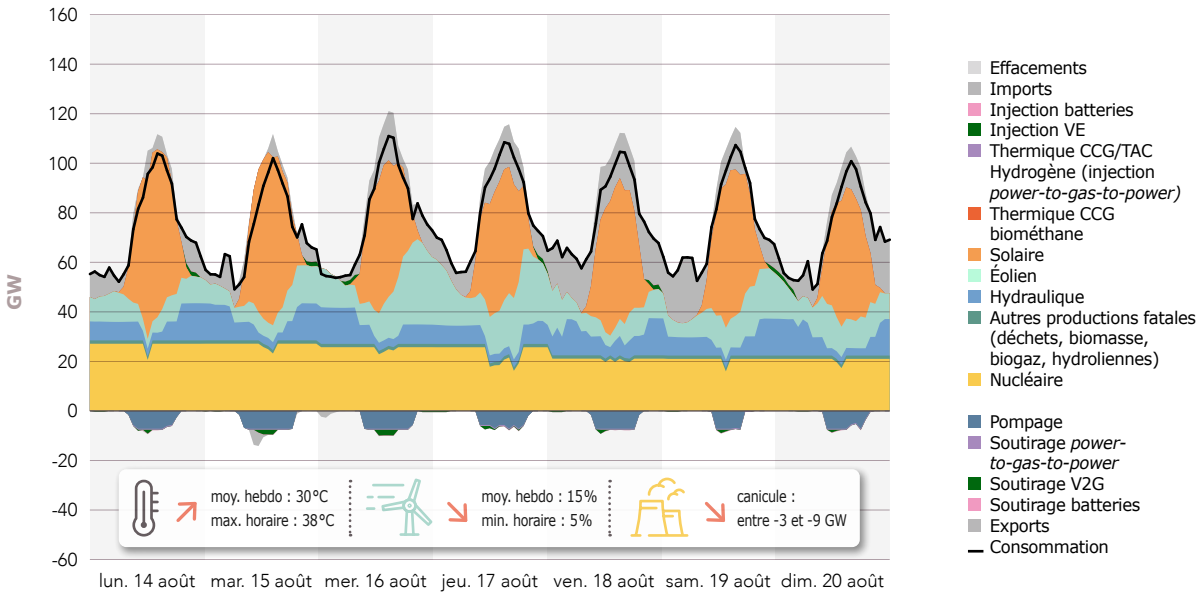
Le fonctionnement du système électrique lors des périodes de canicule constitue également un point d'attention important dans l'analyse du système électrique. En effet, la canicule est susceptible d'affecter largement les différents déterminants en matière de consommation et de production : pic de consommation lié à la climatisation, effets sur le rendement et la disponibilité des centrales thermiques et nucléaires, dégradation du rendement des panneaux photovoltaïques (lors des situations d'extrême chaleur), corrélation avec un niveau de vent relativement faible, etc.

Cette sensibilité du système aux épisodes de canicule n'est pas nouvelle et se retrouve dans les expériences récentes. En août 2003, l'épisode caniculaire avait conduit à limiter la production nucléaire de plusieurs gigawatts, ce qui avait eu pour conséquence de réduire les marges d'exploitation et s'était traduit par des prix très élevés sur les marchés de plus de 1 000 €/MWh. Plus récemment, fin juillet 2019, la canicule avait amené à atteindre une consommation de près de 60 GW (dont environ 14 GW dus à la climatisation) et à réduire la disponibilité du parc nucléaire de près de 6 GW. Lors de cet épisode, les filières éolienne et solaire ont contribué à l'équilibre offre-demande avec près de 8 GW en milieu de journée et encore 4 GW à 19 h lors de la journée la plus chaude. Même réduites, les marges d'exploitation étaient toutefois restées suffisantes, avec des nombreuses centrales thermiques à l'arrêt et démarrables rapidement.

Sur des horizons de long terme, les effets du changement climatique et l'augmentation attendue de la fréquence et de l'intensité des vagues de chaleur *(voir 8.2.1)* conduisent à porter une attention accrue à ces configurations.

Dans les simulations réalisées pour les *Futurs énergétiques 2050*, de nombreuses vagues de chaleur plus intenses et plus longues que celles

Figure 8.29 Fonctionnement du système électrique lors d'une canicule avec un faible vent dans le scénario N2 en 2050



observées historiquement sont représentées. Pour l'essentiel de ces configurations, la simulation ne montre pas de tension spécifique sur l'équilibre offre-demande. Même si la consommation atteint des niveaux importants au cours de ces périodes et que des réacteurs nucléaires sont indisponibles en même temps, l'équilibre entre production et consommation peut être assuré grâce à :

- une production photovoltaïque très conséquente, en particulier en milieu de journée, les situations de canicule étant très généralement associées à un rayonnement solaire important et une faible nébulosité ;
- une sollicitation importante des flexibilités «de court terme» notamment de la flexibilité de la demande, des batteries ou encore des STEP permettant de maximiser l'utilisation de la production photovoltaïque soit en plaçant de la consommation en milieu de journée, soit en stockant de l'énergie sur cette période afin de la restituer la nuit ;
- en complément, la sollicitation de la production thermique (centrales à hydrogène) ou les imports permettra d'assurer l'équilibre offre-demande en cas de besoin complémentaire.

À titre d'illustration, un exemple de situation de canicule combinée à une faible production éolienne est présenté sur la figure ci-contre. Dans cette configuration, la température atteint des niveaux plus élevés que lors de la canicule de 2003 avec des températures moyennes journalières[9] supérieures à 30 °C, entraînant des pics de consommation de plus de 100 GW dont 28 GW dus à la climatisation, tandis que le facteur de charge éolien reste faible et descend parfois autour de 5 % seulement. La canicule affecte également la disponibilité des réacteurs nucléaires avec, dans le scénario N2, une perte de puissance d'au moins 3 GW sur l'ensemble de la semaine et pouvant atteindre jusqu'à 9 GW à certains moments. En revanche, la production photovoltaïque est importante (plus de 50 GW en milieu de journée dans un scénario type N2) et le fonctionnement du pompage turbinage ou encore le positionnement de la demande lors des heures méridiennes permettent de lisser les variations à l'échelle journalière. Dans cet exemple, tous les moyens ne sont pas mobilisés et le risque pour la sécurité d'approvisionnement reste finalement faible, y compris pour les scénarios avec une capacité significative de nucléaire.

La résilience du système électrique aux situations de canicules reste toutefois adossée à un certain nombre d'hypothèses, qui devront être confrontées au retour d'expérience issu d'événements chauds appelés à être de plus en plus contraignants. L'évolution réelle du climat, des contraintes environnementales, de la résistance matérielle des ouvrages du système face aux fortes chaleurs (voire aux incendies associés), tant du côté de la production que de l'acheminement, ou encore la disponibilité de la production thermique et des imports sont autant de paramètres qui pourront affecter le fonctionnement du système lors de ces événements.

9. La température moyenne journalière (qui intègre la température observée sur l'ensemble de la journée et de la nuit) ne doit pas être confondue avec la température maximale atteinte au cours de la journée. Ainsi, une situation avec une température moyenne journalière supérieure à 30 °C apparaît très rarement, alors que ce niveau de température peut être atteint beaucoup plus fréquemment sur quelques heures de la journée.

8.4.4 Stress test n°3 « sécheresses » : un risque accru pour l'approvisionnement, en particulier si les sécheresses longues sont concomitantes à des périodes froides et sans vent

Les situations de sécheresse peuvent entraîner une forte incidence sur le système électrique, dans la mesure où elles sont susceptibles d'affecter la production hydraulique mais également la disponibilité des réacteurs nucléaires (dont la production combinée représente plus de 80 % du mix électrique aujourd'hui). Ces situations peuvent par ailleurs se prolonger sur des durées relativement longues

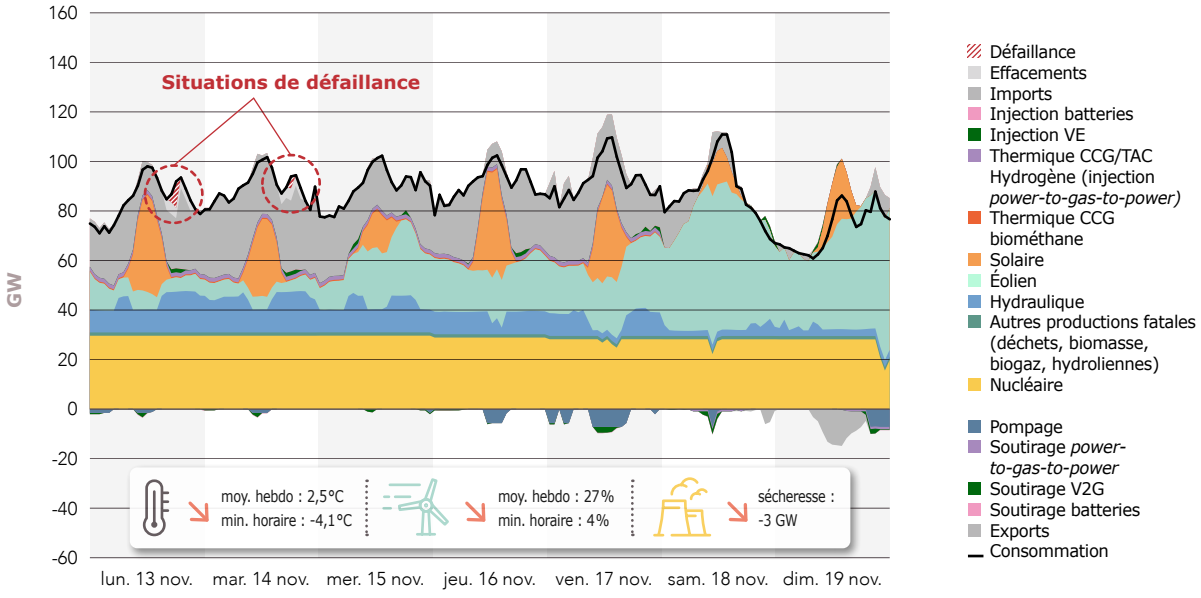
Au cours des quinze dernières années, l'impact des sécheresses sur le volume d'indisponibilités du parc nucléaire s'est accentué. Jusqu'à 4 GW de réacteurs nucléaires ont ainsi été simultanément mis à l'arrêt lors d'épisodes de ce type survenus ces six dernières années. La durée d'indisponibilité est en revanche variable selon les réacteurs concernés. À titre d'exemple, lors de la sécheresse de l'été 2020, les durées de mise à l'arrêt ont varié entre un et près de 40 jours selon les tranches. Lors de ces épisodes, le niveau de production hydraulique, en particulier celle au « fil de l'eau » (sans retenue), peut alors être plus faible qu'à l'accoutumé. L'impact est toutefois dépendant de la zone touchée par la sécheresse.

Jusqu'à aujourd'hui, ces épisodes n'ont pas entraîné de tension pour le système électrique, notamment car ils surviennent lors de périodes de consommation faible ou modérée.

À l'horizon 2050, la plus forte probabilité des situations de sécheresse notamment au cours de l'automne *(voir 8.2.2)* pourra conduire à un risque accru pour la sécurité d'approvisionnement en électricité, en particulier si elles se combinent avec une situation de vent faible, voire de période froide.

Sans conjonction avec ces autres aléas, le risque devrait rester faible, notamment grâce à des productions solaire et éolienne soutenues et qui suffiront à faire face aux baisses de disponibilité du

Figure 8.30 Fonctionnement du système électrique lors d'une sécheresse sans vent concomitante à une vague de froid précoce dans le scénario N2 en 2050



reste du parc. Des combinaisons de ce type font partie des configurations envisagées par RTE et des référentiels climatiques de long terme établis par Météo-France, mais restent particulièrement rares.

Il convient de rappeler que ce constat est par ailleurs adossé à différents points susceptibles d'affecter l'équilibre offre-demande effectif par rapport aux prévisions actuelles, entre autres : la localisation des centrales nucléaires arrêtées ou mises en service, l'évolution potentielle de la réglementation environnementale autour de ces centrales nucléaires, ou encore l'impact effectif du changement climatique sur le niveau d'hydraulicité, dont les prévisions font aujourd'hui apparaître un large spectre de possibles.

Dans l'exemple ci-dessus, tiré du scénario N2 à 2050, la sécheresse se matérialiserait par un impact notable sur le parc de production. D'une part, la production du parc hydraulique serait sensiblement en baisse par rapport aux configurations standards, jusqu'à -65 % dans les régions les plus touchées. D'autre part, environ 3 GW de réacteurs nucléaires seraient coupés.

Dans cette configuration, le volume de production nucléaire non réalisée pour raison climatique reste relativement modéré. Pour autant, alors que l'intensité de la sécheresse considérée ne se situe pas dans les extrêmes, elle intervient dans cet exemple de manière concomitante avec d'autres aléas particulièrement défavorables : un niveau de production éolienne très faible et des températures froides.

Les risques pour la sécurité d'alimentation surviennent alors en soirée, lorsqu'il n'y a plus de production solaire, et ce malgré des imports très conséquents. Le déséquilibre offre-demande résulte alors pour un peu moins de la moitié de l'impact de la sécheresse sur la disponibilité du parc de production, le reste résultant de l'absence de vent et de la température très faible. Les risques de rupture d'approvisionnement disparaissent en revanche dès que la production éolienne revient à des niveaux modérés.

Des études complémentaires seront néanmoins nécessaires pour affiner l'analyse de l'impact des sécheresses sur le système électrique à long terme. À défaut de projections précises sur l'évolution des usages de l'eau, l'analyse réalisée dans les *Futurs énergétiques 2050* se fonde ainsi sur l'hypothèse que les prélèvements d'eau (hors système électrique) à l'horizon 2050 seront similaires à ceux observés aujourd'hui. Or, de possibles évolutions structurantes comme un recours accru à l'irrigation, sont susceptibles d'entraîner des conflits d'usage sur l'eau et par conséquent une tension accrue sur l'équilibre offre-demande électrique, y compris sur des périodes estivales. Ces points feront l'objet d'analyses complémentaires.

9

L'HYDROGÈNE ET LE RÔLE DES COUPLAGES ENTRE LES SECTEURS DU GAZ ET DE L'ÉLECTRICITÉ

9

L'HYDROGÈNE ET LE RÔLE DES COUPLAGES ENTRE LES SECTEURS DU GAZ ET DE L'ÉLECTRICITÉ

9.1 La place de l'hydrogène dans le mix énergétique fait l'objet de nombreux débats récents

9.1.1 La promesse de l'hydrogène bas-carbone

La place de l'hydrogène dans les scénarios de neutralité carbone est l'un des grands enjeux actuels de la prospective énergétique.

Depuis quelques années seulement, et en particulier depuis la parution en 2019 du rapport de l'Agence internationale de l'énergie *The Future of Hydrogen*, le développement de « l'hydrogène vert » ou « hydrogène bas-carbone » a été érigé dans de nombreux pays, dont la France, parmi les priorités de politique énergétique.

Ce renversement est d'autant plus spectaculaire que l'hydrogène tenait jusqu'alors une place marginale dans les stratégies énergétiques et climatiques mondiales. Le renforcement des objectifs de lutte contre le changement climatique, avec notamment l'adoption de l'objectif de neutralité carbone plutôt que de « facteur 4 », a largement joué pour en renforcer l'intérêt dans la mesure où il requiert une décarbonation plus stricte de l'ensemble de l'économie, et du secteur gazier en particulier. Au-delà, il est certain que la promesse d'une « révolution de l'hydrogène » peut apparaître comme une solution séduisante aux défis de la neutralité carbone, l'hydrogène étant un vecteur combinant flexibilité, absence d'émission au niveau consommateur et faculté à être produit en masse à base d'électricité bas-carbone. L'hydrogène n'en est pas moins un vecteur possédant certains défauts (caractère explosif, densité plus faible que le méthane, volatilité…), même si les technologies disponibles permettent *a priori* de gérer la chaîne logistique de l'hydrogène.

Pourtant, il demeure des questions fondamentales sur le rôle de l'hydrogène dans le système énergétique de demain, qui intéressent directement les analyses des *Futurs énergétiques 2050*.

D'une part, il existe une confusion entre deux utilisations distinctes de l'hydrogène :

- la première consiste à le consommer comme un vecteur énergétique distinct, appelé à alimenter certains usages énergétiques de manière directe (industrie, transports) ou indirecte (en étant transformé en méthanol ou ammoniac de synthèse, pouvant alimenter des cargos ou des avions par exemple) ;
- la seconde consiste à l'utiliser comme un moyen de stockage d'énergie sous-tendant le fonctionnement d'un système électrique à haute composante en énergies renouvelables.

Si ces deux finalités peuvent s'alimenter l'une et l'autre dans la perspective d'un système hydrogène intégré, elles demeurent conceptuellement distinctes dans l'analyse : il est possible de développer une économie de l'hydrogène bas-carbone même sans besoin de flexibilité saisonnière pour le système électrique, et *a contrario* il serait possible d'utiliser de l'hydrogène dans un système 100 % renouvelable même sans en développer l'usage final.

D'autre part, des questions fondamentales demeurent sur le fonctionnement technique et l'économie générale d'un système hydrogène. Parmi les interrogations figurent notamment les suivantes :

- le *lieu de production :* alors que la stratégie française consiste à produire l'hydrogène sur le territoire national selon le principe de souveraineté énergétique posé par la SNBC, d'autres pays comme l'Allemagne comptent spécifiquement sur des imports d'hydrogène, depuis des pays européens ou extra-européens, pour atteindre la neutralité carbone ;
- les *méthodes de production :* le plan de relance et la stratégie française promeuvent le développement de l'hydrogène bas-carbone, produit à partir d'électrolyse de l'eau en utilisant une électricité bas-carbone comme celle produite en France. À moyen terme, cette stratégie passe par le développement de gros électrolyseurs, installés à proximité des zones industrielles ou des centres de consommation, et soutirant sur le réseau en bande. À plus long terme, les perspectives sur les modèles de développement des électrolyseurs sont plus ouvertes et certains projettent la possibilité de produire l'hydrogène bas-carbone de manière flexible selon la production des énergies renouvelables : certains acteurs bâtissent ainsi des modèles d'affaires sur la base de systèmes intégrant des grands parcs solaires à des électrolyseurs fonctionnant donc de manière plus ponctuelle. Enfin, d'autres pays, notamment sur le pourtour de la mer du Nord, entendent promouvoir «l'hydrogène bleu» produit à base d'énergies fossiles mais associées à des dispositifs de CCS ;
- les *modes de stockage et de transport :* une fois produit, l'hydrogène doit être stocké, puis distribué. Certains modèles pointent vers la création de petits stocks-tampons à proximité des centres industriels, tandis que d'autres nécessitent d'être couplés à de grands stockages, par exemple dans des cavités salines, et d'être connectés à un grand réseau gazier interconnecté.
- les *stratégies d'utilisation :* s'il apparaît relativement consensuel d'utiliser les premiers volumes d'hydrogène bas-carbone pour remplacer les consommations actuelles d'hydrogène fossile, les stratégies divergent au-delà, allant d'usages comme la mobilité lourde (ferroviaire sur les lignes difficilement électrifiables, aviation par la production de combustibles de synthèse) ou l'industrie (sidérurgie, chaleur…) à d'autres usages comme le chauffage.

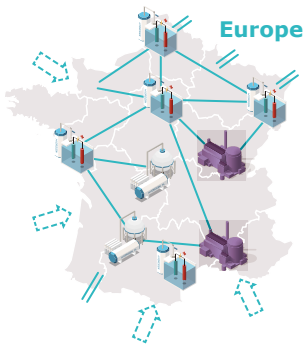
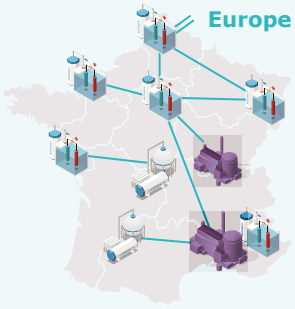
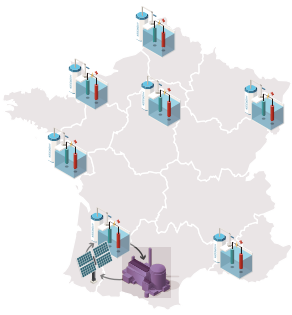
Ainsi, plusieurs visions contrastées s'articulent sur la place de l'hydrogène à long terme et sur l'envergure des infrastructures à déployer pour assurer son développement.

D'un côté, des études portées par la Commission européenne ou par certains gestionnaires de réseau gaz (étude Tennet – Gasunie, sur la zone Pays-Bas/Allemagne ou encore l'étude «European Hydrogen Backbone»[1] portée par un consortium de gestionnaires de réseau gaz européens) projettent un développement très important de l'hydrogène à long terme (plusieurs centaines voire milliers de térawattheures en Europe) et proposent des plans de développement d'un réseau d'hydrogène à grande échelle couvrant l'ensemble du continent européen.

De l'autre, d'autres acteurs comme Agora Energiewende[2] ou l'IDDRI[3] suggèrent de concentrer dans un premier temps le développement de l'hydrogène sur des usages privilégiés dans l'industrie et indiquent par ailleurs que la construction d'un réseau d'hydrogène transeuropéen n'est pas la priorité. D'après ces acteurs, ce type d'infrastructures présente un risque de coûts échoués important, en l'absence de vision claire et consensuelle sur les projections de demande d'hydrogène, le développement des modes de production et les arbitrages possibles entre utilisation du réseau électrique et développement d'un réseau hydrogène.

1. *Gas for Climate,* 2020 – https://gasforclimate2050.eu/sdm_downloads/european-hydrogen-backbone/
2. Agora Energiewende, 2021, *No-regret hydrogen* – https://www.agora-energiewende.de/en/publications/no-regret-hydrogen/
3. IDDRI, Agora Energiewende, 2021, *Hydrogène : un réseau transeuropéen n'est pas la priorité* – https://www.iddri.org/fr/publications-et-evenements/billet-de-blog/hydrogene-un-reseau-transeuropeen-nest-pas-la-priorite

Figure 9.1 Illustration de différentes configurations possibles pour le développement de l'hydrogène à long terme (liste non exhaustive)

	Vision d'un système hydrogène largement interconnecté et très flexible	Référence : Système hydrogène flexible	Vision d'un système hydrogène peu flexible
Électrolyse	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs non flexibles : fonctionnement en bande
Stockage & réseau	• Stockage largement accessible à l'échelle européenne • Fortes interconnexions + routes commerciales avec le reste du monde, pour importer de l'hydrogène à moindre coût	• Stockage largement accessible (soit via les interconnexions, soit via son développement en France) • Échanges possibles avec l'étranger pour mutualiser les capacités de stockage, mais pas d'imports massifs	• Possibilités de stockage très limitées • Pas d'imports-exports
Production thermique	• Centrales thermiques utilisant l'hydrogène du réseau (produit en France ou importé)	• Centrales thermiques utilisant principalement l'hydrogène du réseau • Variante avec combinaison de méthane de synthèse et de biométhane	• Centrales thermiques alimentées par du méthane de synthèse produit localement
Coût du gaz pour la production d'électricité	• Environ 70 €/MWh$_{PCI}$	• Environ 120-130 €/MWh$_{PCI}$	• Environ 160 €/MWh$_{PCI}$
Cartographie schématisée du réseau			

Électrolyseur — Stockage H_2 — Centrale thermique — Routes commerciales d'import de gaz décarboné — Interconnexions

9.1.2 La prise en compte de l'hydrogène dans les *Futurs énergétiques 2050*

Les *Futurs énergétiques 2050* accordent une place importante au sujet de l'hydrogène, qui s'est traduite, d'une part, par la création d'un groupe de travail dédié sur les interfaces entre secteur électrique et les autres vecteurs, d'autre part sur l'élaboration d'une variante spécifiquement consacrée à l'analyse d'une perspective de développement très poussé du vecteur hydrogène (variante « hydrogène + »).

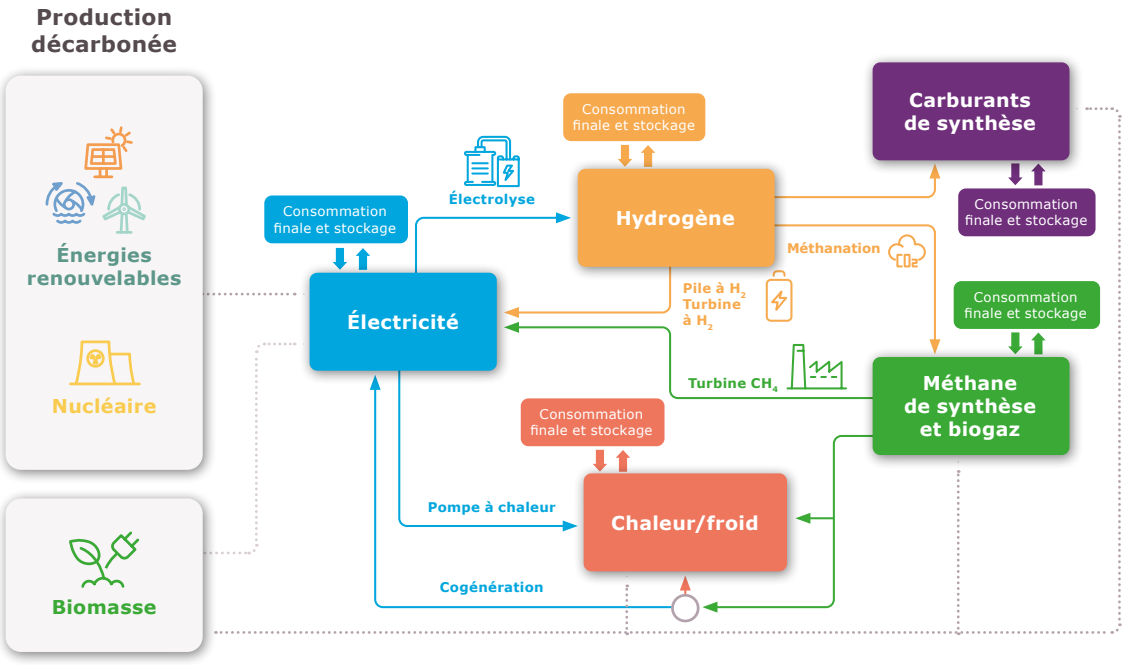
Les systèmes gazier et électrique sont d'ores et déjà en interface, via les centrales thermiques produisant de l'électricité à partir de gaz. À long terme, les interactions entre le système électrique et les autres vecteurs sont appelées à se développer et se multiplier : la décarbonation complète du secteur énergétique conduit en effet à envisager de nouveaux transferts entre vecteurs en vue de décarboner plus facilement certains usages de l'énergie ou de bénéficier de complémentarités entre vecteurs.

Dans ce contexte, l'une des évolutions importantes projetées dans les scénarios de décarbonation consiste à développer la production d'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité bas-carbone. L'hydrogène ainsi produit peut alimenter certains usages directs ou être transformé en combustibles ou carburants de synthèse sous forme gazeuse (méthane…) ou liquide (ammoniac, méthanol…) qui pourront eux-mêmes servir à des usages énergétiques. L'hydrogène ou ses dérivés peuvent également être réutilisés pour produire de l'électricité dans des centrales thermiques.

Le développement de ces nouvelles interfaces implique en conséquence des évolutions profondes de l'organisation du système énergétique.

Les analyses réalisées par RTE dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050* ne visent pas à prendre parti sur l'intérêt d'un développement à grande échelle des infrastructures de production et

Figure 9.2 Principales interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques



de transport d'hydrogène mais intègrent un point d'attention spécifique sur le rôle des couplages entre les secteurs du gaz et de l'électricité dans le développement du système électrique français.

Le cas de référence restitué dans l'étude s'appuie (i) sur un développement modéré de l'utilisation de l'hydrogène dans le mix énergétique correspondant aux ambitions de la Stratégie nationale bas-carbone (légèrement rehaussées pour tenir compte de la stratégie Hydrogène France), (ii) sur le cas d'un système hydrogène flexible dans lequel le fonctionnement des électrolyseurs peut être modulé en fonction des conditions d'équilibre offre-demande.

Toutefois, de nombreuses variantes sont étudiées, à la fois sur le volume d'hydrogène produit et sur les modalités de développement et de flexibilisation du système hydrogène, et les conditions adhérentes à chaque configuration sont précisées dans la suite de ce chapitre. Ces différentes variantes et analyses de sensibilité permettent ainsi d'identifier les enjeux sur le dimensionnement du mix électrique et sur la contribution de l'hydrogène à la flexibilité du système.

9.2 Deux raisons distinctes de développer la production d'hydrogène bas-carbone à partir d'électrolyse

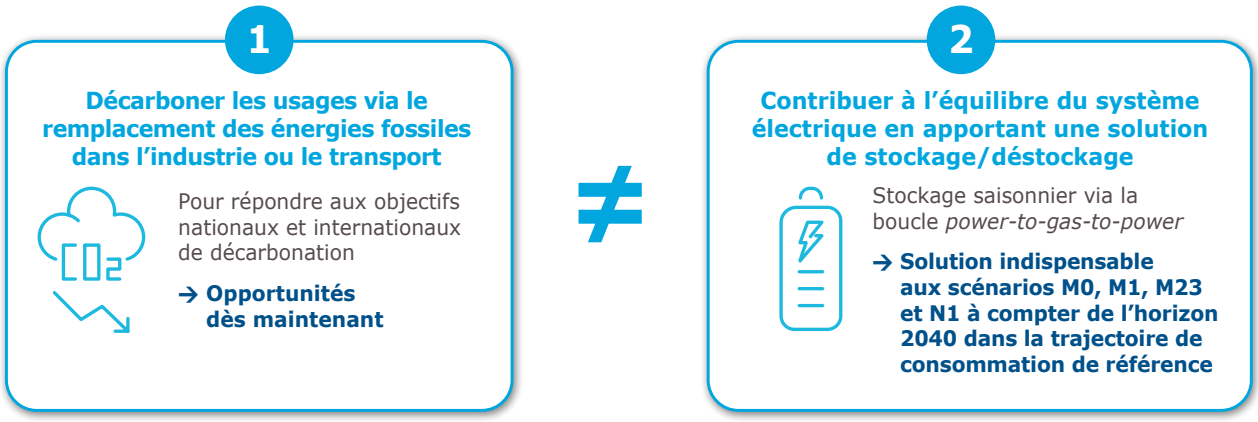
Le développement de l'hydrogène bas-carbone constitue l'une des solutions mises en avant pour atteindre la neutralité carbone.

Au cours des dernières années, des visions ambitieuses de développement de l'hydrogène se sont développées, et les pouvoirs publics ont défini en septembre 2020 une stratégie hydrogène en lien avec le plan France Relance adopté à l'issue de la crise sanitaire de 2020. La Commission européenne ainsi que de nombreux États européens ont également publié des stratégies sur l'hydrogène prévoyant un développement ambitieux au cours des prochaines décennies : l'intérêt pour le vecteur hydrogène est donc largement partagé en Europe. Dans cette perspective européenne, l'un des rôles fondamentaux du vecteur hydrogène serait d'élargir l'effort de décarbonation à des secteurs laissés aux énergies fossiles dans la majorité des scénarios. L'électrification totale des secteurs actuellement utilisateurs d'énergies fossiles est difficilement atteignable et des incertitudes subsistent sur la possibilité du recours à la biomasse en quantités suffisantes, nécessitant la mobilisation d'un potentiel important en lien avec la transition simultanée du modèle agricole. L'hydrogène apparaît alors comme un moyen de traiter le cas des énergies fossiles non abattues.

Dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*, la production d'hydrogène bas-carbone est intégrée aux scénarios. Elle constitue un poste de consommation d'électricité qui peut être significatif. Le vecteur hydrogène peut également, dans certains scénarios, être utilisé pour stocker de l'énergie injectée depuis le réseau électrique ou produite directement par des énergies renouvelables dédiées.

RTE a analysé en détail les principaux modes de production d'hydrogène dans un rapport dédié publié en janvier 2020. Ce rapport avait déjà mis en évidence les deux raisons distinctes qui peuvent justifier le développement de l'hydrogène à long terme. Ces deux motifs sont bien distingués dans la nouvelle étude, même si les développements potentiels de l'hydrogène qu'ils induisent pourraient générer des synergies d'infrastructures.

Figure 9.3 Deux raisons distinctes de développer la production d'hydrogène bas-carbone



D'une part, l'hydrogène constitue un moyen de décarboner des secteurs difficiles voire impossibles à électrifier sur le plan technique ou économique (production d'ammoniac, sidérurgie, aviation, transport maritime, certains volets de la mobilité lourde…). Pour certains usages, l'hydrogène apparaît en compétition avec l'usage direct de l'électricité. Celle-ci présente des avantages : les véhicules à hydrogène ont une meilleure autonomie que les véhicules électriques et peuvent se recharger rapidement ; ils peuvent donc parcourir de longues distances ou transporter de lourdes charges. Mais l'utilisation de l'hydrogène n'est pas exempte d'inconvénients : la production d'hydrogène bas-carbone et sa conversion en électricité (pour un moteur électrique par exemple) nécessite des étapes de transformation qui occasionnent des pertes, le stockage d'hydrogène doit obéir à des normes strictes, son stockage en grands volumes requiert des cavités « étanches »... Les incertitudes associées se traitent par les variantes.

D'autre part, **le développement de centrales thermiques et de stockages de gaz décarbonés pour couvrir les besoins de flexibilité inter-saisonniers du système électrique s'avère indispensable dans les scénarios comprenant de larges proportions d'énergies renouvelables variables : comme présenté au chapitre 7, cinq des six scénarios étudiés dans les *Futurs énergétiques 2050* impliquent de disposer de cette solution en France d'ici 2050.** Dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*, le bouquet de flexibilités de chaque scénario (combinaison de batteries, flexibilité de la consommation, écrêtements de production, construction de centrales thermiques utilisant des combustibles décarbonés comme l'hydrogène bas-carbone ou du méthane de synthèse, recours aux importations via les interconnexions) est déterminé par optimisation en choisissant la solution de moindre coût.

Les scénarios de référence de l'analyse de RTE supposent que la France n'utilise pas de biométhane pour la production d'électricité, la ressource en biomasse étant utilisée prioritairement pour d'autres usages. Les gaz décarbonés requis pour l'équilibrage du système électrique sont produits via une boucle de *power-to-hydrogen-to-power*. L'alternative de disponibilité de biométhane pour la production d'électricité (ou d'imports de gaz verts peu onéreux) et l'alternative de recours au méthane de synthèse en remplacement de l'hydrogène sont traitées par des variantes.

9.3 L'hydrogène comme matériau et combustible énergétique (« hydrogène final ») : un développement tiré par la décarbonation des usages dans l'industrie et dans le transport lourd, dans des proportions incertaines

9.3.1 De multiples usages possibles pour l'hydrogène à long terme, avec des perspectives plus particulièrement dans l'industrie et le transport lourd

L'hydrogène est dès aujourd'hui utilisé dans différents secteurs industriels, avec environ un million de tonnes consommées en France chaque année et plus de soixante millions à l'échelle mondiale.

L'utilisation actuelle de l'hydrogène est néanmoins concentrée essentiellement sur des usages « matériau » et non sur des usages énergétiques. Il convient en effet de distinguer plusieurs types d'usages pour l'hydrogène :

- les usages matériau, essentiellement industriels : l'hydrogène est alors utilisé en tant que matière première dans le cadre de procédés chimiques en particulier, par exemple pour la désulfuration de composés pétroliers (raffinage de pétrole) ou encore pour la fabrication d'ammoniac pour la production d'engrais.
- les usages énergétiques directs de l'hydrogène : l'hydrogène est dans ce cas utilisé en tant que combustible comme source d'énergie directe, sous forme gazeuse ou liquide, pour la mobilité (par exemple avec des piles à combustible), pour la production d'électricité (piles à combustible ou turbines) ou pour la chaleur (chaudières).
- la fabrication de combustibles de synthèse à partir d'hydrogène (usages énergétiques indirects) : il peut s'agir de méthane gazeux, ou encore de combustibles liquides comme le méthanol, l'ammoniac (à vocation énergétique), etc. L'hydrogène n'est dans ce cas pas utilisé comme combustible direct mais constitue un des éléments de base des gaz ou carburants de synthèse.

Figure 9.4 Consommation actuelle d'hydrogène en France et sources

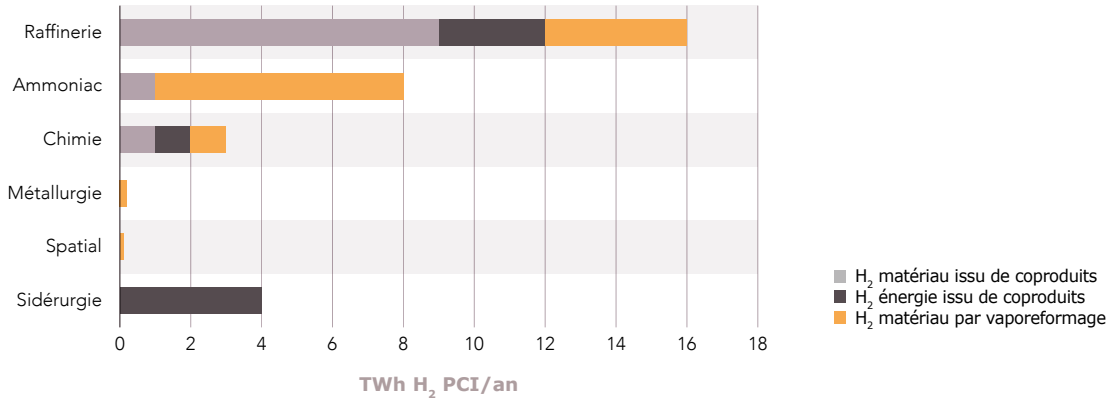
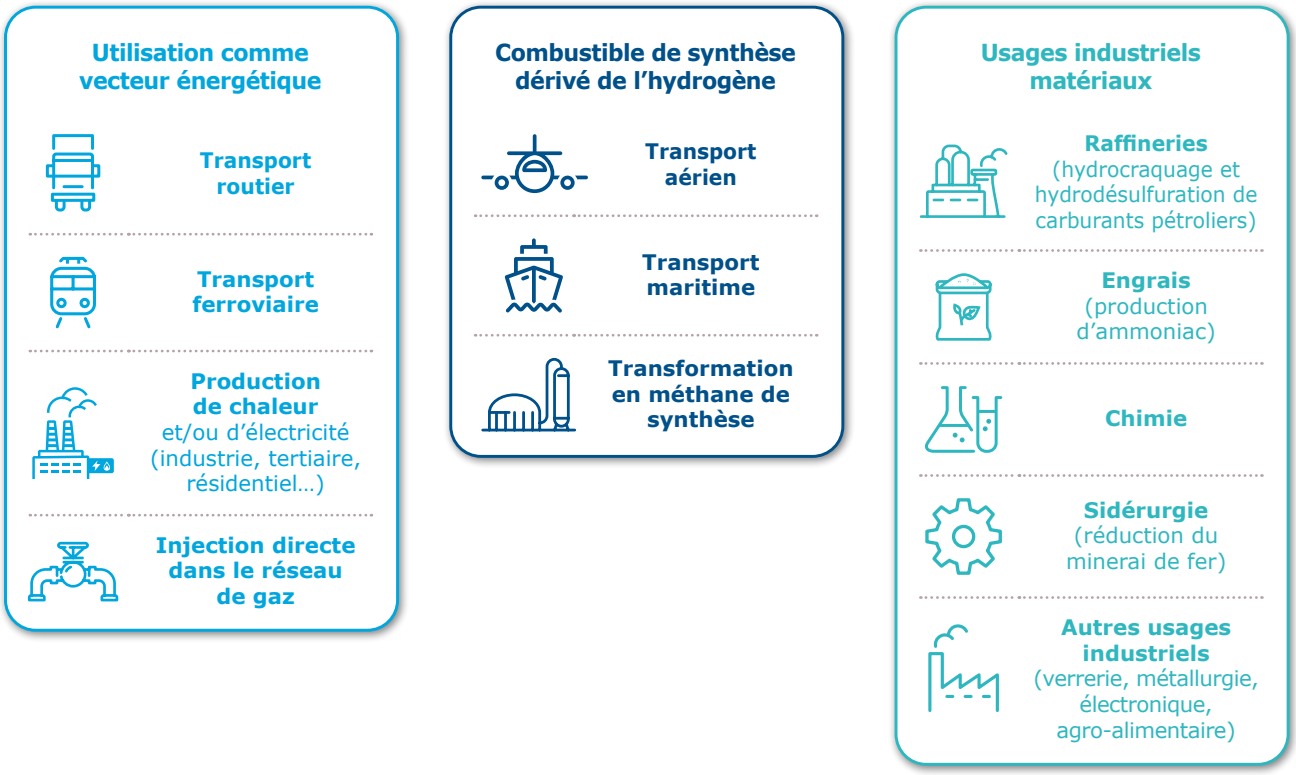


Figure 9.5 Usages de l'hydrogène à moyen et long terme



Pour le secteur de l'hydrogène, le premier enjeu consiste à décarboner la production pour les usages matériau actuels de l'hydrogène, qui est aujourd'hui quasi totalement issue d'énergies fossiles via des procédés fortement émetteurs de gaz à effet de serre.

À moyen terme, le développement de l'électrolyse pour remplacer les unités actuelles de production d'hydrogène (notamment unités de vaporeformage du méthane) constitue ainsi un des axes prioritaires identifiés dans la stratégie hydrogène de la France, ainsi que dans celles d'autres pays.

À plus long terme, les usages matériau actuels de l'hydrogène sont appelés à se réduire, étant donné que les principaux secteurs concernés (raffinage, production d'engrais) sont marqués par des projections de baisse d'activité, en lien avec la décarbonation de l'économie et la transformation du système agricole. De nouveaux usages matériau, notamment dans la sidérurgie ou les biocarburants, pourraient en revanche se développer.

Ses usages énergétiques sont quant à eux amenés à croître, dans une logique d'élargissement du marché de l'hydrogène, pour permettre la décarbonation de certains usages spécifiques. Le développement de ces usages de l'hydrogène à long terme dépendra de la concurrence avec d'autres solutions de décarbonation (électrification directe, biocarburants, biométhane…).

Dans le détail, le développement de l'hydrogène bas-carbone, au-delà des usages traditionnels dans les raffineries et les usines d'engrais, pourrait concerner plus spécifiquement quelques secteurs et usages bien identifiés :

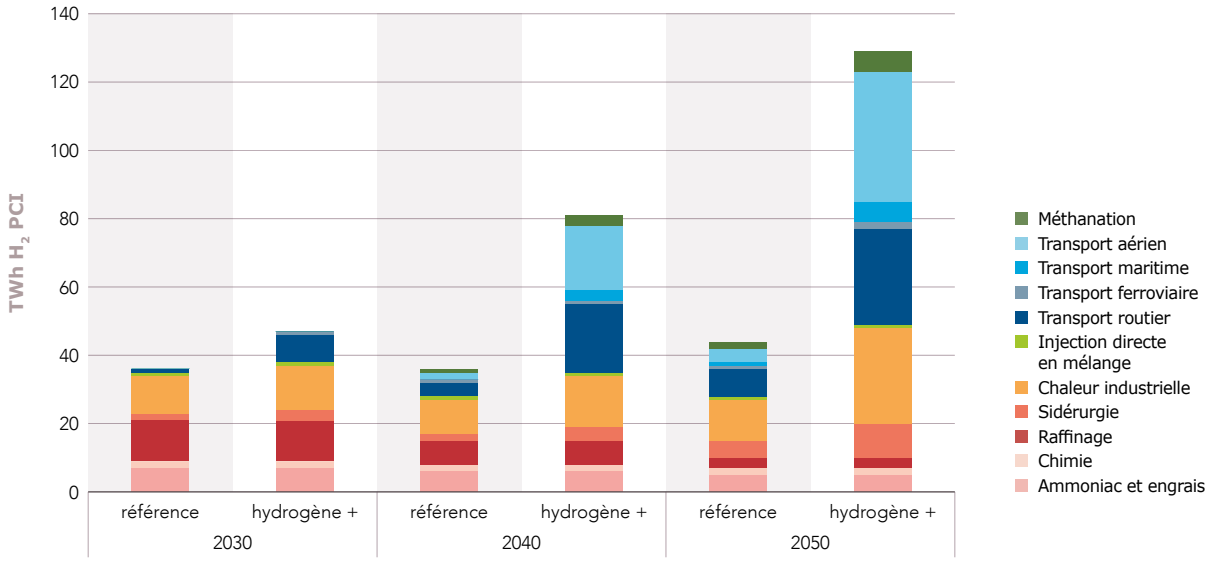
- dans la sidérurgie, l'utilisation de l'hydrogène est envisagée pour la réduction du minerai de fer (procédé type Hybrit), avec des volumes pouvant être conséquents à l'échelle européenne à long terme. Les perspectives précises restent néanmoins incertaines dans la mesure où des procédés sidérurgiques alternatifs pourraient également se développer, comme la réduction directe via des solutions électriques (procédé Ulcowin) ;
- dans le reste de l'industrie, l'hydrogène pourrait être utilisé pour la production de chaleur dans de nombreux procédés et secteurs. Le développement de cet usage dépendra de la concurrence avec d'autres solutions : chaudières biomasse (sous réserve de disponibilité de la ressource), pompes à chaleur ou chaudières électriques (qui peuvent techniquement répondre aux différents besoins de chaleur mais sont plus pertinentes pour les besoins de chaleur à basse et moyenne température), ou encore chaudières à gaz utilisant du biométhane ou des dispositifs de captage et de stockage du carbone ;
- pour le transport routier, l'hydrogène présente un intérêt plus particulier pour les poids lourds (bus, autocars et camions). La décarbonation de ce secteur est en effet plus difficile que pour les véhicules légers (remplacés par des voitures électriques) en particulier lorsque les autonomies requises sont très importantes (fret grande distance…). Le recours à l'hydrogène est une possibilité, avec là encore plusieurs solutions concurrentes : véhicules électriques à batteries ou à caténaires, biodiesel et autres biocarburants, bio-GNV, etc.
- dans le transport ferroviaire, l'hydrogène constitue un combustible de substitution envisageable pour les trains au diesel. Ce segment représente toutefois des volumes qui devraient rester limités en France où la part des lignes électrifiées est déjà importante et où le gisement de substitution au diesel devrait rester faible.
- dans le transport aérien et maritime, l'hydrogène ou ses dérivés sont également envisagés comme solution pour fournir des carburants de synthèse bas-carbone.
- enfin, une partie de l'hydrogène produit pourrait être injecté directement dans le réseau de gaz, dans des limites de volumes compatibles avec les caractéristiques du réseau et des équipements, ou être transformé en méthane de synthèse pour contribuer à la décarbonation des réseaux de méthane, même si cette dernière perspective semble aujourd'hui plus incertaine et moins d'actualité du fait des pertes supplémentaires induites par l'étape de méthanation et de la difficulté à assurer un approvisionnement en carbone.

9.3.2 Plusieurs trajectoires contrastées de développement de l'hydrogène final sont étudiées pour évaluer les conséquences sur le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique

Les perspectives de développement de l'hydrogène ont fait l'objet de nombreuses discussions au cours des ateliers de travail. Au vu des incertitudes présentées dans la section précédente sur l'essor des différents usages de l'hydrogène, l'étude a retenu plusieurs trajectoires contrastées :

- **une trajectoire de référence, qui s'inscrit dans les orientations du scénario AMS de la SNBC et intègre les objectifs du plan de relance et de son volet hydrogène.** La SNBC se concentre essentiellement sur la décarbonation des usages industriels actuels de l'hydrogène et un développement ciblé sur quelques usages comme le transport routier. Malgré la décroissance des secteurs historiques (raffinage, engrais), les volumes d'hydrogène consommés augmentent à long terme. Par rapport aux projections de la SNBC, les volumes ont été légèrement rehaussés, notamment dans le transport routier et l'industrie, en cohérence avec les orientations les plus récentes de la stratégie hydrogène et avec les retours issus de la consultation publique. La trajectoire de référence atteint ainsi environ 45 TWh_{PCI} d'hydrogène bas-carbone en 2050 pour les seuls usages finaux (donc hors contribution à la flexibilité du système électrique), mais avec une partie qui resterait issue de coproductions fatales. Les volumes à produire à partir d'électrolyse seraient ainsi de l'ordre de 35 TWh_{PCI}, soit environ 50 TWh_e d'électricité.
- **une trajectoire « hydrogène + », qui repose sur un développement plus fort de ce vecteur dans certains secteurs industriels (sidérurgie en particulier) et pour la décarbonation des soutes maritimes et aériennes du transport international, via des carburants de synthèse.** Dans cette trajectoire, les usages de l'hydrogène se développent de manière importante, conduisant à

Figure 9.6 Consommation d'hydrogène (hors utilisation pour la production électrique) dans les trajectoires de référence et « hydrogène + »



Note : une partie de l'hydrogène consommé est couverte par de la coproduction fatale

réduire la sollicitation d'autres sources d'énergies décarbonées (par exemple la biomasse) et/ou de se substituer aux énergies fossiles dont l'utilisation est encore rendue possible par la SNBC dans la mesure où elle est compensée par des puits. L'hydrogène prend alors une part très significative de la production de chaleur haute température dans l'industrie et du transport routier de marchandises (35 % du parc de camions et tracteurs routiers en 2050). Pour la fabrication de combustibles de synthèse, son utilisation à échelle industrielle facilite la décarbonation des soutes. Cette trajectoire aboutit finalement à une consommation d'hydrogène final d'environ 130 TWh_{PCI} à l'horizon 2050.

Ces deux trajectoires conduisent à un dimensionnement différent du mix électrique, afin de couvrir les besoins d'électricité pour l'électrolyse.

9.4 L'hydrogène au service de l'équilibre du système électrique

9.4.1 Des centrales thermiques nécessaires dans certains scénarios et pouvant être alimentées directement par de l'hydrogène ou indirectement par du méthane de synthèse lui-même issu de l'hydrogène

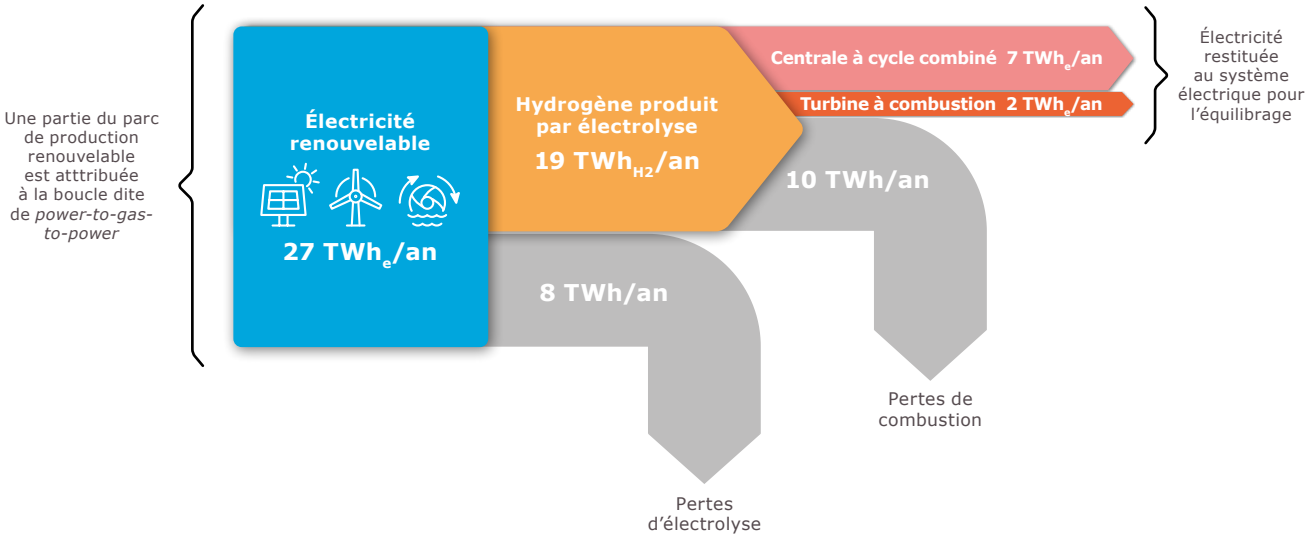
Les simulations du fonctionnement du système électrique et les analyses restituées dans le chapitre 7 ont montré que le recours à des moyens thermiques fonctionnant aux «gaz verts» apparaît nécessaire *a minima* dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables. Cette nécessité est liée à l'absence d'autres technologies permettant de stocker des quantités importantes d'énergie sur des durées longues, à défaut de disposer de moyens de production d'électricité pilotables comme le nucléaire ou, comme c'est envisagé par d'autres pays, de centrales à combustibles fossiles avec capture et stockage de carbone (CCS).

Des approfondissements sont nécessaires pour qualifier proprement le type de «gaz vert» et de couplage avec l'électricité à privilégier : hydrogène produit en France ou importé, méthane de synthèse, biométhane… Des éléments de comparaison des coûts des technologies des différentes solutions sont présentés à la partie 11.3.5.3 *(les coûts du thermique décarboné et des gaz verts).*

Pour suivre les orientations de la SNBC adoptée en 2020 et plus particulièrement afin de limiter la pression sur la ressource en biomasse, le recours aux technologies de captage et de stockage de carbone ou encore l'import massif de combustibles décarbonés, deux solutions sont susceptibles d'être privilégiées :

- l'utilisation d'hydrogène produit en France par électrolyse, dans des centrales thermiques ou

Figure 9.7 Diagramme illustrant le fonctionnement de la production d'électricité thermique à partir d'hydrogène (valeurs correspondant au scénario M23 2050 dans une configuration de système hydrogène flexible)



des piles à combustible pour produire de l'électricité. Cette possibilité nécessite l'accès à des infrastructures de stockage en quantité suffisante *(voir ci-après)*, afin de pouvoir stocker l'hydrogène produit lors des périodes les plus favorables pour le système électrique et de le restituer lors des périodes de tension sur l'équilibre offre-demande ;

- le recours à du méthane de synthèse produit en France, via des procédés de méthanation transformant l'hydrogène en méthane avant l'utilisation dans les centrales thermiques : ceci requiert une étape supplémentaire de transformation et dégrade le rendement énergétique d'ensemble mais permet d'utiliser les infrastructures gazières existantes sans devoir les adapter à un gaz différent.

Dans ces deux cas, la production de gaz de synthèse (hydrogène ou méthane) en vue d'alimenter des centrales électriques implique de disposer de suffisamment de capacités de production d'électricité bas-carbone dans le mix. Il est donc nécessaire d'en tenir compte dans le dimensionnement du mix électrique.

Dans leurs configurations de référence, **les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* sont présentés en retenant la première option, c'est-à-dire en considérant que des centrales thermiques utilisent un stock d'hydrogène bas-carbone (boucle *power-to-hydrogen-to-power)* plutôt qu'un stock de méthane de synthèse.**

Ce choix de fonder les scénarios sur un « système hydrogène » plutôt qu'un « système méthane » tient à la perspective qu'un tel système soit à terme plus compétitif, en évitant notamment les coûts liés à l'étape de méthanation, la mise en place d'une logistique d'approvisionnement en CO_2 et des pertes supplémentaires de rendement. **Cette option nécessite néanmoins des prérequis importants et est soumise à des incertitudes technologiques (la mise au point des turbines à hydrogène est encore en cours d'expérimentation) et surtout industrielles : disponibilité de stockages d'hydrogène (stockages salins notamment) et développement d'un réseau d'hydrogène.**

Des analyses économiques complémentaires seront toutefois nécessaires pour conforter l'option la plus compétitive et/ou la plus favorable sur le plan industriel.

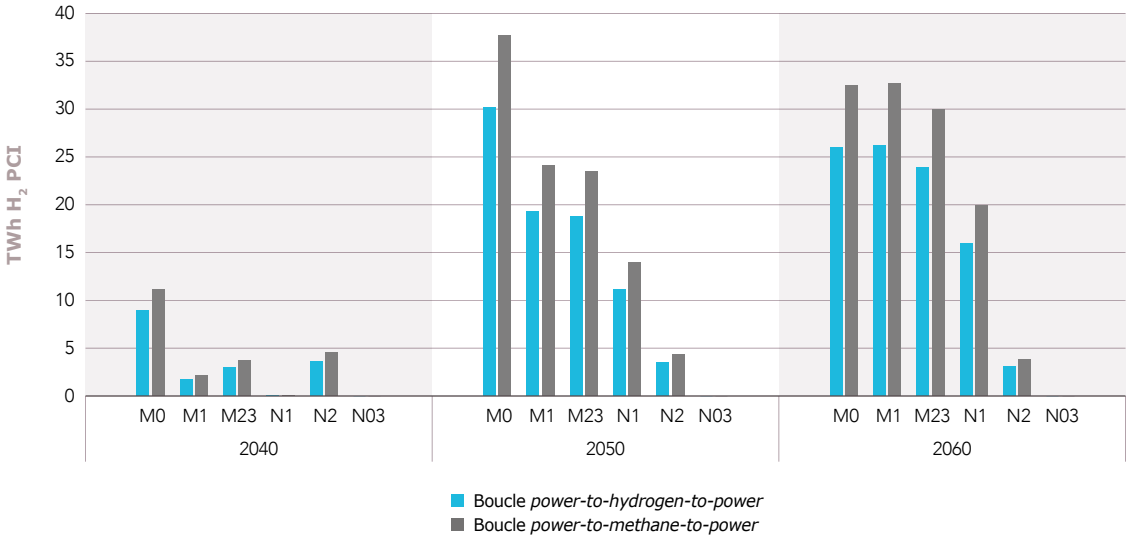
Dans l'ensemble, la boucle consistant à produire des gaz verts (hydrogène ou méthane) à partir d'électricité pour ensuite produire de l'électricité lors des périodes de tension du système électrique présente un rendement relativement faible. Dans l'exemple de la boucle *power-to-hydrogen-to-power,* en prenant en compte les rendements des étapes d'électrolyse (~70 % de rendement PCI), de stockage (quelques pourcents de pertes) et de reconversion en électricité dans des centrales thermiques (~60 % dans des cycles combinés au gaz et ~40 % dans des turbines à combustion), le rendement final d'ensemble est de l'ordre de 30 %. Une partie des pertes de transformation dégagées sous forme de chaleur pourrait être récupérée pour alimenter des réseaux de chaleur et améliorer le rendement énergétique d'ensemble. Ceci requiert cependant des conditions spécifiques : localisation géographique des électrolyseurs et des centrales de thermiques à proximité de réseaux de chaleur, coordination temporelle des transformations et des besoins de chaleur (avec éventuellement stockage de la chaleur pour restitution plusieurs mois après), etc.

9.4.2 Des besoins significatifs dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables

D'après les analyses sur l'équilibre offre-demande d'électricité restituées dans le chapitre 7, le thermique décarboné constitue une solution nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables, mais avec des volumes qui varient significativement selon les scénarios.

L'optimisation économique du bouquet de flexibilités de chaque scénario conduit à développer le recours à l'utilisation de gaz verts pour la production d'électricité, et ce de manière plus importante dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables variables *(voir chapitre 7).* Pour les scénarios 100 % renouvelable, la production nationale annuelle moyenne d'hydrogène requise pour alimenter les besoins d'équilibrage du système électrique est de l'ordre de 25 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ en 2060. Elle est également significative pour le scénario N1 (de l'ordre de 15 $TWh_{H2\text{-}PCI}$) et moindre pour le scénario N2 (environ 3 $TWh_{H2\text{-}PCI}$). Le scénario N03 ne recourt pas à la production d'électricité à partir de gaz verts en France, mais s'appuie uniquement sur les autres flexibilités : batteries, flexibilité de la consommation, écrêtements de production, recours aux flexibilités à l'étranger à travers les importations.

Figure 9.8 Besoins d'hydrogène pour l'équilibrage en France aux différents horizons (configuration de référence : absence de flexibilité de la production d'électricité au biogaz)



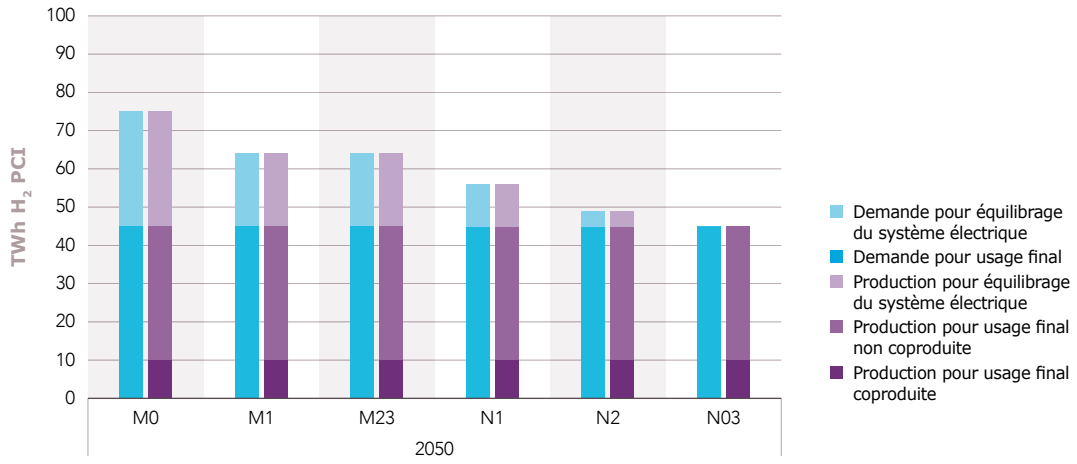
9.5 Dans l'ensemble, un volume total d'hydrogène produit par électrolyse en France compris entre 35 et 65 TWh_{PCI} selon les scénarios, dans la trajectoire de référence

Au total, en additionnant les consommations d'hydrogène pour les usages finaux et pour les besoins du système électrique (dans le cas où l'hydrogène est la solution privilégiée pour l'approvisionnement des centrales thermiques) et en tenant compte de la satisfaction de ces besoins par coproduction à hauteur d'environ 10 TWh_{PCI}/an, **le volume annuel moyen d'hydrogène produit par électrolyse en France est compris entre 35 et 65 TWh_{PCI} selon les scénarios (dans la trajectoire de référence pour la consommation).**

Dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, **le recours à l'hydrogène pour alimenter des centrales thermiques représente ainsi une part importante du besoin total d'hydrogène en France,** avec des volumes consommés du même ordre que pour l'hydrogène final. Cette part est par ailleurs susceptible de varier d'une année sur l'autre, en fonction des besoins réels d'équilibrage du système associés en particulier aux conditions météorologiques (ce point est discuté au chapitre 9.8).

Compte tenu du rendement des électrolyseurs, ces volumes représentent entre 50 et 93 TWhe de consommation d'électricité à l'horizon 2050. Une partie de l'hydrogène est ensuite restituée au système électrique via les centrales thermiques.

Figure 9.9 Volume total d'hydrogène utilisé en France dans les différents scénarios à l'horizon 2050 (configuration de référence : développement d'une boucle *power-to-hydrogen-to-power* en France avec possibilités de stockage de l'hydrogène)



9.6 La flexibilité de la production d'hydrogène par électrolyse : des impacts déterminants pour la sécurité d'approvisionnement électrique

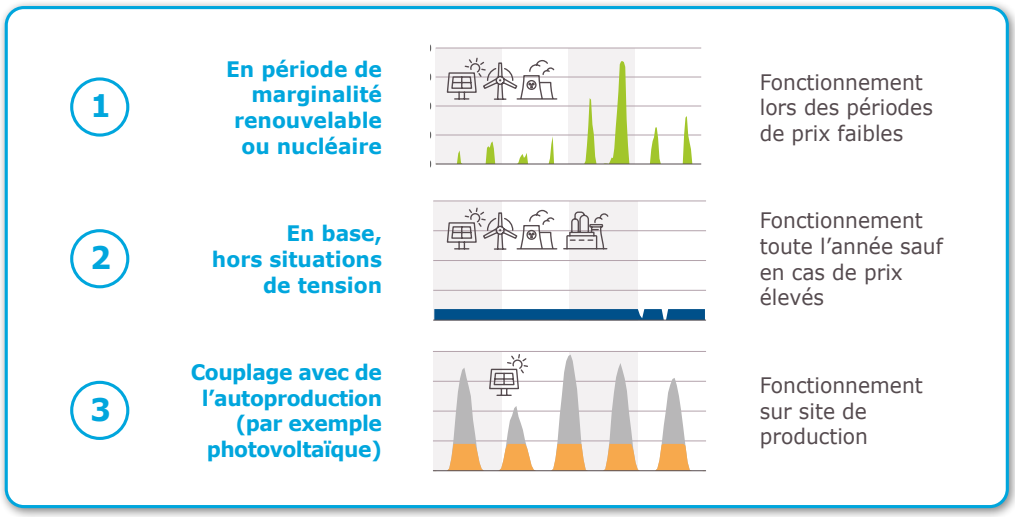
9.6.1 Différents modes opératoires sont envisagés pour les électrolyseurs

Le rapport publié par RTE en janvier 2020 sur le développement de l'hydrogène bas-carbone avait mis en évidence des impacts très variables pour le système électrique en fonction des modes de fonctionnement des électrolyseurs, à la fois sur le plan technique et sur les enjeux économiques et environnementaux (effet sur les émissions de CO_2 notamment). Plusieurs modes de fonctionnement distincts avaient ainsi été étudiés, selon que les électrolyseurs opèrent en base ou uniquement lors des périodes de prix faibles lorsqu'existent des marges de production renouvelable ou nucléaire, ou qu'ils sont couplés avec des moyens d'autoproduction.

Un fonctionnement fondé sur les signaux de prix faibles (mode n°1) permet de cibler un approvisionnement en électricité à bas coût et bas-carbone, avec des effets très positifs sur les émissions de gaz à effet de serre. En revanche, il implique un fonctionnement intermittent de l'électrolyse et donc un amortissement plus difficile des coûts fixes des électrolyseurs.

À l'inverse, un fonctionnement en bande des électrolyseurs (mode n°2) permet de limiter les problématiques de stockage pour les consommateurs d'hydrogène souhaitant un approvisionnement continu. Avec des durées de fonctionnement étendues, les coûts fixes des électrolyseurs sont en outre plus rapidement amortis. Toutefois, un tel mode opératoire contribue faiblement à la flexibilité du système électrique et à l'optimisation de l'utilisation du mix.

Figure 9.10 Illustration de différents modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs



Enfin, un mode opératoire intégrant un couplage avec l'autoproduction (mode n° 3) conduit à désensibiliser l'approvisionnement en électricité des prix de marché. Plusieurs variantes de ce mode opératoire sont envisageables, avec différents couplages possibles (photovoltaïque, éolien, voire nucléaire) et avec des installations pouvant être raccordées au réseau électrique (afin de valoriser des surplus de production photovoltaïque par exemple) ou à l'inverse non raccordées au réseau électrique en autoproduction dite *offgrid* (la quasi-totalité de la production électrique est alors consommée par les électrolyseurs mais avec un facteur de charge potentiellement faible).

9.6.2 À moyen terme, un fonctionnement des électrolyseurs majoritairement en base

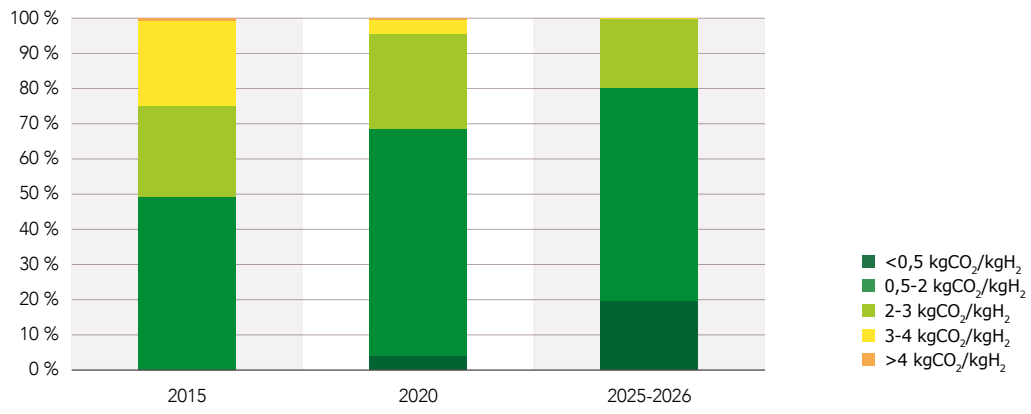
À moyen terme (horizon 2030-2035), il est attendu que les électrolyseurs fonctionneront majoritairement en bande. Ceci serait en effet de nature à favoriser l'équation économique de la production d'hydrogène bas-carbone en permettant des durées de fonctionnement élevées. Il en résulte un meilleur amortissement des coûts fixes des électrolyseurs et *in fine* une réduction des besoins de soutien public et des surcoûts par rapport aux solutions fossiles. Une telle configuration permet également de fournir un approvisionnement continu en hydrogène sans nécessiter d'infrastructures lourdes de transport et de stockage d'hydrogène, favorisant ainsi le déploiement pour décarboner des usages industriels existants (raffinerie, engrais) qui ont des besoins d'alimentation en hydrogène tout au long de l'année.

Le mode opératoire privilégié et les périodes de fonctionnement dépendront également de la réglementation européenne, de la taxonomie verte européenne et des méthodes de comptabilisation du bilan carbone des électrolyseurs. En appliquant une méthode consistant à évaluer le contenu CO_2 horaire de l'électricité (i.e. émissions moyennes de la production d'électricité nationale à chaque heure) et à le convertir en contenu carbone de l'hydrogène, **les analyses réalisées par RTE ont montré que le contenu carbone horaire de l'hydrogène produit par électrolyse resterait inférieur à 3 $kgCO_2/kgH_2$,** même à l'horizon 2025.

Sous réserve que la méthode de calcul soit proche de celle testée ici et que le seuil définissant l'hydrogène bas-carbone soit fixé autour de 3 $kgCO_2/kgH_2$ (ou à une valeur supérieure), cette définition ne serait pas contraignante pour le fonctionnement des électrolyseurs en France : ceux-ci pourraient ainsi opérer en base en soutirant de l'électricité sur le réseau, tout en conservant un bilan d'émissions permettant de qualifier l'hydrogène produit de « bas-carbone » et ainsi être éligible aux dispositifs de soutien spécifiques.

Ce modèle pourrait en outre être favorisé par la mise en œuvre des dispositifs de compensation des coûts indirects du carbone permettant de désensibiliser le prix de marché payé par les exploitants d'électrolyseurs de l'évolution du prix du CO_2 sur le marché ETS, et par des mécanismes de soutien public adaptés visant à couvrir l'écart par rapport aux solutions reposant sur les énergies fossiles.

Figure 9.11 Distribution du contenu carbone de l'hydrogène produit par électrolyse (hypothèse de rendement des électrolyseurs : 70 %)



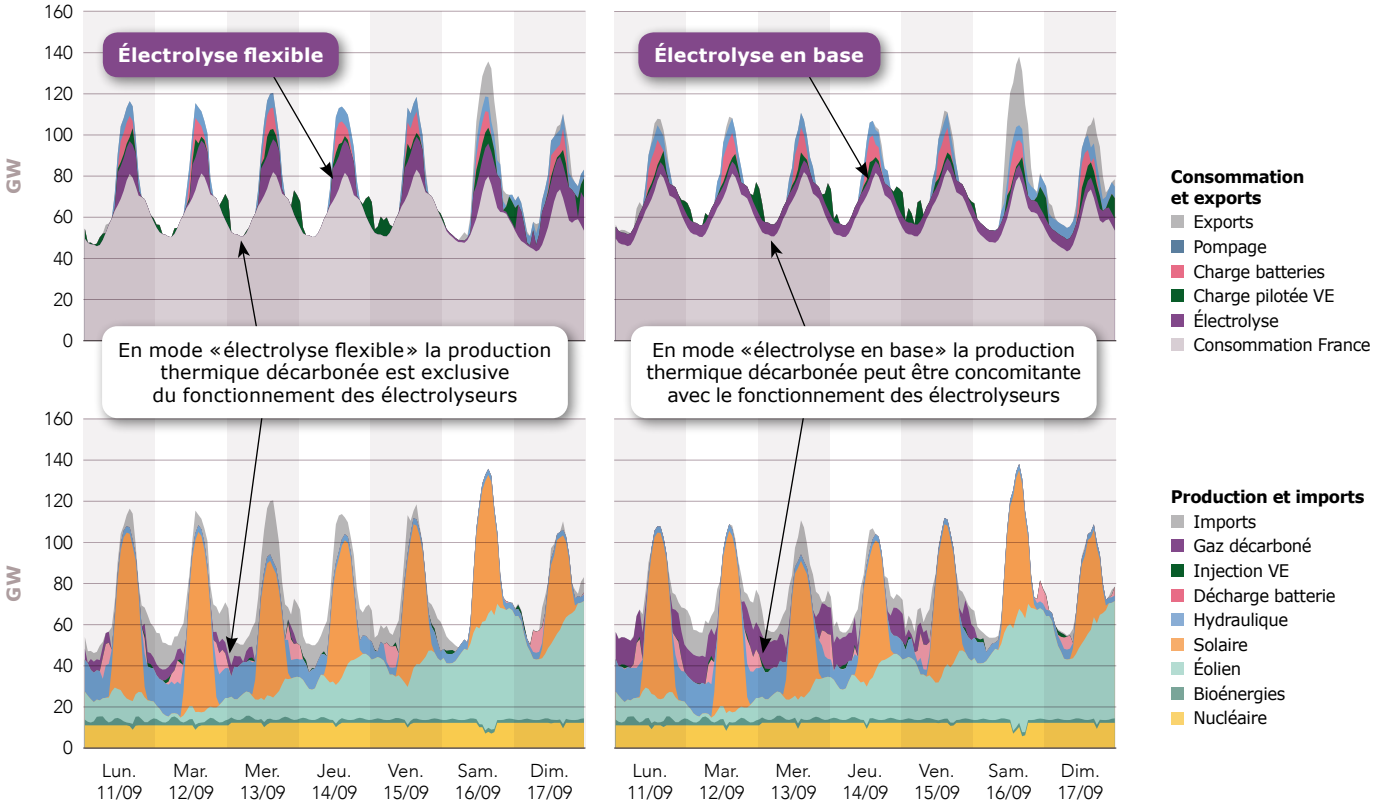
9.6.3 À long terme, des modes de fonctionnement des électrolyseurs potentiellement plus flexibles pour favoriser l'équilibre offre-demande d'électricité

À plus long terme, les analyses montrent **qu'un mode de fonctionnement plus flexible calé sur les périodes les plus favorables pour le système électrique, c'est-à-dire lorsqu'il existe des marges de production d'électricité bas-carbone, est susceptible de se développer.** Cette évolution serait ainsi favorisée par :

- la diminution attendue des coûts des électrolyseurs, qui rend le modèle économique de l'hydrogène produit moins sensible aux durées de fonctionnement ;
- la décarbonation totale de l'électricité en France et en Europe, qui conduit à disposer de marges de production d'électricité bas-carbone plus fréquemment dans l'année et assure un contenu carbone faible pour l'hydrogène produit ;
- le développement des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène, qui permettra d'absorber plus facilement le fonctionnement variable des électrolyseurs *(voir section 9.8)*.

Dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*, plusieurs configurations sur le mode de fonctionnement et la flexibilité des électrolyseurs ont été testées, afin d'évaluer la sensibilité sur le fonctionnement du système électrique.

Figure 9.12 Exemple de courbes de charge des électrolyseurs dans le mix électrique du scénario M23 2050, sur une semaine de septembre – Comparaison de la configuration de référence où les électrolyseurs fonctionnent de façon flexible (à gauche) et de la configuration où les électrolyseurs fonctionnent en bande (à droite)



Dans la configuration de référence, la plupart des électrolyseurs sont supposés pouvoir fonctionner de manière flexible même si un talon d'électrolyseurs continue de fonctionner en base. Cela permet un effacement régulier de la consommation d'électricité des électrolyseurs, participant ainsi à l'équilibre du système électrique en fonction des conditions météorologiques. Le recours à la production à partir de gaz verts est alors réduit. Ceci implique en revanche de disposer de capacités d'électrolyse significatives, permettant de produire les quantités d'hydrogène requises sur une durée diminuée des périodes d'effacement, ainsi que de capacités suffisantes de stockage d'hydrogène pour assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'hydrogène à tout instant *(cf. section 9.8.1)*.

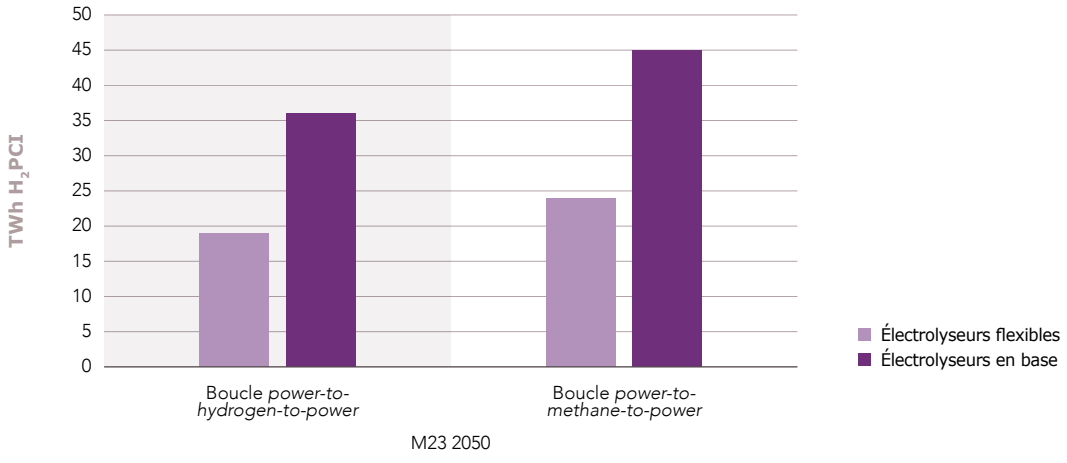
Dans le cas où les électrolyseurs privilégient plutôt un fonctionnement en base (par exemple s'il n'existe pas de possibilités de stockage d'hydrogène à grande échelle), leur contribution à la flexibilité du système électrique est moindre. Il est alors nécessaire de développer des moyens de flexibilité supplémentaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement, notamment avec des centrales de production thermique décarbonée devant fonctionner plus fréquemment, faute d'effacer la consommation des électrolyseurs. Les capacités d'électrolyse sont alors moindres, l'hydrogène pouvant être produit sur une durée plus longue.

Dans cette configuration, le fonctionnement des électrolyseurs en base peut être concomitant à celui de la production d'électricité à partir de gaz verts nécessaire à l'équilibre du système, comme l'illustre la figure 9.12. Si ce gaz vert est de l'hydrogène (ou du méthane de synthèse fabriqué à partir d'hydrogène), cela revient à consommer et à produire de l'hydrogène au même instant en différents points du territoire. Du fait des rendements de transformation des électrolyseurs et des centrales électriques, cela conduit à détruire de l'énergie.

A contrario, lorsque les électrolyseurs sont flexibles (configuration de référence retenue dans l'analyse de RTE), le fonctionnement des électrolyseurs et celui de la production d'électricité à partir de gaz verts n'interviennent jamais au même moment. Cela permet de limiter les quantités de gaz requises pour l'équilibrage : par exemple dans le scénario M23 en 2050, 19 $TWh_{H2\text{-}PCI}$ sont requis pour un fonctionnement flexible des électrolyseurs, contre environ le double pour un fonctionnement en base.

Dans l'hypothèse d'utilisation de méthane de synthèse à la place de l'hydrogène, ce facteur deux est

Figure 9.13 Besoins d'hydrogène pour l'équilibrage en France dans le scénario M23 2050 en fonction de la flexibilité des électrolyseurs et du système hydrogène



inchangé mais les volumes augmentent en raison des rendements de transformation supplémentaires. L'utilisation de méthane de synthèse et non d'hydrogène permettrait d'utiliser les infrastructures gazières existantes, facilitant le stockage du gaz et donc la flexibilité du système, mais induirait des volumes de consommation électrique plus importants. Par ailleurs, les possibilités de production flexible de méthane de synthèse devraient être vérifiées, en lien notamment avec les besoins d'approvisionnement en CO_2 requis par la fabrication du méthane de synthèse. Le besoin de flexibilité pourrait ainsi engendrer un besoin de stockage de CO_2.

9.7 L'approvisionnement en hydrogène pour couvrir les besoins finaux et les besoins pour la flexibilité du système électrique

9.7.1 La consommation d'électricité pour la production d'hydrogène a un effet de premier ordre sur le dimensionnement du mix électrique

Le mode d'approvisionnement constitue un des enjeux déterminants pour le développement de l'hydrogène à long terme.

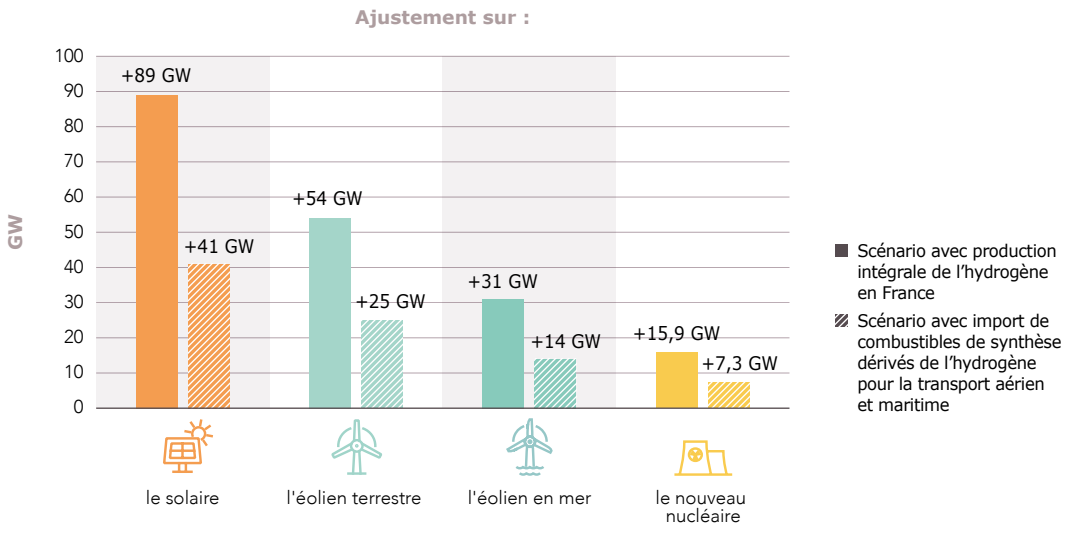
Afin de limiter au maximum les importations de combustibles énergétiques à long terme (conformément aux orientations de la SNBC), le cadrage de l'étude *Futurs énergétiques 2050* prévoit que, dans la configuration principale des scénarios, l'hydrogène utilisé en France est produit par électrolyse sur le territoire national.

Cette perspective conduit à un dimensionnement spécifique du mix électrique, qui doit ainsi tenir compte des besoins d'électricité pour l'électrolyse.

Dans les scénarios fondés sur la trajectoire de consommation de référence, les besoins pour la production d'hydrogène final (50 TWh_e d'électricité nécessaire pour l'électrolyse sur les 645 TWh_e de consommation totale d'électricité) sont directement intégrés dans la consommation totale d'électricité et sont donc couverts par les mix étudiés. Sans méconnaître les incertitudes sur la faculté à déployer les capacités nucléaires et renouvelables prévues dans chacun des scénarios, les trajectoires de développement considérées pour le mix électrique sont adaptées à un approvisionnement national pour l'intégralité des volumes d'hydrogène prévus par la SNBC.

Dans une configuration de type « hydrogène + », en revanche, le surcroît d'hydrogène à fournir conduit

Figure 9.14 Capacités additionnelles nécessaires en 2050 par rapport au scénario de référence, pour le « scénario hydrogène+ », en cas d'ajustement seulement sur une filière



à un enjeu d'une ampleur différente sur le dimensionnement du mix électrique. Même si une partie de l'hydrogène supplémentaire à produire se substitue à de l'électrification directe dans les transports et l'industrie – ce qui a donc un effet baissier sur la consommation d'électricité par rapport à la trajectoire de référence –, une autre partie importante se substitue aussi largement à l'utilisation de la biomasse (biocarburant, biogaz ou bois-énergie) et n'est donc pas compensée par un effet baissier sur la consommation d'électricité « directe ».

Ainsi, **dans cette configuration et dans le cas où l'hydrogène serait produit de manière intégrale en France, la consommation d'électricité totale atteindrait de l'ordre de 755 TWh, soit environ 100 TWh de plus que dans la trajectoire de référence.** Pour alimenter ce niveau de consommation, des capacités de moyens bas-carbone significatives seraient nécessaires comme illustré sur la figure ci-contre. Cette configuration rend l'inflexion sur le rythme de développement des moyens de production d'électricité bas-carbone encore plus exigeante que dans les scénarios de mix principaux.

Dans un cas intermédiaire où la France s'autoriserait à continuer d'importer des combustibles notamment pour approvisionner certains secteurs contraints comme le transport aérien et maritime[4], le surcroît de consommation électrique en France serait nettement moindre et atteindrait 50 TWh de plus que dans la trajectoire de référence. Dans une telle configuration, reposant sur le principe de l'existence de pays exportateurs nets de combustibles décarbonés, la France pourrait importer directement des carburants de synthèse dérivés de l'hydrogène (ammoniac, méthanol…) sous forme liquide, dans la mesure où leur transport sur longue distance (par bateau notamment) est plus adapté que celui de l'hydrogène *(voir partie 9.7.3).*

4. La SNBC publiée en 2020 prévoit en particulier de continuer à recourir aux imports de produits pétroliers pour ces secteurs, quitte à compenser leurs émissions avec des puits de carbone

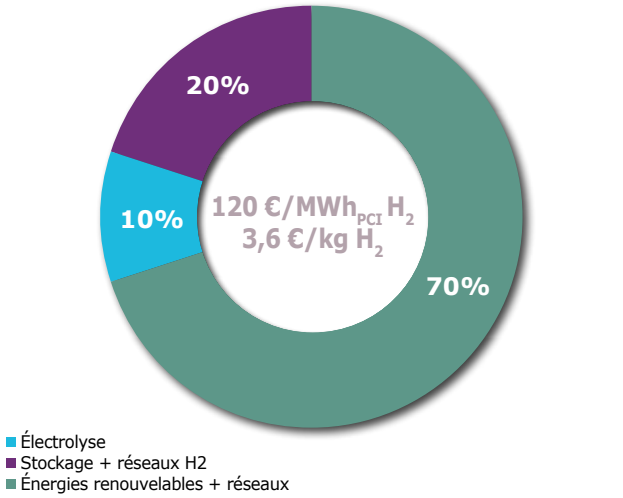
9.7.2 Un enjeu économique sur le coût d'approvisionnement

Au-delà de la capacité «physique» à développer suffisamment de moyens de production bas-carbone pour couvrir l'intégralité des besoins de production d'hydrogène, les choix d'approvisionnement pourront dépendre fortement des coûts comparés de production et d'acheminement de l'hydrogène.

Les analyses réalisées dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050* intègrent une modélisation explicite et endogène de la production d'hydrogène par électrolyse en France : le coût de l'hydrogène utilisé en France n'est donc pas une hypothèse exogène mais bien un résultat de simulation du système électrique.

L'analyse permet ainsi d'évaluer les coûts complets de production de l'hydrogène en France à long terme. Ceux-ci incluent les moyens nécessaires à l'électrolyse (coûts de la production d'électricité, des électrolyseurs et du réseau électrique nécessaire) ainsi que l'éventuel transport et stockage de l'hydrogène.

Figure 9.15 Estimation des coûts de production, de transport et de stockage d'hydrogène dans les scénarios étudiés



Il convient de noter que ce calcul reflète une évaluation normative des coûts de l'hydrogène à l'échelle de la collectivité mais peut s'écarter du prix effectif auquel sera échangé l'hydrogène entre les différents acteurs de la chaîne. En particulier, la convention retenue ici consiste à affecter une part moyenne du coût des énergies renouvelables présentes dans le mix en 2060 (intégrant donc des parcs renouvelables ayant fait l'objet d'investissements plusieurs années auparavant et/ou des petites installations sur toiture plus onéreuses) ainsi qu'une part du coût d'adaptation des réseaux dans le calcul du coût de production d'hydrogène par électrolyse.

Or, dans un modèle où l'électrolyseur soutire de l'électricité sur le réseau national et s'approvisionne sur les marchés de l'électricité, le prix de l'électricité peut se révéler très différent du coût moyen des énergies renouvelables, et dépend fortement du fonctionnement du marché de l'électricité à cet horizon. D'autres modèles sont également possibles avec par exemple des électrolyseurs alimentés par des parcs photovoltaïques en autoproduction (totale ou partielle) : ceux-ci ont notamment fait l'objet d'analyses détaillées dans le cadre du rapport sur l'hydrogène bas-carbone publié par RTE en janvier 2020. Dans ces modèles, les électrolyseurs bénéficient d'un approvisionnement en électricité dont le coût est potentiellement plus stable mais leur durée de fonctionnement peut être réduite, ce qui accroît la part du coût lié à l'amortissement des électrolyseurs. Les perspectives d'émergence des différents modèles et leurs impacts sur le fonctionnement du système électrique à long terme pourront faire l'objet d'analyses complémentaires dans les prolongements des *Futurs énergétiques 2050*.

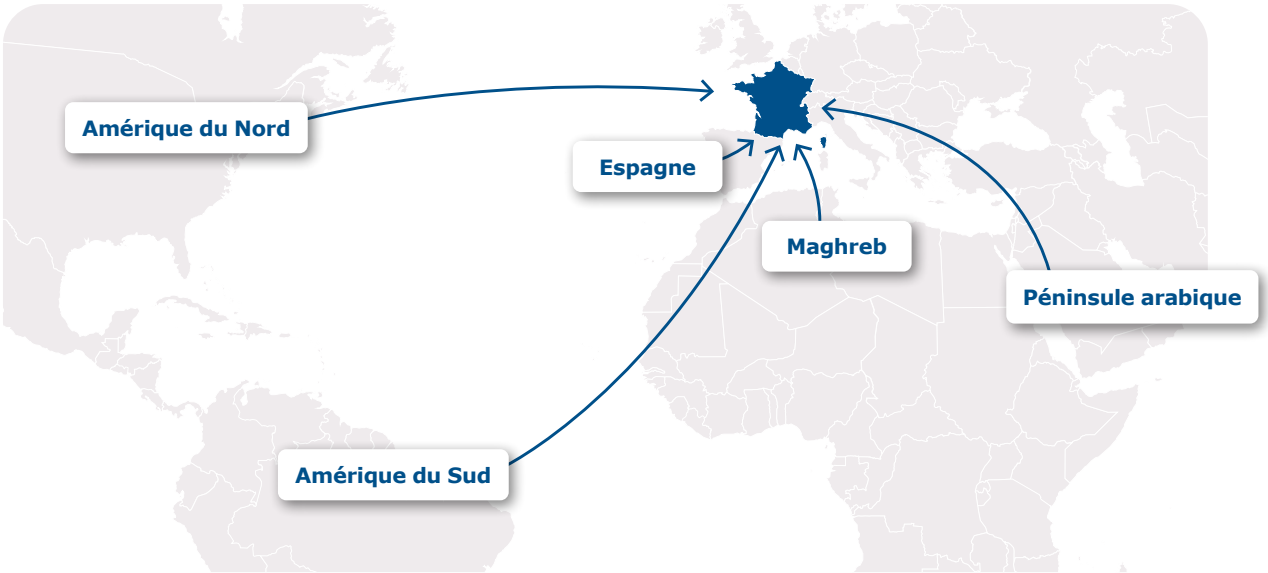
9.7.3 Un recours possible à des importations

Une alternative – s'écartant du cadrage de la SNBC – pourrait être de recourir à des imports d'hydrogène depuis d'autres pays, qui pourraient s'avérer plus compétitifs. Il s'agirait par exemple d'importer de l'hydrogène produit à partir d'électricité photovoltaïque dans des zones très ensoleillées au sud de la France ou à partir d'électricité d'origine éolienne dans la mer du Nord. Cette perspective nécessiterait de disposer de capacités de transport adaptées :

- soit par canalisation, ce qui nécessite la construction d'infrastructures conséquentes (canalisations souterraines ou sous-marines sur plusieurs centaines, voire plusieurs milliers de kilomètres) avec des enjeux industriels et politiques spécifiques ;
- soit par bateau, notamment pour permettre des imports depuis des régions éloignées (Amérique, Moyen-Orient…), mais avec une difficulté technico-économique spécifique pour ce mode de transport : la densité de l'hydrogène sous forme gazeuse étant relativement faible, le transport par bateau d'hydrogène gazeux n'est pas évident. Il serait alors nécessaire de liquéfier l'hydrogène (mais avec des coûts et pertes énergétiques conséquentes) ou de le transformer en des carburants liquides plus aisément transportables (ammoniac, méthanol…). Dans ce dernier cas, la transformation en carburant de synthèse et sa retransformation éventuelle en hydrogène à l'arrivée sont également coûteuses sur le plan énergétique. Vu d'aujourd'hui, la perspective d'import par bateau n'apparaît donc *a priori* pertinente que pour l'import de carburants énergétiques dérivés de l'hydrogène (ammoniac, méthanol…) qui ne seraient pas retransformés en hydrogène mais utilisés comme énergie finale.

Au-delà des incertitudes économiques, le recours aux imports soulève une question politique sur l'indépendance énergétique. Même si le mix énergétique français est dès aujourd'hui fortement dépendant de l'import de combustibles fossiles, le maintien d'une part de dépendance à d'autres pays pour des combustibles tels que l'hydrogène n'est pas jugé souhaitable pour un certain nombre d'acteurs.

Figure 9.16 Routes commerciales envisagées pour l'importation d'hydrogène décarboné à l'horizon 2050



9.8 Les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène seront de nature à favoriser la flexibilité des couplages avec le secteur électrique mais des études complémentaires sont nécessaires pour évaluer leur dimensionnement

9.8.1 Stockage de l'hydrogène : des capacités de stockage nécessaires pour assurer une relative flexibilité des infrastructures de production d'hydrogène

L'hypothèse retenue dans la plupart des études et scénarios comprenant un développement important de l'hydrogène consiste à considérer que les systèmes de production d'hydrogène (électrolyseurs) seront relativement flexibles et qu'ils pourront adapter leur fonctionnement aux conditions d'équilibre offre-demande électrique. La production d'hydrogène par électrolyse est ainsi régulièrement présentée comme une solution permettant d'adapter la demande d'électricité à la production des énergies renouvelables, notamment lors des périodes de forte production. L'hydrogène est ainsi supposé constituer une solution de stockage d'énergie bas-carbone, là où l'électricité apparaît aujourd'hui difficilement stockable.

Pour autant, **cette flexibilité du système hydrogène présuppose la disponibilité de capacités de stockage conséquentes,** à défaut de sources alternatives d'approvisionnement en hydrogène. Il s'agit notamment de pouvoir stocker l'hydrogène produit lors des périodes les plus favorables du point de vue du système électrique (par exemple, périodes de forte disponibilité des renouvelables et du nucléaire et de faible consommation) et de le restituer lorsque les utilisateurs d'hydrogène en ont besoin, c'est-à-dire tout au long de l'année pour les usages dans l'industrie et la mobilité et essentiellement l'hiver pour la production d'électricité. De manière générale, **le rôle de l'hydrogène est donc favorisé par un réseau de transport et des capacités de stockage adéquats.**

À défaut d'accès aux capacités de stockage, le développement de l'hydrogène perdrait l'un de ses intérêts – à savoir sa flexibilité – et d'autres solutions pourraient alors prendre une place plus importante : électrification directe, recours au méthane de synthèse…

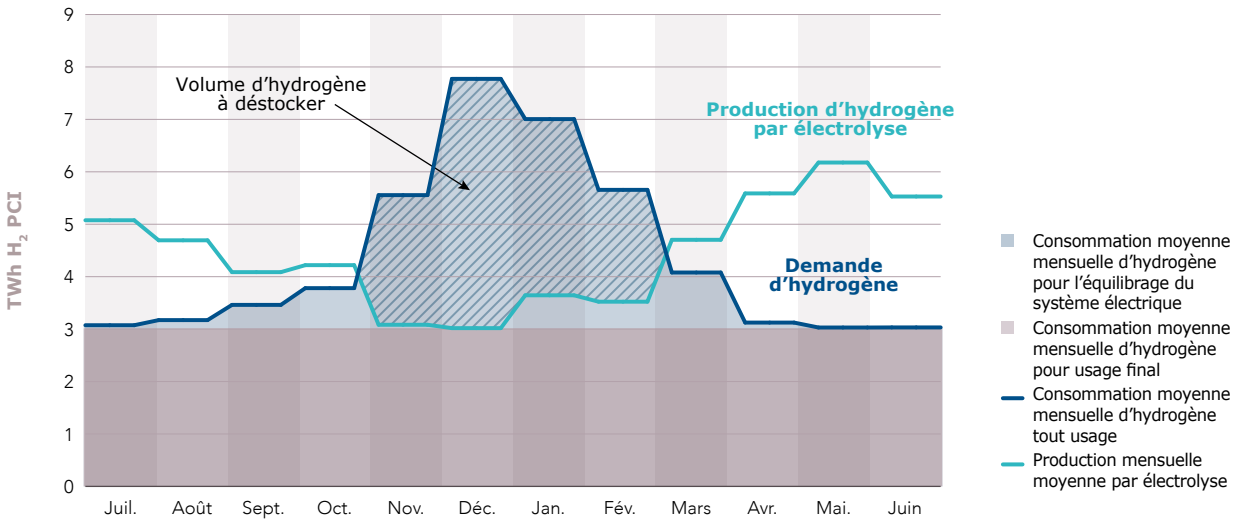
Dans l'analyse technique des scénarios, la configuration principale étudiée prend l'hypothèse que l'hydrogène peut être stocké aisément et donc utilisé de manière flexible. Dans ces conditions, les simulations du fonctionnement du système électrique montrent alors que l'hydrogène serait produit tout au long de l'année, au fil des périodes de forte production renouvelable, mais de manière plus importante au printemps et à l'été lorsque les marges de production du système électrique sont les plus élevées. À l'inverse, la demande d'hydrogène pour l'équilibre du système électrique tend à se concentrer sur la période hivernale, pendant laquelle les moments de tension sur l'équilibre offre-demande sont plus fréquentes.

Dans ce type de configuration, **un besoin de stockage d'hydrogène de plusieurs térawattheures, voire de quelques dizaines de térawattheures, apparaît nécessaire pour absorber la flexibilité des électrolyseurs.**

Or, les capacités de stockage d'hydrogène en France restent aujourd'hui incertaines. Les capacités de stockage en cavités salines (sites les plus adaptés au stockage de l'hydrogène, plus volatil que le méthane) sont évaluées autour de 3 à 5 TWh en France[5], soit un niveau potentiellement

5. Gas Infrastructure Europe, 2021, *Picturing the value of underground gas storage to the European hydrogen system*

Figure 9.17 Profil annuel moyen de production et de demande d'hydrogène dans le scénario M23 à l'horizon 2050



insuffisant pour bénéficier pleinement de la flexibilité du système hydrogène. Un développement de capacités de stockage supplémentaires en France (notamment via l'adaptation des stockages de méthane ou le développement de nouvelles infrastructures qui pourraient permettre d'atteindre une capacité de l'ordre de 30 TWh selon l'étude mentionnée ci-dessus) ou l'accès à des volumes importants de stockages salins disponibles dans le reste de l'Europe (en particulier en Allemagne et mer du Nord) via des interconnexions, constitue dès lors un prérequis pour assurer pleinement la flexibilité des moyens hydrogène, notamment dans les scénarios « M ».

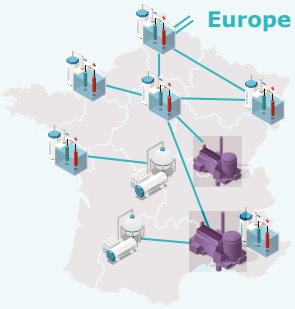
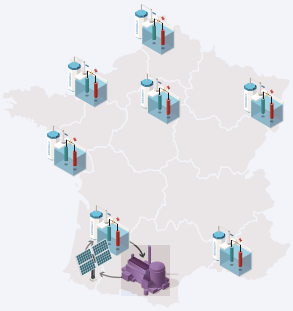
Au-delà de l'enveloppe saisonnière, la production d'hydrogène par électrolyse d'une part et la consommation d'hydrogène d'autre part peuvent également varier fortement d'une année à l'autre, selon les conditions climatiques et la disponibilité des moyens de production. Les années où la demande d'hydrogène est la plus élevée en raison des besoins d'équilibrage du système électrique correspondent fréquemment à des années de faible production par électrolyse. Pour assurer une totale flexibilité, le système hydrogène devra donc être en mesure de gérer les variations interannuelles, soit en disposant de réserves spécifiques pour absorber ces variations, soit en ayant ponctuellement recours aux imports/exports.

Afin d'évaluer les enjeux associés à la flexibilité du système hydrogène, le fonctionnement du système électrique a été simulé dans une configuration où les capacités de stockage d'hydrogène sont très limitées, sous forme de variantes des scénarios N2 et M23 à l'horizon 2060.

Dans cette configuration, les électrolyseurs doivent fonctionner en base pour fournir l'hydrogène destiné à un usage final, avec la possibilité d'effacements ponctuels gérables grâce à de petits stocks tampons. Ceux-ci permettent d'assurer la continuité de l'alimentation en cas d'arrêt des électrolyseurs, par exemple en cas de défaillance ou de maintenance ou encore pour effacer une partie de la consommation électrique pendant quelques jours consécutifs. Ces installations représentent alors une capacité de stockage cumulée de l'ordre de quelques jours de consommation d'hydrogène.

Par ailleurs, l'équilibrage du système électrique ne peut être assuré par la production de centrales fonctionnant à l'hydrogène, du fait d'une capacité

Figure 9.18 Technologies dont la maîtrise et l'industrialisation sont nécessaires dans l'hypothèse d'un système hydrogène flexible et dans la configuration d'un système hydrogène non flexible

	Référence : Système hydrogène flexible	**Vision d'un système hydrogène peu flexible**
		
Production par électrolyse	**Requis** (technologie accessible mais progrès attendu sur coûts et rendement)	
Stockage massif de H_2 et réseau de transport	**Requis** (incertitudes sur les capacités de stockage accessibles et leurs coûts)	**Non requis**
Méthanation et logistique d'approvisionnement en CO_2	**Non requis**	**Requis** (au stade de démonstrateur. Incertitudes sur les sources de CO_2)
Stockage massif de CH_4 et réseau de transport	**Non requis**	**Requis** (déjà déployé)
Production d'électricité à partir d'H_2	**Requis** (au stade de démonstrateur)	**Non requis**
Production d'électricité à partir de CH_4	**Non requis**	**Requis** (technologie disponible)

Électrolyseur · Stockage H_2 · Centrale thermique · Routes commerciales d'import de gaz décarboné · Interconnexions

de stockage insuffisante. La maîtrise d'alternatives permettant d'assurer le fonctionnement de la boucle *power-to-gas-to-power* apparait alors nécessaire dans tous les scénarios sans relance très forte du nucléaire (N03, voire N2).

Lorsque les volumes d'hydrogène sont insuffisants pour couvrir les besoins de flexibilité du système électrique, la boucle *power-to-gas-to-power* peut fonctionner en recourant à du méthane, qui peut être stocké en quantités importantes dans les réservoirs gaziers actuels (stockages aquifères ou déplétés, à hauteur de 130 TWh). Cette option requiert la maîtrise de la méthanation et de la logistique d'approvisionnement en CO_2 associée. Une autre alternative est de recourir au biométhane, dont le gisement est cependant limité.

La configuration où le système hydrogène n'est pas flexible entraine des conséquences techniques et économiques importantes pour le système électrique.

D'une part, le fonctionnement des capacités de production thermique est très sensiblement rehaussé. En effet, l'absence de possibilité de stockage massif d'hydrogène conduit, sur certaines périodes, à un fonctionnement simultané des électrolyseurs pour couvrir les usages finaux d'hydrogène et d'une production d'électricité pour les alimenter à partir de CCG et TAC fonctionnant au gaz. De plus, le recours à la boucle méthane induit des pertes de conversion plus importantes du fait de l'étape supplémentaire de méthanation.

Sur le plan technique, l'absence de système hydrogène flexible induit des pertes énergétiques plus importantes dans tous les scénarios. Cette configuration a toutefois des conséquences plus marquées dans les scénarios «M» dans lesquels la production à partir de gaz est plus importante. Les pertes énergétiques liées à la boucle *power-to-gas-to-power* atteignent ainsi une cinquantaine de térawattaheures dans le scénario M23 avec système hydrogène non flexible contre une quinzaine de térawattheures dans le scénario N2.

Ces pertes énergétiques supplémentaires (par rapport à la configuration de référence avec système hydrogène flexible) doivent ainsi être couvertes par des capacités de production renouvelable additionnelles. Une partie peut également être couverte par une meilleure valorisation de la production bas-carbone et de moindres écrêtements de production renouvelable, notamment dans le scénario M23 grâce à une capacité d'électrolyse et de méthanation (flexible) beaucoup plus importante permettant de «récupérer» une partie significative des écrêtements de production renouvelable.

Sur le plan économique, le développement des capacités renouvelables additionnelles pour assurer le bouclage énergétique, leur raccordement, ainsi que les adaptations nécessaires du réseau associées engendrent des coûts supplémentaires, auxquels s'ajoutent les coûts liés au besoin d'une capacité d'électrolyse et de méthanation plus importante[6]. L'impact global sur les coûts du système énergétique dépend alors des coûts évités dans les infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène, sur lesquels pèsent aujourd'hui de nombreuses incertitudes.

Dans la configuration avec système hydrogène non flexible, les coûts totaux du système électrique français (hors effet sur la balance commerciale) apparaissent sensiblement plus élevés de l'ordre de 2 à 5 milliards d'euros selon les scénarios. En particulier, un échec du pari sur la flexibilité du système hydrogène pénalise davantage un scénario de type M23 qu'un scénario de type N2, avec un écart de coût supplémentaire de l'ordre de 3 milliards d'euros par an (hors effet sur la balance commerciale).

Néanmoins, l'absence de déploiement d'une infrastructure flexible d'hydrogène en Europe conduit également à des modifications profondes

6. *Par rapport à la configuration de référence, la capacité d'électrolyse pour les usages finaux est diminuée (même volume de production mais reposant sur un fonctionnement en base) mais la capacité d'électrolyse+méthanation est largement supérieure à la capacité d'électrolyse servant à couvrir les besoins d'hydrogène pour la production d'électricité dans le scénario de référence. Ceci est dû à des besoins plus importants de production d'électricité à partir de gaz, ainsi qu'à un rendement plus faible du couplage électrolyse+méthanation par rapport à l'électrolyse seule.*

du fonctionnement du système électrique européen et pourrait modifier la structure et les niveaux de prix de marchés de l'électricité en Europe. Avec plus de périodes où la production d'électricité à partir de gaz est marginale en Europe et des prix du méthane de synthèse plus importants que ceux de l'hydrogène, les prix de marché de l'électricité en Europe seraient rehaussées (par rapport à la configuration de référence), ce qui améliorerait significativement la balance commerciale de la France pour les échanges d'électricité (les scénarios ont été modélisés en conservant un léger solde exportateur). Cet effet, difficile à anticiper car très dépendant des développements des systèmes hydrogène dans les pays voisins et de la formation des prix de marché des gaz et de l'électricité, pourrait être important et compenser tout ou partie des surcoûts en France liés à l'absence de flexibilité de l'hydrogène. Ce bénéfice potentiel doit cependant être considéré avec précaution, en raison des incertitudes qu'il soulève. Des études supplémentaires seront nécessaires pour approfondir ces incertitudes, normales à un stade où le modèle économique de la production d'hydrogène ou des gaz verts en général n'est pas stabilisé et peut encore prendre des voies très différentes.

De manière générale, l'analyse de l'intérêt économique des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène pour la flexibilité du système électrique fera l'objet d'analyses approfondies, qui seront menées dans le cadre des prolongements.

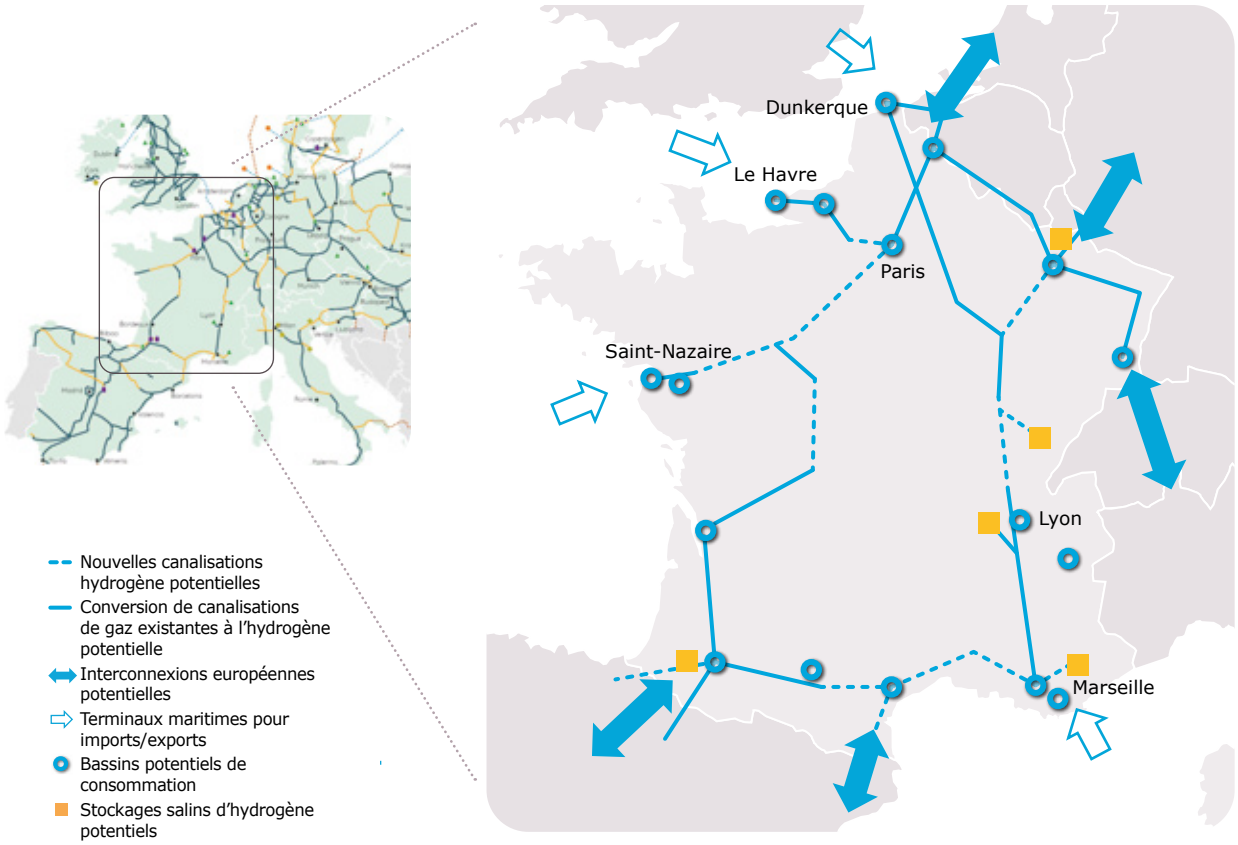
9.8.2 Transport de l'hydrogène : un besoin d'infrastructures qui dépend de la localisation des électrolyseurs et du stockage

Le développement de l'hydrogène implique également une réflexion sur les besoins d'infrastructures de transport de l'hydrogène.

D'une part, à l'échelle nationale, le développement d'une infrastructure de transport d'hydrogène peut contribuer à permettre l'accès à des capacités de stockage disponibles en France *(cf. point précédent)* et d'envisager ainsi une flexibilité du fonctionnement des électrolyseurs. Il permettrait également le foisonnement de la production et la consommation d'hydrogène sur l'ensemble du territoire national.

Les caractéristiques du réseau à développer dépendent néanmoins fortement de la localisation des différentes infrastructures de production, de stockage et de consommation d'hydrogène. En particulier, il existe un débat sur la localisation des électrolyseurs en lien avec le développement des réseaux électrique et gazier. De manière caricaturale, deux visions s'affrontent. D'un côté, une localisation des électrolyseurs au plus près des centres de consommation d'hydrogène avec un approvisionnement des électrolyseurs via le réseau électrique national. De l'autre, une localisation des électrolyseurs au plus près des centres

Figure 9.19 Préfiguration de la structure potentielle d'un réseau hydrogène européen incluant la France en 2040 dans l'hypothèse d'un système hydrogène flexible, inspirée de l'étude European Hydrogen Backbone (Gas for Climate, 2021)



de production d'électricité (notamment énergies renouvelables) et un acheminement de l'hydrogène produit vers les centres de consommation par des canalisations dédiées.

D'autre part, à l'échelle européenne, le développement d'un réseau transeuropéen d'échanges d'hydrogène permettrait le foisonnement de la demande et la mutualisation des capacités de stockage sur un périmètre plus large – et en particulier, pour la France, la connexion à des stockages importants situés en Allemagne et en mer du Nord. Pour certains acteurs, la construction d'un tel réseau pourrait également contribuer à rendre accessible des imports d'hydrogène à des prix compétitifs, potentiellement plus faibles que pour l'hydrogène produit en France.

Des études complémentaires seront menées par RTE et GRTgaz au cours de l'année 2022 sur les besoins d'infrastructure de réseau (électricité et gaz) et de stockage dans les différents scénarios de développement de l'hydrogène.

10

LES RÉSEAUX

10

LES RÉSEAUX :
DES BESOINS SIGNIFICATIFS DE NOUVELLES INFRASTRUCTURES POUR ACCOMPAGNER LES ÉVOLUTIONS DU MIX ÉLECTRIQUE

10.1 Une évaluation complète des besoins couvrant l'ensemble des réseaux de transport et de distribution

10.1.1 Les réseaux sont au cœur de la transition énergétique

Le débat public sur le secteur électrique porte largement sur les sources de production, mais sa réalité opérationnelle est de constituer une industrie de réseaux d'excellence : toutes les sources de production et les sites de consommation y sont connectés en permanence, avec une exigence d'équilibre instantané qui n'existe dans aucune autre industrie. Et toute nouvelle installation de production, de stockage, ou de consommation implique un raccordement et éventuellement une adaptation du réseau. Dans l'équation de la transition énergétique, les réseaux jouent donc un rôle majeur.

Ces réseaux vont devoir continuer à évoluer en profondeur de manière à rendre possible la transition énergétique. La dynamique industrielle de cette évolution et son financement constituent par essence des sujets de temps long (une fois les travaux réalisés et l'ouvrage mis en service, il peut fonctionner jusqu'à plus de 80 ans pour certaines infrastructures sous réserve d'une maintenance régulière et adaptée). Pour implanter un nouvel ouvrage structurant, plusieurs années sont nécessaires pour des études détaillées et pour obtenir les autorisations correspondantes. Les raccordements aux réseaux vont se multiplier et le rythme de raccordement constituera un défi technique et de dialogue avec les parties prenantes (autorités locales, filière industrielle, gestionnaires de réseaux, producteurs, associations) dans les scénarios les plus dynamiques sur cet aspect.

Or cette transformation doit intervenir dans un contexte sociétal où les résultats doivent être rapides, pendant que se développent des phénomènes d'opposition systématiques, y compris quand ces infrastructures sont indispensables pour la transition énergétique. Il en résulte une contradiction qu'il nous appartient collectivement de gérer.

10.1.2 La démarche des *Futurs énergétiques 2050* porte sur l'ensemble des réseaux

Le réseau électrique français est large et interconnecté. Trois fonctions peuvent y être distinguées : (i) le réseau de grand transport, national et européen, (ii) les réseaux régionaux et (iii) les réseaux de distribution.

- Le réseau de grand transport d'électricité (400 kV et une partie du 225 kV contribuant à son appui) a tout d'abord été développé pour relier les lieux de production, historiquement les massifs montagneux où se trouvent les barrages hydrauliques, et les centres de consommation : villes et centres industriels. Il s'est ensuite fortement développé dans les années 1980 en parallèle des centrales nucléaires, et maille désormais tout le territoire national. Depuis les années 2000, le réseau national évolue moins, mais les interconnexions avec les pays voisins ont été renforcées. Il constitue désormais une plateforme physique d'échange d'électricité en Europe.
- Les réseaux régionaux (63, 90 et une partie du 225 kV) visent à répartir l'électricité vers l'ensemble des territoires, en assurant la sécurité d'alimentation en tout lieu.
- Les réseaux de distribution (10 à 20 kV et 230 V) assurent la desserte de l'ensemble des clients de moindre puissance, à partir des « postes sources » qui les alimentent depuis le réseau de transport.

En France métropolitaine continentale, le développement et l'exploitation des réseaux publics sont confiés à RTE pour le réseau public de transport, à partir de 50 kV, et à Enedis et environ 150 entreprises locales de distribution pour les réseaux publics de distribution.

Le développement concomitant des réseaux régionaux de transport et des réseaux de distribution correspond depuis la seconde guerre mondiale à une approche majoritairement descendante de l'acheminement. Cette logique est en cours d'évolution mais correspond aujourd'hui encore à une réalité dans laquelle la production raccordée sur les réseaux de distribution a contribué en 2020 à environ 10 % de la production nationale française, alors que ces réseaux alimentent plus de 70 % de la consommation.

Les *Futurs énergétiques 2050* envisagent des scénarios dans lesquels les installations de production raccordées au réseau public de distribution assurent entre 25 % et 50 % de la production nationale annuelle. Ceci induit un bouleversement dans l'utilisation des réseaux : le réseau public de distribution devient dans certains scénarios un lieu privilégié de développement de la production, tandis que le rôle d'acheminement des réseaux régionaux de transport devient structurellement bidirectionnel.

De la même façon, les très fortes proportions d'énergies renouvelables dans le mix des pays voisins impliquent une grande variabilité des flux entre pays. Le réseau de grand transport métropolitain peut ainsi se trouver parcouru de flux importants, de façon très variable d'un jour sur l'autre, et même en cours de journée.

Il est donc plus que jamais nécessaire d'analyser l'ensemble des besoins en matière d'infrastructure de réseau de façon conjointe et cohérente entre transport et distribution. Dans la lignée du rapport récent sur la recharge rapide sur autoroutes[1], les travaux des *Futurs énergétiques 2050* portant sur le volet « réseaux » ont bénéficié d'une collaboration technique entre RTE et Enedis. Cette démarche permet de disposer d'une analyse complète et cohérente de l'impact de différents scénarios de décarbonation sur l'ensemble des composantes du réseau électrique français.

1. Rapport RTE – Enedis « *les besoins de la mobilité électrique longue distance sur autoroutes* » publié en juillet 2021

10.2 Réseau de transport : des besoins d'évolution structurants sur toutes les composantes en lien avec la transformation du mix

10.2.1 Une répartition géographique de la production et de la consommation qui change et nécessite de faire évoluer le réseau de transport en conséquence

La localisation et la nature des moyens de production ainsi que la répartition géographique des grands centres de consommation d'électricité constituent des déterminants majeurs de la structure du réseau électrique.

Le Schéma décennal de développement de réseau (SDDR) publié par RTE en 2019 a dressé les perspectives du développement du réseau de transport d'ici 2035, en se fondant sur la trajectoire d'évolution du mix électrique projetée par la PPE. Le SDDR demeure la référence d'ici 2030 : les scénarios de mix électrique des *Futurs énergétiques 2050* sont conformes à la PPE ou ne s'en écartent que marginalement (M0 et N03) d'ici 2030. Les trajectoires de consommation, réévaluées à la hausse depuis 2017, peuvent conduire à certains aménagements mais qui ne modifient pas structurellement l'équilibre du SDDR.

Des ajustements plus importants peuvent intervenir sur la décennie suivante (2030-2040). Le SDDR publié par RTE en 2019 s'étendait jusqu'en 2035 afin de donner une vision prospective des besoins à cette échéance, qui étaient en nette augmentation. Cette évolution (témoignant d'une bascule dans des investissements plus structurants au-delà de 2030) se conforme avec les scénarios des *Futurs énergétiques 2050*, avec un degré qui varie selon les scénarios.

Aux horizons plus lointains (2050 et 2060), les scénarios étudiés impliquent tous une transformation structurante du mix électrique pour atteindre la neutralité carbone. La localisation de la production et de la consommation évolue donc très largement, et les besoins d'évolution des réseaux s'en trouvent très fortement modifiés. Les principaux facteurs à prendre en compte sont les suivants :

- la fermeture d'une grande partie du parc nucléaire actuel ;
- le développement accéléré des énergies renouvelables, terrestres et marines ;
- la mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires dans les scénarios N ;
- le développement de nouveaux usages de l'électricité ;
- des évolutions également structurantes des mix énergétiques dans les pays voisins.

L'analyse des besoins de réseau présente une difficulté supplémentaire par rapport à celle du mix : elle est tributaire d'hypothèses précises sur la localisation des futures installations de production. Or ce paramètre est par essence extrêmement incertain à très long terme : ainsi en est-il du développement de l'éolien terrestre, que la dynamique industrielle conduirait à positionner principalement dans les zones les plus propices (nord et est de la France, centre, etc.) alors que la recherche d'une plus juste répartition conduirait à le répartir de manière plus équitable en France. Différentes trajectoires d'évolution de mix électrique et des hypothèses de localisation de la production et de la consommation ont été retenues pour l'étude en cohérence avec le principe de chaque scénario *(voir chapitre 5)*. Ces hypothèses sont par essence prospectives et ne préjugent en rien des choix qui seront effectivement réalisés par les investisseurs ou l'État. Cela signifie également que **les trajectoires de développement de réseau devront être progressivement affinées, et qu'elles ne valent que par les ordres de grandeur et considérations industrielles qu'elles permettent d'établir.**

Pour ce qui concerne les besoins d'évolution du réseau de transport, les *Futurs énergétiques 2050* reprennent le cadrage discuté en concertation avec les parties prenantes et esquissent des impacts différenciés selon quatre segments du réseau :

- Les réseaux régionaux, constitués des ouvrages à 63, 90 et 150 kV, ainsi que d'une partie des réseaux 225 kV assurant un rôle de répartition

Figure 10.1 Le réseau public de transport et ses différentes composantes en 2021



régionale. Ces réseaux représentent environ 70 % des 100 000 km du réseau public de transport. Leur rôle de répartition entre le grand transport et la distribution les rend sensibles au développement de la production répartie de manière diffuse sur le territoire, notamment au travers des besoins de raccordement.

- Le réseau de grand transport, constitué des ouvrages 400 kV et de certains ouvrages 225 kV qui en constituent un appui. Ces réseaux représentent environ 30 % des circuits du réseau public de transport d'électricité. Ils sont aujourd'hui structurés autour des grands centres de consommation, de sites de production centralisée et de flux aux interconnexions. Ces deux derniers points peuvent fortement évoluer à l'horizon 2050.
- Les interconnexions, qui permettent d'assurer l'insertion des énergies renouvelables, la sécurité d'approvisionnement et un meilleur fonctionnement du marché à l'échelle européenne. Leur évolution est guidée par des considérations d'équilibre offre-demande : besoins et sources de flexibilité en France et à l'étranger, compétitivité et nature des parcs étrangers.
- Les réseaux en mer, qui assureront l'évacuation de la production éolienne en mer et constitueront également une partie des lignes d'interconnexion, parfois de façon concomitante (réseaux hybrides). Leur développement dépendra donc du rythme de raccordement de la production en mer, éventuellement des besoins d'interconnexion, voire dans certains cas du renforcement du réseau de grand transport le long d'une façade maritime (des synergies seraient alors envisageables, mais nécessitent une très forte planification).

Du fait de l'importance de la transformation du mix électrique d'ici 2050, des évolutions majeures seront nécessaires sur l'ensemble de ces composantes. Le présent rapport constitue une première description de la consistance de ces évolutions, qui feront l'objet d'approfondissements successifs par la suite, notamment dans le cadre de la prochaine réactualisation du SDDR de RTE.

10.2.2 Les interconnexions : un développement soutenu pour mutualiser la production et optimiser les coûts à l'échelle européenne

10.2.2.1 Un développement poussé des interconnexions sur trente ans, avec un rythme légèrement inférieur à +1GW par an, en vue de favoriser l'optimisation de l'équilibre offre-demande

Le rôle important des interconnexions pour mutualiser les moyens de production en Europe et assurer la sécurité d'alimentation à moindre coût a été décrit au chapitre 7.

Les analyses montrent qu'un développement soutenu des interconnexions en Europe, de l'ordre de 45 GW à la frontière française, peut se justifier à long terme dans le cadre d'un optimum global. Néanmoins, de nombreux autres facteurs entrent en ligne de compte : incertitudes sur la faisabilité industrielle et l'acceptabilité des nouvelles lignes, volonté des pays voisins ou encore souhait de chaque pays de régler son degré d'interdépendance avec les pays voisins. La concertation a conduit à retenir, dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, une capacité d'import totale de la France en deçà de l'optimum économique, qui atteint 39 GW en 2050 dans tous les scénarios.

Sur le plan de la capacité d'échange, **les développements d'interconnexions entre la France et ses voisins intégrés dans les scénarios à l'horizon 2050 s'inscrivent dans la continuité des projections prévues par RTE pour les prochaines années.** Avec un rythme de +0,9 GW chaque année en moyenne sur trente ans, ils marquent même un très léger ralentissement par rapport au rythme projeté dans le SDDR au-delà de 2030-2035. Du fait de contraintes d'acceptabilité, de disponibilité d'espaces pour de nouvelles lignes aériennes et du développement accru de lignes sous-marines, l'hypothèse retenue est que la majorité des projets d'interconnexion développés au-delà de 2035 se basent sur la technologie à courant continu (HVDC), déjà utilisée aujourd'hui mais de manière ponctuelle, et globalement plus coûteuse.

Cette évolution se traduit directement sur les coûts associés à cette trajectoire. La construction des interconnexions supplémentaires entre 2035 et 2050 représente un investissement total de 10 Md€, à répartir entre la France et les pays voisins concernés. L'approche retenue est de considérer que le coût de ces projets est réparti à moitié entre les pays

Figure 10.2 Évolution des capacités d'import en France – trajectoire de référence

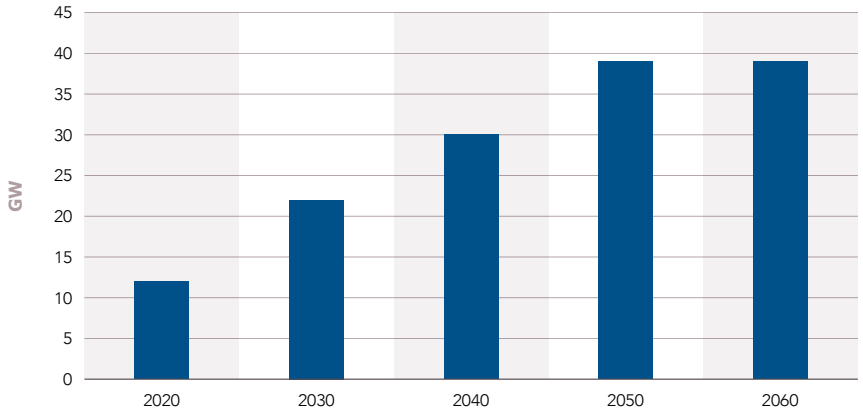
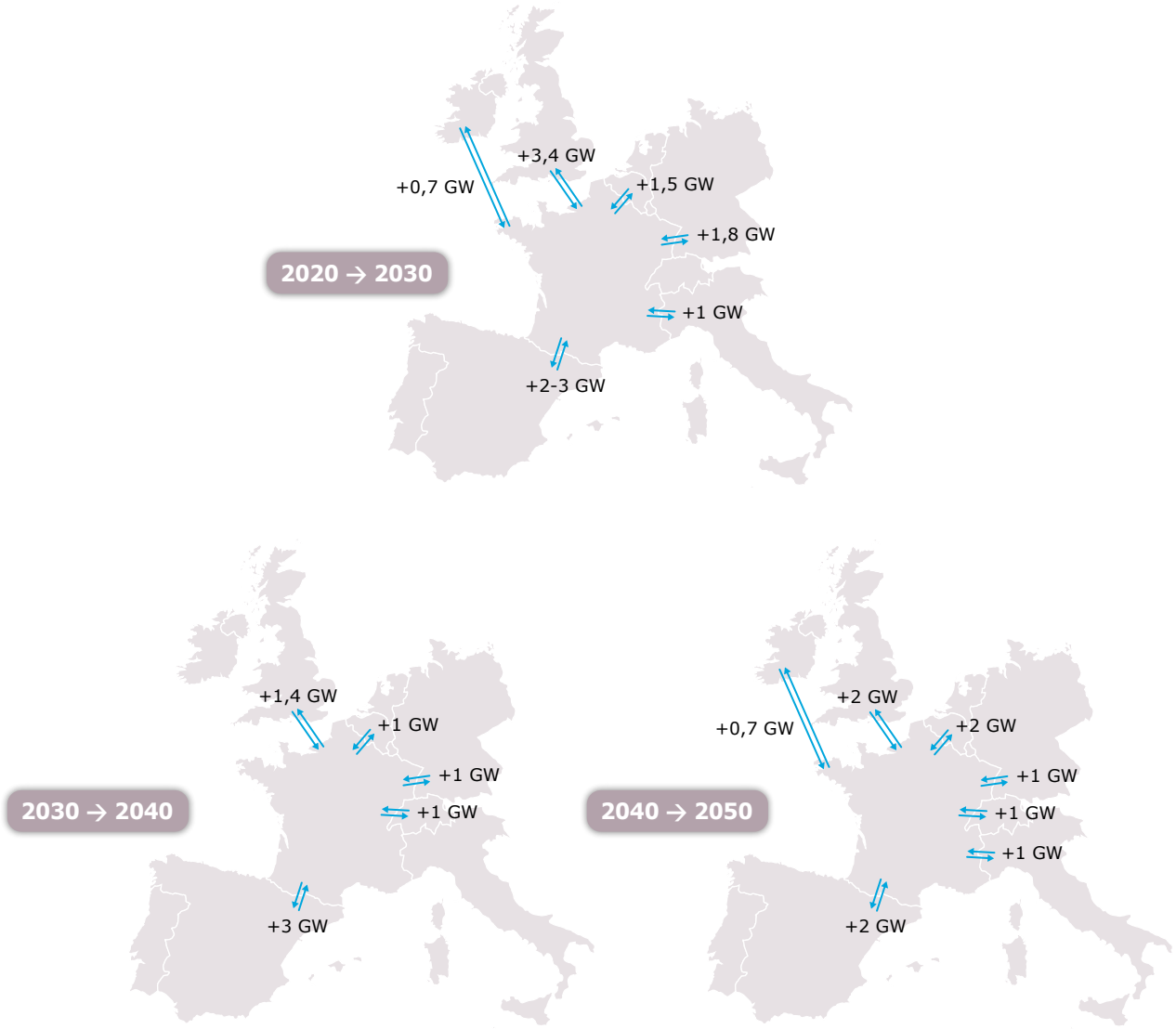


Figure 10.3 Hypothèses d'évolution des capacités d'interconnexion aux frontières françaises (import)



concernés, et ainsi de comptabiliser pour la France la moitié de cet effort, soit 5 Md€, même si *in fine* le financement de chaque projet fait l'objet de sa propre clé de répartition entre les pays.

10.2.2.2 Une utilisation des interconnexions qui évolue dans sa nature et modifie les flux circulant sur le réseau français

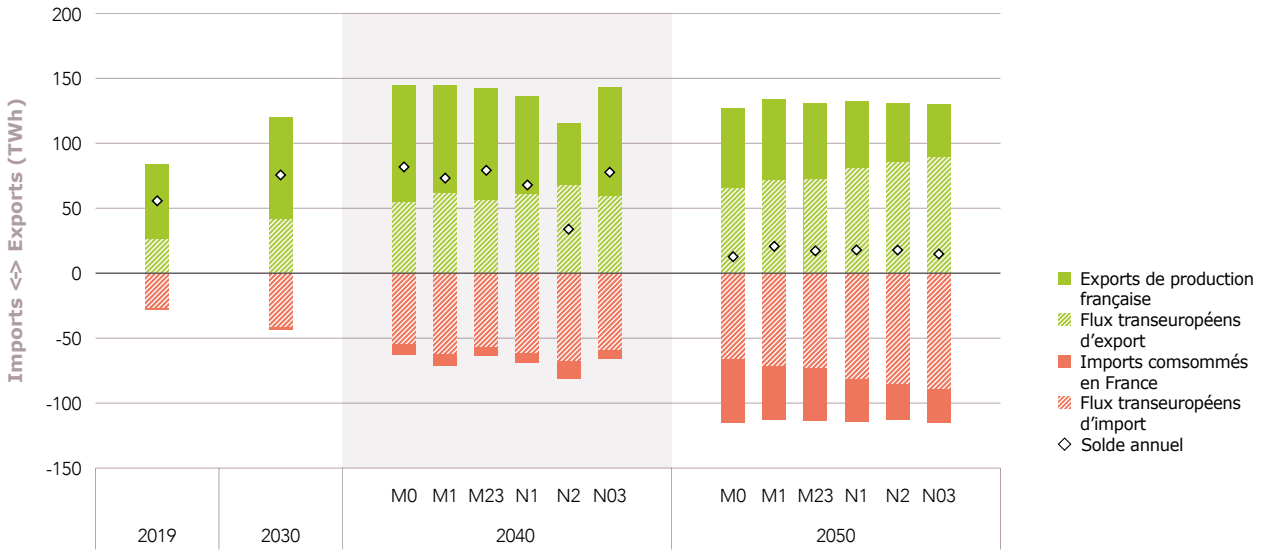
Les évolutions structurelles des parcs de production européens et le développement des interconnexions modifient profondément les échanges aux frontières à l'horizon 2050, avec en particulier deux tendances observées dans tous les scénarios.

D'une part, **la France sera beaucoup moins exportatrice à long terme (horizon 2050) qu'aujourd'hui et à moyen terme (d'ici 2035).** La marge exportatrice du pays sera progressivement rognée d'une part par l'augmentation de la consommation d'électricité afin d'atteindre la neutralité carbone, et d'autre part par le déclassement des réacteurs nucléaires arrivant en fin de vie. Pour autant, le volume d'échanges cumulés (imports et exports) apparaît en nette hausse, avec de fortes variations selon l'heure ou la saison. C'est en particulier le cas avec la Grande-Bretagne, fortement exportatrice d'énergie éolienne, et avec l'Espagne qui exporte de l'électricité d'origine photovoltaïque durant le jour mais importe la nuit.

D'autre part, **l'évolution structurelle du mix électrique européen conduira la France à devenir un pays de transit pour des flux transeuropéens,** c'est-à-dire les flux circulant sur les interconnexions françaises mais correspondant à des transits entre d'autres pays via la France. Dans tous les scénarios, la part de ces flux devient en effet très majoritaire. Dans de nombreux cas, la France peut par exemple se trouver en situation d'import depuis la Grande-Bretagne et d'export vers la péninsule ibérique, ou inversement. Le rôle de « plaque de transit » européenne portée par le réseau électrique français tend ainsi à se renforcer. C'est une conséquence directe du positionnement géographique de la France en Europe, qui relie plusieurs péninsules électriques (péninsule ibérique, îles britanniques, Italie) à l'Europe continentale. Ces flux commencent à être observés dès à présent. À l'horizon 2050, entre 50 % et 70 % de l'électricité qui est exportée par la France est importée au même moment d'une autre frontière, contre 30 % aujourd'hui.

Ces deux phénomènes ont une incidence de premier ordre sur le réseau de grand transport français. Afin de garantir le respect de ces capacités de transit, le développement de ces interconnexions devra s'accompagner de renforcements sur le réseau interne. Ces coûts ont été pris en compte dans l'évaluation de la pertinence économique des flexibilités présentée au chapitre 7, mais ils sont, dans ce chapitre, intégrés dans le volet « réseau de grand transport ».

Figure 10.4 Évolution des imports, exports et flux transeuropéens



10.2.3 Le réseau de grand transport : une nette amplification des besoins d'investissement au-delà de l'horizon 2035

10.2.3.1 Une évolution des flux circulant sur le réseau de grand transport tirée principalement par l'évolution de la production et des interconnexions

Le réseau de grand transport est composé des principales artères du réseau à très haute tension (réseau 400 kV et une partie du réseau 225 kV). Il relie aujourd'hui les sources de production, largement centralisées autour des centrales nucléaires et des grands barrages hydrauliques, les interconnexions et les grands centres de consommation.

Sa structure est intimement liée au parc de production français : les grands axes 400kV organisés en toile d'araignée ont été bâtis des années 1970 aux années 1990 dans le contexte du développement du parc électronucléaire. Ils se sont depuis avérés particulièrement bien adaptés à l'intégration des renouvelables et n'ont dû être adaptés qu'à la marge.

À long terme, la structure de ce réseau devra être significativement réévaluée. L'évolution du mix et le développement des échanges transfrontaliers conduisent à ce que la nature des flux circulant sur les lignes du réseau de grand transport évolue – ceci peut déjà être observé aujourd'hui.

D'ici 2035 et encore plus au-delà, ces caractéristiques devraient s'accroître dans les scénarios marqués par un fort développement des énergies renouvelables.

Dans le détail, les évolutions des flux d'électricité sur le réseau de grand transport sont tirées par trois principaux déterminants :

- la localisation de la production : l'évolution du mix modifie de manière profonde la nature et la localisation des installations de production d'électricité. Le parc de production qui était historiquement organisé autour de grandes installations nucléaires, thermiques et hydrauliques, sera composé d'une part croissante d'énergies renouvelables installées sur l'ensemble du territoire mais avec une densité plus importante dans certaines régions (photovoltaïque au sud, éolien terrestre au nord-est, éolien en mer le long des côtes).
- la plus grande variabilité de la production : le développement de la production éolienne et photovoltaïque accroît le phénomène précédent.

Figure 10.5 Localisation de la production annuelle : 2020 (à gauche), 2050 – scénarios M23 et N2 (à droite)

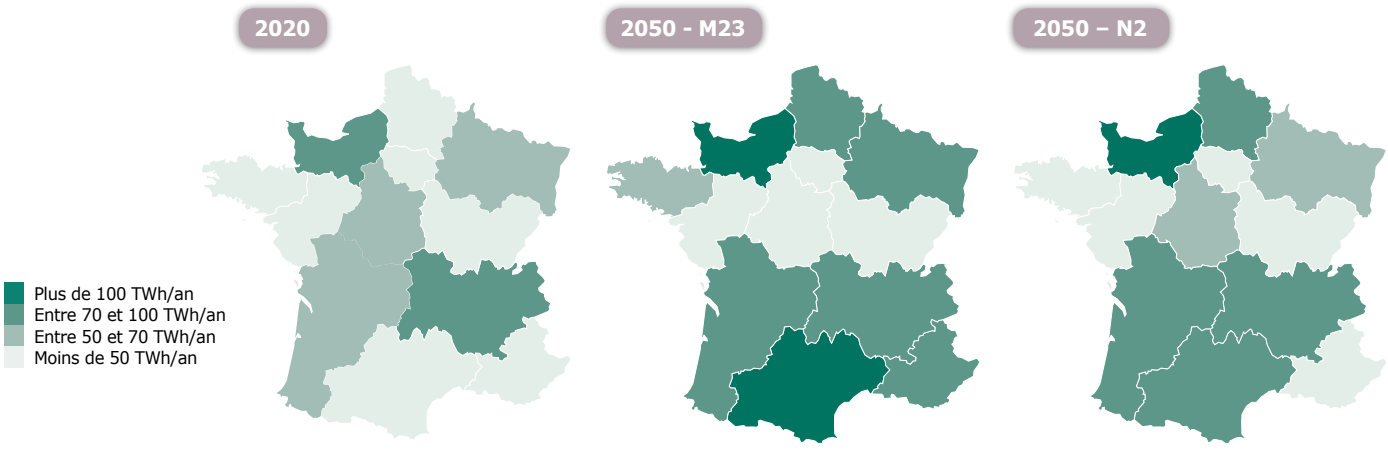


Figure 10.6 Illustration de la variabilité temporelle de la production et de la consommation d'électricité, en 2021 et 2050. Le rouge indique un solde producteur, le bleu un solde consommateur

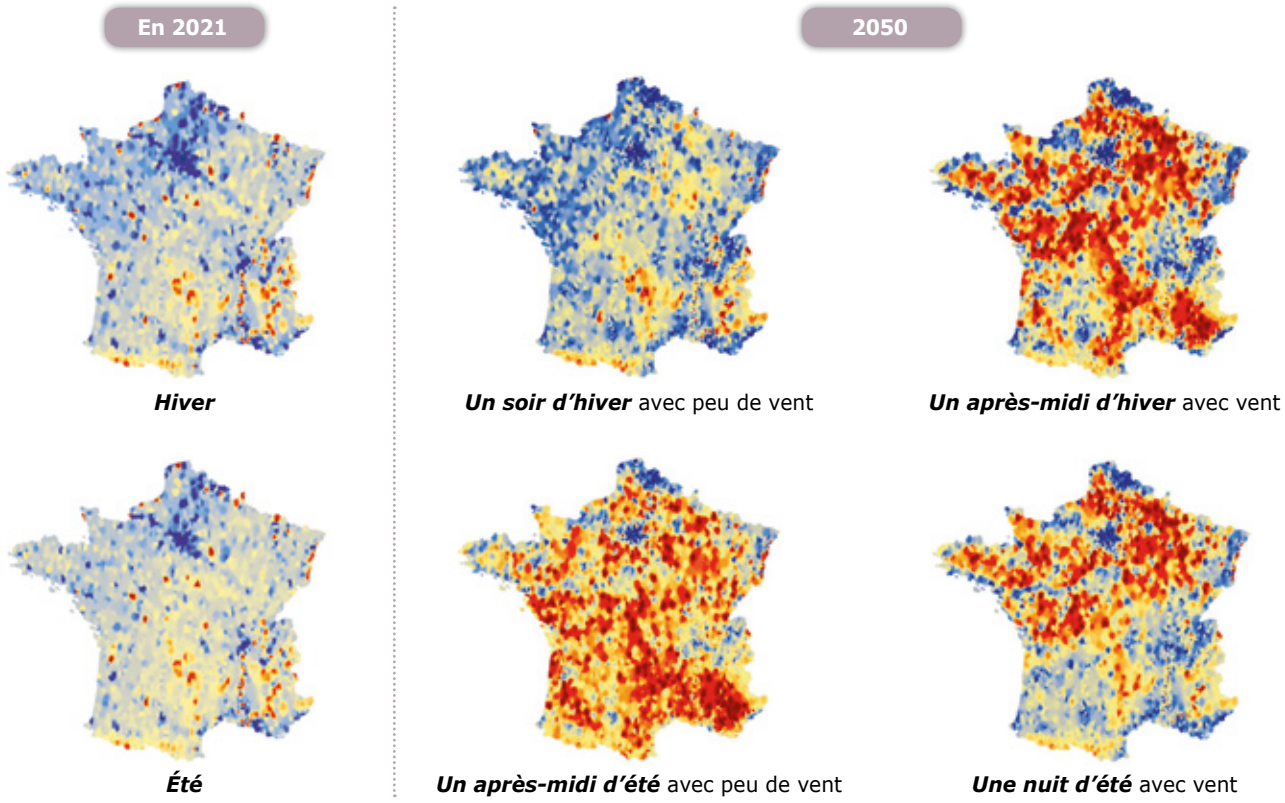
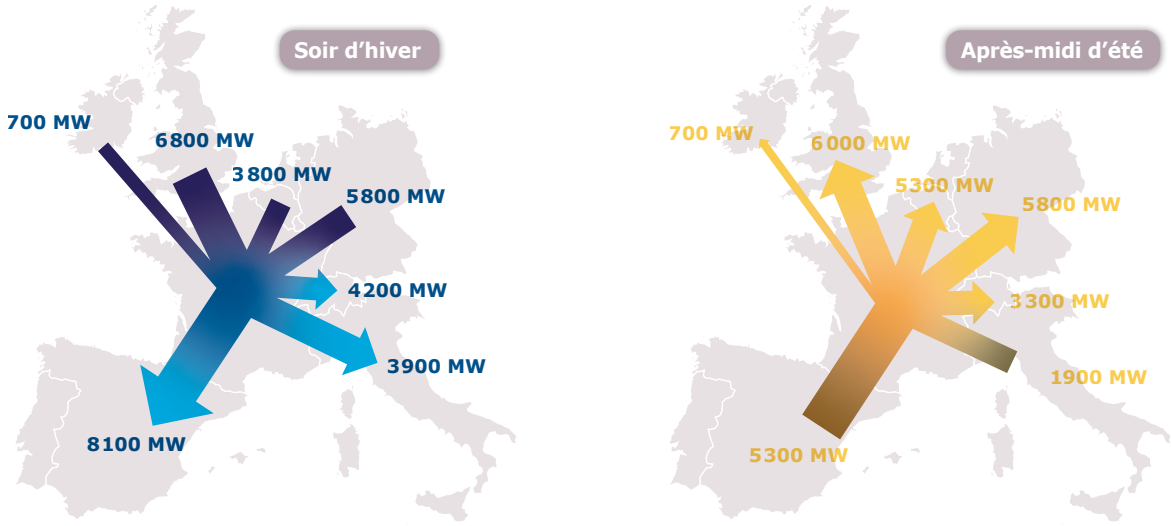


Figure 10.7 Répartition (origine et destination) des flux transeuropéens en 2050, un soir de janvier (à gauche) et un après-midi de juin (à droite), dans le scénario M23



Le fait de s'appuyer essentiellement sur une production variable fait que l'origine des flux évolue durant la journée et la saison. La production photovoltaïque étant majoritairement située au sud, le réseau va être sollicité dans le sens sud-nord pour acheminer cette production le jour, tandis que son absence la nuit va occasionner à l'inverse des flux importants orientés du nord vers le sud.

- le développement des interconnexions et des échanges d'électricité transfrontaliers : celui-ci conduit par exemple à une augmentation des flux permettant l'évacuation de la production photovoltaïque ibérique ou encore de la production éolienne britannique vers la France et l'est de l'Europe. De tels flux viennent s'ajouter à ceux qui résultent de l'acheminement de la production en France : photovoltaïque majoritairement au sud et éolien en mer également au sud et au nord-ouest. L'adaptation du réseau de grand transport français doit ainsi intégrer ces perspectives de transit accru.

Enfin, le développement des usages électriques, notamment dans l'industrie et pour la production d'hydrogène, peut ponctuellement conduire à des besoins d'adaptation du réseau autour de certains centres de consommation, en particulier dans les zones industrielles dynamiques. Ces besoins d'adaptation concernent principalement les réseaux régionaux (voir partie suivante) mais des renforcements sur le réseau de grand transport dans certains cas spécifiques ne sont pas exclus.

10.2.3.2 Des besoins d'adaptation identifiés sur plusieurs axes nord-sud mais également de manière croissante sur des axes ouest-est, en lien avec les besoins liés à l'acheminement de la production éolienne en mer

En l'absence d'adaptation de l'infrastructure de réseau, les flux circulant sur certains axes dépasseraient la capacité maximale de transit des lignes concernées, sur certaines heures de l'année, créant ainsi des situations de « congestion ». Dans ce type de situations, il est alors nécessaire de modifier le programme de production pour alléger les flux sur les lignes surchargées, ce qui conduit à une désoptimisation du plan de production et donc à des surcoûts pour le système électrique.

Les stratégies d'adaptation du réseau de transport d'électricité consistent à faire évoluer le dimensionnement de l'infrastructure (via le remplacement de conducteurs pour augmenter la capacité de transit, la construction de nouvelles lignes, etc.) pour éviter que les surcoûts liés aux congestions ne deviennent trop importants et trop contraignants pour l'équilibre offre-demande d'électricité.

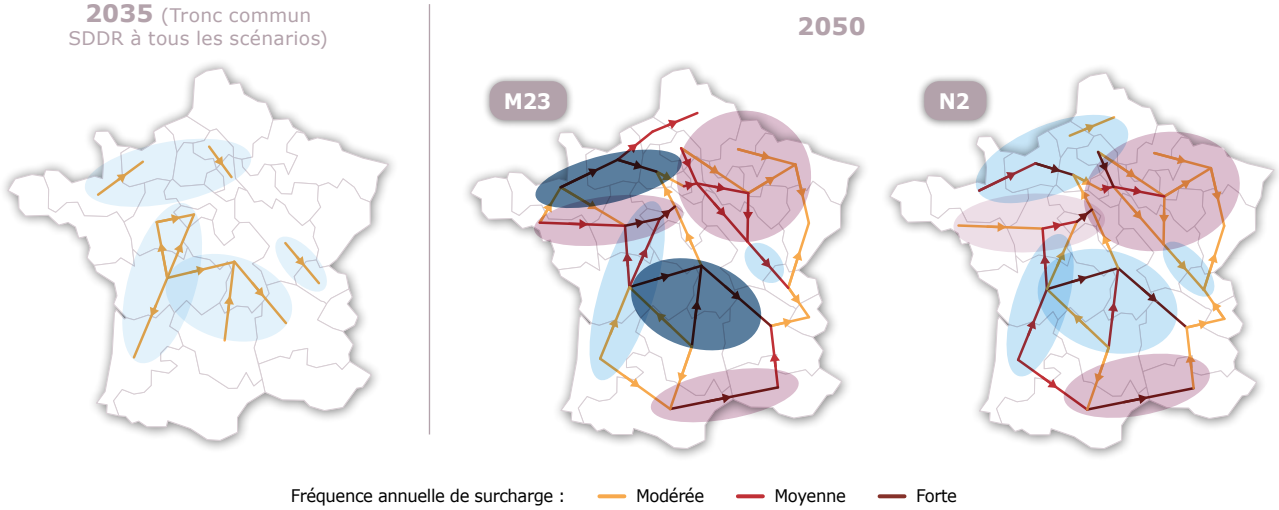
Dans les *Futurs énergétiques 2050*, les analyses menées sur le réseau de grand transport permettent d'identifier le niveau de congestion sur les principaux axes et ceux pour lesquels des renforcements seront nécessaires dans chacun des scénarios considérés.

Sans adaptation, le réseau de grand transport actuel serait ainsi marqué par un niveau de congestion en forte hausse en 2050, encore accru par rapport aux évaluations du SDDR qui avaient été menées à l'horizon 2035.

À l'horizon 2050, les contraintes sur les zones de fragilité identifiées dans le SDDR tendent à s'accroître et de nouvelles zones de fragilité apparaissent. Plus précisément :

- Sur les quatre zones de fragilité identifiées dans le SDDR (Massif central-Centre, façade Atlantique, Rhône-Bourgogne et Normandie-Manche-Paris), les fréquences de congestion sont amplifiées à l'horizon 2050, quel que soit le scénario. Ces zones correspondent essentiellement à des axes nord-sud et à une diagonale ouest-est. **Cela conforte le caractère sans regret des adaptations nécessaires sur les zones identifiées à l'horizon 2035 : celles-ci devront être préparées dès maintenant afin de pouvoir être mises en service au début de la décennie 2030.**
- Au-delà de ces quatre zones, les analyses menées à l'horizon 2050 mettent en évidence l'apparition de trois nouvelles zones potentiellement contraintes sur le réseau de grand

Figure 10.8 Fréquence annuelle des congestions sur le réseau de 2020 détectées en 2035 dans le SDDR et en 2050 dans les scénarios M23 (milieu) et N2 (droite)



transport, essentiellement sur des axes ouest-est : la côte méditerranéenne, le Nord-Est et la zone de l'Anjou – Pays de la Loire. Ces besoins d'évolution apparaissent tirés par l'accroissement des échanges européens mais également par le développement de la production éolienne en mer qui nécessite des capacités d'acheminement dans le sens ouest-est plus importantes. Les besoins apparaissent plus marqués dans les scénarios de sortie du nucléaire : dans ces zones, des renforcements du réseau sont donc probables à terme.

10.2.3.3 Les besoins de renforcement du réseau sont communs à tous les scénarios mais significativement plus élevés dans les scénarios de non-renouvellement du parc nucléaire

Le niveau de contraintes observé sur le réseau de grand transport varie selon les scénarios de mix considérés. Sur toutes les zones de fragilité identifiées, les congestions sont ainsi plus fréquentes dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables et notamment dans le scénario M23 basé sur le développement de grands parcs. Ceci contribue à concentrer des installations dans de nouvelles régions et conduit à devoir déplacer de grandes quantités d'énergie en sollicitant fortement le réseau de grand transport.

Dans le cas d'une répartition des énergies renouvelables plus diffuse sur le territoire et d'un développement poussé de l'autoconsommation, comme dans le scénario M1, les contraintes sur le réseau de grand transport apparaissent légèrement moins fortes : le rapprochement de la production et de la consommation a bien une influence sur le développement du réseau. Cependant, même dans ce dernier cas, les contraintes restent plus importantes que dans les scénarios N.

Les besoins d'adaptation du réseau de grand transport sont moins importants dans les scénarios où de nouveaux réacteurs nucléaires sont construits. En effet, l'installation de nouveaux réacteurs EPR sur des sites nucléaires existants, sur lesquels certains

réacteurs de seconde génération auront été préalablement mis à l'arrêt, conduit à une localisation du mix future qui se situe dans le prolongement de la situation actuelle. Cependant, l'intégration de nouveaux réacteurs nucléaires nécessitera des études approfondies spécifiques à chaque site, dont certaines pourront conduire au besoin de renforcements du réseau. Ainsi, dans le cas où la tête de série du programme NNF serait implantée à Penly et interviendrait avant la mise à l'arrêt des réacteurs existants, des aménagements du réseau permettant d'accueillir cette nouvelle production nucléaire ainsi que les futurs parcs éoliens en mer au large de la Normandie seront nécessaires et devront être planifiés dès la décennie 2020 vu leur caractère structurant.

10.2.3.4 Des besoins de renforcement qui nécessitent des nouvelles solutions

Les besoins d'adaptation du réseau de grand transport identifiés sont trop importants pour pouvoir être gérés uniquement par des flexibilités, et ils se traduiront pour partie en des investissements d'adaptation de l'infrastructure. Des premières estimations des investissements nécessaires sont apportées dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050* afin de pouvoir comparer les grandes tendances des scénarios sur l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau. Ces estimations doivent être considérées avec précaution, des analyses approfondies étant nécessaires pour fournir des trajectoires d'investissements consolidées.

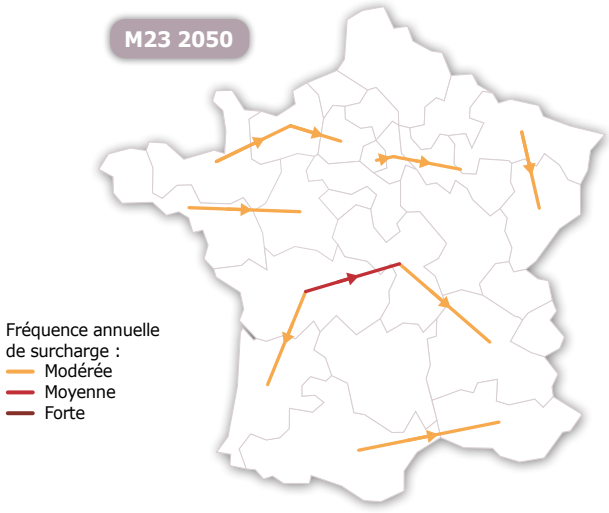
Le niveau de contrainte du réseau à moyen terme (2030) peut être traité par des aménagements à la marge de la structure du réseau, en évitant le recours à de nouvelles lignes souterraines de grand transport ou à de nouvelles lignes aériennes en site vierge (hors raccordement). Le dernier SDDR de RTE a en effet montré qu'il était possible d'adapter le réseau pour accueillir le mix de la PPE en recourant à un panel d'opérations de moindre impact : adaptation de la capacité des postes de transport, remplacement des câbles existants par des câbles de capacité plus importante, augmentation de la capacité de transit des lignes existantes (passage en 400 kV d'une ligne 225 kV ou dédoublement de lignes sur une file de pylônes existante), ou ajout d'une ligne dans un couloir existant.

Le niveau de contraintes à long terme (2050) ne peut être traité que par des adaptions plus structurantes. Dans un scénario comme M23, des aménagements du type de ceux du SDDR permettent de réduire les contraintes mais insuffisamment, ce qui conduirait à des coûts de résolution des congestions résiduelles de l'ordre du milliard d'euros par an – une somme voisine de celle acquittée ces dernières années par les gestionnaires de réseau allemand, et qui justifie sans difficulté des renforcements importants.

À long terme, il sera nécessaire de recourir dans tous les scénarios hormis N03 à l'une ou l'autre des solutions suivantes, qui n'étaient pas envisagées par le SDDR à court terme :

- la construction de nouvelles lignes aériennes 400 kV en site vierge, principalement pour des raisons environnementales et de faible acceptabilité sociale,

Figure 10.9 Fréquence annuelle des congestions avec le scénario M23, après application de tous les renforcements 400 kV envisageables dans les conditions du SDDR.



- la construction de lignes HVDC souterraines, coûteuses et dont le bilan environnemental n'est pas forcément meilleur ou pire que les lignes aériennes.

Cette conclusion rejoint celle du rapport conjoint publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie en janvier 2021 : les scénarios à haute proportion en énergies renouvelables soulèvent un véritable enjeu de nature sociétale concernant l'acceptation des ouvrages de réseau, dont l'emprise sur le territoire est susceptible d'augmenter. La stratégie de long terme d'évolution du réseau de transport doit donc faire l'objet d'une planification de long terme et d'arbitrages politiques tout autant qu'économiques.

Deux options extrêmes sont en effet possibles pour adapter le réseau de grand transport (notamment dans les scénarios M et N1, voire dans N2) :

- Accepter le renforcement des lignes aériennes de grand transport à 400 kV. **Dans cette option, il n'est plus possible, à l'exception du scénario N03, de maintenir le principe du SDDR excluant, sauf pour des cas ponctuels tels que des raccordements, la construction de nouvelles lignes 400 kV en site vierge.**
- À l'opposé, il est possible de ne construire aucune ligne aérienne en site vierge, à l'exception des ouvrages de raccordements ou d'adaptations ponctuelles sur des distances faibles (de l'ordre de 20 km), compensées en ce cas par des mises en souterrain d'ouvrages de plus basse tension aux alentours. Sous cette contrainte, **le principe du SDDR consistant à ne pas construire de liaisons HVDC souterraines, solution coûteuse et dont le bilan environnemental n'est pas par définition supérieur à celui d'une ligne aérienne, ne peut être conservé au-delà de 2035 dans aucun scénario à l'exception de N03.**

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, les évaluations économiques ont été réalisées en retenant un cas de référence plus proche de la seconde option, mais il est possible de réduire le coût de l'adaptation en se rapprochant de la première option. Le bon développement de ce type de solutions soulève des enjeux techniques et suppose un important travail sur la normalisation et l'interopérabilité des équipements.

10.2.3.5 La gestion de la tension reste maîtrisée mais bénéficiera des capacités de réglage des producteurs

Les contraintes de tension basse sont susceptibles de poser des risques d'écroulement de tension si elles ne sont pas correctement gérées. Ce type de situation peut apparaître lors de périodes de fort transit sur les lignes 400 kV. La gestion de ces situations repose aujourd'hui sur les capacités de réglage des installations raccordées en 400 kV et leur bonne répartition sur le territoire. La réduction de ces capacités et le déplacement vers l'ouest de la production considérée dans les scénarios sans nouveau nucléaire nécessite de recourir à d'autres moyens de compensation.

Les analyses menées par RTE montrent que les contraintes de tension engendrées par les situations de forts transits sur le réseau de grand transport sont maîtrisables dans tous les scénarios avec des technologies conventionnelles (condensateurs, électronique de puissance). Le coût de ces solutions, qui peuvent impliquer la création ou l'extension de postes 400 kV, est estimé à un maximum de 3 Md€ sur la période 2020-2050 pour un scénario sans nouveau nucléaire. Le développement de liaisons à courant continu serait un facteur favorable, les stations de conversion pouvant apporter des capacités de réglage importantes et dans des zones pertinentes.

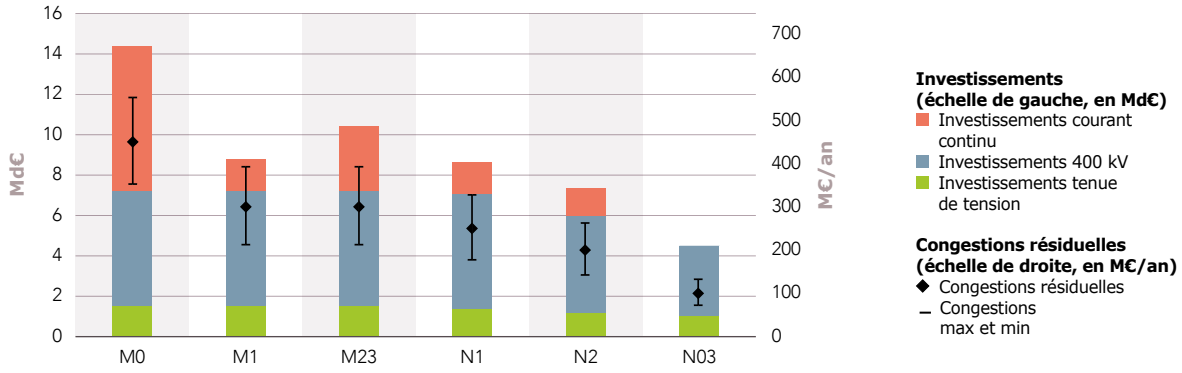
Le recours accru aux capacités de réglage des producteurs permettrait de réduire ce coût mais également de réduire l'impact environnemental lié à l'encombrement des solutions de réglages installées dans les postes. Ce principe concerne les groupes nucléaires mais également les renouvelables raccordées en haute tension (HTB) lorsqu'elles ne produisent pas (photovoltaïque la nuit) ou en moyenne tension (HTA). Il suppose un renforcement de la coordination entre producteurs, distributeurs et RTE à de multiples niveaux : techniques (solutions de pilotage), contractuels et réglementaires (modèles de marché).

10.2.3.6 Des besoins d'investissement importants sur la période 2035-2050, en nette hausse par rapport à la période 2020-2035

Il résulte de l'analyse technique que les investissements sur le réseau de grand transport seront, pour tous les scénarios envisagés, en forte croissance sur la période 2035-2050 par rapport à la période 2020-2035. Le scénario N03 nécessite des investissements moindres mais déjà légèrement supérieurs à ceux envisagés pour la période 2020-2035. À l'inverse, le scénario M0 se caractérise par des besoins de renforcement importants et un niveau de congestions résiduelles élevé malgré la construction de quatre liaisons à courant continu.

Le scénario M1 occupe une place à part. Il présente un niveau de contrainte moindre que les deux autres scénarios sans nouveau nucléaire, ce qui conduit à des besoins d'investissement plus faibles. Ce résultat s'explique essentiellement par des questions de localisation géographique. Les critères de développement de la production spécifiques à ce scénario conduisent à une répartition de la production sur le territoire plus proche de la situation actuelle que M0 et M23. Ce n'est donc pas, en soi, la recherche d'équilibres locaux, pas plus que le recours à une production plus fortement décentralisée, qui conduit à un moindre besoin d'investissements.

Figure 10.10 Coûts du réseau de grand transport entre 2035 et 2050 selon le scénario, avec les incertitudes sur les congestions



10.2.4 Les réseaux de répartition : un développement qui accompagne celui des énergies renouvelables terrestres

10.2.4.1 Le développement des énergies renouvelables terrestres est le principal déterminant de l'évolution des réseaux de répartition régionale

Initialement développés pour interconnecter des réseaux de distribution, les réseaux régionaux ont rapidement permis de répartir localement une production issue de sites centralisés (hydrauliques puis nucléaires) vers des centres de consommation. La transition énergétique a conduit à repenser cette logique de répartition descendante vers un modèle bidirectionnel où les réseaux régionaux peuvent tout autant contribuer à l'alimentation d'une zone de consommation qu'à l'évacuation et la mutualisation d'une part croissante de production répartie de manière plus diffuse sur le territoire.

À long terme, l'insertion des énergies renouvelables terrestres a un impact direct sur les réseaux régionaux pour permettre l'évacuation de l'énergie produite vers des lieux de consommation souvent éloignés. Les développements de réseau doivent comprendre à la fois le raccordement des installations au réseau (soit via des liaisons directes au réseau haute tension pour les parcs les plus importants, soit via de nouveaux postes sources pour les parcs de puissance intermédiaire qui transitent par le réseau de distribution), et le renforcement des lignes en amont pour assurer l'évacuation de la production vers le réseau de grand transport dans de bonnes conditions.

10.2.4.2 Le développement des usages électriques et la décarbonation de l'industrie peuvent conduire à des besoins d'adaptation du réseau

Si le développement des énergies renouvelables apparaît comme le principal déterminant des besoins de développement des réseaux régionaux, il peut demeurer des zones sur lesquelles les transferts d'usage vers l'électricité, combinés avec un faible développement de la production, conduisent à des besoins de renforcement de réseau pour satisfaire la demande.

C'est notamment le cas dans certaines zones industrielles où pourraient s'enclencher rapidement, à la suite des plans « France relance » et « France 2030 » et de manière générale du soutien apporté par l'État à la décarbonation de l'industrie, des investissements de la part de grands industriels. Les sites devront être raccordés et, dans certains cas, des renforcements ponctuels du réseau seront nécessaires, notamment pour accompagner le développement d'électrolyseurs de grande puissance ou encore de parcs de *data centers*. **La problématique de l'électrification de l'industrie ne constitue pourtant pas, à court/moyen terme, une problématique économique. Elle soulève en revanche un enjeu de rapidité** dans le cas où des décisions d'investissements seraient prises à brève échéance par les industriels concernés. Même pour des travaux de faible envergure et peu coûteux comme la reconstruction de postes électriques, les procédures d'autorisation sont très longues. **L'objectif de décarbonation de l'industrie doit donc nécessairement s'accompagner d'une réflexion sur les délais d'adaptation du réseau et doit conduire à développer de manière anticipée des capacités d'accueil dans certaines zones industrielles ciblées.**

10.2.4.3 Une croissance de 10 à 40 % des réseaux régionaux, plus forte dans les scénarios allant vers 100 % d'énergies renouvelables

L'extension et l'adaptation des réseaux régionaux seront d'autant plus rapides que le rythme de développement des énergies renouvelables terrestres sera élevé. À ce titre, les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* font apparaître des rythmes très contrastés, passant

Figure 10.11 Puissance raccordée des énergies renouvelables terrestres selon le scénario

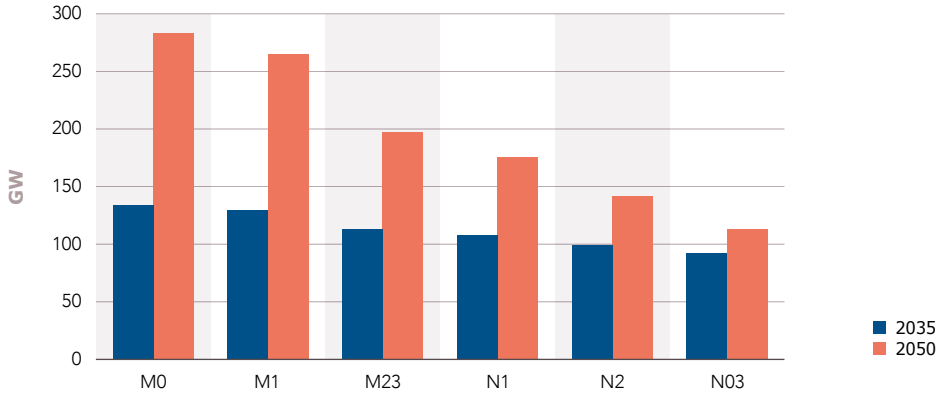
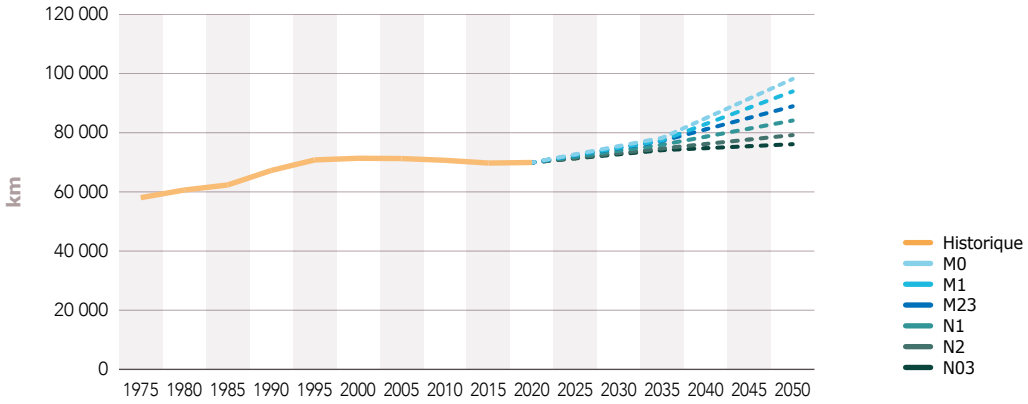


Figure 10.12 Évolution de la longueur du réseau régional de transport (km de circuits)



selon les cas par une accélération ou un ralentissement par rapport aux hypothèses de la PPE ayant servi de base au SDDR de 2019.

Malgré l'expansion récente des énergies renouvelables, les réseaux de répartition régionaux n'ont pas connu d'évolution majeure depuis la mise en œuvre – entre 1985 et 1995 – d'une politique visant à améliorer la qualité d'alimentation des consommateurs raccordés en moyenne (HTA) et basse tension (BT) en zone rurale. Cette politique avait conduit à la création et au raccordement de 500 postes sources en dix ans.

Le développement des énergies renouvelables terrestre projeté à l'horizon 2050 implique un effort qui, dans certains scénarios, dépassera celui réalisé dans la période 1985-1995. Les investissements dans les énergies renouvelables vont en effet entraîner une évolution conséquente des réseaux régionaux, dont la longueur va progresser de 10 à 40 % selon les scénarios entre 2020 et 2050.

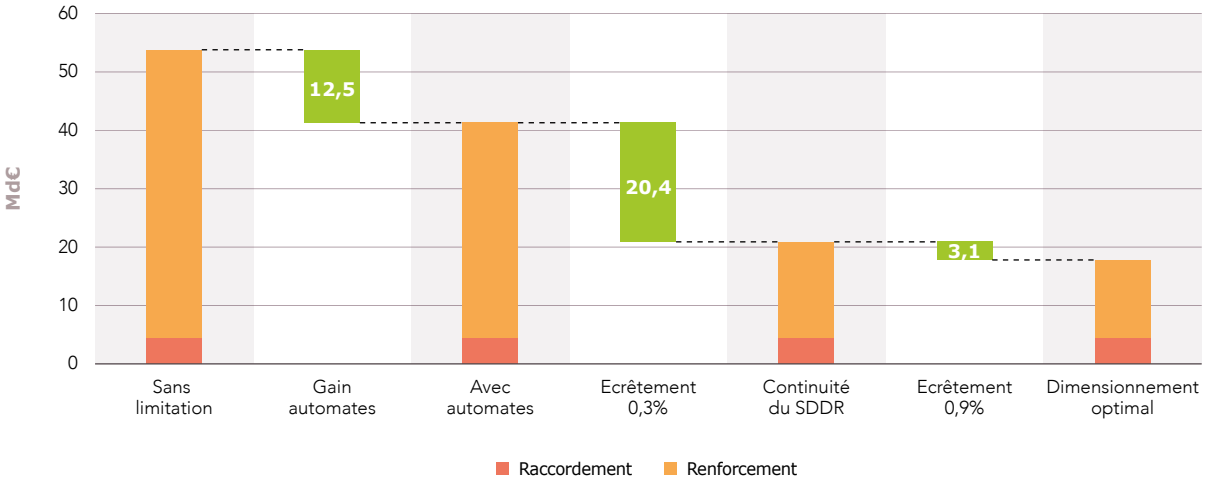
10.2.4.4 Le principe du « dimensionnement optimal » reste un facteur important d'économies de développement de réseau et pourrait être poussé encore plus loin

RTE a fondé son SDDR de 2019 sur le principe du « dimensionnement optimal » du réseau, c'est-à-dire sur un dimensionnement économique de l'infrastructure. À ce titre, le réseau est prévu pour permettre la collecte de toute la production variable à l'exception d'un volume limité : la production peut être écrêtée de manière ponctuelle, par automates, afin de ne pas surcharger le réseau. Ceci permet de réduire fortement les besoins de développement de l'infrastructure : RTE a chiffré les économies associées à 7 milliards d'euros sur le réseau de transport entre 2020 et 2035.

Le principe du dimensionnement optimal est également utilisé dans les *Futurs énergétiques 2050*. La cible de long terme pour le réseau de transport comprend donc, en plus des ouvrages physiques, le déploiement d'automates permettant d'exploiter les lignes au plus proche de leur capacité et donc de réaliser des économies. Les premières analyses technico-économiques montrent, pour le scénario M23, qu'il permettrait une réduction des investissements sur le réseau de l'ordre de vingt milliards d'euros sur la période 2020-2050 en contrepartie d'un taux d'écrêtement de la production renouvelable qui serait alors porté à près de 1 %. Ces écrêtements concerneraient principalement la production photovoltaïque et notamment à des moments où cette dernière est importante face à une consommation faible : le coût collectif d'écrêtement de cette production est donc très faible, et largement inférieur aux gains économiques qu'il induit sur le dimensionnement du réseau.

Les analyses restituées dans les *Futurs énergétiques 2050* reposent sur l'hypothèse que le taux d'écrêtement peut être porté au niveau que suggère l'analyse économique. Ceci n'est possible que dans un contexte où ce principe est bien accepté au niveau politique et traduit dans la réglementation. Des études plus approfondies, menées en concertation avec les acteurs, seront conduites dans le cadre de la préparation du prochain SDDR.

Figure 10.13 Impact du dimensionnement optimal sur les investissements sur les réseaux régionaux, scénario M23 (2020-2050)



10.2.4.5 Le développement de l'autoconsommation dans le scénario M1 conduit à des économies sur les réseaux de répartition, mais limitées

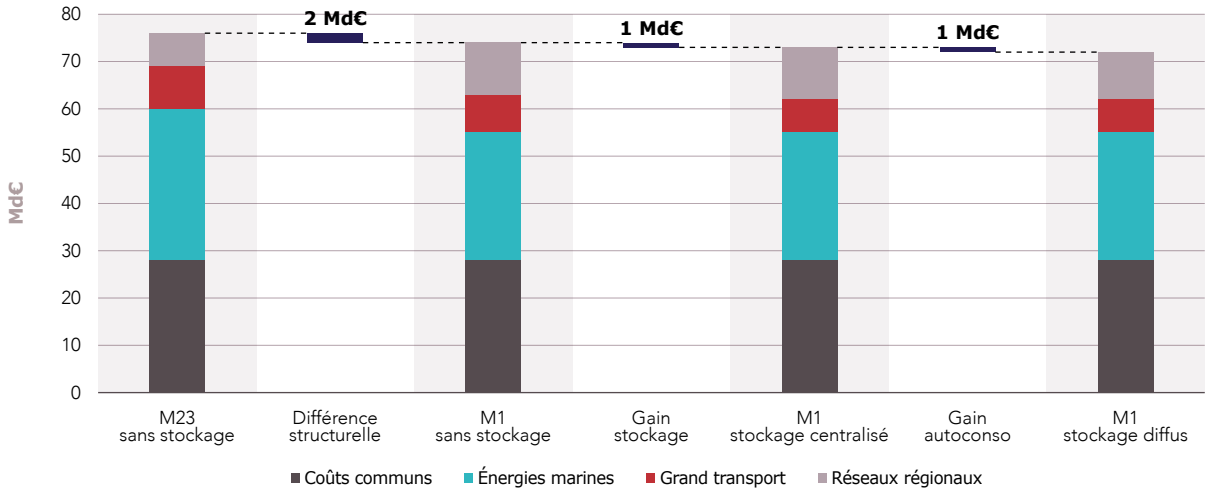
Le scénario M1 se distingue des autres scénarios à plusieurs titres.

D'une part, ce scénario est fondé sur un développement important de la production photovoltaïque et comporte une forte part d'installations en toiture. Ces installations ont un impact limité en termes de raccordement au réseau haute tension, contrairement aux grands parcs éoliens à terre et en mer par exemple. En revanche, le volume plus important de production photovoltaïque nécessite une quantité de renforcements supérieure à celle qui est projetée dans M23.

D'autre part, le scénario M1 intègre un développement poussé de l'autoconsommation et un possible déploiement de stockage diffus (petites batteries) directement chez les consommateurs. Cette perspective pourrait ainsi présenter un intérêt en matière de dimensionnement du réseau : si les batteries diffuses, réparties sur le territoire, sont activées lors des moments où les congestions sur le réseau sont les plus élevées (notamment lors des pics de production solaire), alors des économies sur l'adaptation du réseau peuvent être dégagées.

Une optimisation locale parfaite du positionnement des installations de stockage par batteries dans M1, par rapport à une logique purement centralisée, conduirait ainsi à une réduction modérée des besoins de renforcement (réseaux de grand transport et de répartition), de l'ordre de 10 %, soit environ 2 Md€ sur la période 2020-2050. Cette valeur correspond à l'écart de coût entre deux hypothèses extrêmes de localisation du stockage et constitue donc un majorant du bénéfice de l'autoconsommation avec stockage.

Figure 10.14 Impact du stockage sur les coûts de réseau – différence entre M1 et M23

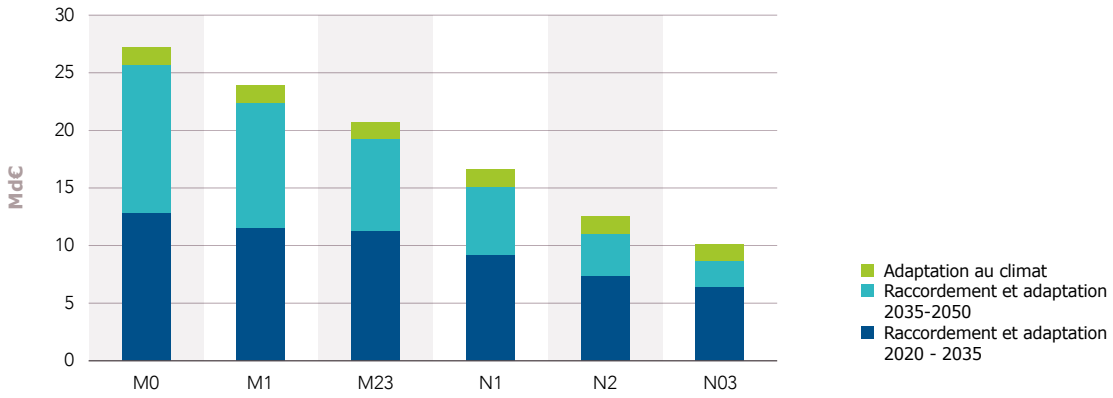


10.2.4.6 Des investissements très contrastés au-delà de 2035

Les investissements attendus sur les réseaux de répartition sont assez proches entre les divers scénarios à court-moyen terme (horizon 2030), les trajectoires d'évolution étant conformes ou proches de la PPE. Au-delà, les scénarios divergent fortement et entraînent une importante disparité de coûts d'un scénario à l'autre. **Les investissements nécessaires au raccordement des renouvelables et à l'adaptation du réseau varient d'un rapport 5 à 10 entre N03 et M0 sur la période 2035-2050.**

À ces coûts très contrastés s'ajoutent des termes supposés indépendants des scénarios, concernant le raccordement de consommateurs industriels et l'adaptation de certains ouvrages aériens au changement climatique *(voir partie 10.4.4)*.

Figure 10.15 Investissements sur le réseau régional de transport entre 2020 et 2050.



10.2.5 Les réseaux en mer : le raccordement des parcs éoliens en mer devient le premier poste d'investissements sur le réseau de transport dans tous les scénarios à l'exception de N03

10.2.5.1 Des parcs progressivement plus puissants et plus éloignés des côtes qui conduisent à déployer de nouvelles solutions de raccordement, mutualisées et à courant continu

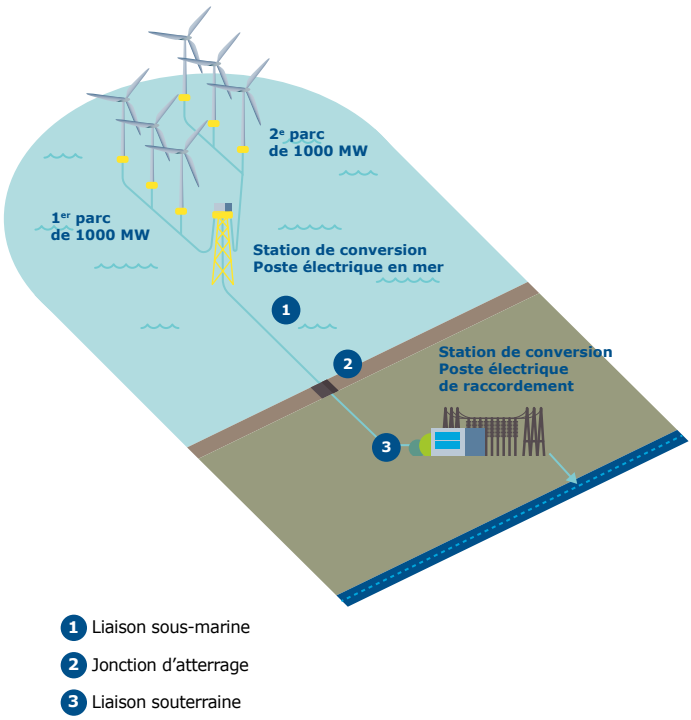
Tous les scénarios prévoient le développement de la production éolienne en mer. Ils nécessitent donc le raccordement de parcs de puissances importantes, à une distance des côtes qui tend à s'accroître par rapport aux premiers projets en vue de faciliter leur acceptabilité.

Les débats publics menés sur les différentes façades depuis 2019 pour les prochains appels d'offres mettent ainsi en évidence des demandes récurrentes d'éloigner les parcs des côtes, à des distances de plusieurs dizaines de kilomètres, afin de limiter les impacts sur l'environnement, la concurrence d'usages pour la pêche ou encore le tourisme et pour tenir compte des enjeux paysagers. Cet éloignement permet également de bénéficier de vents plus forts et stables.

Dans ce contexte, le recours à des solutions de raccordement en courant continu (HVDC) se justifie sur le plan économique et devrait donc s'imposer comme le standard en France à terme. Ce type de solution a déjà été utilisé pour les interconnexions et constitue la solution de raccordement envisagée par RTE pour le développement des parcs d'éoliennes en mer sur la façade normande à compter de l'AO 4 et de l'AO 8, qui prévoient des parcs d'une puissance importante situés loin des côtes. Il présente des caractéristiques technico-économiques différentes de celles mises en œuvre pour les premiers parcs à venir (raccordement en courant alternatif à 225 kV). À chaque extrémité de la liaison à courant continu, les stations de conversion représentent un coût fixe important. *A contrario,* les câbles sont moins chers et génèrent moins de pertes que ceux en courant alternatif. En outre, le recours à des liaisons à courant continu permet de réduire l'empreinte environnementale en mer, à l'atterrage et à terre du fait notamment de la réduction du nombre de câbles. À terre, ils évitent la construction de stations de compensation intermédiaire de l'énergie réactive, souvent nécessaires à proximité du littoral pour des câbles en courant alternatif (HVAC) de grande longueur.

Dans les scénarios considérés, la massification du développement de l'éolien en mer et les perspectives d'accroissement de la distance des parcs aux côtes conduisent donc à retenir comme hypothèse d'étude la généralisation d'un schéma de raccordement en HVDC de 525 kV, mutualisé à l'échelle de

Figure 10.16 Raccordement mutualisé 525 kV HVDC



plusieurs parcs (typiquement deux parcs d'environ 1 GW situés dans une même zone). Cette solution s'appliquerait pour les parcs éoliens en mer posés et flottants pour lesquels les distances aux côtes envisagées et les principales caractéristiques sont similaires.

Cette technologie émergente est aujourd'hui envisagée ailleurs en Europe, pour le raccordement de plusieurs projets de parcs en mer du Nord et en mer Baltique d'ici 2030. Elle semble, vu d'aujourd'hui, appelée à devenir un standard pour le raccordement de parcs éoliens en mer en Europe.

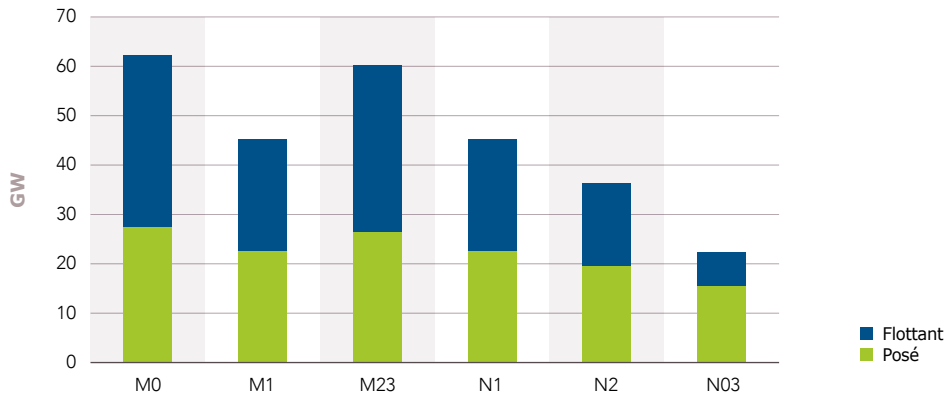
10.2.5.2 Les technologies de postes flottants faciliteraient le raccordement des parcs éoliens en mer flottants, même si elles n'apparaissent *a priori* pas indispensables dans les scénarios étudiés

Le développement de l'éolien en mer en France ne pourra pas suivre le même chemin que celui des pays riverains de la mer du Nord. En effet, les caractéristiques de profondeur au large de certaines côtes françaises conduisent à privilégier l'éolien flottant notamment sur les façades maritimes bretonnes et méditerranéennes (caractérisées par des profondeurs chutant rapidement au large des côtes).

À ce stade, la technologie des postes flottants n'est pas maîtrisée sur le plan industriel. Dans les *Futurs énergétiques 2050*, tous les parcs envisagés à 2050, y compris les parcs flottants en Méditerranée ou en Bretagne, sont donc raccordés avec des postes électriques en mer qui seraient posés sur des fondations ancrées au fond marin par des pieux («Jacket»).

S'ils atteignent la maturité technologique, les postes flottants peuvent présenter plusieurs avantages : possibilité d'accéder à des profondeurs accrues, notamment pour s'éloigner des côtes sur les façades bretonne et atlantique (zones dont la profondeur dépasse 100 mètres), réduction potentielle du coût et de l'empreinte environnementale. Pour y parvenir, l'effort de R&D porte notamment sur le développement de câbles HVDC «dynamiques» capables d'accompagner les mouvements entre la plateforme par rapport au sol marin où ils sont posés.

Figure 10.17 Énergies marines – puissances raccordées par technologie (posé/flottant) en 2050 selon le scénario[2]



2. La répartition proposée sur cette figure est indicative et basée sur un seuil de basculement posé/flottant à 50 mètres de profondeur. Une analyse de sensibilité a été menée considérant une évolution de ce seuil allant de 40 mètres (cas où l'éolien flottant deviendrait plus économique et/ou plus acceptable car avec un moindre impact environnemental) à 60 mètres (cas où l'éolien posé pourrait être installé jusqu'à 60 mètres sans remettre en cause l'équilibre technico-économique). La part de l'éolien flottant peut ainsi varier de 35 à 70 % selon les scénarios considérés.

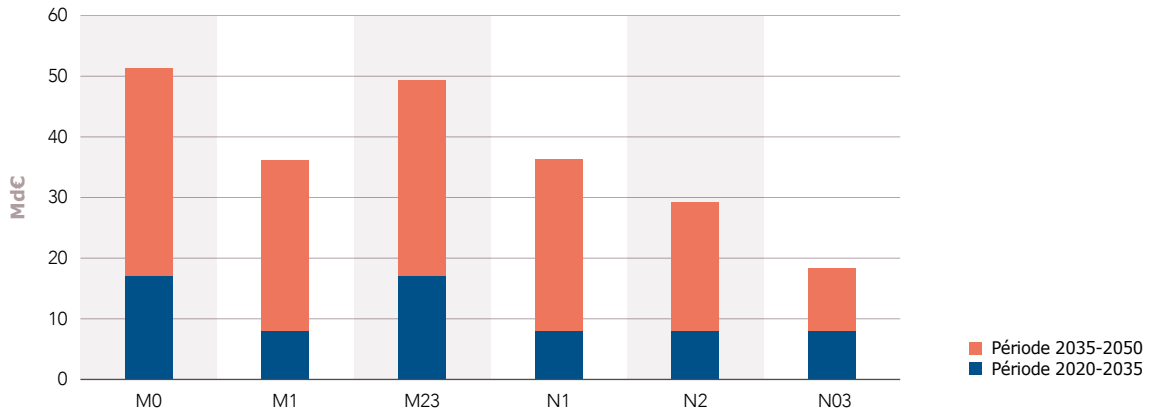
10.2.5.3 Des besoins d'investissement en forte hausse pour assurer le raccordement des parcs éoliens en mer

Les scénarios M nécessitent une accélération extrêmement forte du rythme de raccordement (entre 2 GW/an et 3 GW/an sur la période 2035-2050 contre moins de 1 GW par an au rythme actuel). Cette accélération se traduit directement dans les dépenses d'investissement pour le raccordement : celles-ci atteignent ainsi de l'ordre de 2 Md€/an dans les scénarios M sur la période 2035-2050.

D'une façon générale, **les coûts de raccordement des énergies marines sont soumis à de fortes incertitudes, supérieures à celles rencontrées pour des types de réseaux plus conventionnels.** S'agissant de technologies émergentes, on ne peut exclure en particulier l'impact d'effets d'apprentissage ou d'améliorations technologiques (telles que les postes flottants) qui permettraient une baisse sensible des coûts. Inversement, les estimations réalisées dans le cadre actuel d'appels d'offres intègrent une provision pour risque qui n'a pas été prise en compte ici.

Globalement, les coûts de raccordement de l'éolien en mer apparaissent largement proportionnels à la puissance installée dans les différents scénarios – la distance aux côtes joue moins que pour un raccordement à courant alternatif (HVAC) car le principal poste de dépense concerne les stations de conversion en mer et à terre. Ils varient ainsi d'un facteur 3 entre le scénario N03 et le scénario M0.

Figure 10.18 Coût de raccordement des énergies marines



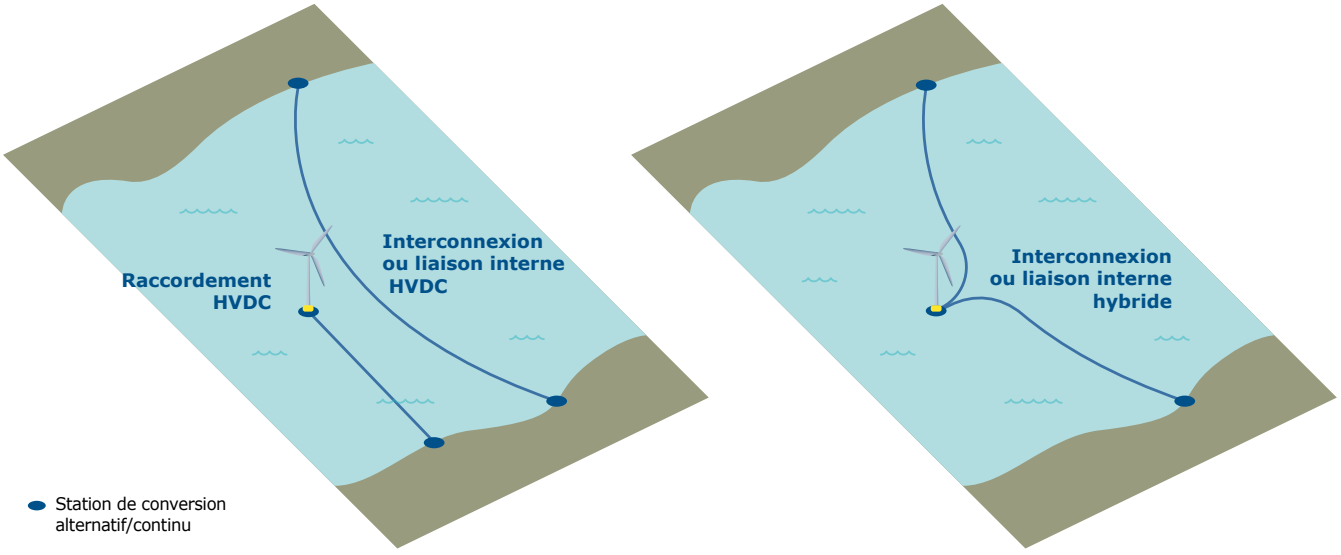
10.2.5.4 Des perspectives de mutualisation accrue avec d'autres infrastructures du réseau de transport comme les interconnexions, selon un modèle de « réseaux hybrides », pourraient permettre une optimisation plus large des coûts du réseau en mer à long terme

Les infrastructures de réseaux électriques en mer sont amenées à se développer de manière importante dans les décennies à venir, portées par deux dynamiques : un fort développement des énergies marines renouvelables d'une part (et en particulier de l'éolien en mer sur les différentes façades maritimes françaises) et un besoin d'augmenter les capacités d'interconnexions avec les pays frontaliers ou de renforcer le réseau de grand transport d'autre part. Dans ce contexte, les projets hybrides représentent un levier intéressant pour répondre à ces deux besoins tout en limitant l'empreinte spatiale et environnementale du réseau électrique.

Un projet hybride vise à mutualiser certaines infrastructures de réseau entre une liaison d'interconnexion ou de grand transport et le raccordement d'un ou plusieurs parcs éoliens en mer *(cf. figure 10.19)*. Il permet de conduire l'électricité produite par les éoliennes en mer vers les réseaux électriques terrestres, et sert en même temps d'interconnexion entre deux pays voisins. Les projets hybrides permettent ainsi d'envisager une mutualisation de certains coûts ainsi qu'une réduction de l'empreinte spatiale et environnementale des infrastructures de réseaux pour mieux concilier les différents usages de l'espace marin, en particulier avec les activités de pêche.

Ce modèle est notamment poussé par certains pays et développeurs de projets autour de la mer du Nord et de la mer Baltique, qui peuvent bénéficier des caractéristiques géographiques particulières de la zone (fonds marins peu profonds, proximité des pays, possibilité de production d'hydrogène en mer et d'acheminement ou de stockage via des infrastructures gazières existantes en mer du Nord…) pour combiner différents types d'infrastructures. Si la problématique se pose différemment au large des côtes françaises, le développement des réseaux hybrides pourrait toutefois également présenter des opportunités intéressantes à terme,

Figure 10.19 Raccordement hybride d'un parc éolien sur une liaison sous-marine



dans un contexte de fort développement de l'éolien en mer, des interconnexions et de manière générale du réseau de transport d'électricité en France.

L'appréciation de l'intérêt économique d'une telle solution résulte d'un arbitrage entre une réduction des coûts d'infrastructure (par rapport au développement de deux infrastructures distinctes) et une réduction de la valeur des ouvrages liée à un service rendu inférieur.

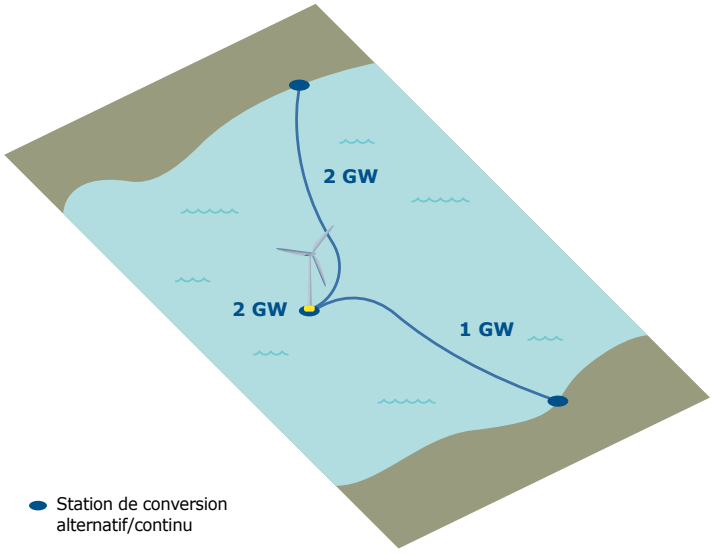
Ainsi, d'un côté, la mutualisation des ouvrages de raccordement de parcs éoliens en mer avec une interconnexion permet d'envisager une réduction des coûts totaux d'infrastructure de l'ordre de 10 à 20 % dans le cas où le raccordement est prévu en courant continu. L'évaluation précise de cette économie dépend des configurations, et notamment de la longueur de câble économisée ainsi que du nombre de stations de conversion à terre pouvant être évitées (ou non).

De l'autre, une telle mutualisation des infrastructures induit une concurrence entre les flux électriques associés à des échanges et ceux liés à l'évacuation de production éolienne. Dans certaines situations (par exemple dans le cas d'une forte production éolienne et d'un besoin d'échanges du pays A vers le pays B), du fait des limites sur la capacité de la ligne électrique mutualisée, il n'est pas possible à la fois d'évacuer la production éolienne en mer vers le pays B tout en transférant dans le même temps de l'électricité du pays A vers le pays B. Ceci aboutit par conséquent à un service rendu inférieur par rapport à une situation d'absence de mutualisation et dégrade le bénéfice des infrastructures pour la collectivité *(social economic welfare).* L'impact de l'hybridation sur le service rendu dépend d'une façon générale du sens des flux et, dans le cas des interconnexions, des configurations de marché mises en œuvre *(offshore bidding zone* ou *home market).*

Par ailleurs, le niveau d'interconnexion de la France avec les pays frontaliers influe sur l'intérêt de l'hybridation. En effet, moins la France est interconnectée, plus les bénéfices économiques liés à de nouvelles interconnexions seront élevées et plus les échanges seront valorisés à des niveaux élevés. Ainsi, la baisse du service rendu induite par l'hybridation, du fait de la concurrence entre imports et évacuation de la production éolienne en mer, « coûte plus cher » à la collectivité lorsque la France est moins interconnectée. Les économies d'infrastructure, quant à elles, ne dépendent pas du niveau d'interconnexion. Par conséquent, le développement de réseaux hybrides est finalement moins intéressant sur le plan économique lors que la France est plus faiblement interconnectée.

L'intérêt économique des réseaux hybrides dépend également du dimensionnement précis de chacune des liaisons envisagées. Des études préalables montrent par exemple que l'hybridation du raccordement d'un parc éolien en mer français et d'une interconnexion sous-marine présente parfois plus d'intérêt économique lorsque la capacité du parc éolien en mer (et de sa liaison de raccordement au réseau français) est de 2 GW et que celle de la liaison d'interconnexion est fixée à un niveau inférieur, par exemple 1 GW. Cette configuration permet de réduire la concurrence entre les imports français et l'évacuation de la production offshore, par rapport à une configuration entièrement en 1 GW, ce qui se traduit par une dégradation du service rendu moins importante.

Figure 10.20 Exemple de liaisons hybrides avec des branches de capacités différentes



Enfin, les opportunités de développement des infrastructures hybrides sont dépendantes de la dynamique d'évolution du système électrique et de la temporalité des différents projets pouvant être mutualisés. L'hybridation peut ainsi se développer de façon optimale lorsque les besoins de raccordement et de liaison sous-marine sont simultanés. Il est toutefois possible de réaliser l'opération en plusieurs étapes sous réserve d'avoir au préalable opté pour des architectures de raccordement modulaires, d'avoir anticipé certains coûts de matériels et de s'assurer de l'interopérabilité des équipements HVDC.

Finalement, l'opportunité de la mise en œuvre de projets hybrides devra être analysée au cas par cas puisqu'elle nécessite d'apprécier finement le bilan entre les gains apportés par la mutualisation des infrastructures – qui dépendent de la localisation des gisements d'éolien en mer à raccorder et de celle des capacités d'échanges envisagées, et la perte de valeur associée à l'impact sur les transits, qui dépend notamment du niveau de maillage interne ou d'interconnexion sur la frontière considérée. Ce type d'analyse pourra être mené sur les raccordements des futurs parcs éoliens en mer et projets d'interconnexion ou de renforcements par ligne sous-marine lorsque la configuration géographique s'y prêtera.

10.2.6 Le renouvellement : un accroissement des besoins d'investissement pour remplacer les infrastructures les plus anciennes dans tous les scénarios

10.2.6.1 La pyramide des âges détermine au premier ordre les besoins de renouvellement du réseau

L'âge moyen du réseau de RTE est de l'ordre de 50 ans : les investissements de développement du réseau ont connu une forte croissance après-guerre et particulièrement dans les années 1970 et 1980. La problématique du vieillissement des ouvrages et de leur fin de vie, qui n'était pas une préoccupation centrale en matière de gestion d'actifs au début des années 2000, est donc devenue aujourd'hui une priorité, conduisant à un réexamen des pratiques et des trajectoires formalisé dans le SDDR de 2019.

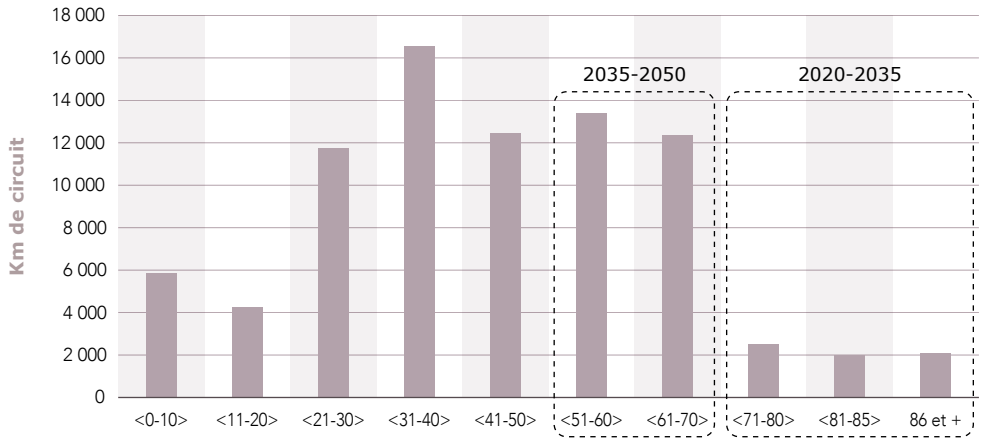
Plusieurs illustrations des enjeux du vieillissement peuvent être données en fonction des catégories d'équipements qui se retrouvent sur le réseau.

10.2.6.2 L'effort de renouvellement à partir de 2035 de lignes aériennes développées après la guerre nécessitera d'avoir traité certaines technologies critiques

L'âge moyen des ouvrages aériens est élevé. Les problématiques de vétusté se concentrent en particulier sur les supports treillis en acier noir qui affichent aujourd'hui un âge moyen de 65 ans et sur les câbles en aluminium-acier dont l'âge moyen est de 67 ans :

- Les dégradations importantes constatées sur les supports en acier noir en zone littorale ont conduit à des évolutions des méthodes de gestion des actifs : jusque-là concentré sur les conducteurs, le renouvellement intègre désormais un programme volontariste de remplacement et de maintenance des supports en zone de corrosivité forte.
- Les câbles aluminium-acier ont été installés massivement jusque dans les années 1970 : ils posent des problèmes de tenue mécanique et de résistance de l'acier au fur et à mesure de leur vieillissement.

Figure 10.21 Distribution des conducteurs par tranche d'âge en 2021 et période de renouvellement



La stratégie présentée dans le SDDR consiste à renouveler sur la période 2020-2035 les ouvrages du réseau ayant aujourd'hui plus de 70 ans. L'objectif pour RTE est de ne pas prendre de retard sur ce premier palier de renouvellement du réseau (qui correspond à peu près aux ouvrages construits avant 1950), de façon à pouvoir ensuite faire face à un second palier de renouvellement qui débutera à l'échéance 2035 et qui correspondra aux ouvrages aériens construits entre 1950 et 1970.

Il s'agira, sur ce second palier, de pouvoir renouveler le réseau aérien à un rythme annuel moyen de l'ordre de 1 200 km/an, soit le double du rythme prévu à l'horizon 2024 (600 km/an) et le quadruple du rythme historiquement réalisé par RTE (300 km/an).

10.2.6.3 Une forte inflexion sur les postes électriques, qui nécessitera une accélération progressive

Les besoins de renouvellement des postes électriques et de leurs équipements présentent une forte augmentation à l'horizon 2035, pour des raisons différentes des lignes aériennes. Deux exemples illustrent ce phénomène.

- **Les postes sous enveloppe métallique** (PSEM) sont des postes sources compacts isolés historiquement par du SF6. Leur durée de vie maximale est de l'ordre de 60 ans, voire moins dans des cas d'obsolescence des matériels. RTE a déployé un programme de renouvellement à l'horizon 2035 des équipements les plus critiques, combiné à un accroissement des actions de maintenance. Au-delà de cette échéance, un second palier de renouvellement apparaît, avec un doublement du rythme de renouvellement.

- La pyramide des âges des **transformateurs,** d'une durée de vie de l'ordre de 70 ans, montre également un accroissement des contraintes sur les années à venir, avec un pic de renouvellement qui arrive plus tôt, dès 2025.

Ces trajectoires de renouvellement seront réexaminées dans le cadre du prochain SDDR.

Figure 10.22 Échéance du besoin de reconstruction des PSEM en visant une durée de vie maximum de 60 ans

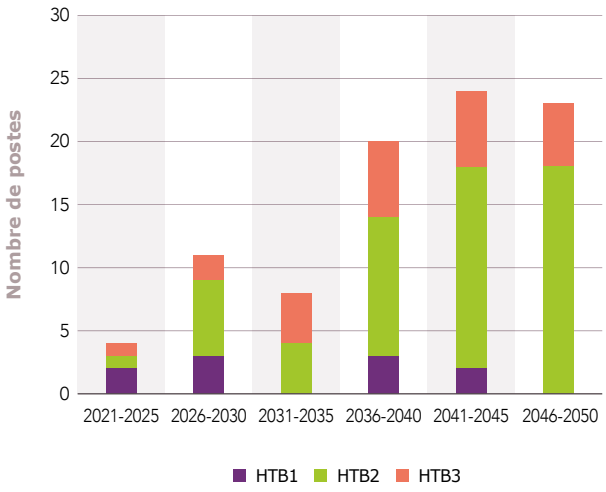
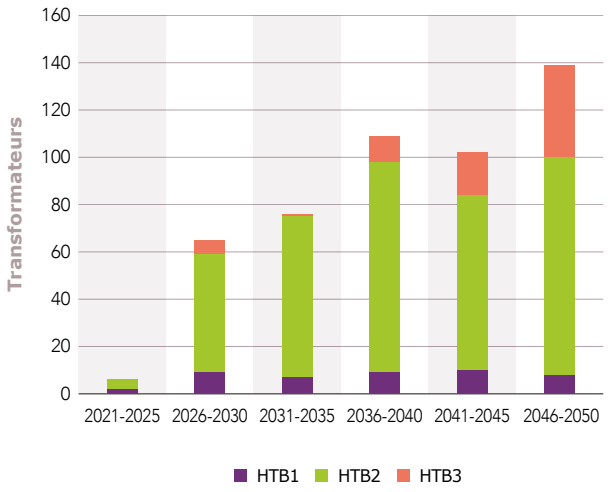


Figure 10.23 Projection du besoin de renouvellement des transformateurs



10.2.6.4 Des actions ont été engagées pour lisser au mieux les dépenses de renouvellement du réseau

Accroître les actions de maintenance des ouvrages permet de prolonger leur durée de vie. À court terme, il s'agit donc d'une des actions prioritaires pour éviter un pic de renouvellement dans les années à venir. Elle passe par des opérations ciblées selon les types d'ouvrages et leur environnement : peinture des supports de lignes et infrastructures de postes, réhabilitation à mi-vie des transformateurs etc.

Les méthodes de gestion des actifs permettent d'identifier les synergies avec les besoins d'adaptation et de limiter le renouvellement au strict nécessaire. Dans le cadre de ses processus industriels, RTE approche systématiquement les besoins de renouvellement à un périmètre régional, en les confrontant aux besoins prospectifs de raccordement et d'adaptation du réseau. Cette approche permet de mutualiser les investissements et conduit parfois à restructurer les schémas de desserte sur une zone géographique. L'accroissement conjoint des besoins de renouvellement et de renforcement dans certains scénarios permet d'envisager une plus grande synergie entre les deux types d'investissements à l'horizon 2050.

Enfin, le développement de la supervision des actifs permet d'optimiser leur durée de vie en ciblant les actions sur les matériels qui le nécessitent le plus. La collecte d'informations, via des capteurs ou des drones améliore la connaissance de l'état de santé des infrastructures. Le traitement automatisé de ces données par un système de supervision des actifs vise à anticiper les avaries et améliorer la performance de l'exploitation du réseau, connaître l'« âge réel » des composants, optimiser leur durée d'exploitation et rationaliser les actions d'entretien par un meilleur suivi de l'état de santé des actifs.

10.2.6.5 Un besoin industriel d'adopter des trajectoires de renouvellement anticipées pour 2020-2035 et 2035-2050

Les trajectoires de renouvellement sont en cours d'ajustement en vue de la révision prochaine du SDDR. À ce stade et dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, une première évaluation a été réalisée sur la base des pyramides des âges présentées précédemment.

Les besoins d'investissement sont bien organisés autour de deux paliers distincts.

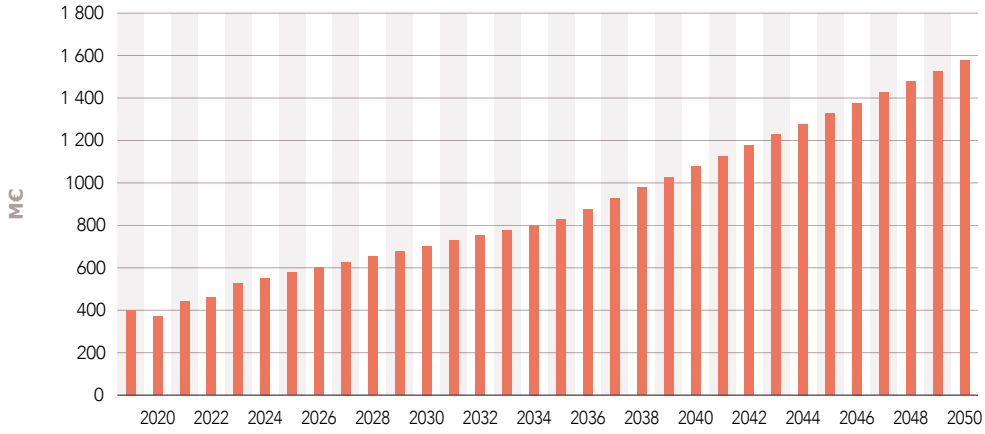
Le premier palier d'investissements, caractéristique de la période 2020-2035, doit être atteint dès les prochaines années. Il conduit à un montant d'investissements de renouvellement estimé dans une fourchette de l'ordre de 8 à 11 Md€ (soit une moyenne de 650 M€ par an contre 400 M€ par an avant 2020). Ce montant est en légère augmentation par rapport aux prévisions du SDDR pour tenir compte d'une révision à la hausse des besoins dans les équipes opérationnelles et pour mieux lisser les investissements prévus dans le domaine des liaisons.

Un second palier d'investissements se profile à partir de 2035, avec un doublement des montants de renouvellement. Ceux-ci devraient totaliser 20 Md€, soit une moyenne de l'ordre de 1,3 Md€/an.

Les incertitudes sur ces montants demeurent à ce stade élevées et comprises dans une fourchette de l'ordre de 20 %. Selon l'ampleur des restructurations du réseau, les besoins de renouvellement pourraient être revus à la baisse. Des travaux sur l'optimisation entre politiques techniques, notamment sur le domaine poste, pourraient également apporter des gains. À l'inverse, des incertitudes à la hausse pourraient intervenir sur les coûts, l'hypothèse sous-jacente étant celle d'un renouvellement à l'identique en aérien.

Quelle que soit l'ampleur *in fine* de cette incertitude, il n'en demeure pas moins qu'un accroissement important des investissements de renouvellement apparaît indispensable. Ses conséquences devront

Figure 10.24 Projection des dépenses de renouvellement 2019-2050



être appréciées, en matière d'adaptation de l'outil industriel chez RTE et ses prestataires, à la fois dans le domaine des travaux et de la fabrication de composants.

Cet enjeu industriel conduira RTE à proposer de lisser le plus possible les montants annuels d'investissements. Une des trajectoires possibles est esquissée pour la première fois dans les *Futurs énergétiques 2050*, intégrant une évolution annuelle à la hausse des investissements de l'ordre de +25 M€/an sur 2020-2035 et de +50 M€/an sur la période 2035-2050.

10.2.7 Dans l'ensemble, une augmentation significative des investissements et des coûts du réseau de transport

10.2.7.1 Dans tous les scénarios, les besoins d'investissement s'accroissent au-delà de 2035

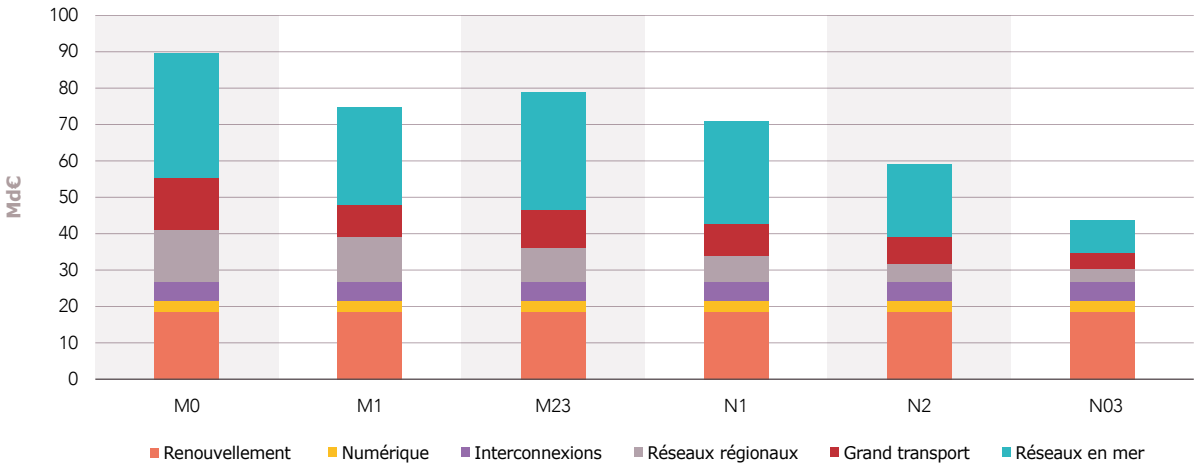
L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 suppose, quel que soit le scénario envisagé, une augmentation des investissements sur le réseau de transport à partir de 2035 par rapport à la période 2020-2035.

Le montant des investissements est d'autant plus élevé que la part d'énergies renouvelables est importante. Ce résultat découle de la combinaison de plusieurs facteurs : le déplacement de la production (notamment vers l'ouest), les besoins de raccordement et de renforcement sur les réseaux régionaux, et l'importance des dépenses prévisionnelles pour raccorder l'éolien en mer.

À l'inverse, les scénarios reposant sur une relance de la production nucléaire présentent un coût de réseau d'autant plus réduit que la localisation et le type de production sont proches de la situation actuelle.

Dans tous les cas de figure, les besoins à 2050 intègrent un socle d'investissements important pour le renouvellement. Ceux-ci représentent près de la moitié des investissements dans le cas du scénario N03 et, d'une façon générale, un volume d'investissement supérieur à celui nécessaire pour l'adaptation des réseaux régionaux ou du réseau de grand transport.

Figure 10.25 Besoins d'investissement totaux sur le réseau de transport d'électricité, sur la période 2035-2050



10.2.7.2 Le coût de réalisation des ouvrages de transport dépend de leur acceptation par les parties prenantes

L'importance que revêt le développement des infrastructures de réseau pour réaliser les scénarios de neutralité carbone a été soulignée à plusieurs reprises dans ce rapport. Or le coût des réseaux dépend de l'acceptation collective des infrastructures de réseau, notamment les réseaux aériens.

Les évaluations présentées plus haut reposent sur l'hypothèse d'une bonne acceptation par la société d'infrastructures tant de production que de réseau. Elles se situent dans le prolongement du SDDR de 2019 sur plusieurs points, en faisant l'hypothèse que les réseaux HTB1 sont réalisés en totalité en souterrain, que les réseaux HTB2 sont réalisés pour l'essentiel en aérien et que le réseau de grand transport est pour l'essentiel constitué de lignes aériennes 400kV, à concurrence du doublement d'une ligne existante.

Une moindre acceptation des ouvrages par les riverains conduirait à un recours accru aux technologies souterraines en 225 kV et à une moindre utilisation du 400 kV au profit de liaisons HVDC supplémentaires. À titre d'illustration, le recours systématique au souterrain en 225 kV et l'ajout de trois liaisons HVDC permettant d'éviter de doubler des lignes 400 kV augmenteraient les investissements du scénario M23 d'environ 8 Md€.

10.2.8 Une analyse détaillée des scénarios de *sobriété* et de *réindustrialisation profonde* qui met en évidence l'impact important du niveau de la demande d'électricité sur l'évolution des besoins et des coûts du réseau de transport

La prise en compte de niveaux de demande différents de celui envisagé pour les scénarios de référence a une incidence sur la sollicitation des réseaux à plusieurs titres.

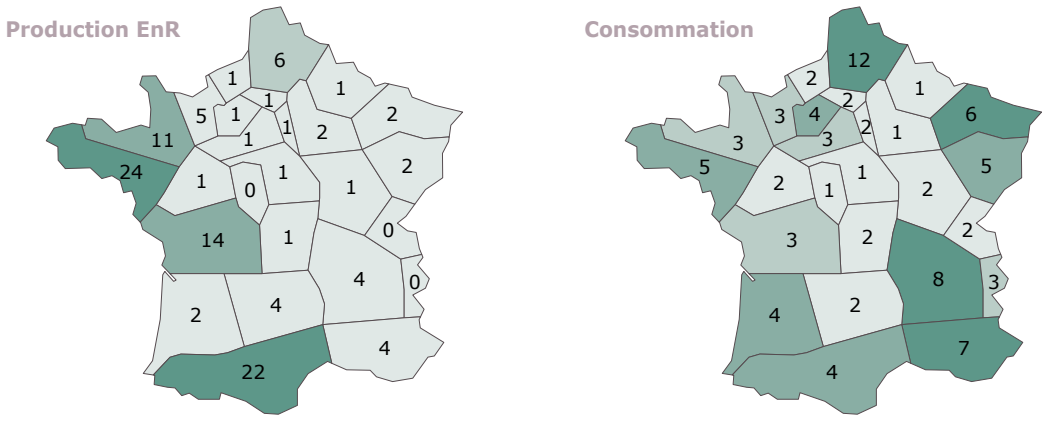
D'une part, une variante de consommation conduit naturellement à une modification des soutirages en forme comme en répartition géographique et temporelle. En particulier, une hypothèse de réindustrialisation profonde, dans le cas où elle conduit à renforcer l'activité autour de bassins industriels existants, a tendance à augmenter plus fortement la demande dans la moitié est de la France : les zones de Dunkerque, Lyon, Fos ou encore l'Alsace, qui concentrent dès aujourd'hui une activité industrielle importante, voient ainsi une forte hausse dans le scénario *réindustrialisation profonde*. D'autres zones industrielles autour de l'Île-de-France, la Normandie, la Bretagne et le Sud-Ouest sont également caractérisées par une hausse de la demande d'électricité mais celle-ci est d'ampleur légèrement moindre.

D'autre part, la construction des mix de production telle que décrite dans la partie 5.3.2 conduit à faire varier le dimensionnement du parc de production renouvelable, avec en particulier un accroissement du développement de l'éolien en mer. Dans un contexte de réindustrialisation profonde, c'est cette fois-ci dans l'ouest et le sud que la production augmente fortement, notamment du fait de la localisation des parcs d'éoliennes en mer.

Les équilibres géographiques nationaux sont ainsi modifiés dans une hypothèse de réindustrialisation profonde, qui amplifie le déséquilibre est/ouest déjà observé dans les scénarios de référence. La configuration sobriété conduit quant à elle à des effets plus répartis sur l'ensemble du territoire, dans la mesure où elle touche tous les secteurs de l'économie.

Sur la base de ces variations de la consommation et de la production, en niveau et en répartition géographique, RTE a réalisé une analyse détaillée des enjeux des scénarios *sobriété* et *réindustrialisation profonde* pour le réseau de transport d'électricité. Cette analyse a plus particulièrement porté sur les volets associés au réseau de grand transport, aux réseaux régionaux (réseaux de répartition) et au réseau en mer.

Figure 10.26 Écart du productible EnR et de la consommation annuelle sur le scénario N2 2050 entre la configuration réindustrialisation profonde et la configuration de référence, en TWh/an



La stratégie de renouvellement reste quant à elle identique à celle du scénario de référence. De même, la trajectoire d'interconnexion est supposée inchangée (39 GW entre la France et ses voisins en 2050) dans les différents scénarios sur la consommation, dans la mesure où celle-ci n'est pas uniquement déterminée par l'équilibre du système européen mais aussi par des considérations industrielles, environnementales ou sociétales *(voir partie 10.2).* Le coût de construction des interconnexions est donc identique entre les scénarios de référence et les scénarios *sobriété* et *réindustrialisation profonde*. En revanche, les variations du niveau de demande ont un impact sensible sur l'utilisation de ces ouvrages, avec des conséquences notables sur le réseau de grand transport en France. Ainsi, une augmentation des flux transeuropéens est observée dans les scénarios fondés sur un contexte de sobriété, tandis que ceux-ci sont atténués dans le contexte de réindustrialisation profonde. Ces phénomènes restent cependant limités, les principaux effets sur le dimensionnement du réseau de transport restant déterminés par l'évolution de la consommation et de la production.

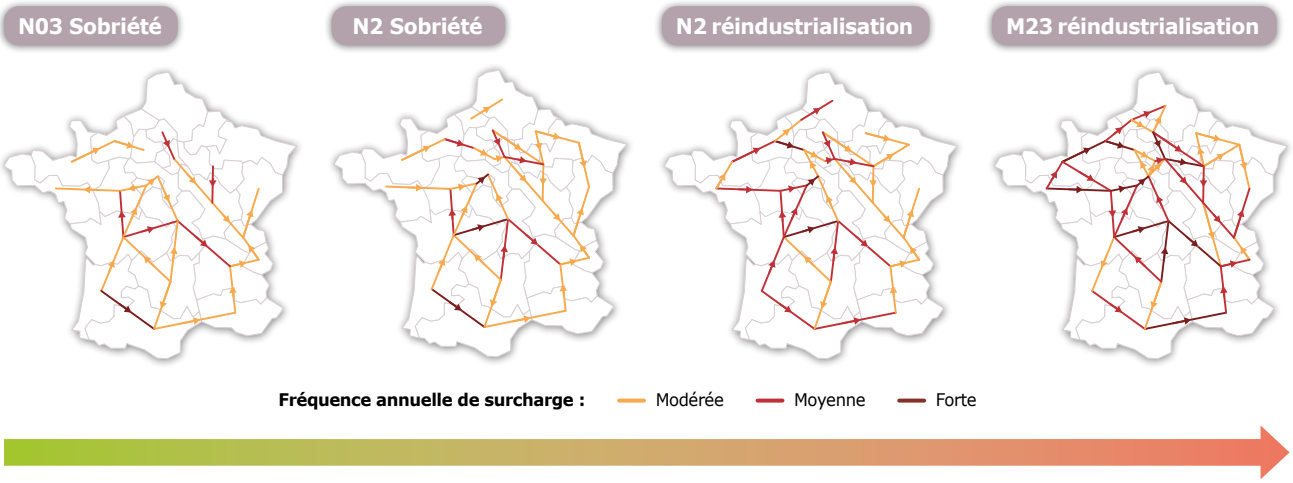
10.2.8.1 Dans les différentes trajectoires de consommation, l'évolution du réseau de transport demeure principalement dépendante de celle du parc de production

Réseau de grand transport

L'analyse des contraintes sur le réseau de grand transport *(présentée au 10.2.3* pour les versions de référence des scénarios) fait ressortir trois déterminants : la localisation de la production, le caractère variable de la production renouvelable et les flux transeuropéens. Ces déterminants sont également pertinents pour expliquer l'impact des scénarios *sobriété* et *réindustrialisation profonde* sur le réseau.

Les scénarios de mix présentent, dans la trajectoire de *sobriété*, une réduction des contraintes sur le réseau de grand transport par rapport à celles observées avec le niveau de demande de référence. Cet effet baissier s'explique principalement par la réduction des volumes d'énergies renouvelables dans chacun des scénarios, qui tend à atténuer les évolutions en matière de répartition géographique et de variabilité de la production.

Figure 10.27 Fréquence de contraintes estimées dans des scénarios contrastés et dans des configurations sans renforcement du réseau actuel



À l'inverse, dans la trajectoire de *réindustrialisation profonde*, les contraintes s'accroissent assez largement notamment sur les axes ouest-est du fait de l'évolution de la répartition territoriale de la consommation et de la production renouvelable présentée à la section précédente.

À titre d'illustration sur le scénario N2, en l'absence de renforcement du réseau actuel, les coûts de congestions annuels atteignent respectivement 2,6 Md€ par an dans la trajectoire de *sobriété* en 2050 et 5,3 Md€ dans la trajectoire de *réindustrialisation profonde* contre 3,6 Md€ pour la demande de référence.

Cette analyse croisée des différents scénarios de mix et de consommation des contraintes confirme par ailleurs la robustesse des diagnostics effectués dans le SDDR de 2019 s'agissant de l'identification des principales zones de fragilité. Ainsi, même dans les configurations les moins contraignantes (du type N03-sobriété), dans lesquelles le mix électrique est le plus proche du mix actuel, les quatre zones de fragilité présentées dans le SDDR de 2019 (Normandie-Manche-Paris, façade atlantique, Massif central-Centre, Rhône-Bourgogne) restent marquées par des congestions importantes.

De manière générale, dans les différents scénarios étudiés, les contraintes s'accroissent avec la part de production renouvelable et le niveau de consommation, et concernent ainsi la majeure partie du réseau de grand transport dans des scénarios tels que M23-réindustrialisation profonde.

Réseaux régionaux

Les besoins d'investissement sur les réseaux régionaux sont majoritairement motivés par le développement des énergies renouvelables terrestres, aussi bien en termes de raccordement que de renforcements. **C'est en particulier ce développement des énergies renouvelables qui fonde la grande majorité des différences de coûts de réseaux régionaux entre les scénarios pour un niveau de consommation donné.** Ainsi, dans chacun des scénarios de mix, la variation de la demande induit une évolution importante des volumes de production renouvelable terrestre à développer pour couvrir la consommation électrique annuelle. Cet effet est d'autant plus marqué que les principes de construction des scénarios de mix et de consommation impliquent un ajustement du parc de production fondé uniquement sur l'augmentation ou la réduction de la production renouvelable (la trajectoire de nucléaire reste inchangée). Ainsi, dans le cas du scénario N2, une variation d'environ 15 % de la demande à la hausse *(réindustrialisation profonde)* ou à la baisse *(sobriété)* conduit à modifier la puissance du parc photovoltaïque d'environ +30 % et -25 % respectivement.

Réseau en mer

Enfin, le coût de raccordement de la production en mer est directement dépendant du volume d'installations à raccorder.

Dans un contexte de réindustrialisation profonde, le volume de production à développer dans les scénarios M0 et M23 conduit cependant à un éloignement accru des côtes pour les derniers parcs. Cet éloignement implique non seulement un renchérissement limité des coûts de raccordement du fait de l'allongement des réseaux, mais surtout un développement dans des zones de profondeur plus importante. **Le développement de postes de raccordement flottants et de liaisons HVDC dynamiques, évoqué dans la partie 10.2.3.2, devient alors vraisemblablement une condition nécessaire à l'atteinte du niveau de production envisagé dans les scénarios de type M23-réindustrialisation** (près de 80 GW d'énergies marines en 2050).

Inversement, les scénarios reposant sur un fort développement de production nucléaire dans un contexte de sobriété présentent des capacités de production en mer réduites. Les possibilités de mutualisation des raccordements entre parcs sont alors limitées, ce qui conduit à une augmentation des coûts unitaires de raccordement.

10.2.8.2 Au-delà des effets liés à l'ajustement du parc de production, les variations sur le niveau de demande projeté à long terme engendrent des effets locaux sur les besoins d'adaptation du réseau

Les variations du niveau de consommation considérées dans les différents scénarios ont des effets hétérogènes sur le territoire, selon les secteurs économiques les plus concernés par ces variations. Dans le cas du scénario *sobriété*, la réduction de demande par rapport à la trajectoire de référence porte avant tout sur les zones résidentielles mais concerne également les zones industrielles. Ce sont ainsi les zones cumulant ces deux critères qui voient leur niveau de consommation électrique décroître le plus fortement. En revanche, l'accroissement de demande envisagé dans le scénario *réindustrialisation profonde* concerne surtout les zones présentant la plus forte consommation industrielle.

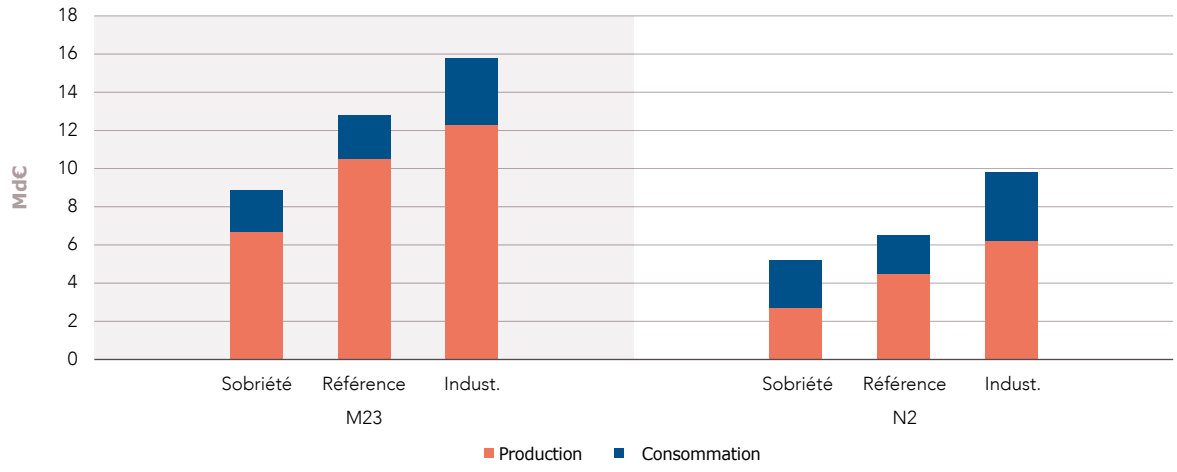
Quoique de second ordre par rapport aux enjeux associés à l'évolution de la production, la hausse de la consommation joue un rôle non négligeable dans les besoins de renforcements sur les réseaux régionaux. L'impact de la consommation dans les besoins d'évolution des réseaux régionaux présente ainsi une certaine asymétrie entre les scénarios *sobriété* et *réindustrialisation profonde.*

Dans la trajectoire de *réindustrialisation profonde*, le coût des renforcements induits principalement par la consommation est nettement supérieur à celui correspondant aux scénarios de référence. À l'inverse, **la trajectoire sobriété n'entraîne globalement aucune réduction des besoins de renforcements induits par la consommation sur les réseaux régionaux.** Ce résultat est lié à l'impact géographique des scénarios de consommation.

Dans le cas de la trajectoire de *réindustrialisation profonde,* l'augmentation de la demande tend à accroître les contraintes dans des zones industrielles déjà fortement consommatrices et dépourvues de moyens de production, entraînant des besoins de renforcements accrus autour de ces zones.

Dans le scénario de *sobriété*, la réduction de la demande électrique touche l'ensemble du territoire national de façon plus répartie, avec un impact moindre sur les contraintes liées à l'évolution de la consommation. Par ailleurs, si les contraintes liées à la consommation s'atténuent

Figure 10.28 Investissements nécessaires pour le renforcement des réseaux régionaux, selon leur origine principale (période 2020-2050)



localement dans certaines zones du fait de l'effet baissier de la sobriété sur la consommation, elles peuvent aussi s'accroître dans d'autres du fait de situations spécifiques : ceci concerne notamment des zones dans lesquelles la production renouvelable, qui tend à compenser la hausse de consommation dans les versions de référence des scénarios, est plus fortement réduite dans la configuration *sobriété*.

S'agissant du réseau de grand transport, l'impact des évolutions de la consommation reste limité par rapport à celui des modifications du mix de production. Cependant, une hypothèse de réindustrialisation profonde de l'industrie se traduit par des besoins de raccordement accrus, pouvant créer des contraintes locales sur le réseau à très haute tension sans pour autant modifier les grands équilibres inter-régionaux. Ceci peut en particulier concerner le développement des électrolyseurs, qui pourrait se concentrer dans quelques zones nécessitant alors des renforcements significatifs du réseau à un niveau très local.

De manière générale, l'évaluation des effets structurels des projets d'hydrogène sur le réseau de grand transport fera l'objet d'analyses approfondies dans le cadre des prolongements de l'étude *Futurs énergétiques 2050.*

10.2.8.3 Au total, le scénario de demande a une influence majeure sur les besoins de réseau, mais le choix du mix de production reste le premier déterminant

Les analyses qui précèdent portent sur les domaines d'investissement en réseau qui dépendent de l'évolution du niveau de consommation et de production d'électricité. À ces termes s'ajoutent un certain nombre de rubriques largement indépendantes du niveau de demande et des choix de mix de production, comme le renouvellement des infrastructures et le développement des interconnexions.

Le bilan global des coûts du réseau de transport sur les différents scénarios de consommation et de mix électrique montre ainsi l'impact très significatif de l'évolution de la demande sur les besoins d'investissement dans le réseau de transport *(voir la figure suivante avec l'exemple du scénario N2).*

Figure 10.29 Besoins d'investissement sur le réseau de transport entre 2035 et 2050 selon le niveau de demande – scénario N2

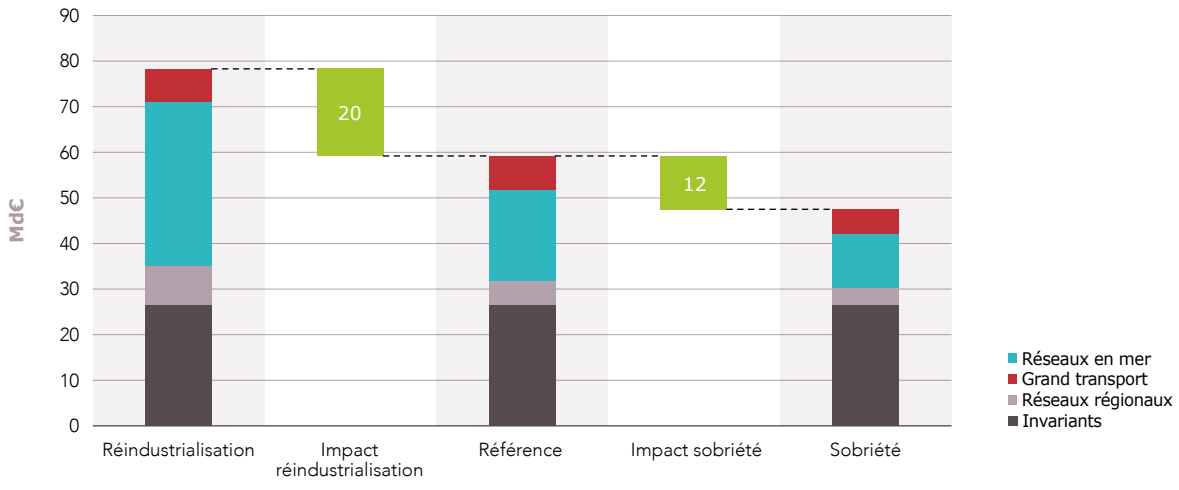
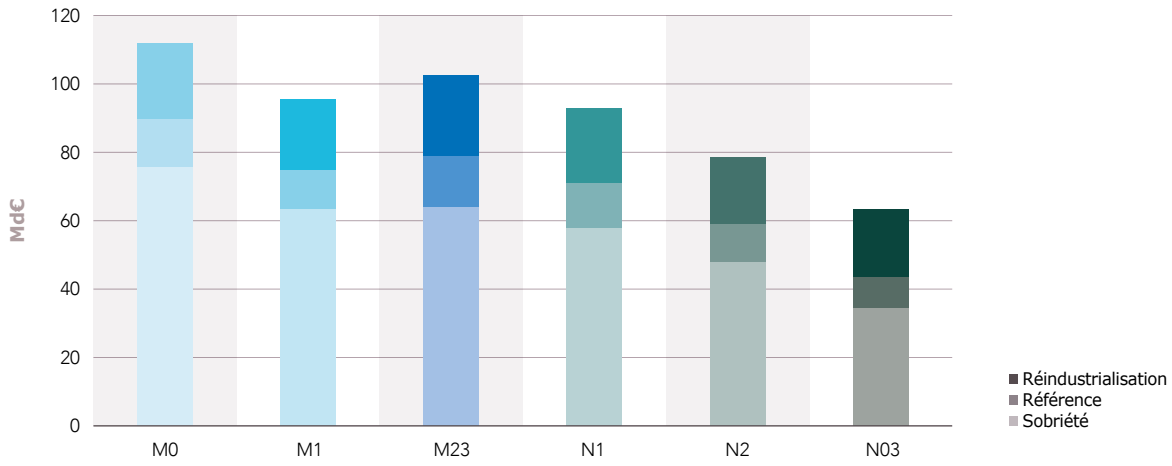


Figure 10.30 Besoins d'investissement totaux sur le réseau de transport d'électricité, sur la période 2035-2050, selon les scénarios et les niveaux de demande



Le scénario *sobriété* nécessite de moindres volumes d'investissement dans le réseau de transport essentiellement du fait de la modification de mix de production qu'elle implique : besoin de raccordement de l'éolien en mer plus modéré, investissements moins poussés sur les réseaux régionaux et de grand transport. Sur la période 2035-2050, les coûts d'investissement correspondants sont ainsi réduits d'environ 12 milliards d'euros dans le scénario N2-sobriété par rapport au scénario N2-référence, ce qui représente près de 20 % des investissements de la configuration de référence.

Dans un contexte de *réindustrialisation profonde*, les effets jouent dans le sens contraire (augmentation des besoins d'investissement) et sont accrus dans leur ampleur, du fait également d'un impact de la consommation. Les réseaux régionaux sont plus sollicités par la consommation que dans les scénarios de référence et les déséquilibres géographiques est-ouest sont amplifiés sur le réseau de grand transport. Toutefois, ce sont bien les impacts en matière de production, et notamment de raccordement des énergies marines, qui dominent.

Les tendances sur l'impact des trajectoires de consommation illustrées sur N2 se retrouvent sur l'ensemble des autres scénarios de mix. En particulier, l'interclassement des différents scénarios de mix en matière de besoins d'investissement du réseau de transport reste inchangé dans les trajectoires *sobriété* et *réindustrialisation profonde* par rapport à leurs versions de référence.

10.3 Réseau de distribution : des coûts d'adaptation qui pourraient aller du simple au double suivant les scénarios

10.3.1 Des projections sur le coût d'adaptation du réseau de distribution à l'horizon 2050 intégrées à l'étude, sur la base d'évaluations réalisées par Enedis

Cette partie est consacrée aux coûts relatifs au réseau public de distribution des six scénarios de référence M0, M1, M23, N1, N2, N03, ainsi que des variantes retenues en matière de consommation *(paragraphe 10.3.4).* Elle a été établie par Enedis qui gère le réseau public de distribution (RPD) sur 95 % du territoire français métropolitain. Elle s'inscrit dans la continuité du rapport Enedis *« Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050 »,* paru en avril 2021.

Il ne s'agit pas d'une prévision des coûts futurs d'Enedis, encore moins d'une trajectoire d'investissements mais bien d'une contribution aux travaux de prospective pilotés par RTE pour éclairer les décisions de politique énergétique de long terme. Il ne s'agit pas non plus du « plan de développement de réseau », requis par le code de l'énergie (article L322-11 ajouté au code de l'énergie par l'ordonnance du 3 mars 2021 dans le cadre de la transposition du Clean Energy Package).

Enfin, cette partie concerne la part du RPD gérée par Enedis, et non pas le RPD dans son ensemble (avec les entreprises locales de distribution). Elle donne les ordres de grandeur recherchés pour caractériser et comparer les différents scénarios.

En 2020, la part du RPD gérée par Enedis achemine vers les clients 72 % de l'électricité consommée en France[3], et collecte 87 %[4] de l'électricité produite à partir des installations éoliennes et solaires. De même en 2050, suivant les scénarios étudiés, le réseau de distribution sera mis à contribution de manière importante, et les coûts d'adaptation sont calculés en conséquence.

10.3.2 Une méthodologie spécifique pour évaluer les coûts du réseau de distribution dans les différents scénarios

10.3.2.1 Une déclinaison territoriale précise des scénarios de mix électrique, partagée entre RTE et Enedis

Une partie importante des nouvelles installations de consommation et de production attendues d'ici 2050, décrites au chapitre 5.2, seront raccordées au RPD. RTE et Enedis ont fixé ensemble les hypothèses permettant de les répartir sur les réseaux de transport et de distribution.

En matière de consommation, la valeur de la consommation retenue pour le RPD géré par Enedis pour chacun des six scénarios est de 420 TWh à l'horizon 2050. Cette valeur est cohérente avec les 645 TWh à l'échelle nationale, hypothèse étant faite dans ce rapport qu'une partie de la croissance de la consommation porte sur l'industrie raccordée au réseau de transport et que les moyens de production d'hydrogène en partie destinés à décarboner l'industrie (environ 50 TWh) seraient essentiellement connectés sur le RPT.

3. Comparaison des bilans de consommation d'électricité en 2019 tirés des bilans électriques 2020 respectifs d'Enedis (331 TWh) et de RTE (460 TWh)
4. Comparaison des bilans de production d'électricité éolienne et photovoltaïque en 2019 tirés des bilans électriques 2020 respectifs d'Enedis (45 TWh) et de RTE (52 TWh)

La répartition de cette consommation entre les usages et dans les territoires est modélisée grâce à une multitude de déterminants locaux (démographie, consommation historique locale, logement, activité économique, météorologie, développement de la mobilité électrique, présence de réseau de gaz naturel, etc.) et nationaux (dynamique des rénovations dans le parc résidentiel, efficacité énergétique des équipements, sobriété, évolution des profils de consommation, modes de chauffage, etc.). Elle permet de prendre en compte les spécificités locales, de répartir la consommation sur le réseau de distribution, et de simuler des courbes de charge horaire.

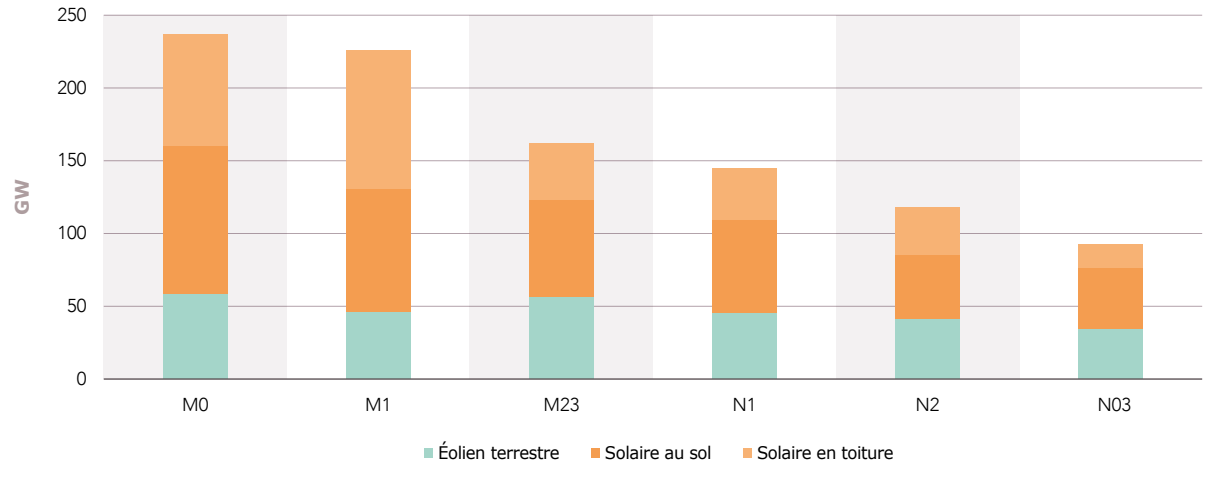
La part de la production raccordée au réseau de distribution géré par Enedis est variable suivant les types de filière, les territoires et les scénarios.

Compte tenu des puissances en jeu, la répartition de la production renouvelable selon les différents niveaux de tension suppose que l'éolien en mer est entièrement connecté au réseau de transport, et que le photovoltaïque sur toitures est entièrement connecté au réseau de distribution.

Pour les installations éoliennes et photovoltaïques au sol, la répartition entre RPT et RPD se fait à l'échelle départementale et tient compte de l'historique de développement. En moyenne à l'échelle nationale, la proportion des capacités de production raccordées au réseau public de distribution géré par Enedis en 2050 est de 78 % pour l'éolien terrestre et 85 % pour le photovoltaïque. Ces valeurs sont un peu inférieures à la proportion constatée actuellement : 86 % pour l'éolien et 88 % pour le photovoltaïque[5]. On suppose en effet que la croissance continue du secteur pourrait entrainer la multiplication d'installations de grande taille directement connectées au réseau de transport.

À l'échelle nationale, il en résulte que la totalité des capacités de production raccordées au périmètre Enedis varie entre 93 et 237 GW selon les scénarios.

Figure 10.31 Production renouvelable raccordée au RPD géré par Enedis en 2050



5. Comparaison des capacités de production éolienne et photovoltaïque en 2019 tirés des *Bilans Électriques 2020* respectifs d'Enedis (9 GW de photovoltaïque et 15 GW d'éolien) et de RTE (10 GW de photovoltaïque et 18 GW d'éolien)

10.3.2.2 Des raccordements de nouveaux clients et des renforcements associés qui seront nécessaires dans les différents scénarios

Éléments descriptifs du RPD

Le RPD géré par Enedis est constitué de 2 325 postes de transformation[6] («postes sources»), connectés au réseau de transport, et du réseau électrique situé entre ces postes sources et les points de consommation (logements, magasins, usines, bureaux, bornes de charge de véhicule électrique, etc.) ou de production (éoliennes, photovoltaïque, etc.).

En sortie des postes sources, le réseau public de distribution est au niveau de tension HTA (moyenne tension), compris entre 10 000 et 20 000 Volts ce qui permet d'acheminer de grandes quantités d'énergie vers les utilisateurs. Des postes de transformation intermédiaires permettent d'abaisser le voltage à 230 ou 400 Volts. C'est la basse tension (BT), qui est la tension d'utilisation des appareils les plus courants (éclairage, électroménager…), de façon à satisfaire tous les besoins des utilisateurs.

Suivant leurs caractéristiques, les points de consommation ou production sont connectés sur

Figure 10.32 Exemples schématiques de configurations de réseau de distribution : urbain dense et rural

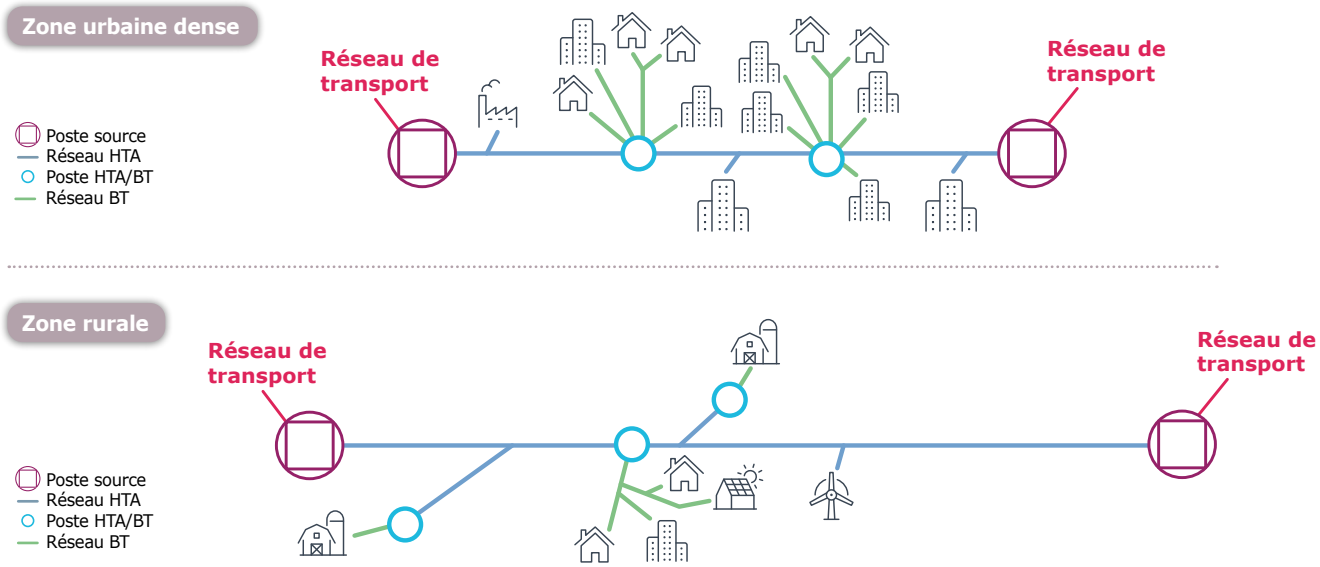


Figure 10.33 Exemple schématique de configuration d'un réseau basse tension



6. Chiffre à fin 2020.

la partie HTA ou BT du réseau. En basse tension, une installation est raccordée au RPD via un branchement individuel ou collectif, comme illustré sur la figure 10.33.

Pour des installations avec des puissances plus conséquentes, un raccordement directement sur le réseau en moyenne tension (HTA) est nécessaire sous la forme d'un poste de transformation dédié au client.

Adaptation du réseau

Suivant la puissance demandée par le client ou le producteur, des travaux de renforcement ou de création de réseau peuvent s'avérer nécessaires pour alimenter la nouvelle installation et maintenir le niveau de fiabilité du réseau assuré par Enedis.

Exemple illustratif sur le réseau BT (un raisonnement analogue peut être appliqué pour le réseau HTA):

Suivant le volume supplémentaire (augmentation de puissance, nouvelles installations…), des travaux seront nécessaires sur le réseau. Dans le cas n°1 illustré sur la figure ci-dessous, le réseau BT (en vert) nécessite un renforcement. Dans le cas n°2, le volume supplémentaire ne peut être accueilli sur la ligne BT existante, un départ BT supplémentaire est donc nécessaire. Dans le cas n°3, le volume à raccorder est tel que le transformateur HTA/BT existant n'est pas en mesure de l'accueillir, un nouveau transformateur HTA/BT est donc nécessaire.

De manière générale, l'impact de la croissance de la consommation et celle de la production connectée au RPD conduit à des efforts d'investissements différents suivant la densité d'équipement des territoires. À titre d'illustration, en zone urbaine dense, la croissance de la consommation sera le plus souvent prépondérante par rapport à celle de la production décentralisée, et donc souvent à l'origine des renforcements de réseau. À l'inverse, en zone peu dense, le potentiel d'installation de production est en général plus fort et se révèle souvent déterminant dans le besoin de renforcement. De plus, pour une même nouvelle installation connectée, les équipements nécessaires sont différents dans des zones où le réseau est peu dense, et dans celles où le réseau est plus dense.

Ainsi, la localisation géographique des installations (en consommation ou en production) a un impact dans le dimensionnement du réseau.

Figure 10.34 Impact sur le réseau basse tension suivant la demande des clients en injection ou/et soutirage

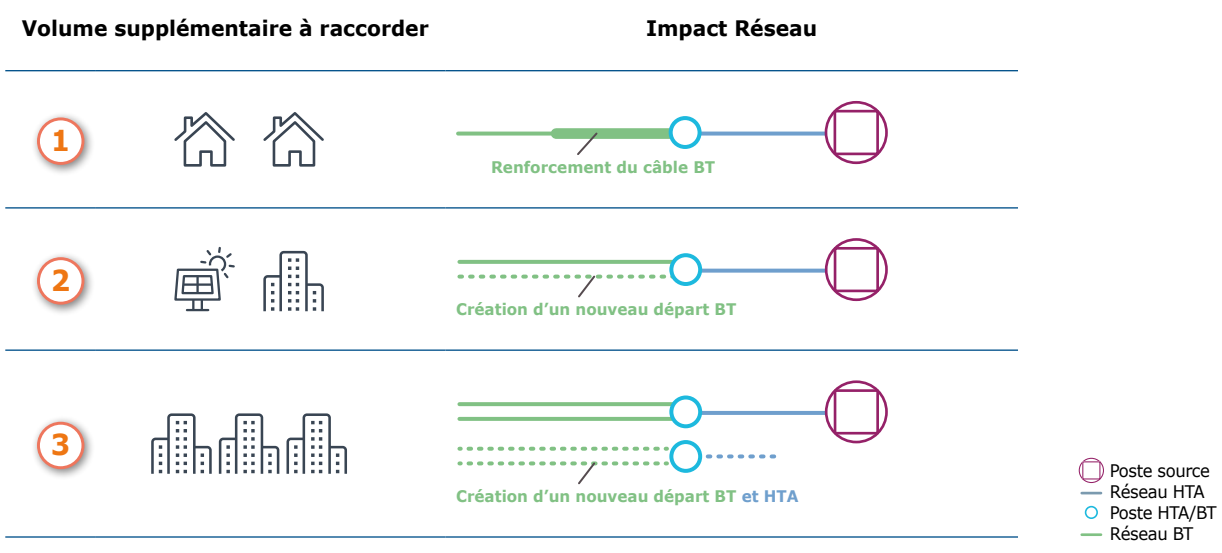
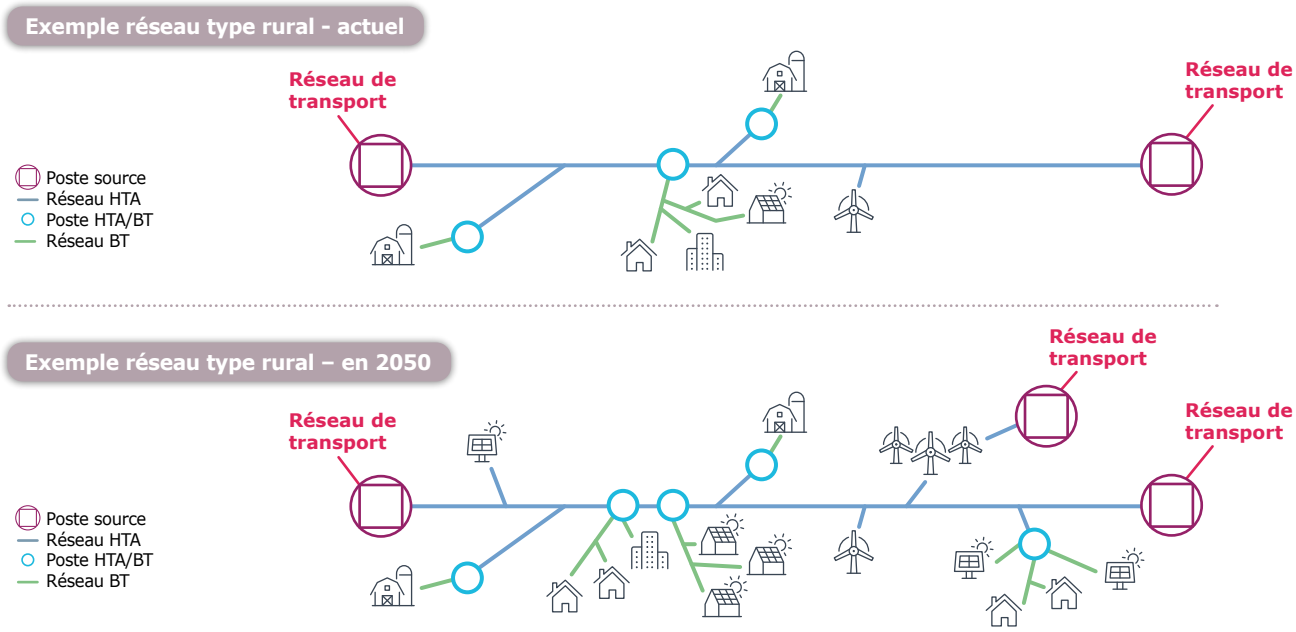


Figure 10.35 Exemples schématiques de réseaux de distribution en 2050



Par ailleurs, outre la configuration initiale du réseau, la création de nouveaux ouvrages réseaux (ou le renforcement d'ouvrages existants) va varier suivant la puissance unitaire des projets et leur concentration locale, comme le montre l'exemple illustratif ci-après.

Si la production est très concentrée localement, elle va nécessiter des travaux conséquents au niveau du réseau sur la zone concernée. *A contrario*, si la production est répartie de façon homogène avec des puissances unitaires faibles, l'impact réseau sera plus mesuré.

Exemple illustratif (en basse tension) :

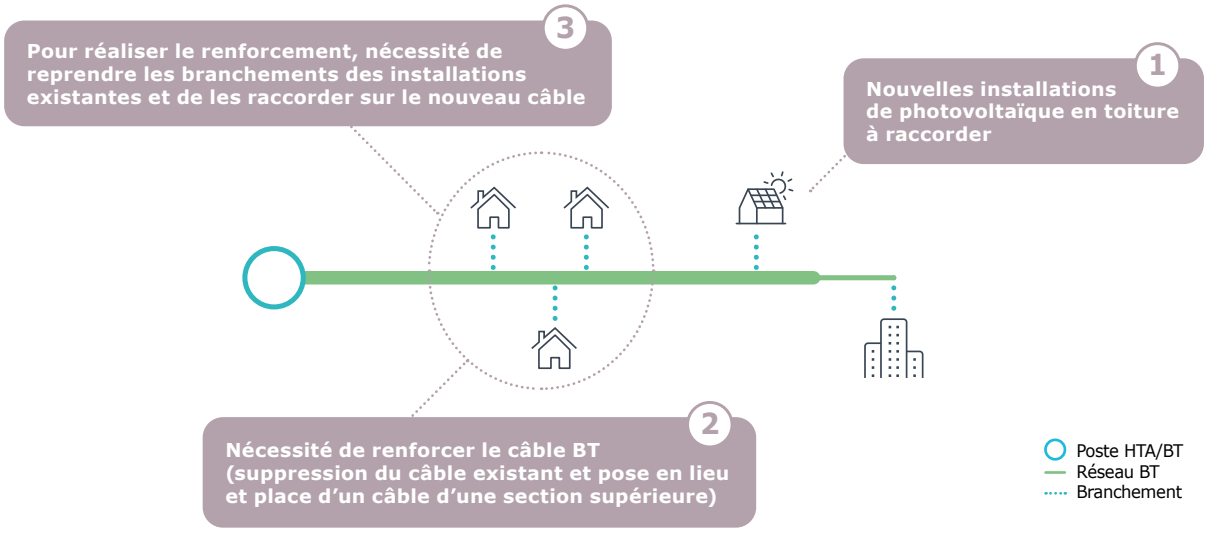
1. Un client souhaite recouvrir l'ensemble de sa toiture de panneaux photovoltaïques. Dans l'exemple, la production des panneaux est supérieure à la consommation de l'installation existante qui a servi initialement à dimensionner le réseau.
2. Le réseau BT desservant l'installation n'est pas en capacité d'accueillir ce supplément de production, le réseau BT doit être renforcé (il est également possible suivant les configurations de créer un nouveau départ BT).
3. Des maisons sont déjà raccordées sur ce réseau BT : lors du changement du câble, il est donc nécessaire de reprendre les branchements des maisons existantes pour les raccorder sur le nouveau câble.

Le coût des travaux réseaux (et l'impact auprès des clients desservis) ne se limite ainsi pas au simple branchement de l'habitation installant des panneaux photovoltaïques.

Si, sur le même principe, des panneaux photovoltaïques sont rajoutés sur l'ensemble des toitures des installations raccordées sur ce câble BT, il sera non seulement nécessaire de créer de nouveaux réseaux BT mais également de nouveaux ouvrages HTA. Dans certaines zones du sud de la France, ces cas de figure sont déjà actuellement rencontrés et des travaux sont nécessaires au niveau des postes sources et même du réseau de transport.

Des optimisations sont mises en place par Enedis avec les clients producteurs pour limiter les besoins de renforcement du réseau à l'occasion

Figure 10.36 Exemple d'impact sur le réseau d'un raccordement photovoltaïque en basse tension



d'une nouvelle installation de production, par le biais notamment d'écrêtements ciblés de la production. Elles portent sur les offres de raccordement pour un client donné, ou sur l'évolution d'un poste source. Le recours à ces leviers de flexibilité devrait permettre d'éviter quelques centaines de millions d'euros d'investissements sur le RPD pour les 15 ans qui viennent, ce qui est une valeur modérée au regard des investissements sur la période (cf. 10.2.4), ceci sans préjuger des gains sur le réseau de transport. De plus, dans les scénarios à 2050 étudiés, pour lesquels la croissance des énergies renouvelables est continue, une optimisation d'investissements de cette nature se traduit par un décalage du renforcement dans le temps. Aussi, sans remettre en cause l'intérêt de ces optimisations qui vont encore se développer, elles ne changent pas les ordres de grandeur des coûts estimés au périmètre d'Enedis.

Dans la suite du document, les coûts qualifiés de « coûts d'adaptation du RPD » sont constitués des coûts des branchements et extensions de réseau sur la BT d'une part, et des coûts de raccordement sur la HTA et l'ensemble des renforcements nécessaires sur la BT et la HTA.

10.3.2.3 Une évaluation des coûts d'adaptation du réseau de distribution

Coûts d'adaptation du RPD hors branchements BT

Comme indiqué précédemment, la croissance des usages et de la production d'électricité conduit le RPD à se renforcer progressivement pour continuer d'offrir une qualité de service au meilleur prix.

Aussi, la quantité des ouvrages qui constituent le RPD est directement liée aux nombres et aux types de clients connectés sur le réseau, et aux spécificités du territoire (topographie, densité d'habitations, types d'activités…). Par une approche économétrique, s'appuyant notamment sur l'estimation du nombre de points raccordés et aux courbes de charge de ceux-ci, cette relation peut se traduire sous forme de fonction mathématique.

Les coûts d'adaptation du RPD entre 2020 et 2050 sont calculés comme la différence entre la valeur des ouvrages du réseau en 2050 et celle en 2020.

En estimant en 2050 des variables clés observables que sont le nombre de clients, le niveau et le profil de consommation nette, la puissance souscrite ou encore la densité de réseau, et en utilisant la fonction mathématique donnant la valeur du réseau correspondante, il est possible d'estimer la valeur du réseau en 2050.

Cette approche est aussi celle utilisée dans le rapport Enedis *« Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à l'horizon 2050 »,* paru en avril 2021. Depuis lors, des approfondissements ont permis d'affiner la modélisation pour appréhender les évolutions à l'échelle de chacun des postes sources du réseau.

Bien qu'une estimation prospective de la quantité d'ouvrages du réseau alimentés par chaque poste source puisse être mathématiquement déterminée, l'approche économétrique employée ne permet pas une interprétation individuelle. Seule une analyse globale permet d'obtenir une estimation interprétable de la variation de la quantité d'ouvrages. Pour cette raison, les coûts d'adaptation du RPD sont présentés pour chaque scénario à l'échelle nationale.

Par ailleurs, comme cela a été développé au chapitre 7, des besoins additionnels d'installations pour satisfaire l'équilibre offre-demande national sont nécessaires dans l'ensemble des scénarios et d'autant plus dans les scénarios atteignant 100 % d'énergies renouvelables. Les analyses menées ici prennent pour hypothèse une contribution du réseau public de distribution nulle, l'ensemble (stockage, électrolyseurs, thermique décarboné…) étant supposé raccordé au RPT, dans les modélisations présentées plus haut dans ce chapitre.

Enfin le modèle génère de l'incertitude lorsqu'il est utilisé à des horizons lointains à 2050. En effet, il établit des corrélations fondées sur le réseau dans son état actuel et prenant en compte les tendances récentes de la consommation et de la production. Il n'intègre pas des adaptations notables de la structure du réseau et du rapport local entre consommation et production qui pourraient apparaître à long terme (comme illustré dans l'exemple ci-dessus).

Il donne une valeur à une date donnée et ne délivre pas de trajectoire (il atténue les effets de l'incrémentation des nouvelles installations raccordées sur le réseau).

Cas spécifique des branchements sur le réseau BT

Branchements consommateurs

Le rythme annuel de raccordement des branchements « consommateurs » est lié à la fois à la dynamique d'urbanisme en France (raccordement de constructions neuves) et aux rénovations d'habitats existants (toutes les rénovations n'impliquant pas une reprise de l'installation électrique). Ce rythme est globalement constant, voire en légère augmentation depuis quelques années.

Pour cette raison, le coût annuel des branchements « consommateurs » a été maintenu constant d'ici à 2050.

Branchements producteurs

Le rythme des branchements producteurs dépend des scénarios.

Pour en chiffrer le montant, il est pris en compte que dans certains des cas où l'installation de production s'intègre à une installation déjà branchée sur le réseau (comme des panneaux solaires sur un toit), il n'y a pas de travaux à engager sur le réseau. Par exemple, dans le cas d'une maison qui dispose d'une puissance souscrite de 9kW, l'installation de panneaux solaires d'une puissance de 4 kW ne devrait pas nécessiter de travaux réseaux. L'évacuation de la production pourra se faire avec le branchement existant.

Sur ce point, l'hypothèse conventionnelle retenue est qu'une reprise de branchement est nécessaire dans 30 % des cas où est raccordée une installation de production de moins de 36 kVA[7]. Ce ratio correspond à une tendance observée actuellement.

7. Le nombre d'installations considéré est quant à lui est déterminé sur la base des capacités de production (inf. 36 kVA) en considérant une taille moyenne d'installation d'environ 4 kWc.

10.3.2.4 D'autres coûts relatifs au RPD pris en compte dans l'analyse

Investissements hors adaptation

Outre les investissements nécessaires pour le raccordement de nouvelles installations, le distributeur investit également afin de renouveler certains composants du réseau, afin de moderniser les équipements le nécessitant, ou encore afin d'adapter le réseau aux conditions climatiques évolutives (enfouissement des lignes aériennes…). **Dans la suite de cette partie, ces investissements seront désignés par investissements hors adaptation.**

Sur la période de temps considérée, un socle d'investissements hors adaptation sera commun aux six scénarios. C'est le cas par exemple des investissements associés au renouvellement de réseaux qui arriveront en fin de vie dans quelques années.

En plus de ce socle, des différences pourront également être observées suivant l'intensité et la répartition des flux transitant sur le réseau, et leur optimisation en exploitation. Une infrastructure très sollicitée nécessitera potentiellement un renouvellement plus rapproché qu'une infrastructure moins contrainte. La politique de maintenance joue également suivant qu'elle est plus ou moins préventive et curative.

Dans ce rapport prospectif qui vise à la comparaison entre les scénarios, une valeur commune aux six scénarios est retenue pour les investissements de modernisation et de renouvellement du réseau sur la période de 2020 à 2050. De 2020 à 2035, les investissements hors adaptation seront basés sur la trajectoire prévue actuellement par Enedis (montants compris entre 1,9 Md€/an et 2,1 Md€/an). Dans le calcul, la valeur d'investissements hors adaptation en 2035 est ensuite conservée identique par convention jusqu'en 2050. **Cette valeur n'est toutefois pas représentative d'une étude de l'évolution de ces coûts sur la période.**

Coûts d'exploitation (OPEX)

Les OPEX sont les dépenses de fonctionnement et d'entretien comme les achats de fourniture, l'élagage, le dépannage, les redevances, les remises d'ouvrages... Ces dépenses sont pour partie dépendantes des scénarios. En effet, les scénarios conduisant à une sollicitation accrue du réseau auront logiquement un impact plus conséquent sur l'évolution de ces OPEX (achat accru de matériels, davantage de zones à élaguer/entretenir, augmentation du volume d'automates nécessaires pour piloter le réseau à distance…). Les OPEX évoluent en fonction des actifs construits.

L'hypothèse retenue, commune aux six scénarios, est de faire évoluer les OPEX de façon proportionnelle aux investissements liés aux coûts d'adaptation.

10.3.2.5 Deux types d'indicateurs économiques présentés en vue d'alimenter l'analyse économique des scénarios

Les coûts complets à horizon 2050 sont représentés sous deux angles :

- **Besoins d'investissement moyen annuel sur la période 2020-2050 (en Md€/an en moyenne sur la période) :** cette représentation traduit la moyenne des investissements réseaux sur la période 2020-2050. Ces investissements réseaux incluent les investissements hors adaptation, conservés identiques aux six scénarios par choix méthodologique et les investissements adaptation. Les montants sont exprimés en euros constants 2020.
- **Charges totales annualisées (en Md€/an à un horizon donné) :** cette représentation retranscrit les différentes charges de capital (adaptation, hors adaptation…) et d'exploitation en 2050. En reprenant les hypothèses conventionnelles centrales retenues pour le système électrique, le taux d'annuité retenu est un taux réel de 4% par an sur 40 ans. Par choix méthodologique en cohérence avec les besoins de l'exercice, l'évolution des charges de capital de l'existant est conservée identique pour les six scénarios. Les charges de capital de l'existant sont calculées en reprenant le taux réel (4%) et la durée (40 ans) utilisés pour l'étude.

10.3.3 Estimations des coûts d'adaptation nécessaires par scénario pour Enedis

En s'appuyant sur les principes présentés précédemment, les investissements cumulés sur la période 2020-2050 sont estimés entre 4,1 et 6,3 milliards d'euros par an (hors programme Linky) selon les scénarios (et en tenant compte d'incertitudes). Ils sont globalement plus importants dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables et notamment dans les scénarios M0 et M1 qui concentrent des capacités photovoltaïques importantes.

Ces évaluations appellent plusieurs commentaires :

- Sur la comparaison des scénarios M0 et M1 : à l'horizon 2050, les capacités photovoltaïques installées sur le RPD géré par Enedis pour les scénarios M1 et M0 sont semblables, mais elles sont plus concentrées sur la basse tension dans le scénario M1, ce qui augmente les coûts correspondants. En revanche, les capacités éoliennes raccordées sont plus importantes dans le scénario M0 relativement à M1. Ces deux effets se compensent et conduisent à des montants proches pour les deux scénarios.
- Sur les projections à l'horizon 2060 : dans les six scénarios, la consommation est supposée identique à celle de 2050.
  Les capacités de production raccordées au RPD des scénarios M0, N2 et N03 n'évoluent que marginalement entre 2050 et 2060. Avec ces hypothèses, les coûts d'adaptation additionnels entre 2050 et 2060 sont négligeables.
  Pour les autres scénarios, les capacités de production raccordées au RPD évoluent davantage, notamment dans le scénario M1. Les coûts d'adaptation additionnels, hors branchements, seraient d'environ 11 milliards pour le scénario M1, de 5,5 milliards pour le scénario M23 et de 4,5 milliards pour le scénario N1.
- Sur les hypothèses de coûts : les références de coûts utilisées (pour les matériaux, les travaux…) sont cohérents avec les pratiques actuelles. Ils n'intègrent pas de rupture technologique ou normative. Il en est de même pour les investissements associés aux systèmes d'informations.

Traduits en coûts annualisés (en utilisant les besoins d'investissement hors incertitudes), ces

Figure 10.37 Besoins d'investissement moyens annuels sur la période 2020-2050 pour Enedis (hors programme Linky), dans la trajectoire de référence sur la consommation

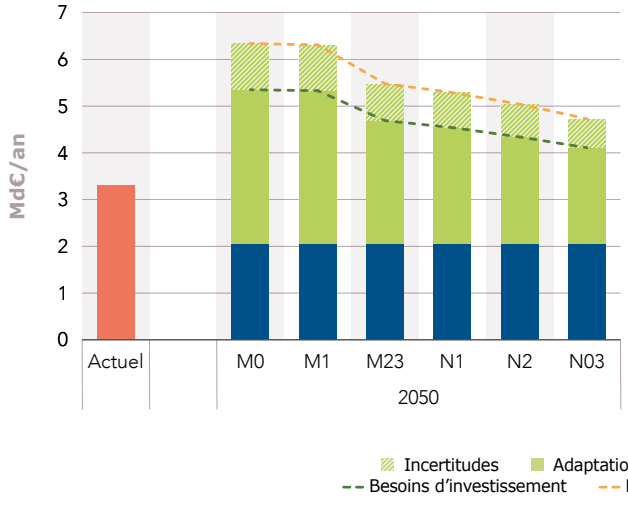
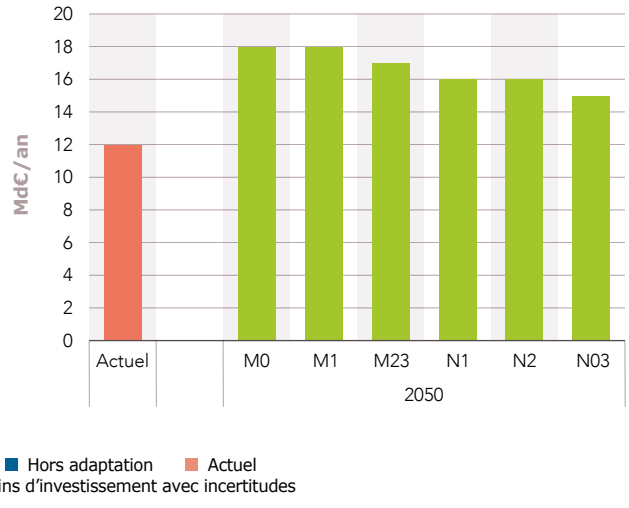


Figure 10.38 Coût total annualisé Enedis en 2050 hors pertes et TURPE HTB, dans la trajectoire de référence sur la consommation





évaluations mettent en évidence une enveloppe pour Enedis de l'ordre de 15 à 18 Md€/an en 2050 dans les différents scénarios (hors pertes réseau et TURPE HTB, comptabilisés par ailleurs dans les coûts de production ou du réseau de transport).

Dans l'analyse économique des scénarios, ces coûts sont augmentés de 6 % pour tenir compte des coûts d'adaptation nécessaires sur le réseau de distribution géré par les autres gestionnaires de réseau de distribution (entreprises locales de distribution).

10.3.4 Une analyse des impacts des différents scénarios de consommation sur les coûts du réseau de distribution (scénarios *sobriété* et *réindustrialisation profonde)*

10.3.4.1 L'impact des différents scénarios sur la consommation connectée au réseau de distribution

Les trajectoires de consommation à l'horizon 2050 *sobriété* et *réindustrialisation profonde* reflètent respectivement une plus grande sobriété des usages et des consommations, et un développement industriel important, notamment dans les technologies de pointe et à des fins de réduction de l'empreinte carbone française. Ces évolutions de consommation ont ainsi un impact significatif sur la consommation raccordée au réseau de distribution.

Dans le détail, le scénario sobriété projette une consommation nationale à 2050 de 555 TWh, soit 90 TWh de moins que la projection de consommation de référence (-14 %). Les hypothèses de sobriété concernent notamment les secteurs des transports, résidentiel et tertiaire, majoritairement connectés sur le réseau de distribution. Aussi, au périmètre d'Enedis, le scénario sobriété conduit à une diminution de 77 TWh de la consommation. Cela correspond à une baisse de 18 % par rapport au scénario de consommation de référence au périmètre d'Enedis (420 TWh). Ce scénario implique une évolution marquée des modes de vie, et parfois à contre-courant des tendances actuelles *(voir chapitre 13).* À titre d'exemple, ce scénario prévoit le développement d'habitats à espaces partagés (mutualisation des équipements et des lieux de vie) combiné à une augmentation de la taille moyenne des ménages (2,33 personnes par ménage au lieu de 1,98 dans la trajectoire de référence). Suivant ces hypothèses, une baisse de la consommation de près de 12 TWh est attendue. De même, la diminution de la température de consigne de chauffage à 19 °C dans le résidentiel contribue à une baisse de la consommation estimée à 4 TWh.

Le scénario réindustrialisation profonde projette quant à lui une consommation à 2050 de 752 TWh, soit 107 TWh de plus que dans le scénario de référence (+17 %). Le secteur de l'industrie (+59 TWh) et celui de l'hydrogène (+37 TWh) sont ceux pour lesquels la consommation augmente le plus, les consommations du résidentiel et des transports étant les mêmes que dans le scénario de référence.

Au périmètre d'Enedis, les effets de la réindustrialisation sur la consommation sont plus limités du fait de la nature de l'industrie qui est raccordée au RPD. Cela conduit à une augmentation de 13 TWh. Comme dans les autres scénarios, par convention, les électrolyseurs produisant de l'hydrogène sont réputés connectés au RPT.

10.3.4.2 L'adaptation des mix électriques aux différents scénarios de consommation et les conséquences pour le réseau de distribution

À l'échelle nationale, avec les mêmes hypothèses de répartition entre réseau de transport et réseau de distribution que pour les scénarios de référence, les capacités de production raccordées au RPD géré par Enedis varient :

- entre -24 GW (M23) et –34 GW (M1 et M0) pour le scénario *sobriété*,
- et entre +35 GW (M23) et +56 GW (M1) pour le scénario *réindustrialisation profonde*.

Plus précisément, dans le cadre du scénario sobriété les installations renouvelables raccordées au RPD géré par Enedis varient du simple (N03-sobriété) au triple (M0-sobriété). Ces écarts concernent majoritairement la filière solaire.

En revanche, dans le cadre du scénario réindustrialisation profonde les écarts relatifs sont moins prononcés et varient du simple (N03-réindus) au double (M0-réindus et M1-réindus).

Quel que soit le scénario, le rythme de raccordement pour la filière photovoltaïque est supérieur à la moyenne des cinq dernières années. Pour le scénario sobriété, les mix M et N1 sont au-dessus du rythme record de 2021 avec plus de 2,5 GW raccordés au réseau de distribution. Il en est de même pour tous les mix du scénario réindustrialisation profonde avec en particulier des rythmes moyens sur la période compris entre 7 et 8 GW/an pour les mix M1 et M0. Cela suggère que l'effort de raccordement du solaire sera nécessairement en hausse par rapport aux tendances passées (sauf dans les scénarios N2-sobriété et N03-sobriété où il se rapproche des rythmes récents).

Enfin, pour la filière éolienne terrestre, même si les rythmes peuvent varier du simple au quadruple les ordres de grandeurs restent relativement proches des rythmes récents. On notera cependant des rythmes très soutenus pour le scénario «réindustrialisation profonde» avec les mix M0 et M23.

Figure 10.39 Capacités de production à raccorder au réseau de distribution entre 2020 et 2050 selon le mix électrique, dans le scénario de réindustrialisation profonde (à gauche) et de sobriété (à droite)

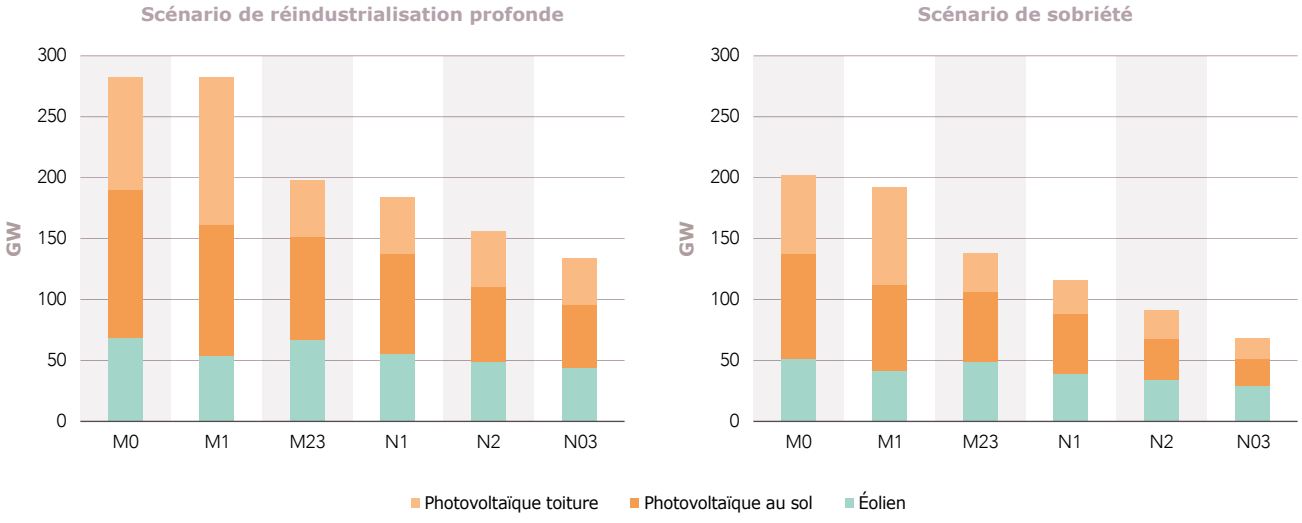
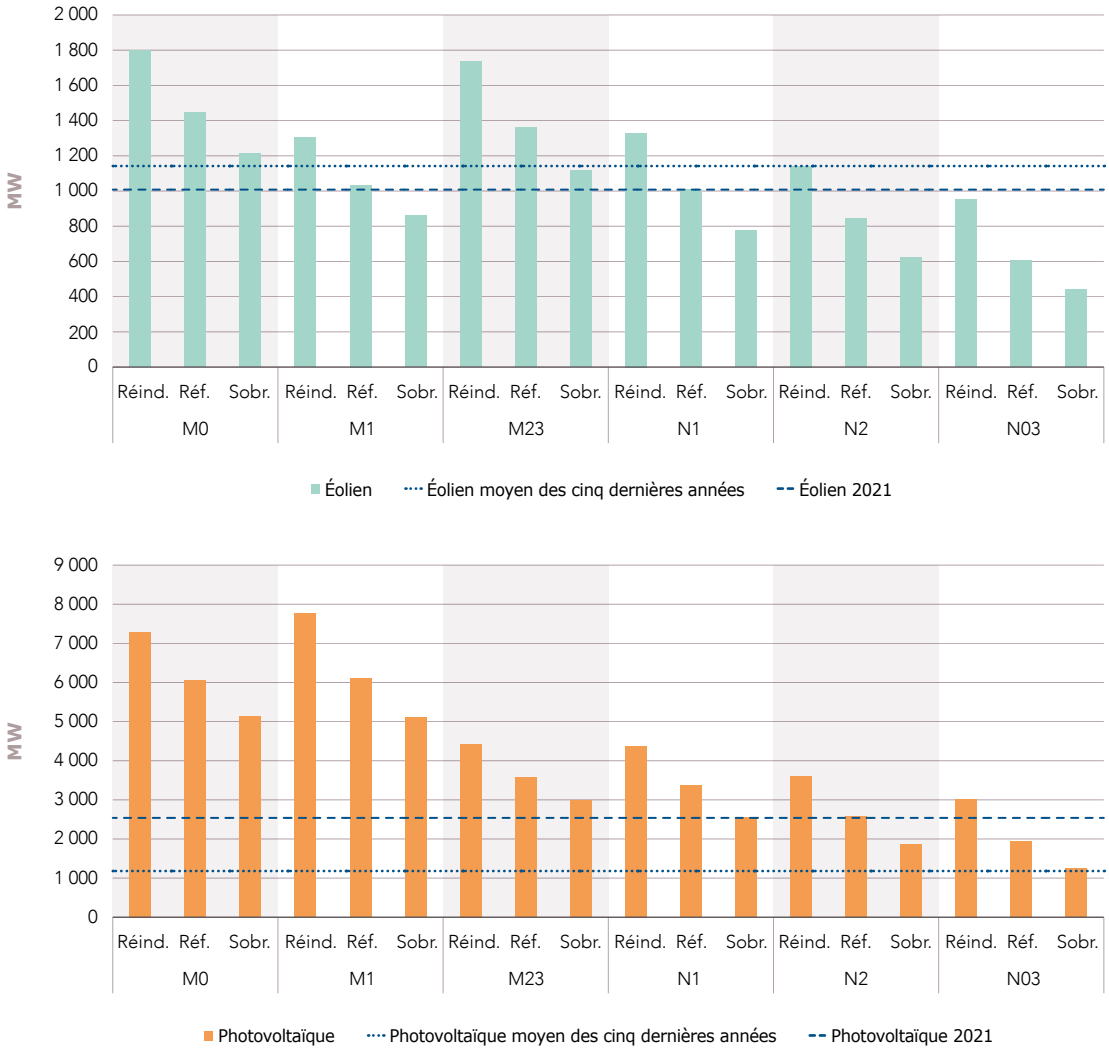


Figure 10.40 Rythme moyen de développement des énergies renouvelables sur le réseau de distribution selon le mix électrique



10.3.4.3 Évaluation des coûts d'adaptation du réseau de distribution

En s'appuyant sur la même méthodologie de calculs que celle détaillée dans le paragraphe 10.3.2, les investissements cumulés sur la période 2020-2050 sont estimés (en prenant en compte les incertitudes) :

- pour le scénario *réindustrialisation profonde :* entre 4,6 et 7 milliards d'euros par an suivant les mix de production ;
- pour le scénario *sobriété* : entre 3,3 et 5 milliards d'euros par an suivant les mix de production.

Plusieurs points notables sont à relever :

- Que ce soit pour le scénario *réindustrialisation profonde* ou le scénario *sobriété*, les investissements cumulés sur le réseau de distribution restent moins importants dans le cas des mix avec nouveau nucléaire.
- Dans le cas du scénario *sobriété*, des investissements supérieurs aux niveaux actuels seront nécessaires sur le réseau de distribution pour tous les mix de production à l'exception du scénario N03-sobriété. En effet, bien que l'évolution de la consommation électrique soit plus mesurée, elle demeure légèrement haussière. En raison de cette augmentation et de la nécessité de renouveler le parc de production existant, de nouvelles capacités de production doivent être raccordées dans tous les cas, dont un volume conséquent sur le réseau de distribution.
- Dans le cas du *scénario réindustrialisation profonde*, les coûts d'adaptation du réseau de distribution sont plus élevés dans le cas du mix de production M1 que dans le mix M0.
  En effet, davantage d'installations photovoltaïques en toiture sont installées dans le mix M1. Celles-ci sont réparties de façon très diffuse, en majorité sur le réseau basse tension et nécessitent des créations et renforcements associés, à la fois sur les réseaux basse et haute tension (avec nécessité de création de nouveaux postes source dans un certain nombre de configurations *cf. figures 10.33 et 10.35).*

Figure 10.41 Besoins d'investissement moyens annuels sur la période 2020-2050 pour Enedis (hors programme Linky) dans un cadre de *réindustrialisation profonde*

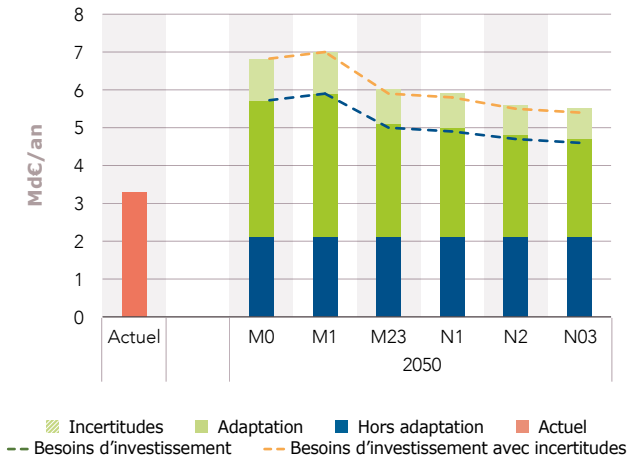


Figure 10.42 Besoins d'investissement moyens annuels sur la période 2020-2050 pour Enedis (hors programme Linky) dans un contexte de *sobriété*

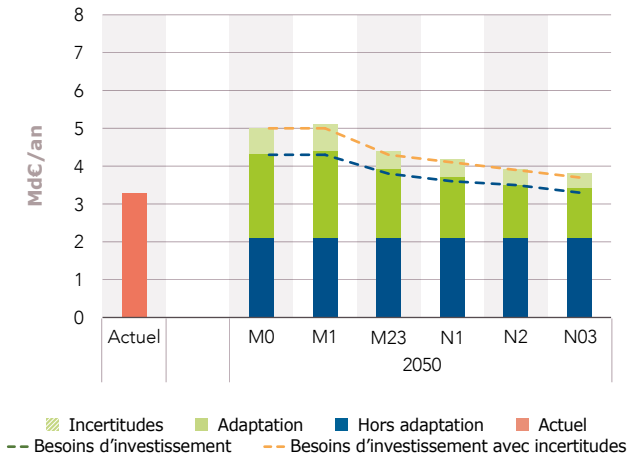
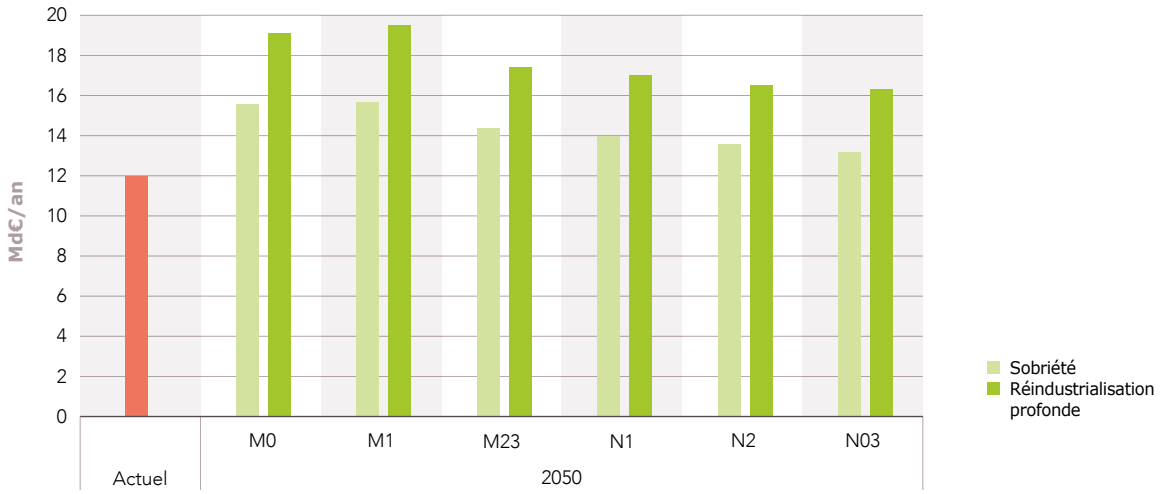


Figure 10.43 Coût total annualisé Enedis en 2050 hors pertes et TURPE HTB, selon le niveau de demande



Sans prise en compte des incertitudes, le coût total annualisé associé en 2050 (hors pertes réseau et TURPE HTB), est :

- pour le scénario *réindustrialisation profonde*, de l'ordre de 16 à 20 Md€ suivant les mix de production ;
- pour le scénario sobriété, de l'ordre de 13 à 16 Md€ suivant les mix de production.

S'agissant des projections à l'horizon 2060, celles-ci sont basées, dans les six scénarios, sur une consommation supposée identique à celle de 2050. Les résultats obtenus sont sensiblement identiques aux ordres de grandeur de la trajectoire de référence.

10.3.5 Principaux enseignements de l'analyse sur les besoins d'adaptation et les coûts du réseau de distribution

Les évaluations prospectives réalisées par Enedis sur les coûts d'adaptation du réseau de distribution dans les scénarios de neutralité carbone permettent de tirer plusieurs enseignements :

1) Les coûts d'adaptation du réseau de distribution au périmètre d'Enedis sont contrastés selon les scénarios. Ils pourraient varier du simple au double dans la configuration de référence des scénarios, d'environ 2 Md€ par an en moyenne sur 30 ans pour N03 à environ 4 Md€ par an pour M0.

   La configuration de *réindustrialisation profonde* renchérit les coûts d'adaptation du réseau public de distribution. Dans les scénarios *sobriété*, les investissements sont plus réduits, mais restent importants et sont supérieurs au rythme actuel (de 3,3 Md€ par an pour N03 à 5 Md€ pour M0 ou M1).

2) Des besoins additionnels d'installations pour satisfaire l'équilibre offre-demande national sont nécessaires dans l'ensemble des scénarios *(voir 7.6.1)* et d'autant plus dans les scénarios atteignant 100 % d'énergies renouvelables. Les analyses menées ici reposent sur l'hypothèse que ces moyens (notamment thermique décarboné et stockage stationnaire) sont raccordés au réseau de transport et n'ont donc pas d'impact sur le RPD. Cependant, des installations telles que des cogénérations biogaz, du stockage par batteries ou des électrolyseurs peuvent se développer sur le RPD et nécessiteraient des investissements supplémentaires sur celui-ci. Les chiffres relatifs à ces scénarios sont donc des fourchettes basses pour ce qui relève du RPD.

3) Dans tous les scénarios, le développement des installations solaires et éoliennes sur le réseau de distribution est soutenu dans la durée. Il se fait au rythme de 2 à 3 GW en moyenne sur les 30 prochaines années dans les scénarios N03 et N2, ce qui est un peu supérieur au rythme constaté ces derniers mois. Il se fait à un rythme de 4 à 5 GW en moyenne par an dans N1 et M23, et se fait à un rythme de plus de 6 et de 7 GW en moyenne par an dans les scénarios M1 et M0.

   Le scénario de *réindustrialisation profonde* accentue l'effort de développement nécessaire, le scénario *sobriété* le réduit. Dans le scénario *sobriété*, l'effort de développement des installations renouvelables raccordées au réseau de distribution est au-dessus de 3 GW par an pour N1 et les scénarios M.

   Ces rythmes de croissance constituent un défi : ils nécessitent une mobilisation générale du tissu industriel, des lieux de formation, des filières d'approvisionnement des matériels dans la durée et dans une période ou la tension sur ces ressources sera forte à l'échelle européenne. Les éventuels effets sur les prix ne sont pas pris en compte dans les évaluations ci-dessus.

10.4 Au total, des coûts d'évolution du réseau en nette hausse à la fois sur les réseaux de transport et de distribution

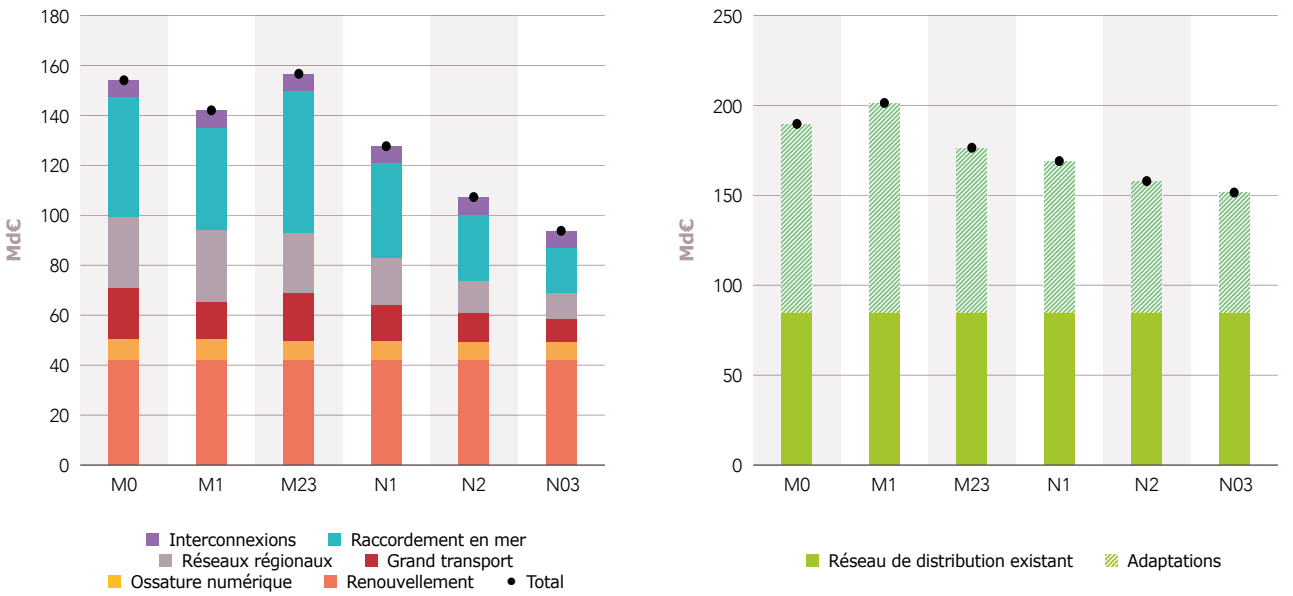
10.4.1 L'ensemble des scénarios conduisant à une décarbonation de l'économie a un impact profond sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Les besoins d'investissement sur les réseaux sont en nette augmentation sur l'ensemble des composantes, de la basse tension au grand transport.

Les évaluations de besoins d'investissement menées sur la période 2020-2060 montrent un impact différencié entre les divers scénarios. Dans tous les cas, les scénarios reposant sur une relance plus ou moins marquée de la filière nucléaire nécessitent un effort moindre en matière de réseau. Ce constat est similaire sur les réseaux de transport et de distribution, quoique de façon moins marquée concernant ces derniers.

Au-delà de l'aspect purement économique de cette évolution, les besoins de développement de nouveaux réseaux supposent une mobilisation importante de l'ensemble des filières concernées : équipementiers et prestataires seront tout autant concernés par la mutation des réseaux que par la transformation du parc de production et le développement de nouveaux moyens d'équilibrage. Il s'agit là d'un phénomène *a minima* européen qui s'inscrit dans la durée.

Figure 10.44 Investissements sur les réseaux de transport et distribution entre 2020 et 2060 pour les 6 scénarios, dans la configuration de référence sur la consommation.



10.4.2 Le développement d'une production plus locale fondée sur des installations de petite taille implique un besoin accru de réseau

L'analyse des scénarios M1 et M23 permet de comparer deux mondes dans lesquels la production renouvelable repose sur une logique industrielle de grands parcs ou sur une forte décentralisation.

Le scénario M1 présente un profil particulier en ce que son impact sur les coûts de réseau de transport est moindre que celui de M23 alors qu'il repose sur une puissance installée de production renouvelable supérieure. Ce résultat n'est pas la conséquence d'une volonté de satisfaire les besoins localement mais découle avant tout d'une réduction des coûts de raccordement de la production en mer et d'une répartition plus homogène sur le territoire, conduisant à de moindres renforcements sur le réseau de grand transport. Le coût des réseaux régionaux dans le cas de M1 est supérieur à celui de M23 en raison du plus grand volume de production photovoltaïque. Le fait que cette production réduise les besoins de raccordement en HTB contribue à modérer le surcoût de M1.

Le coût de réseau de transport correspondant au scénario M1 est finalement légèrement inférieur à celui de M23, avec une répartition différente entre les différents niveaux de tension. Vu du réseau de distribution, la part importante de production diffuse raccordée en basse tension tend à accroître le coût de ce scénario.

Il résulte de ces analyses que le coût de réseau total du scénario M1, tenant compte à la fois du réseau de transport et du réseau de distribution, est sensiblement supérieur à celui de M23. **Le recours à une couverture locale de la demande conduit à une structure de parc différente et à des coûts de réseau plus élevés que lorsque le développement de la production renouvelable est guidé par une logique de grands parcs avec un meilleur productible.**

10.4.3 Les dispositifs de planification contribuent à limiter les coûts

Les évaluations réalisées dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050* supposent un développement du réseau adapté à un besoin cible parfaitement déterminé : raccordements mutualisés de l'éolien en mer et des énergies marines, renouvellement des ouvrages bien adapté aux besoins futurs, développement des réseaux régionaux et de grand transport adossé à l'évolution de la structure et localisation de la production. Le développement des infrastructures de transport est un processus long et d'autant plus exposé aux risques de coûts échoués que les besoins seront incertains.

La capacité des gestionnaires de réseaux à anticiper l'évolution des besoins, tant en matière de production que de consommation, est donc un facteur essentiel d'efficacité économique qui influe sur la totalité des composantes considérées dans la présente étude. **Des dispositifs de planification, incluant les gestionnaires de réseau, sont donc un facteur d'efficacité en permettant à la fois des mutualisations et des développements anticipés tout en limitant les risques de coûts échoués. Ce type de dispositifs s'étend à diverses mailles :**

- nationale : positionnement des grands sites de production centralisée, notamment au travers de documents stratégiques de façade pour les énergies marines ou les choix de localisation et de déclassement des réacteurs nucléaires ;
- régionale : localisation et rythme de développement des énergies renouvelables, rôle aujourd'hui rempli par les SRADDET et S3REnR ;
- plus locale : développement de la recharge rapide de mobilité électrique par exemple.

10.4.4 Une nécessaire prise en compte de l'impact du réchauffement climatique sur les infrastructures de réseau

Outre le fait qu'il nécessite la mise en œuvre de la transition énergétique, le changement climatique a un impact direct sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité.

Il occasionne d'une part une modification de la demande et de la production. La demande, pour sa part thermosensible, répondra à des vagues de chaleur plus fortes et longues dans des scénarios de fort réchauffement que dans le climat actuel. La production sera également modifiée, comme cela est décrit au chapitre 8. Les analyses menées sur le réseau dans la présente étude intègrent l'impact d'un scénario de réchauffement de type RCP 4.5.

D'autre part, les conditions climatiques affectent les ouvrages de réseau de différentes façons.

Les liaisons de transport souterraines n'apparaissent pas, aujourd'hui, susceptibles d'être affectées par de futures vagues de chaleur, y compris en zone urbaine. De même, les travaux menés par RTE ne montrent pas de fragilité structurelle des postes électriques à des vagues de chaleur. En revanche, la capacité de transit des lignes aériennes dépend de la température extérieure : plus celle-ci est élevée, moins la marge d'élévation en température causée par les transits d'électricité est importante. Lors d'une vague de chaleur, la capacité des lignes aériennes est réduite et peut, dans le cas de certaines liaisons, devenir nulle. S'il est difficile d'estimer, aujourd'hui, dans quelle proportion la capacité de transit des lignes devra être révisée, les investissements envisagés pour le réseau de transport intègrent une mise à niveau de la tenue en température des lignes et des travaux doivent être poursuivis sur ce sujet.

Par ailleurs, les travaux sur l'évolution du climat montrent des évolutions de nature hydrologique. Les fondations des supports de lignes aériennes situées à proximité de cours d'eau devront faire l'objet d'un suivi et être adaptées en conséquence en fonction des besoins.

11

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

11

L'ANALYSE ÉCONOMIQUE : UN CHIFFRAGE DES COÛTS DES SCÉNARIOS POUR COMPARER LES DIFFÉRENTES OPTIONS DE TRANSITION

11.1 Pour dépasser les controverses sur le coût de chaque filière, la méthode d'analyse économique vise à appréhender tous les coûts de chaque option de transition

11.1.1 Les méthodes d'évaluation du coût par filière présentent des limites intrinsèques

Afin d'éclairer le débat et les décisions publiques à venir, l'étude des options de transition du système énergétique comprend nécessairement une analyse de l'économie des scénarios. C'est ce à quoi s'attache l'étude *Futurs énergétiques 2050*, dont le volet économique ressort comme l'une des priorités.

Les attentes autour de l'analyse économique des scénarios de mix électrique apparaissent d'autant plus fortes que la controverse sur les « vrais coûts » du nucléaire et des énergies renouvelables agite régulièrement le débat public sur l'énergie en France, tout en étant accompagné de beaucoup d'imprécisions. Celles-ci n'ont pas été dissipées par la parution récente de plusieurs études visant à chiffrer le coût comparé des options « 100 % renouvelables » et « renouvelables + nouveau nucléaire », aboutissant à des conclusions très différentes du fait de méthodes et périmètres hétérogènes.

Pour fournir un éclairage pertinent, l'analyse économique pose en premier lieu une question de méthode. Plusieurs types d'indicateurs économiques sont régulièrement comparés dans le cadre du débat public (dépenses d'investissement, prix de l'électricité pour les consommateurs, coût du mégawattheure par technologie, coût complet annualisé, besoin de soutien public…), avec des conclusions pouvant être variables selon la méthode employée.

L'approche la plus répandue dans la littérature économique consiste à évaluer le « coût actualisé de l'énergie produite » par chaque technologie *(Levelized Cost of Energy* en anglais, abrégé en LCOE). Celle-ci consiste à évaluer l'ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX…) des installations de production considérées et à les rapporter à l'énergie produite actualisée sur leur durée de vie. Elle fournit ainsi un indicateur économique visant à comparer le coût de production de technologies variées possédant des structures de coût (répartition CAPEX/OPEX), des durées de vie ou encore des facteurs de charge différents.

En d'autres termes, le LCOE correspond au prix de vente moyen auquel une installation doit valoriser sa production d'électricité pour rentabiliser l'investissement. Pour cette raison, il est souvent rapproché des résultats des appels d'offres spécifiques à chaque technologie menés par les pouvoirs publics dans différents pays à travers le monde.

Toutefois, ce type d'indicateur présente de réels inconvénients qui le rendent inapproprié à la comparaison économique des scénarios de mix électrique, notamment :

- le LCOE ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le système électrique, en particulier s'agissant des besoins de flexibilité et de réseau. Or, en pratique, l'insertion d'un parc éolien, d'un parc solaire, d'une centrale hydraulique ou d'un réacteur nucléaire n'entraîne pas les mêmes conséquences sur le système et occasionne, à des degrés divers, des coûts spécifiques (besoins de flexibilité et de stockage pour assurer la sécurité d'approvisionnement, raccordement, renforcement du réseau) qu'il convient d'intégrer à l'analyse ;
- il est calculé en retenant des hypothèses normatives sur le facteur de charge[1], alors que cette valeur devrait être endogène à chaque scénario. Par exemple, pour un profil de consommation donné, la production d'un réacteur nucléaire peut être contrainte dans un scénario de fort développement de l'éolien et du solaire et résulter en un facteur de charge effectif plus faible que le facteur de charge théorique, de la même façon que de grandes centrales photovoltaïques peuvent voir leur production régulièrement écrêtée durant la période méridienne dans ce même type de scénario.

Par conséquent, une comparaison des indicateurs de LCOE par technologie de production ne suffit pas à déterminer les options d'évolution du mix électrique qui seraient les moins coûteuses. Il est donc nécessaire d'intégrer l'ensemble des « coûts système » dans l'évaluation économique, en se basant sur une modélisation complète du système.

Des approches dérivées du LCOE ont été proposées au cours des dernières années pour dépasser ces limites. En particulier, l'indicateur de VALCOE (« *value-adjusted* LCOE »), élaboré et utilisé par l'Agence internationale de l'énergie dans le cadre de plusieurs publications récentes[2], en constitue un exemple : celui-ci vise à compléter l'indicateur de LCOE en ajoutant des composantes supplémentaires reflétant la différence de valeur pour le système associée à chaque technologie (valeur capacitaire et valeur de la flexibilité concernant l'équilibrage). Si une telle approche permet effectivement de déterminer un indicateur économique intégrant de manière plus complète les différents postes de coût associés au développement de chaque technologie, elle reste déterminée par le contexte spécifique de chaque système énergétique (notamment, les coûts relatifs aux réseaux ne sont pas représentés). Dès lors, cette approche permet de comparer l'intérêt économique de projets à la marge d'un scénario donné mais demeure insuffisante pour comparer des scénarios d'ensemble.

1. Rapport entre l'énergie produite effectivement par une installation de production sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné tout le temps à la puissance nominale.
2. Cet indicateur a été introduit dans le « *World Energy Outlook 2018* », AIE (2018). Celui-ci a ensuite été repris dans le rapport « *Projected costs of generating electricity* », AIE-AEN (2020)

11.1.2 La méthode d'analyse des coûts complets à l'échelle du système dans les *Futurs énergétiques 2050*

La méthode utilisée par RTE consiste à comparer les coûts complets des scénarios de transition énergétique. Elle a été largement confortée dans le cadre de la concertation. La nécessité d'y recourir est mise en avant dans le rapport présenté par RTE et l'Agence internationale de l'énergie le 27 janvier 2021[3].

La méthode utilisée dans les *Futurs énergétiques 2050* permet de dépasser les limites d'une analyse fondée sur la seule comparaison des coûts actualisés de chaque filière (tels le LCOE ou le VALCOE), en comparant le coût complet des scénarios sur l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau à l'échelle de la collectivité et en tenant compte des taux de charge des actifs tels qu'ils résultent de la modélisation du système électrique. L'analyse prend en compte l'ensemble des coûts du système électrique, quels que soient les acteurs qui les portent et indépendamment des mécanismes de marché mis en œuvre ou des effets redistributifs qui peuvent être associés.

Figure 11.1 Les principales méthodes de chiffrage économique

	LCOE ***Levelized cost of energy***	**VALCOE** ***Value-adjusted LCOE***	**Coût complet du système électrique**
Description	Ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX…), rapportés à l'énergie produite actualisée sur la durée de vie de l'installation	Ensemble des coûts actualisés (CAPEX, OPEX…), rapportés à l'énergie produite actualisée sur la durée de vie de l'installation, ajustés selon le service rendu au système dans lequel elle est intégrée	Approche holistique du système électrique en comptabilisant les coûts complets annualisés de l'ensemble des filières de production mais également des besoins de flexibilité et de réseau
Périmètre	À l'échelle de l'installation de production	À l'échelle du système de production d'électricité (équilibre offre-demande)	À l'échelle du système électrique complet (équilibre offre-demande et réseau)
Avantages	Rend comparable des technologies de production ayant des caractéristiques variées (répartition CAPEX/OPEX, durées de vie, facteurs de charge)	Rend comparable des technologies de production rendant différents services au système électrique (flexibilité, capacité et réserves)	Rend comparable des mix de production selon leurs besoins de flexibilité et de réseau
Inconvénients	Ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le système électrique, en particulier s'agissant des besoins de flexibilité et de réseau Déterminé à partir d'hypothèses normatives sur le facteur de charge	Ne prend pas en compte les conséquences de l'insertion de chaque filière sur le réseau Déterminé à partir d'hypothèses normatives sur le facteur de charge	Complexe à restituer par rapport à des indicateurs par technologie

3. *« Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 »*, RTE et AIE (janvier 2021)

Cette approche permet d'apporter des éléments de réponse à la question « Combien coûte le système électrique français dans son ensemble ? », qui intéresse le décideur public dans le cadre des décisions de planification du mix.

Plus précisément, l'approche conduit à calculer deux indicateurs principaux : (i) les dépenses d'investissement dans le système électrique sur la période considérée et (ii) le coût complet annualisé du système électrique dans les différents scénarios. C'est bien ce dernier qui constitue l'indicateur le plus pertinent pour la prise de décision publique, dans la mesure où il comptabilise l'ensemble des coûts du système (pas uniquement les investissements mais également les coûts d'exploitation et de maintenance) et les rapporte à une année en tenant compte de la durée de vie des actifs (via un amortissement économique).

Le coût complet annualisé intègre les implications de la trajectoire d'investissement en tenant compte de l'évolution au cours du temps du coût des technologies. Les coûts sont en effet comptabilisés en tenant compte des dates auxquelles les investissements seront réalisés dans chaque scénario de mix. L'approche se différencie ainsi d'une analyse consistant à déterminer un mix optimal à une année donnée en se fondant uniquement sur le coût des technologies à l'horizon considéré. Par exemple, le coût complet annualisé du système en 2050 intègre le fait qu'une partie des moyens de production auront été construits plusieurs années avant, à un coût plus élevé que celui qui correspondrait aux nouvelles installations de 2050. Cet indicateur traduit ainsi le coût complet collectif d'utilisation du système électrique en 2050 ou en 2060, et non le coût des nouvelles installations à cette échéance.

Pour toutes les infrastructures, le périmètre des dépenses prises en compte recouvre l'ensemble du cycle de vie : développement, construction, exploitation, maintenance, combustible, démantèlement et gestion des déchets à long terme. Les coûts de déconstruction sont en particulier bien intégrés à l'analyse sous forme de provisions à constituer, à la fois pour les énergies renouvelables et pour le nucléaire, de même que les coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires.

Cette approche se différencie d'une évaluation socio-économique à la fois par le périmètre d'analyse et par l'objectif. Le périmètre considéré comprend l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique, qui n'inclut pas la valorisation des externalités positives ou négatives des différentes options comme il y serait procédé dans une pure analyse socio-économique. L'analyse socio-économique répond à la question « Faut-il réaliser l'investissement ? » et permet un interclassement de plusieurs options sur la base d'un critère unique. L'objectif de l'évaluation du coût du système est en revanche celui de restituer un indicateur de coût complet qui puisse alimenter le débat, accompagné d'indicateurs sur les aspects techniques, environnementaux et sociétaux.

Cette méthode est utilisée par RTE depuis plusieurs années pour chiffrer le coût des scénarios de transformation du système électrique et a été documentée dans plusieurs rapports[4] et documents de travail. La consultation publique a par ailleurs fait émerger un fort degré de consensus sur cette méthode.

4. Rapports RTE : *« Bilan prévisionnel 2017 »* (2017), *« Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique »* (2019), *« Schéma décennal de développement du réseau »* (2019), *« La transition vers un hydrogène bas-carbone »* (2020), *« Réduction des émissions de CO_2, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ? »* (2020), *« Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 »* (avec AIE, 2021).
Voir également chapitre 9, *« Projected costs of generating electricity »*, AIE (2020)

11.2 Le taux de rémunération du capital : un paramètre déterminant pour l'analyse économique

Au-delà de la méthode, plusieurs paramètres apparaissent déterminants dans la comparaison économique des scénarios. Il en va ainsi des hypothèses de coûts unitaires des différentes technologies (détaillées et discutées dans la suite) mais également du taux d'actualisation utilisé pour évaluer les coûts complets annualisés du système électrique. **Dans le cas d'infrastructures intensives en capital et à durées de vie longues (comme les centrales nucléaires, les barrages hydrauliques, les parcs éoliens et photovoltaïques ou encore les lignes et postes électriques), le coût du capital joue un rôle structurant dans l'annualisation des coûts d'investissement.**

Ce paramètre a fait l'objet de débats dans le cadre des groupes de travail de concertation et a donné lieu à de nombreuses propositions dans les réponses à la consultation publique menée par RTE. La discussion de cette hypothèse s'est plus spécifiquement articulée autour de deux questions : il s'agit d'une part de définir si les taux de rémunération du capital utilisés doivent être identiques pour l'ensemble des technologies considérées et, d'autre part, de préciser les valeurs des taux à retenir pour le chiffrage (qu'elles soient différenciées entre technologies ou non).

Au regard des éléments disponibles dans la littérature économique, plusieurs approches apparaissent possibles.

11.2.1 L'approche socio-économique consiste à retenir un taux d'actualisation reflétant le niveau de risque intrinsèque à chaque technologie

Une première approche consiste à utiliser le taux d'actualisation recommandé pour l'évaluation socio-économique des investissements publics.

Plusieurs rapports publiés depuis 2005 (rapports des missions présidées par Daniel Lebègue en 2005, Christian Gollier en 2011 et Émile Quinet en 2013) ont en effet progressivement précisé le cadre méthodologique applicable pour ce type d'investissements, le rôle du taux d'actualisation au sein de l'évaluation et les modalités de prise en compte du risque. L'approche préconisée consiste ainsi à évaluer une valeur actualisée nette (VAN) socio-économique pour chaque projet (intégrant les coûts et bénéfices économiques mais également la valorisation des externalités), en reflétant le risque associé à chaque type de projet, par exemple en utilisant un taux d'actualisation spécifique. Dans ce cas, la formule indiquée pour le taux d'actualisation consiste en la somme de deux termes : un taux sans risque (proposé à 2,5% dans le dernier rapport de la Commission Quinet) et une prime de risque (proposée à 2%) pondérée par un coefficient « bêta » reflétant la sensibilité des coûts et des bénéfices associés au projet aux risques systémiques, notamment au contexte macroéconomique.

Le cadre d'application de cette approche présente toutefois deux difficultés par rapport au cadrage de l'évaluation économique des scénarios des *Futurs énergétiques 2050*.

D'une part, si le risque systémique (ou en d'autres termes le « bêta ») doit en théorie être différencié entre les technologies, il n'existe pas aujourd'hui de valeur de référence applicable aux énergies renouvelables ou au nouveau nucléaire. Le calibrage de valeurs de référence de « bêta » pour ce type d'évaluation socio-économique constitue une étude en soi, dont la réalisation n'était pas envisageable dans les délais de la présente étude, mais pourra faire l'objet de prolongements.

D'autre part, le taux d'actualisation socio-économique s'applique en théorie uniquement à l'évaluation socio-économique des investissements

publics. **Or, dans la mesure où l'approche de chiffrage économique proposée par RTE consiste à évaluer l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique – et non la valeur des investissements portés par la puissance publique –, le choix du taux d'actualisation utilisé dans l'étude doit refléter le coût du capital supporté par les différentes technologies plutôt que le taux d'actualisation socio-économique.**

11.2.2 L'évaluation du coût porté par les acteurs du système consiste à intégrer le coût du capital

La méthode utilisée par RTE dans l'analyse économique, présentée et discutée en concertation, consiste à évaluer le coût des scénarios du point de vue des acteurs du système électrique, en intégrant la composante de financement portée par les acteurs privés qui développent et exploitent les infrastructures. Ceci implique de préciser le coût du capital associé à chaque technologie.

Même si les méthodes d'évaluation du coût du capital partagent, sur le plan théorique, certaines caractéristiques avec la définition du taux d'actualisation socio-économique[5], le coût du capital auquel ont accès les investisseurs privés s'écarte ainsi significativement des valeurs recommandées pour le taux d'actualisation socio-économique.

En théorie, les hypothèses sur le coût du capital peuvent être différenciées afin de refléter le coût du capital observé pour chaque technologie spécifique. Or l'établissement de telles hypothèses comporte à nouveau plusieurs difficultés méthodologiques : en particulier, le coût du capital dépend fortement de la structure de financement et du cadre de régulation (mécanisme de sécurisation des revenus, voire financement public), qui peuvent largement évoluer à long terme. À titre d'exemple, le cadre actuel prévoit des mécanismes de soutien (tarifs d'achat ou compléments de rémunération) pour les énergies renouvelables et l'État a d'ores et déjà annoncé que, dans le cas d'une relance du nucléaire en France, les nouveaux réacteurs bénéficieraient également d'un soutien public. Ce type de régulation pourrait même se voir renforcé, voire étendu à d'autres filières. **Dans ce contexte évolutif, les projections de coût du capital pour les investissements futurs ne peuvent donc que difficilement se fonder sur des références passées***(voir la section suivante 11.2.3).*

Finalement, en l'absence de consensus sur l'évolution du coût du capital des différentes technologies et au vu des incertitudes sur l'évolution du cadre de régulation et de financement des actifs de production d'électricité, RTE propose de considérer différentes variantes sur le coût du capital des différents actifs dans la fourchette [1%-7%] avec, dans le cas de référence, une hypothèse de coût du capital de 4% uniforme pour toutes les technologies[6].

L'indifférenciation des valeurs de coût du capital pour les différentes technologies bas-carbone a pour sous-jacent le fait que tous les investissements concourant à atteindre la neutralité carbone puissent être engagés dans un cadre de financement propice, ce qui conduit à lisser les différences théoriques en matière de risque (de manière à réduire le coût du capital de technologies présentant un risque systémique plus élevé). Elle est accompagnée, dans les *Futurs énergétiques 2050*, de multiples variantes portant sur le niveau du coût du capital afin d'éclairer les enjeux économiques associés à une situation dans laquelle les conditions de financement des différentes technologies

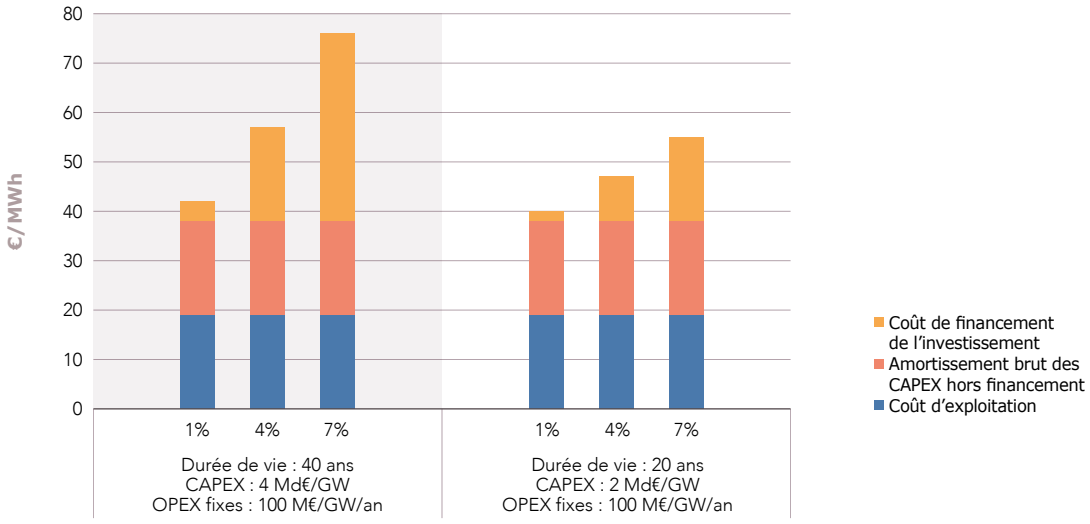
5. Dans la théorie économique, pour des «marchés parfaits» dans lesquels la valeur collective est alignée avec la valeur privée et où les capitaux sont alloués de manière optimale, le taux d'actualisation socio-économique peut être considéré comme égal au coût du capital. Toutefois, les marchés financiers peuvent en pratique être considérés comme des marchés imparfaits (myopie des investissements, sous-estimation des risques extrêmes, frictions…), intrinsèquement inefficaces, et dans lesquels les coûts du capital associés aux investissements privés s'écartent de l'optimum social (voir C. Gollier, *«Taux d'actualisation et rémunération du capital»*, Revue française d'économie 2015/4, vol. XXX, pages 3-15).
6. Les taux sont exprimés ici en valeur réelle (hors inflation) et hors impôts sur les sociétés, en cohérence avec un chiffrage économique des scénarios réalisé en euros constants et ne prenant pas en compte les taxes et impôts (qui constituent des effets redistributifs entre l'État et les acteurs du système électrique).

resteraient durablement différenciées (par exemple dans le cas où le nouveau nucléaire ou les énergies renouvelables ne bénéficieraient pas ou plus d'un cadre de régulation conduisant à sécuriser une partie des revenus et de l'investissement).

Au-delà du recours à un coût du capital uniforme dans le cas de référence, la plage de valeurs considérées pour l'hypothèse de coût du capital a également fait l'objet de discussions. Le consensus actuel exprimé dans la littérature scientifique, ainsi que dans les réponses à la consultation publique, se projette sur des valeurs faibles. Retenir une valeur modérée pour le coût du capital reflète en premier lieu les conditions de financement actuelles, dans lesquelles les taux sans risque (pouvant par exemple être approchés par les rendements des obligations d'État à 30 ans) sont bas. Ce choix fait également écho à la proposition de nouveaux acteurs appelant à une forte régulation des investissements dans la transition énergétique afin de favoriser l'atteinte des objectifs de décarbonation, conduisant à réduire les coûts du capital pour les porteurs de projet.

Les choix retenus par RTE pour l'hypothèse de coût du capital répondent donc également aux attentes formulées dans les réponses à la consultation publique, dans lesquelles la grande majorité des répondants se sont exprimés pour une hypothèse de taux d'actualisation uniforme entre les technologies et fixée à une valeur relativement faible (entre 2 et 5 %). Certains ont suggéré de réaliser une analyse économique fondée sur des valeurs nulles du coût du capital, avec plusieurs justifications : soit en considérant que la situation actuelle avec des taux d'intérêt de long terme nuls voire négatifs est amenée à se pérenniser et que l'essentiel des investissements pour la décarbonation se fera via un soutien public permettant d'accéder à de tels taux, soit afin de pousser au maximum la logique consistant à préserver les générations futures en annulant toute préférence pour le présent. Toutefois, cette hypothèse ne fait pas consensus et s'oppose à une vision de l'économie tenant compte du caractère fini des financements disponibles sur les marchés financiers et des arbitrages temporels réalisés par les acteurs économiques. RTE n'a donc pas retenu l'hypothèse d'un coût de financement nul, même dans la variante basse.

Figure 11.2 Illustration de l'effet du taux de rémunération du capital pour deux technologies fictives ayant des durées de vie différentes et une même répartition CAPEX/OPEX par MWh produit (exemple fictif avec durées de construction nulles)



11.2.3 Selon les études, un coût du capital uniforme ou différencié par technologie qui dépend fortement du type et du niveau du soutien public

Si la notion de coût du capital est largement développée dans la théorie économique, la littérature concernant spécifiquement le coût du capital porté par les acteurs du système électrique est quant à elle plus réduite, compte tenu de la difficulté d'accès à ce type d'information commercialement sensible. RTE a recensé plusieurs études permettant de mettre en perspective le choix d'un taux uniforme pour l'ensemble des technologies avec une valeur de référence à 4 %, dans une fourchette entre 1 % et 7 %.

Plusieurs études retiennent également un taux unique pour l'ensemble des technologies, qui se trouve proche des valeurs retenues par RTE. Toutefois, la logique sous-jacente peut être différente : elle peut par exemple relever d'une approche de type socio-économique[7] ou être utilisée pour d'autres objectifs tels que l'évaluation de LCOE[8].

A l'inverse, certains organismes (AIE, ADEME) préfèrent retenir une composante de financement différenciée par technologie et généralement plus élevée pour le nucléaire (autour de 7 % à 8 %) que pour les énergies renouvelables matures (entre 2,5 % et 4 % pour l'AIE et 5,25 % pour l'ADEME)[9]. La différenciation des coûts du capital selon les technologies, constatés sur des projets récents, est souvent expliquée par une différence d'appréciation du risque par les investisseurs. Toutefois, cette comparaison est rendue délicate par la diversité des mécanismes de régulation, de soutien ou encore de financement auquel sont éligibles les différents types de projets.

La revue de littérature montre que la plupart des valeurs relevées dans la littérature se trouvent dans la fourchette encadrante retenue dans les *Futurs énergétiques 2050* (l'incidence de ces valeurs sur le coût du système électrique est restituée dans *les parties 11.6.5.6 et 11.6.5.7).*

L'une des difficultés inhérentes à la différenciation du coût du capital par technologie provient de sa dépendance au degré de soutien public mis en œuvre :

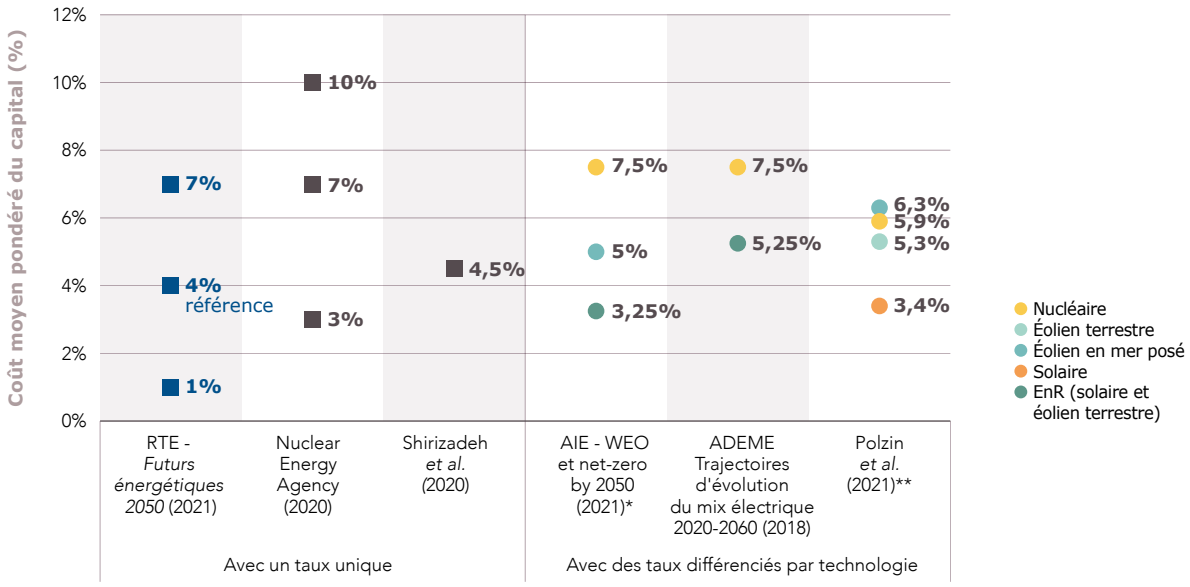
- le coût moyen pondéré du capital diminue lorsqu'une partie des risques n'est pas portée par les investisseurs : c'est notamment le cas lorsque les prix de vente de l'électricité sont garantis par des tarifs d'achat fixés a priori, comme cela a été largement mis en œuvre en Europe pour assurer le décollage de l'éolien et du solaire photovoltaïque ;
- le financement par des fonds publics de tout ou partie d'un projet constitue également un levier pour réduire le coût du capital dans la mesure où l'Etat peut généralement bénéficier de conditions de financement plus favorables que des investisseurs privés.

Bien que peu d'analyses précises soient disponibles à ce sujet, **l'effet des modes de soutien (notamment via les mécanismes de prix garanti de type « tarifs d'achat » ou « compléments de rémunération ») apparaît bien être de premier ordre sur les conditions de financement** comme le souligne une analyse sur le photovoltaïque présentée dans le *World Energy Outlook* 2020 de l'AIE : les variations de coût de capital entre un modèle régulé ou une exposition au marché peuvent ainsi être de plus de 4 points (entre 2,5 % et 4 % avec les mécanismes de soutien actuels, contre entre 6,5 et 9,5 % en absence de soutien).

Il est donc aujourd'hui difficile de disposer de valeurs comparables de coût du capital pour des technologies différentes (notamment éolien terrestre, photovoltaïque, éolien en mer posé ou flottant, nucléaire, thermique, etc.), à dispositif de soutien et de financement identique. Vu d'aujourd'hui, il est possible que des projets de nouveaux réacteurs nucléaires ou de technologies en

7. How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty?, Shirizadeh *et al.*, 2020
8. Projected costs of generating electricity, Nuclear Energy Agency, 2020
9. World Energy Outlook, AIE, 2021 et Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060, ADEME, 2018

Figure 11.3 Comparaison des hypothèses retenues sur le coût du capital avec d'autres études ou analyses



** Pour l'AIE, les valeurs présentées correspondent aux médianes des fourchettes relevées (exemple : entre 7% et 8% pour le nucléaire)*
*** The effect of differentiating costs of capital by country and technology on the European energy transition, Polzin* et al.*, 2021*

développement et à durées de vie longues (énergies marines) soient financées à un coût plus élevé que d'autres technologies désormais considérées comme matures et présentant moins de risque industriel (éolien terrestre ou photovoltaïque par exemple). Ceci suggère alors qu'un soutien public plus fort sera nécessaire pour atteindre un coût moyen pondéré du capital du même ordre que celui des énergies renouvelables matures.

Pour atteindre un coût de financement favorable pour le nouveau nucléaire dans les scénarios N, les nouveaux réacteurs devront être développés selon un régime différent de ceux mis en œuvre pour les projets Flamanville 3 (hors mécanisme de soutien) et même d'Hinkley Point au Royaume-Uni (contrat pour différence), et pourraient inclure une part de financement public.

Les conditions de financement des différentes technologies de production d'électricité ont été fortement débattues dans le cadre de la taxonomie européenne. La version finale de l'acte délégué complémentaire relatif aux objectifs climatique de la taxonomie présenté par la Commission européenne le 2 février 2022 inclut le nucléaire au titre des technologies de transition (sous certaines conditions), ce qui peut permettre à cette technologie d'accéder à un cadre plus favorable pour le financement des projets. Toutefois, les conditions de financement et le coût du capital pour le nouveau nucléaire dépendront aussi de la possibilité de mettre en place des dispositifs de soutien pour dérisquer les projets, voire des mécanismes de financement public pour diminuer le coût du capital. À ce jour, les lignes directrices européennes concernant les aides d'Etat au climat, à la protection de l'environnement et à l'énergie pour 2022 n'incluent pas l'énergie nucléaire : ceci implique que tout soutien public en faveur du nucléaire fasse l'objet d'une demande spécifique (contrairement aux énergies renouvelables).

En France, les débats récents autour du financement du nucléaire **confirment dans tous les**

cas l'impossibilité de fonder les projections de coût à long terme sur le cadre de régulation passé, qui est en train d'être largement révisé dans l'optique d'accélérer la décarbonation. Il n'est donc pas pertinent de s'appuyer sur les coûts moyens pondérés du capital constatés aujourd'hui pour différencier sur cette base les conditions de financement par technologie jusqu'à l'horizon 2050-2060, alors que la réglementation sur le soutien public aux différentes technologies est amenée à évoluer substantiellement d'ici là. Le dispositif d'étude proposé par RTE consiste donc à retenir une hypothèse de taux identiques pour les technologies participant à l'objectif de décarbonation, et à réaliser des tests de sensibilité avec une hypothèse différente où le coût de financement est plus élevé pour le nouveau nucléaire.

11.3 L'évolution des coûts unitaires des composants du système électrique : des déterminants très différents selon les filières

11.3.1 Les coûts du nucléaire : un important travail de consolidation et de prise en compte de l'incertitude

11.3.1.1 Le coût du nucléaire historique : des coûts de prolongation très compétitifs, même en retenant des hypothèses prudentes sur les investissements de prolongation et les coûts de gestion des déchets

Les coûts de production d'électricité d'origine nucléaire ont fait l'objet de nombreuses évaluations et publications au cours des dernières années, dans le cadre du débat sur la comparaison des différentes filières ou encore dans le cadre d'analyses sur les coûts du système électrique et sur la fixation des prix et tarifs de l'électricité. Dans ce débat, le cas des réacteurs existants doit être distingué de celui des futurs réacteurs, les problématiques en jeu étant très différentes.

Pour le nucléaire historique, l'évaluation et la comparaison des coûts posent des questions de périmètre et de méthode sur la comptabilisation des coûts passés.

Ainsi, **la méthodologie appliquée peut différer selon qu'il s'agisse d'évaluer le coût complet du nucléaire sur l'ensemble de son cycle de vie ou les seules dépenses à venir pour la prolongation de l'exploitation des réacteurs. Dans le premier cas, l'ensemble des coûts doit être intégré au calcul, y compris l'amortissement des investissements passés et leur rémunération tandis que, dans le second cas, seules les dépenses liées à la production future sont comptabilisées (coûts restant à engager).** Par ailleurs, les paramètres du calcul peuvent varier selon la méthode d'annualisation des coûts d'investissement utilisée : méthode comptable (reposant sur un amortissement de l'actif selon des règles comptables) ou méthode économique (reposant sur le principe de l'actualisation et sur le calcul d'une annuité fixe sur la durée d'amortissement), qui est celle retenue dans le cadre de la présente étude.

Coûts d'investissement de prolongation en deçà de 60 ans

Si les coûts d'investissement passés dans les réacteurs existants[10] sont relativement bien documentés[11] et peu débattus, l'évaluation des investissements à engager pour la prolongation des réacteurs est plus souvent discutée dans le cadre du débat public.

En France, la prolongation des réacteurs nucléaires existants est conditionnée à une autorisation de l'ASN qui doit être renouvelée tous les dix ans. Celle-ci est délivrée à l'issue des visites décennales (VD) menées par l'exploitant sur chaque réacteur et qui visent à assurer un niveau de sûreté conforme aux exigences les plus récentes. À l'occasion de ces visites décennales, des investissements importants sont ainsi engagés par EDF pour prolonger la durée d'exploitation de dix ans.

Au cours des dernières années, ces investissements de prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires existants ont été regroupés, avec les investissements dédiés à l'amélioration des normes de sûreté suite à l'accident de Fukushima, dans un vaste programme industriel conduit par EDF et appelé «grand carénage». Les coûts de ce programme ont

10. Y compris l'EPR de Flamanville, dont l'essentiel des coûts liés à la construction ont déjà été dépensés et sont donc comptabilisés dans les amortissements de coûts passés. Les dernières estimations communiquées par EDF ont été ainsi reprises dans le calcul.
11. Notamment dans les rapports de la Cour des comptes : *«Les coûts de la filière électronucléaire»* (2012) ou *«Le coût de production de l'électricité nucléaire, actualisation 2014»* (2014), *«La maintenance des centrales nucléaires : une politique remise à niveau, des incertitudes à lever – Tome I du rapport public annuel»* (2016)

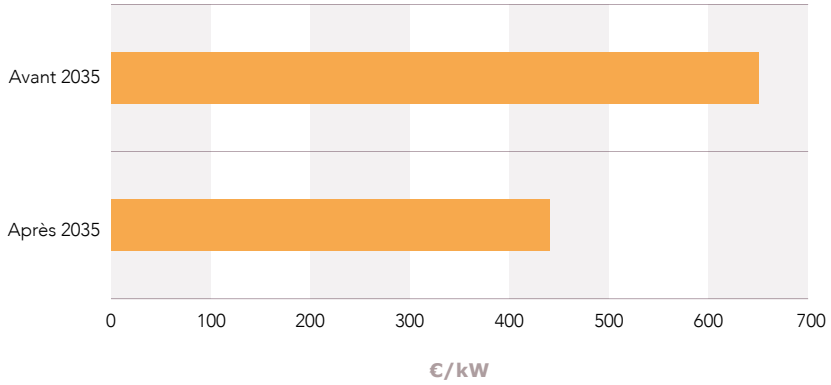
fait l'objet de différentes communications par le passé, notamment par la Cour des comptes ou par EDF, avec néanmoins des périmètres et des périodes différentes : 49,4 Md€$_{2020}$ sur la période 2014-2025 pour l'évaluation communiquée par EDF[12], et 100 Md€$_{2013}$ – soit 106 Md€$_{2020}$ – sur une période plus large (2014-2030) dans l'estimation mentionnée par la Cour des comptes en 2016, qui tenait compte des dépenses de maintenance mais également des dépenses d'exploitation. **Rapportées au nombre de visites décennales projetées (ou plus précisément à la puissance totale des réacteurs concernés par des visites décennales), les références de coûts conduisent dans tous les cas à un ordre de grandeur similaire d'investissements d'environ 600 à 650 k€/MW pour prolonger l'exploitation des réacteurs de dix ans.**

Ces coûts sont représentatifs du flux actuel de visites décennales, correspondant pour l'essentiel à des troisièmes ou quatrièmes visites décennales, caractérisées par des améliorations concernant la sûreté et/ou le remplacement de composants importants (générateurs de vapeur…). Les visites décennales qui interviendront à l'horizon 2030-2040 pourraient être moins coûteuses en moyenne, puisque les investissements majeurs permettant de prendre en compte le REX post-Fukushima auront été consentis, que ces visites comprennent *a priori* moins de changements de gros composants et que la puissance moyenne des réacteurs concernés à cet horizon est plus importante.

Les hypothèses retenues dans l'analyse ont été réévaluées sur la base des éléments financiers communiqués par EDF, en lien avec le travail sur le coût du mix électrique engagé par la Cour des comptes au cours de l'année 2021. Le coût moyen des investissements de prolongation estimé est de l'ordre de 650 €/kW sur la période 2020-2035.

Des hypothèses supplémentaires sont également nécessaires pour évaluer au-delà de 2035 les dépenses associées à la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants. Ces coûts sont réputés être inférieurs à ceux à encourir durant la période 2020-2035, qui comprend des dépenses très concentrées au cours des prochaines années pour le changement des gros composants et les améliorations de sûreté requises lors des quatrièmes visites décennales pour les réacteurs de 900 MW ou des troisièmes visites décennales pour ceux de 1 300 MW. Sur la base des éléments disponibles, RTE estime les coûts associés à 440 €/kW sur la période 2035-2050, pour toutes les prolongations ne dépassant pas 60 ans d'exploitation.

Figure 11.4 Hypothèses de coût de prolongation des réacteurs existants



12. Communication d'EDF du 20 octobre 2020, « EDF réajuste le coût du programme Grand Carénage »

L'évaluation du coût de la poursuite d'exploitation des réacteurs actuels se fonde sur cette hypothèse, ainsi que sur plusieurs variantes. **Hors prise en compte de la problématique de rémunération des investissements passés (qui n'est pas abordée dans le présent rapport), le coût restant à engager se trouve ainsi compris entre 30 et 40 €/MWh dans les différentes variantes considérées.** Ce coût intègre l'amortissement des investissements de prolongation par tranche de dix ans à hauteur d'environ 10 €/MWh, ainsi que les charges d'exploitation fixes et variables des usines de production[13].

Le Bilan prévisionnel 2017 avait déjà établi que la prolongation de la durée de vie des réacteurs était une option compétitive. Cette conclusion est largement confortée par les nouvelles évaluations réalisées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* : même en considérant une hypothèse de doublement des coûts d'investissement de prolongation (déjà considérée comme peu réaliste dans la mesure où les dépenses engagées pour le grand carénage respectent la trajectoire prévisionnelle à date), le coût complet du nucléaire prolongé augmenterait d'environ 10 €/MWh et resterait compétitif par rapport à celui d'autres moyens de production à moyen terme.

Coûts d'investissements pour la prolongation au-delà de 60 ans

La prolongation de certains réacteurs de deuxième génération au-delà de 60 ans de durée d'exploitation n'est considérée que pour quelques réacteurs, dans le cadre du seul scénario N03. Les investissements nécessaires ne sont toutefois pas connus à date, et il n'existe pas de référence permettant d'en déterminer un ordre de grandeur. Ces perspectives de prolongation requièrent encore des travaux de recherche approfondis sur le vieillissement des matériaux avant de pouvoir identifier les coûts d'adaptation des équipements nécessaires ; elles seraient par ailleurs sujettes au respect de préalables de sûreté qui n'ont pas été établis et ne le seront pas avant de nombreuses années. Dans ce contexte, plusieurs variantes sur les coûts de prolongation au-delà de 60 ans peuvent être considérées. À défaut de données consolidées à l'heure actuelle, l'hypothèse retenue consiste à considérer que ces prolongations conduisent à un coût du nucléaire prolongé équivalent à celui des nouveaux EPR2. Il s'agit d'une hypothèse largement conservatrice (l'exploitation plus longue des réacteurs existant consistant à éviter ou retarder la construction de nouveaux réacteurs, elle n'est intéressante que si elle est moins coûteuse) mais dont le principe a été fixé lors de la concertation, en reprenant la proposition formulée par EDF dans le cadre de sa réponse à la consultation publique.

Autres postes de coûts

Le reste du coût à engager pour poursuivre l'exploitation est constitué des coûts d'exploitation (fixes et variables). Ces coûts intègrent les provisions pour les coûts de gestion du combustible usé et des déchets, qui font l'objet d'une analyse spécifique présentée dans ce chapitre. En tenant compte du principe de prudence retenu par RTE pour évaluer les coûts de l'aval du cycle dans l'analyse prospective des *Futurs énergétiques 2050*, l'ensemble des coûts d'exploitation (fixes et variables) est estimé à environ 23 €/MWh, ce chiffre étant susceptible de varier en fonction du facteur de charge retenu (ces coûts s'ajoutent aux coûts d'investissements pour donner le coût de poursuite d'exploitation de 30 à 40 €/MWh mentionné plus haut).

Enfin, plusieurs répondants à la consultation publique ont soulevé la question de la prise en compte des coûts d'un accident nucléaire dans l'analyse économique. La loi prévoit un montant maximum de responsabilité de l'exploitant en cas d'accident nucléaire, fixé à 700 millions d'euros par accident nucléaire[14], le reste étant supposé couvert par l'État[15]. En conséquence, dans l'analyse

13. La rémunération des CAPEX du nucléaire existant n'est pas comptabilisée dans les coûts de prolongation, en considérant que ces coûts ont été amortis sur la durée de vie initiale des réacteurs. Ainsi, les coûts de poursuite d'exploitation présentés ne sont pas comparables au niveau de prix qui pourrait être considéré pour établir le prix d'un accès au nucléaire historique à cet horizon.
14. Article L597-4 du code de l'environnement, créé par l'ordonnance n° 2012-6 du 5 janvier 2012 modifiant les livres Ier et V du Code de l'environnement.
15. Ce qui reste un coût pour la collectivité mais n'est pas couvert par le périmètre considéré pour l'évaluation du coût complet des scénarios, au même titre que d'autres externalités.
16. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que l'exploitant puisse justifier d'une couverture de sa responsabilité selon les montants prévus.

économique, seule la cotisation d'assurance de responsabilité civile[16] permettant de couvrir les montants dus par l'exploitant en cas d'accident est intégrée dans les coûts fixes du nucléaire. La garantie assurée par l'État en cas de conséquences dépassant les sommes indiquées n'est pas intégrée à l'évaluation économique du coût de la production nucléaire. Dans son rapport de 2014 sur les coûts de production d'électricité nucléaire, la Cour des comptes avait indiqué qu'en intégrant le coût d'un « accident grave médian », estimé à environ 120 Md€ par l'IRSN[17], sur la durée de vie des réacteurs existants, le coût rapporté au mégawattheure produit sur l'ensemble de la période serait de l'ordre de 1 à 2 €/MWh. Le débat complexe sur l'évaluation socio-économique du nucléaire en intégrant les différentes externalités et risques associés dépasse le champ du présent rapport. Pour être mené, il devrait être réalisé pour toutes les technologies en intégrant à chaque fois le risque associé (accidents, dommages pour la santé liés aux pollutions atmosphériques ou à l'extraction des matières nécessaires, contribution au réchauffement climatique, etc.).

11.3.1.2 Le nucléaire de troisième génération : des projections de coûts des EPR2 fondées sur les évaluations menées par les pouvoirs publics

S'agissant de la construction de nouveaux réacteurs nucléaires dont aucun coût n'a encore été engagé, l'évaluation économique des scénarios passe par la prise en compte de l'ensemble des composantes sur le cycle de vie des réacteurs considérés : coûts de construction, d'exploitation et de maintenance, provisions pour démantèlement et gestion à long terme du combustible usé et des déchets.

Nouveaux réacteurs de type EPR2

Les caractéristiques de coûts des nouveaux réacteurs font l'objet de nombreuses analyses et discussions dans le cadre du débat public, s'appuyant en particulier sur les montants d'investissement ou les références de coûts pour les réacteurs en cours de construction.

Pour l'EPR de Flamanville, les dernières estimations communiquées par EDF prévoient un coût total de construction[18] de l'ordre de 12,4 Md€$_{2015}$[19] (environ 13 Md€$_{2020}$), soit 7 900 €$_{2020}$/kW. Début 2021, EDF a par ailleurs revu le coût du projet Hinkley Point C en Grande Bretagne à 25-26 Md€$_{2020}$, soit 7 800 à 8 100 €$_{2020}$/kW.

Ces évaluations sont régulièrement citées dans le débat pour souligner que le coût de nouveaux réacteurs nucléaires serait particulièrement élevé au regard des coûts des autres filières. S'il est vrai que ces niveaux de coûts sont significativement plus élevés que pour les énergies renouvelables *(voir ci-après)*, ces références doivent être considérées avec précaution dans la mesure où elles correspondent à des têtes de série. Or des expériences similaires ont pu être observées dans d'autres filières comme le photovoltaïque ou l'éolien en mer, pour lesquelles les coûts ont nettement baissé ces dernières années malgré des niveaux de départ très élevés (premiers parcs éoliens en mer attribués en France autour de 200 €/MWh avant renégociation[20]). S'agissant du nucléaire historique, pour les paliers P4 et N4, des gains de 25 à 30 % avaient été constatés entre les têtes de série industrielles et les réacteurs construits ultérieurement. À l'étranger, des tendances similaires ont été observées sur des programmes de centrales nucléaires par exemple en Corée du Sud ou en Suède[21]. Ces baisses de coût sont également envisagées pour les futurs réacteurs par l'AIE[22] (20 à

17. Les études de l'IRSN considèrent deux types d'accidents nucléaires impliquant la fusion du cœur d'un réacteur : *« l'accident dit "grave" comporte des rejets radioactifs importants, mais différés et partiellement filtrés, alors que l'accident dit "majeur" provoque des rejets massifs non filtrés »*. Le coût d'un accident "majeur" pourrait être bien supérieur à celui d'un accident « grave » et se situer autour de 430 Md€ *(source : IRSN)*.
18. À ces coûts de construction s'ajoutent des coûts complémentaires de 6,7 Md€$_{2015}$ correspondant principalement aux intérêts intercalaires permettant de financer le chantier. Ces intérêts dépendent de la durée de construction et du taux de financement, considéré par ailleurs dans l'analyse économique de RTE.
19. Le coût de l'EPR de Flamanville a été revu en janvier 2022 à 12,7 Md€$_{2015}$
20. https://www.connaissancedesenergies.org/eolien-offshore-les-jeux-sont-faits-120406
21. Réduction des coûts en capital des centrales nucléaires, OCDE, 2000
22. World Energy Outlook, AIE, 2021

30% pour les réacteurs nucléaires en Europe) et la SFEN[23] (30% à court terme) grâce au retour d'expérience des premiers chantiers, à l'effet de paire ainsi qu'à la mise en place d'un programme industriel. EDF a, de son côté, annoncé une réduction de 20% des coûts de construction de Sizewell C par transposition d'éléments des réacteurs d'Hinkley Point C[24].

À long terme, dans le cadre d'un programme de nouveaux réacteurs intégrant le retour d'expérience des premiers chantiers, les projections de coûts articulées par les industriels de la filière nucléaire se situent ainsi à un niveau inférieur des têtes de série. Pour intégrer les hypothèses de coûts les plus récentes et les plus robustes sur l'EPR2 (qui constitue le modèle de réacteur privilégié dans les scénarios avec renouvellement du nucléaire), RTE s'est appuyé sur les évaluations communiquées par les pouvoirs publics dans le cadre de la concertation et utilisées dans les travaux d'analyse des conditions de faisabilité d'un éventuel programme de construction de nouveaux réacteurs, dit «Nouveau nucléaire France» (NNF), conduits par l'administration. **Ces projections sont élaborées à partir d'audits successifs réalisés, sous l'égide des pouvoirs publics, par des auditeurs différents sur les projections de coûts estimées par EDF.** Ce travail, qui s'inscrit dans le programme de travail prévu par la PPE, fera l'objet d'une publication spécifique par le gouvernement.

Ces projections conduisent à retenir, dans la trajectoire de référence (coût médian intégrant déjà des provisions pour risque), des coûts de construction de l'ordre de 5400 €/kW pour les premiers réacteurs[25] (soit environ 9 Md€ par tranche EPR en comparaison des 12,4 Md$€_{2015}$ correspondant à la dernière estimation pour l'EPR de Flamanville), avec une perspective de baisse à 4500 €/kW pour des EPR2 de série. Ces références de coûts comprennent les coûts de développement d'un programme de nouveaux réacteurs (étalés sur les premières paires) ainsi que les provisions pour démantèlement constituées au moment de la construction *(voir ci-après)*.

La variante haute est également issue des audits indépendants réalisés sur le programme NNF dans le cadre de son instruction par l'État. Elle analyse le cas d'un surcoût pouvant être important sur les deux premières tranches, puis plus modéré à terme.

Dans le cadre de la consultation, de nombreux répondants ont souhaité que les analyses puissent intégrer des cas de figure susceptibles de s'écarter des évaluations commanditées par l'État, arguant de l'impossibilité de déployer pour le nouveau nucléaire une démarche de standardisation et de construction en série similaire à celle du programme électronucléaire français des années 1970 et 1980 ou du déploiement actuel des énergies renouvelables. Que cette thèse soit justifiée ou non, il demeure indéniable que la dynamique de diminution des coûts du nouveau nucléaire ne peut pas être observée, trop peu de réacteurs étant en construction. RTE a donc introduit dans l'analyse un stress test conduisant à retenir, pour le coût de construction du nouveau nucléaire, celui de Flamanville 3, à savoir 12,4 Md$€_{2015}$. Ce stress test est utilisé pour examiner la robustesse de l'analyse à des cas extrêmes et ne remplace pas les analyses de sensibilité standards examinées en retenant les hypothèses haute et basse pour chaque technologie.

À titre de comparaison, ces hypothèses ont été confrontées à d'autres références de coûts issues de la littérature[26]. Cette revue de littérature montre que la fourchette de coûts d'investissement du nouveau nucléaire retenue pour l'étude des *Futurs énergétiques 2050* (entre 4500 €/kW et 5900 €/kW selon l'horizon et la trajectoire de coûts) est globalement cohérente avec les références issues d'autres études. Les hypothèses considérées dans le chiffrage économique réalisé par RTE sont même en moyenne légèrement plus élevées dans d'autres sources.

23. Les coûts de production du nouveau nucléaire, SFEN, 2018
24. https://www.world-nuclear-news.org/C-EDF-Energy-expects-20-cost-saving-for-Sizewell-C-18011801.html
25. Hors coût de financement.
26. World Energy Outlook, AIE, 2021
    Trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060, ADEME, 2018
    Lazard's levelized cost of enegy analysis, Lazard, 2018
    Projected costs of generating electricity, Nuclear Energy Agency, 2020
    Energy technology reference indicator projections for 2010 - 2050, JRC, 2014

Figure 11.5 Évolution du coût d'investissement (dont coût de développement et démantèlement) des EPR2 en fonction de la date de mise en service

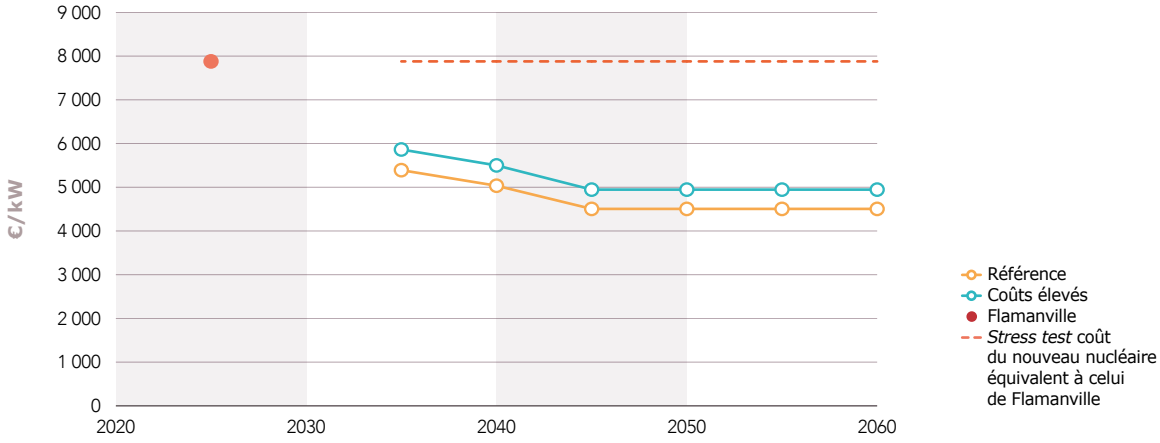
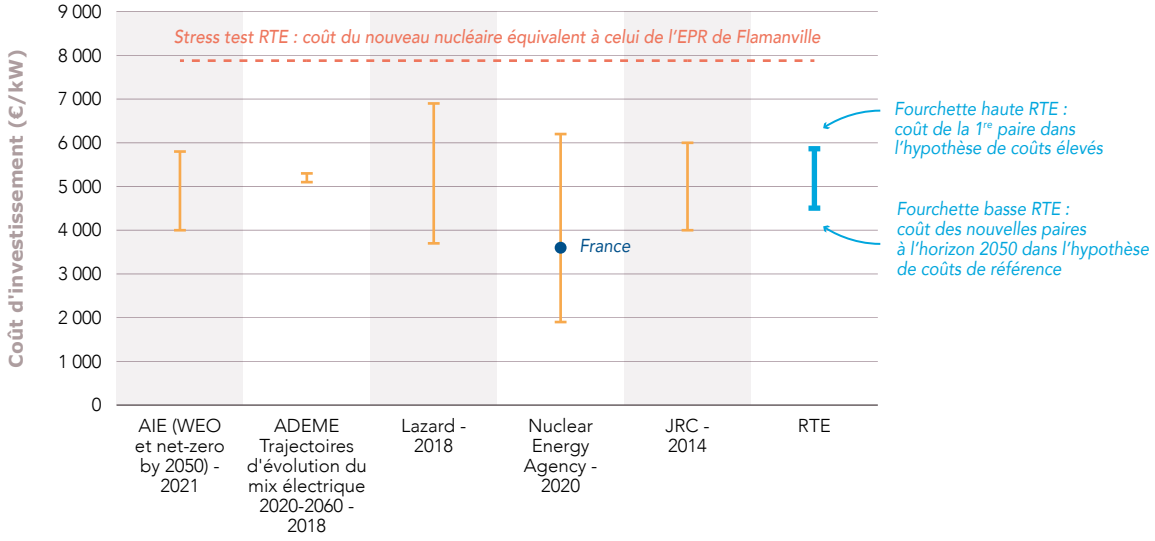


Figure 11.6 Comparaison des coûts d'investissement dans du nouveau nucléaire au sein de différentes études



Pour l'AIE, la fourchette de coûts correspond aux hypothèses entre 2020 et 2050 (Europe) tandis que pour les autres études, les bornes hautes et basses correspondent à des hypothèses différenciées de CAPEX en 2020. L'étude Lazard concerne les États-Unis, l'étude NEA étudie différents pays dans le monde, enfin les autres études sont spécifiques à la France.

En revanche, bien que les coûts d'investissements considérés dans les différentes études soient du même ordre de grandeur, les coûts actualisés de production associés à de nouveaux réacteurs nucléaires peuvent différer fortement d'une étude à l'autre (et atteindre des niveaux plus élevés que dans la configuration de référence retenue par RTE), du fait de différences d'hypothèses sur le coût du capital, et dans une moindre mesure sur le facteur de charge ou encore sur le délai de construction des réacteurs. La sensibilité à ces hypothèses est analysée en détails dans la suite de ce chapitre.

Petits réacteurs modulaires (SMR)

Le scénario N03 des *Futurs énergétiques 2050* intègre le développement de petits réacteurs modulaires (SMR). Cette technologie fait l'objet de programmes de R&D, qui ont vocation à s'accélérer en France dans le cadre du programme France 2030 suite aux annonces du président de la République le 12 octobre 2021.

Les SMR ne sont pas une technologie mature et leurs coûts demeurent aujourd'hui très incertains. Le modèle de réacteur envisagé en France (projet Nuward) est encore à l'état de conception. À défaut d'informations plus précises, les hypothèses de coût retenues pour les SMR sont fondées sur les références de coût de l'EPR2, en retenant les hypothèses de coûts des premiers réacteurs de série, soit 5 500 €/kW.

Coût du capital

Au-delà des hypothèses sur les coûts de construction, le coût du capital du nouveau nucléaire apparaît comme l'un des paramètres clés pour la compétitivité de la filière. Du fait d'une durée de construction longue (qui engendre d'importants intérêts intercalaires), d'une durée d'exploitation longue et de coûts d'investissement importants, le coût associé au financement de l'investissement initial constitue la principale composante de coût du nouveau nucléaire et peut faire varier fortement le coût complet de l'électricité produite par de nouvelles centrales (d'un facteur deux à trois).

Les discussions autour du coût du projet Hinkley Point au Royaume-Uni avaient déjà mis en évidence la forte dépendance du niveau de prix garanti au coût du capital appliqué au projet. Dans ce contexte, le modèle de financement des nouveaux réacteurs joue un rôle important dans le coût complet de la filière. Dans l'éventualité de la réalisation du programme « Nouveau nucléaire France » porté par EDF, l'État étudie le financement direct d'une partie du programme, ce qui pourrait favoriser l'accès à des coûts du capital plus faibles que s'il était porté entièrement par un investissement privé[27].

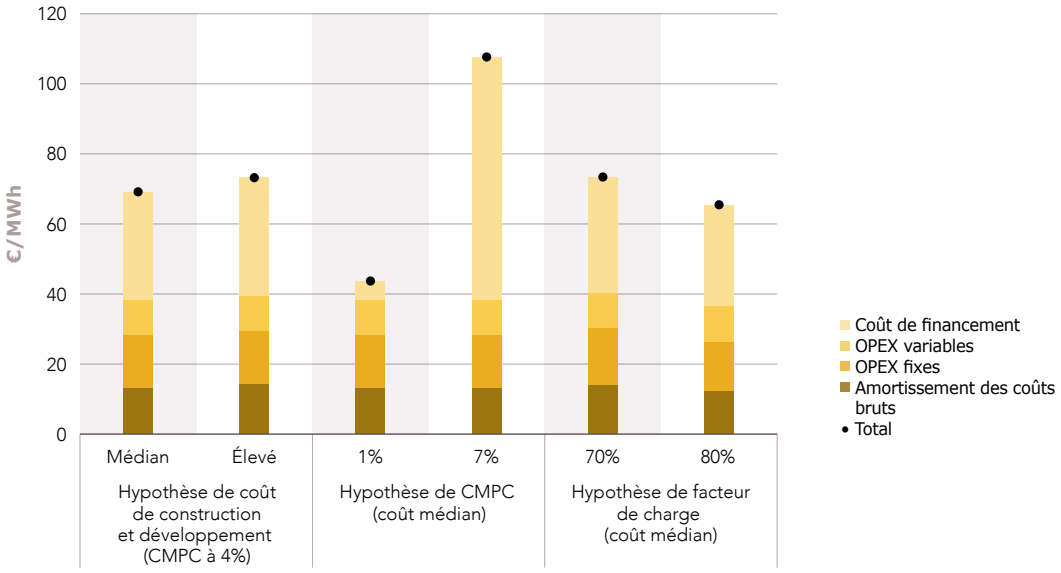
Par ailleurs, les possibilités de financement du nouveau nucléaire pourront également dépendre des orientations européennes sur les technologies éligibles à une finance durable et les obligations vertes. Le nucléaire ne figurait pas dans la première liste contenue dans l'acte délégué sur la taxonomie adopté par la Commission européenne au printemps 2021. Cette situation a évolué depuis la publication des principaux résultats de l'étude en octobre 2021 : à l'issue des conclusions remises en mars 2020 par un premier groupe d'experts techniques sur la finance durable, appelant à la réalisation de travaux d'expertise plus poussés sur le principe du « non-préjudice significatif à l'environnement » *(Do not Significant Harm,* ou DNSH), le Centre commun de recherche de la Commission européenne a conclu qu'il n'existait pas d'obstacle scientifique à l'inclusion du nucléaire dans la taxonomie. Depuis, deux groupes d'experts européens (groupe d'experts de l'article 31 du traité Euratom et Comité scientifique sur la santé, l'environnement et les risques émergents – ou SHEER) ont globalement confirmé ces conclusions. L'inclusion du nucléaire dans la taxonomie européenne favoriserait la recherche de financement et l'obtention de conditions compétitives, susceptibles de diminuer le coût moyen pondéré du capital.

Enfin, le facteur de charge des nouveaux réacteurs jouera également un rôle important dans le coût complet du mégawattheure produit par le nucléaire. Or ce facteur dépend des scénarios de mix : dans une configuration où les nouveaux réacteurs nucléaires ne fonctionneraient qu'une partie de l'année, en complément des énergies renouvelables, le coût complet rapporté au mégawattheure augmenterait alors substantiellement. La figure ci-dessus présente le coût complet rapporté à l'énergie produite selon différentes hypothèses sur le coût de construction, le coût de rémunération du capital et le facteur de charge.

Ces valeurs doivent être prises avec précaution. Même si les hypothèses utilisées pour le calcul correspondent à celles définies par l'administration

27. Voir section la partie 11.2 pour une discussion sur la prise en compte du taux de rémunération du capital dans l'analyse économique des scénarios. Des analyses de sensibilité des résultats économiques à cette hypothèse sont présentées dans la partie 11.6.

Figure 11.7 Coût complet de production du nouveau nucléaire selon l'hypothèse de coût d'investissement, de coût moyen pondéré du capital ou de facteur de charge



dans les études sur le financement d'un éventuel programme NNF, les estimations de coût rapporté à l'énergie produite peuvent différer. En effet, les estimations réalisées par RTE n'incluent pas les taxes ni les marges sur la construction et l'exploitation des réacteurs, conformément à la méthodologie présentée au début de ce chapitre (et de manière à ne pas biaiser l'analyse avec des différences de fiscalité entre les filières). Pour la même raison, elles sont fondées sur des coûts de rémunération du capital normatifs.

11.3.1.3 Les charges pour démantèlement : des coûts prévisionnels intégrés dans les provisions à constituer à la construction des réacteurs

Au-delà des projections de coûts d'investissement pour la construction ou la prolongation des réacteurs, d'autres composantes de coût sont également souvent discutées. Il s'agit en particulier des coûts prévisionnels du démantèlement des centrales ou de ceux associés à la gestion à long terme du combustible usé et des déchets. La prise en compte de ces différentes composantes a fait l'objet d'une attention particulière dans le cadre de l'étude.

Pour les réacteurs de deuxième génération en exploitation, les coûts bruts de démantèlement étaient évalués à 19,6 Md€$_{2013}$ (soit 360 M€$_{2020}$ par réacteur) par la Cour des comptes dans son rapport sur les coûts de production nucléaire de 2014[28]. Ils ont été réévalués à 20,8 Md€$_{2018}$ (370 M€$_{2020}$ par réacteur) par la Cour des comptes dans son rapport de 2020 sur l'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires. **La loi française prévoit que ces coûts soient provisionnés par l'opérateur**

28. *«Le coût de production de l'électricité nucléaire. Actualisation 2014»*, Cour des comptes (mai 2014)
«L'arrêt et le démantèlement des installations nucléaires. Communication à la commission des Finances du Sénat», Cour des comptes (février 2020)

pour la gestion des charges futures[29] : ils sont donc bien pris en compte dans l'estimation des coûts complets annualisés au titre de l'amortissement des coûts passés.

En s'appuyant sur les données communiquées par les pouvoirs publics, l'hypothèse retenue pour les coûts liés au démantèlement pour les futurs réacteurs s'établit à environ 290 M€ de provisions à constituer à la mise en service de chaque réacteur de type EPR2, soit environ 180 €/kW de CAPEX initiaux. Dans l'analyse de RTE, ce montant est ajouté au coût des investissements à amortir à la mise en service des réacteurs.

11.3.1.4 L'aval du cycle nucléaire : une prise en compte du traitement-recyclage du combustible usé et du stockage des déchets dans l'analyse économique, en intégrant un principe de prudence

Au-delà des coûts associés à la construction, à l'exploitation et à la fin de vie des réacteurs, le nucléaire est caractérisé par une composante de coût spécifique, correspondant à l'aval du cycle du combustible. Cette composante porte précisément sur le traitement et le recyclage des combustibles usés d'une part, et sur la gestion des déchets radioactifs (y compris le stockage final sur le long terme) d'autre part. **Un soin particulier a été consacré à intégrer ces composantes de coût à l'analyse économique des *Futurs énergétiques 2050*,** en se fondant sur des données recueillies auprès des opérateurs concernés (EDF, Orano, Andra) mais également d'analyses propres à RTE.

Les résultats de la consultation publique témoignent d'un souhait général de porter une attention particulière à la prise en compte de cette composante de coût, dont plusieurs ONG estiment qu'elle présente le risque d'être sous-estimée dans l'évaluation du coût de l'option nucléaire. Au cours des réunions de concertation, certains acteurs se sont interrogés sur le niveau de coûts à considérer pour l'aval du cycle nucléaire, et sur la cohérence avec les montants d'investissement de plusieurs milliards voire plusieurs dizaines de milliards d'euros envisagés dans les infrastructures de traitement-recyclage du combustible (éventuel renouvellement des usines de retraitement de La Hague, ajout d'une piscine d'entreposage supplémentaire…) et de stockage des déchets (projet Cigéo…). Enfin, les nombreux travaux de la Cour des comptes sur le coût de la production d'électricité en général, et du nucléaire en particulier, soulignent l'importance d'une bonne intégration de ces postes de coûts, tout en restituant le degré d'incertitude qui peut caractériser ceux qui s'inscrivent dans des perspectives à très long terme.

Dans ce contexte et vu le caractère sensible des évaluations économiques des *Futurs énergétiques 2050*, RTE revendique avoir adopté une approche prudente pour évaluer les composantes de coût correspondant à l'aval du cycle du combustible nucléaire : dans le cas où plusieurs hypothèses étaient envisageables, RTE a systématiquement retenu la plus haute, et a également intégré à dessein des majorants pour les composantes de coût les plus incertaines. Ces évaluations constituent donc des majorants en l'état des connaissances à date : elles pourront être approfondies dans le cadre d'un travail ultérieur sur les conséquences des scénarios « N » pour l'aval du cycle nucléaire dans le cas où de nouveaux réacteurs seraient décidés, et elles n'ont pas vocation à se substituer aux évaluations réalisées par les organismes en charge de la gestion du cycle dans le cadre de leur communication financière (pour les entreprises) ou des procédures prévues par le droit (Andra).

29. La loi prévoit que ces provisions sont placées sur des actifs dédiés ; elles sont calculées en plafonnant le taux de rémunération attendu en fonction d'un indice reposant sur celui des obligations d'État. Le taux utilisé par EDF fin 2020 est de 2,1%/an hors inflation (rapport financier annuel 2020 EDF, annexe aux comptes consolidés).

11.3.1.5 Les coûts de traitement-recyclage du combustible usé : un renouvellement des infrastructures nécessaires dans les scénarios avec du nouveau nucléaire

Les étapes du retraitement

Les étapes d'enrichissement de l'uranium naturel pour la fabrication de combustibles UOX (uranium naturel enrichi) et de traitement de ces combustibles après leur utilisation dans les réacteurs génèrent différentes substances radioactives : uranium appauvri (Uapp), plutonium, uranium de retraitement (URT), actinides mineurs et produits de fission. Une partie de ces substances (actinides mineurs et produits de fission) ne peut être réutilisée dans les réacteurs en service, ni dans les EPR : celle-ci est donc considérée comme un déchet ultime devant être conditionné de manière stable et stocké *(voir section dédiée ci-après)*.

Les autres substances issues du cycle ont un potentiel énergétique conséquent et sont, en France, considérées comme des matières valorisables. La stratégie française vise à maximiser le recyclage des combustibles usés (stratégie dite de « cycle fermé ») afin de produire de nouveaux combustibles utilisables dans les centrales nucléaires, de réduire en conséquence la consommation de ressources naturelles (uranium) et d'optimiser la gestion des déchets. Le recyclage du plutonium et de l'uranium extraits des combustibles usés permet de produire respectivement les combustibles MOX (mélange d'uranium appauvri et de plutonium) et les combustibles URE (uranium de retraitement enrichi). Ces combustibles ne sont pas retraités après leur utilisation en réacteur (mono-recyclage)[30]. L'uranium appauvri non utilisé pour la fabrication de combustibles MOX est, pour sa part, destiné à être réenrichi ou valorisé dans de futures générations de réacteurs. Cette stratégie de retraitement du combustible usé se retrouve dans plusieurs pays utilisant l'énergie nucléaire (comme la Suisse ou le Japon), tandis que d'autres considèrent les combustibles usés comme des déchets, sans étape de retraitement-recyclage (comme les États-Unis).

Pour mener à bien les différentes étapes de retraitement-recyclage du combustible, plusieurs types d'infrastructures sont essentiels :

- les piscines d'entreposage des combustibles usés, situées près des réacteurs et sur le site de La Hague ;
- les usines de retraitement du combustible de la Hague (UP2-800 et UP3), qui constituent le plus grand site industriel de retraitement des combustibles usés dans le monde ;
- l'usine de fabrication du combustible MOX (Melox) située à Marcoule ;
- l'usine de conversion de l'uranium de retraitement (TU5) située au Tricastin ;
- des réacteurs nucléaires aptes à utiliser du combustible MOX.

Aujourd'hui, 24 réacteurs de 900 MW parmi les 56 réacteurs français sont autorisés à utiliser du combustible MOX. La production d'un combustible MOX nécessite le traitement de huit combustibles UOX usés, ce qui permet de réduire leur volume : le cycle français repose donc sur des capacités limitées d'entreposage pour ces matières. Cette situation implique de maintenir un nombre suffisant de réacteurs capables d'accueillir du combustible MOX afin d'éviter la saturation des entreposages. Le « moxage » de nouveaux réacteurs nucléaires à mesure que les premiers réacteurs moxés seront fermés apparaît donc nécessaire. La PPE prévoit ainsi de mettre en œuvre le moxage des réacteurs de 1 300 MW afin de pérenniser la gestion du cycle. Le coût du moxage des centrales nucléaires existantes n'a pas été pris en compte dans la présente étude mais, au regard des ordres de grandeur disponibles pour des tranches qui ont déjà réalisé cette opération, celui-ci n'est pas discriminant entre les scénarios.

30. Conformément aux orientations de la PPE, des études menées par les industriels de la filière sont en cours en vue du déploiement du multi-recyclage de l'uranium et du plutonium dans les réacteurs du parc actuel. Grâce à ce multi-recyclage, il serait possible de réutiliser intégralement l'uranium et le plutonium issus du traitement des combustibles UOx et MOX.

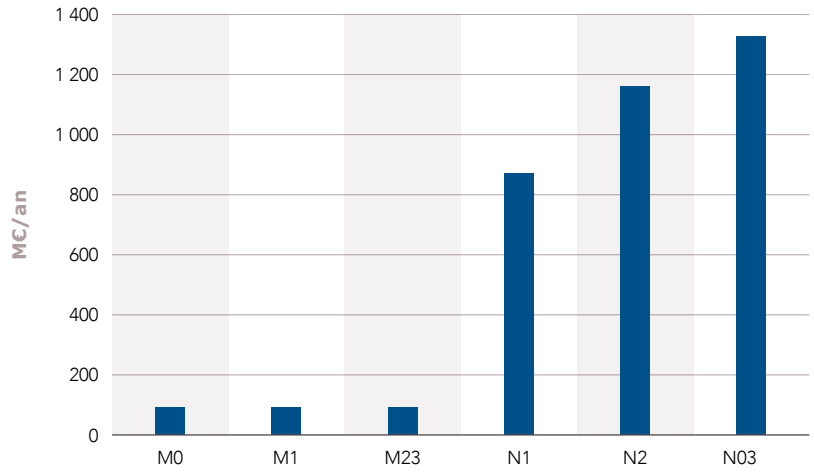
Les investissements de renouvellement des infrastructures

Plusieurs infrastructures susmentionnées (usines de traitement-recyclage en particulier) devront être renouvelées au cours des prochaines décennies en fonction des scénarios d'évolution du parc nucléaire en France.

S'agissant des piscines d'entreposage, celles-ci se remplissent progressivement dans la mesure où les combustibles usés issus du recyclage (MOX et URE) ne sont actuellement pas recyclés. Ceux-ci sont entreposés dans l'attente de possibilités de valorisation (par multi-recyclage dans les réacteurs existants ou dans d'éventuels réacteurs de quatrième génération). **À l'horizon 2030, des mesures sont nécessaires pour éviter la saturation des piscines existantes, qui limiterait la faculté à entreposer les combustibles usés et pourrait contraindre le fonctionnement de certaines centrales du parc nucléaire**[31,32,33]**.** À brève échéance, la densification des piscines de La Hague permettra d'en augmenter la capacité d'entreposage de 30 %. Malgré cela, **une piscine additionnelle sera nécessaire, pour un montant évalué entre un et deux milliards d'euros. Cet investissement est intégré à l'évaluation économique des scénarios.** Du fait de son retard dans l'exécution de ce projet, EDF est contraint de mener plusieurs projets additionnels pour entreposer rapidement son combustible usé (densification des piscines de La Hague, entreposage à sec, consommation de 16 assemblages MOX par recharge de réacteur). En l'absence d'information sur leur coût, ceux-ci n'ont pas été pris en compte.

S'agissant de la stratégie de traitement-recyclage des combustibles usés, cette dernière est préservée par la Programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période de la PPE et au-delà, au moins à horizon 2040. Les démarches de pérennité mises en œuvre dans les usines de traitement de La Hague et de fabrication de combustible MOX de Melox permettent d'assurer leur fonctionnement jusqu'à cet horizon. Au-delà, des investissements devront être réalisés pour assurer leur renouvellement et pérenniser leur fonctionnement à long terme dans les scénarios « N », dans l'hypothèse

Figure 11.8 Coût complet des charges de traitement-recyclage dans les différents scénarios en 2060



31. *« Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs 2016-2018 »*, ASN et ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer (2017)
32. Article 10 de l'arrêté du 23 février 2017 (…) établissant les prescriptions du Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
33. Avis n° 2018-AV-0316 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 18 octobre 2018 relatif à la cohérence du cycle du combustible nucléaire en France.

d'une poursuite de la stratégie française de recyclage du combustible[34].

Dans le cadre d'une contribution aux travaux des *Futurs énergétiques 2050*, Orano a communiqué à RTE les données de coûts d'investissements et de coûts d'exploitation nécessaires dans les deux usines de la Hague et de Melox, correspondant aux scénarios avec renouvellement du parc électronucléaire. Les investissements envisagés dans ces usines se chiffrent ainsi à plusieurs milliards d'euros. Dans son analyse, RTE considère également une hypothèse d'investissement de 2 Md€ pour la densification et la création de nouvelles piscines de stockage.

Compte tenu de ces hypothèses, les coûts complets des infrastructures de traitement-recyclage se montent à plusieurs centaines de millions d'euros par an dans les différents scénarios. Rapportés à la production nucléaire, ces montants conduisent à des coûts d'environ 3 à 4 €/MWh dans le scénario N03, environ 4 à 5 €/MWh dans le scénario N2 et entre 6 et 7 €/MWh dans le scénario N1.

Ces politiques d'investissement doivent s'inscrire dans le temps industriel long, avec un lancement à opérer plus de 15 ans avant échéance, soit dès 2025 en cas de décision de renouvellement du parc nucléaire. Comme le relève l'ASN[35] et le prévoit la PPE, indépendamment d'une décision éventuelle de relance, les stratégies de traitement-recyclage au-delà de 2040 devront être précisées à court terme pour permettre à la filière d'anticiper ses besoins en capacité de traitement-recyclage ou d'entreposage et de stockage de combustible usé.

11.3.1.6 Les coûts de gestion des déchets (entreposage et stockage à long terme) : de fortes incertitudes sur les coûts de stockage en couche géologique profonde des déchets radioactifs

Le stockage des déchets nucléaires et les incertitudes associées

Les déchets radioactifs regroupent l'ensemble des matières contenant de la radioactivité et pour lesquelles il n'existe pas de valorisation ou de recyclage possible. Ceux-ci sont issus de l'irradiation du combustible nucléaire en réacteur ou encore de la déconstruction des installations nucléaires.

En France, les déchets sont classés en différentes catégories selon leur durée de vie et leur activité : déchets à vie très courte (VTC), très faible activité (TFA), faible et moyenne activité – vie courte (FMA-VC), faible activité – vie longue (FA-VL), moyenne activité – vie longue (MA-VL) et haute activité (HA). Les déchets MA-VL et HA, qui sont essentiellement issus du passage du combustible nucléaire en réacteur, sont ceux pour lesquels la gestion à long terme requiert les infrastructures les plus coûteuses, avec en particulier la construction prévue d'un centre de stockage en couche géologique profonde (Cigéo) pour les stocker de manière pérenne. D'après la Cour des comptes[36], les charges associées à la gestion à long terme des déchets MA-VL et HA représentent de l'ordre de 85 % des charges totales de gestion des déchets radioactifs en France.

À l'heure actuelle, seule une faible partie des substances radioactives issues du traitement des combustibles usés est qualifiée de déchet en France (actinides mineurs et produits de fission, représentant 4 % du contenu des combustibles usés après irradiation en réacteur). Toutefois, les perspectives d'utilisation de certaines matières aujourd'hui considérées comme valorisables (combustibles MOX et URE usés) sont incertaines en l'absence de mise en œuvre industrielle de multi-recyclage du combustible et de réacteur de génération IV (« surgénérateur ») et pourraient à terme conduire à une requalification de ces matières en déchets. Dans ses comptes, EDF constitue ainsi des provisions

34. Certains pays ne recyclent pas les combustibles usés et prévoient de les stocker définitivement tels quels. Cette alternative n'est toutefois pas envisagée en France et n'a pas été considérée dans l'étude.
35. https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/avis-sur-la-gestion-des-matieres-radioactives-et-l-evaluation-de-leur-caractere-valorisable
36. *«Les coûts de la filière électronucléaire»*, Cour des comptes (2012)

pour couvrir les éventuels coûts d'entreposage et de stockage direct de ces combustibles usés, s'alignant ainsi sur les recommandations de l'ASN[37].

Pour les déchets radioactifs et à la durée de vie la plus longue (HA et MA-VL), le projet de stockage en couche géologique profonde Cigéo vise à apporter une solution de stockage durable et à faire en sorte que ces déchets ne représentent pas un fardeau pour les générations futures. Du fait de l'ampleur du projet et des incertitudes sur l'évolution du cycle du combustible nucléaire en France, les coûts d'investissement de Cigéo présentent des incertitudes significatives. À titre d'illustration, les exploitants nucléaires (principalement EDF) évaluaient en 2014 le coût de cette installation à 19,2 Md€$_{2012}$ tandis que l'évaluation initiale de l'Andra s'élevait à 34,5 Md€$_{2012}$. Toutefois, le périmètre des déchets à stocker pris en compte dans ces évaluations n'est pas toujours précisé : il inclut systématiquement un inventaire de référence et un inventaire de réserve mais le périmètre de ce dernier est flexible[38]. Un arrêté du ministre de l'Énergie a finalement fixé en 2016 le coût-objectif du projet Cigéo à 25 Md€$_{2012}$, tout en demandant la révision régulière de ce chiffrage. La prochaine réévaluation du coût de Cigéo est prévue dans le cadre du dépôt de la demande d'autorisation de création qui interviendra vers 2022.

La Cour des comptes relève dans son rapport sur les coûts de l'aval du cycle nucléaire[39] que le principal risque financier identifié par l'Andra s'agissant du projet Cigéo concerne l'inscription des combustibles usés à terminaison du parc actuel dans le périmètre de l'inventaire des déchets à stocker. Elle mentionne notamment que l'Andra a évalué à 5,2 Md€ le coût supplémentaire pour l'adaptation de Cigéo au stockage des combustibles usés (MOX et URE usés). De façon générale, le coût de l'aval du cycle est dépendant de la stratégie de requalification et de gestion du combustible usé non retraité, des modes de gestion et des moyens associés à ces nouvelles matières, potentiellement à haute activité et dont le volume pourrait être significatif au regard des hypothèses de dimensionnement de Cigéo.

Dans l'ensemble, le coût de stockage des déchets présente une incertitude forte dans l'attente des prochaines réévaluations et des choix publics sur le traitement des combustibles MOX usés et URE usés.

La méthode d'évaluation économique et les principes de prudence

Compte tenu de ces incertitudes, **l'hypothèse retenue pour les *Futurs énergétiques 2050* se fonde sur une évaluation volontairement conservatrice intégrant un principe de prudence, de sorte que la comparaison entre les scénarios M et N ne puisse souffrir d'un risque de sous-estimation des charges futures liées au stockage des déchets nucléaires.** Ce principe de prudence est propre à la présente analyse économique dans le cadre des travaux des *Futurs énergétiques 2050* et n'a pas vocation à se substituer aux analyses plus approfondies menées par l'Andra.

Ainsi, le cas de référence est fondé sur les principes suivants :

- **une évaluation haute des coûts du projet Cigéo, supérieure aux dernières estimations publiques :** les coûts considérés sont de 31 Md€$_{2020}$[40] au périmètre de l'inventaire de référence ;
- une majoration supplémentaire de 10 Md€ pour prendre en compte la possibilité d'accueillir environ 20000 tonnes de déchets supplémentaires. Cette évaluation repose sur l'extrapolation du chiffre de 5,2 Md€, mentionné dans le rapport de la Cour des comptes comme représentant le coût supplémentaire du stockage de 6300 tonnes de combustibles usés, à la quantité de 20000 tonnes correspondant par exemple aux combustibles

37. https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/avis-sur-la-gestion-des-matieres-radioactives-et-l-evaluation-de-leur-caractere-valorisable
38. Les chiffrages sont généralement exprimés pour le stockage de l'inventaire de référence (déchets ultimes des actinides mineurs extraits du combustible usé et déchets de démantèlement des réacteurs existants et passés) mais Cigéo doit être conçu afin de lui permettre de s'adapter pour accueillir les substances figurant dans un inventaire de réserve, comprenant notamment les colis HA et MA-VL correspondant à un allongement de la durée de fonctionnement des réacteurs au-delà de 50 ans en moyenne.
39. *«L'aval du cycle du combustible nucléaire»*, Cour des comptes (2019), page 74.
40. Évaluation haute de l'Andra en 2012 (31,8 Md€2012) hors taxes (-4,1 Md€) et rapporté en €2020.

MOX et URE usés (dont les perspectives de recyclage sont incertaines) et des UOX usés dans la perspective d'un arrêt ultime de la production électronucléaire. Les proportions respectives de ces éventuels déchets dépendent des scénarios : dans les scénarios M, un arrêt de la production nucléaire se traduit par un volume conséquent de combustible UOX en fin d'exploitation. Dans les scénarios N, ces combustibles sont recyclés mais les quantités de MOX et URE usés augmentent.

Les coûts d'investissement et d'exploitation dans le projet Cigéo interviendront en moyenne bien après le passage du combustible en réacteur (notamment pour tous les déchets déjà produits) et rapporter ces coûts à la production électrique nécessiterait de tenir compte de l'effet de l'actualisation. Cependant, faute d'hypothèses détaillées sur l'échéancier d'investissement, l'effet d'actualisation des coûts de stockage utilisé pour évaluer une provision et les effets sur le compte de résultat l'actualisation n'ont pas été pris en compte dans le cadre de ce rapport. Cette méthode de calcul simplifiée conduit à surestimer[41] notablement le coût de gestion des déchets en €/MWh

Ainsi, rapportés à la production des réacteurs de seconde génération supposés exploités de manière normative jusqu'à 50 ans, ces 41 Md€ conduisent à une estimation de l'ordre de 2,1 €/MWh pour les coûts liés au stockage en couche géologique profonde. À ceux-ci s'ajoutent les coûts de gestion des autres types de déchets, qui représentent des coûts bien plus faibles[42].

Dans la perspective de construction de nouveaux réacteurs, de nouvelles capacités de stockage des déchets ultimes pourraient s'avérer nécessaires une fois celles de Cigéo tel que dimensionné actuellement seraient remplies (tant par les déchets ultimes du parc actuel que par ceux des nouveaux réacteurs). Les coûts associés sont supposés du même ordre que ceux du projet Cigéo actuel : de ce fait, l'estimation de 2,1 €/MWh peut être maintenue pour les réacteurs de troisième génération en conservant le principe de prudence exposé ci-dessus. Le caractère majorant de cette estimation est conforté par les conclusions de la Cour des comptes, qui estimait dans son rapport de 2012 qu'un doublement du devis de Cigéo conduirait à une augmentation de 1% du coût de production de l'électricité (~0,50 €/MWh).

11.3.1.7 Bilan des coûts associés à l'aval du cycle en intégrant les principes de prudence

Au total, le coût du combustible rapporté à la production d'électricité nucléaire se situe autour de 10 €/MWh en fonction des scénarios. Alors que les composantes «amont» et «stockage des déchets» sont proportionnelles au volume de production d'électricité, la composante correspondant au traitement et recyclage est constituée en majorité de coûts indépendants des volumes produits. Ainsi, les coûts rapportés au mégawattheure produit pourraient être plus faibles en cas de relance importante du nucléaire, ou plus élevés dans le cas d'un nombre limité de nouveaux réacteurs sur lesquelles répartir les coûts fixes. Les parts correspondant à l'amortissement des investissements sont par ailleurs sensibles au taux de financement du capital, comme pour les autres technologies du système électrique.

41. À titre d'illustration, la prise en compte d'un taux d'actualisation de 2%/an sur 15 ans réduirait le montant de 2,1 €/MWh à 1,5 €/MWh.
42. Dans son rapport d'analyse des coûts du cycle aval du combustible, la Cour des Comptes notait toutefois que, même si les coûts liés à la gestion des déchets hors Cigéo restent faibles, il était nécessaire de trouver une solution à mettre en œuvre, notamment pour l'uranium appauvri de faible activité.

11.3.2 Le coût des énergies renouvelables : un principe de poursuite de la baisse des coûts qui fait globalement consensus, avec un niveau de confiance élevé pour le photovoltaïque et moindre pour l'éolien en mer flottant

Les coûts des énergies renouvelables électriques et leurs projections dans le temps sont aujourd'hui très largement documentés dans de nombreux rapports. Les perspectives d'évolution à long terme sont par nature sujettes à discussion, avec des niveaux d'incertitude dépendant fortement des filières.

Pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et l'éolien en mer posé, l'historique récent a montré des baisses de coût considérables en lien avec les améliorations technologiques et les effets d'échelle.

Si la poursuite d'une tendance baissière pour les coûts des énergies renouvelables est globalement admise, dans le détail les perspectives d'évolutions futures sont plus ou moins incertaines selon les filières.

11.3.2.1 Les coûts futurs de l'hydraulique sont paradoxalement sujets à un certain nombre d'incertitudes

L'hydraulique recouvre une grande variété d'installations en matière de puissance, de caractéristiques de fonctionnement et de capacité de stockage, qui dépendent largement des sites équipés. Cette diversité rend difficile l'identification de coûts normatifs, contrairement aux filières caractérisées par des installations plus largement standardisées (batteries, centrales thermiques, énergies renouvelables…).

Une partie des installations existantes devra faire l'objet d'investissements de rénovation au cours des prochaines décennies pour assurer leur maintien en exploitation. Néanmoins, les installations concernées et les montants d'investissement requis restent mal connus et hétérogènes d'une centrale à l'autre, ce qui ne permet pas de définir des trajectoires précises d'investissements et de coûts.

Pour le chiffrage des scénarios, l'ensemble des coûts d'exploitation et d'investissement dans les centrales hydrauliques (hors nouvelles STEP traitées de manière spécifique) est en conséquence regroupé dans une composante annuelle normative. Sur la base des informations communiquées par les exploitants, les hypothèses retenues pour l'analyse économique sont fixées à 50 €/MWh.

Pour les stations de pompage-turbinage (STEP), qui portent l'essentiel des perspectives de croissance du parc hydraulique dans les scénarios considérés, des hypothèses de coûts d'investissement autour de 1000 €/kW sont retenues, sur la base des éléments disponibles dans la littérature et communiqués par les acteurs.

Dans la mesure où les capacités hydrauliques ne sont pas différenciées entre les scénarios, ces hypothèses n'ont pas d'impact sur la comparaison économique des scénarios de mix.

11.3.2.2 Les coûts du photovoltaïque : une tendance à la baisse qui se poursuivra, grâce à l'amélioration des rendements des cellules et à des effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière au niveau mondial

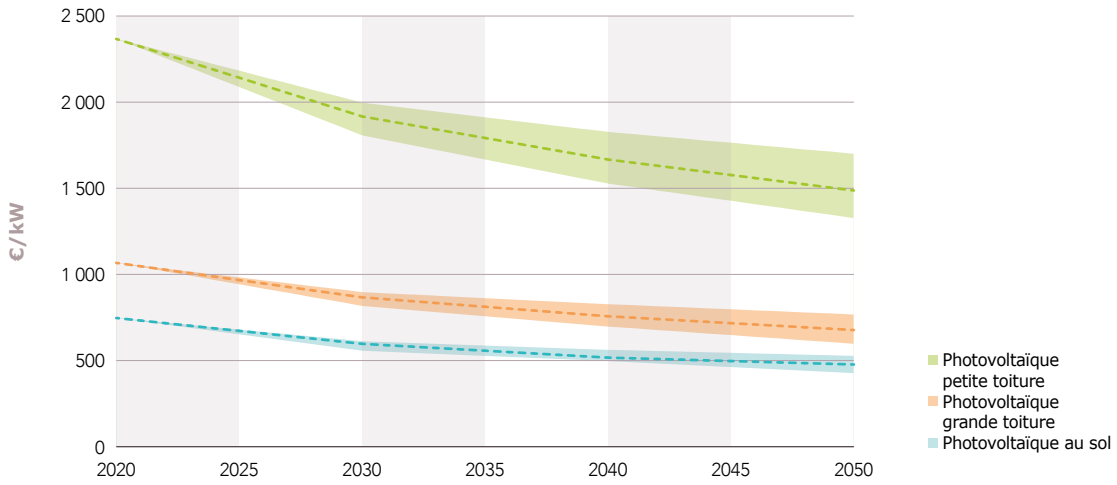
Au cours de la dernière décennie, la filière photovoltaïque a connu des baisses de coûts particulièrement marquées : selon l'IRENA, les coûts des centrales photovoltaïques au sol rapportés à l'énergie produite ont ainsi diminué de 85 % au niveau mondial entre 2010 et 2020[43].

La poursuite de la baisse des coûts à un rythme rapide fait l'objet d'un relatif consensus. Elle se justifie par le déploiement des innovations les plus récentes (réduction de la consommation de polysilicium, augmentation de la taille des wafers, développement de cellules à haut rendement, développement de modules bifaciaux, réduction des pertes, etc.) et de nouveaux effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière à l'échelle mondiale.

Des hypothèses de réduction des CAPEX de 35 % à 40 % à l'horizon 2050 ont ainsi été retenues[44], avec un bon niveau de consensus observé dans le cadre de la concertation et de la consultation publique. Ces baisses s'entendent pour les coûts des systèmes installés tout compris, soit un périmètre plus large que celui des seuls modules photovoltaïques pour lesquels des baisses de coûts plus importantes sont attendues.

Dans l'étude, les hypothèses de coûts sont différenciées par type d'installations, afin de refléter la grande diversité d'installations en matière de taille, de puissance et de mode de pose, et l'hétérogénéité des coûts qui en résultent. Les hypothèses sont différentes pour les parcs au sol, qui constituent les installations les moins coûteuses, et les installations sur grande toiture et sur petite toiture, qui sont bien plus onéreuses du fait des moindres effets d'échelle et du coût fixe important lié à l'installation des panneaux et du système photovoltaïque complet.

Figure 11.9 Évolution des coûts d'investissement en photovoltaïque à l'horizon 2050 (hors raccordement)



43. *«Renewable power generation costs in 2020»,* IRENA (2021)
44. Les CAPEX sont ensuite supposés rester constants entre 2050 et 2060.

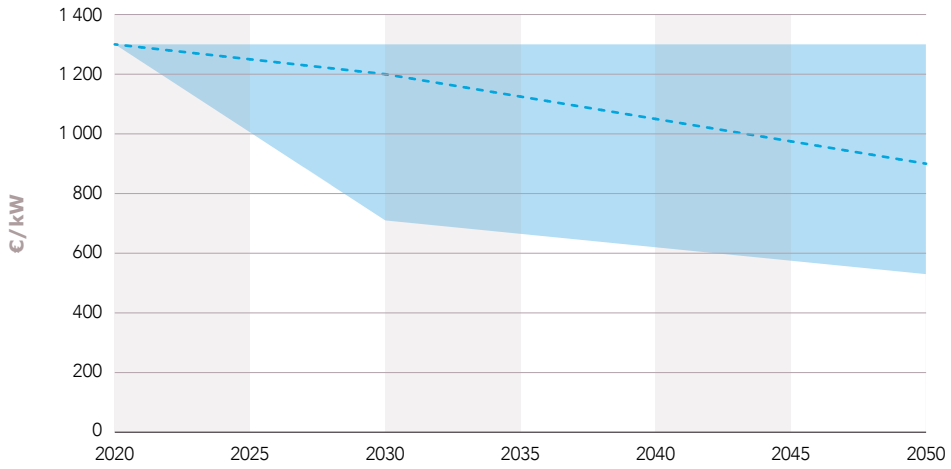
Plusieurs demandes convergentes d'ajout d'un stress test concernant le solaire (à l'instar de celui pour le nouveau nucléaire) ont été enregistrées tardivement, en fin de concertation. Elles consistent à analyser le cas d'une diminution plus faible du coût des panneaux solaires en s'appuyant sur les tensions géopolitiques croissantes, qui ont déjà engendré une hausse du prix du silicium – composant de base à la construction des panneaux solaires. Elles témoignent du fait qu'une relocalisation d'une partie de la chaîne de valeur de l'industrie solaire ne serait pas compatible avec la poursuite d'une trajectoire de diminution forte des coûts. La crise énergétique actuelle soulève effectivement des inquiétudes sur la résilience des chaînes d'approvisionnement et les pressions inflationnistes sur certains composants : cela suggère effectivement d'élargir les tests de résilience dans l'analyse prospective *(cf. la variante « mondialisation contrariée » présentée dans la section 5.5).*

11.3.2.3 Les coûts de l'éolien terrestre : une tendance à la baisse, mais avec de fortes incertitudes sur la taille des éoliennes qui se généralisera à terme

Les perspectives d'évolution à long terme des coûts de l'éolien terrestre sont plus ouvertes. Si des réductions de coût liées aux effets d'apprentissage et aux effets d'échelle sont encore accessibles et se retrouvent dans de nombreuses publications de référence *(voir section 11.3.3),* certains estiment à l'inverse que les futures installations éoliennes sur le territoire français ne seront pas beaucoup moins coûteuses qu'aujourd'hui.

Plusieurs trajectoires d'évolution des coûts de l'éolien terrestre sont donc retenues dans l'étude, avec une trajectoire médiane intégrant une baisse d'environ 30 % à l'horizon 2050 par rapport à aujourd'hui[45], mais également une trajectoire haute fondée sur une absence de diminution des coûts unitaires et une trajectoire basse de baisse plus significative.

Figure 11.10 Évolution des coûts d'investissement dans l'éolien terrestre à l'horizon 2050 (hors raccordement)



45. Les CAPEX sont ensuite supposés rester constants entre 2050 et 2060.

L'évaluation la moins favorable sur l'évolution du coût de l'éolien terrestre s'appuie sur l'analyse de contraintes nouvelles, sur le plan réglementaire ou sur le terrain de l'acceptabilité, auxquelles fait face la filière, qui ne permettent pas de déployer les modèles de mâts les plus récents du fait de leur grande hauteur. Une partie de la baisse des coûts projetée pour l'éolien terrestre est en effet associée à la possibilité de généraliser le déploiement d'éoliennes de grande taille.

Le contexte politique de développement de l'éolien terrestre joue donc un rôle non seulement sur le rythme atteignable, mais également sur le coût unitaire de son déploiement. Une restriction à des « petites machines » conduirait à se situer dans le haut de la fourchette.

11.3.2.4 Les coûts de l'éolien en mer : des baisses liées à l'amélioration des technologies et au passage à l'échelle industrielle mais avec des trajectoires fortement différenciées entre le posé et le flottant

Les dernières années ont vu une baisse importante des coûts unitaires d'installation des parcs d'éoliennes en mer posées.

Les niveaux de prix des premiers appels d'offres attribués en France au début des années 2010 atteignaient de l'ordre de 200 €/MWh (raccordement inclus), diminués par la suite à 130-150 €/MWh (hors raccordement) après la renégociation engagée par l'État en 2018[46]. Les appels d'offres européens les plus récents ont vu émerger des références de prix bien inférieures : autour de 50 €/MWh pour de nombreux parcs développés dans différents pays de la mer du Nord, et même 44 €/MWh pour le futur parc éolien de Dunkerque attribué en 2019.

Ces niveaux de prix n'incluent pas le raccordement[47], souvent porté par les gestionnaires de réseau plutôt que par les développeurs de parcs. La part du raccordement dans le coût complet de l'éolien en mer est néanmoins significative et est amenée à croître, notamment avec l'éloignement progressif des parcs par rapport aux côtes. **Dans la suite du chapitre, les coûts de raccordement de l'éolien en mer sont systématiquement intégrés dans le volet « réseau de transport »,** par souci de cohérence avec les précédentes évaluations fournies dans le cadre du schéma décennal de développement de réseau. Ceux-ci sont toutefois directement liés au développement des installations de production et dépendent peu du reste du système. Une autre convention aurait pu consister à les intégrer dans le volet « production » (c'est par exemple la convention retenue par l'ADEME dans ses scénarios 2050 publiés en 2018).

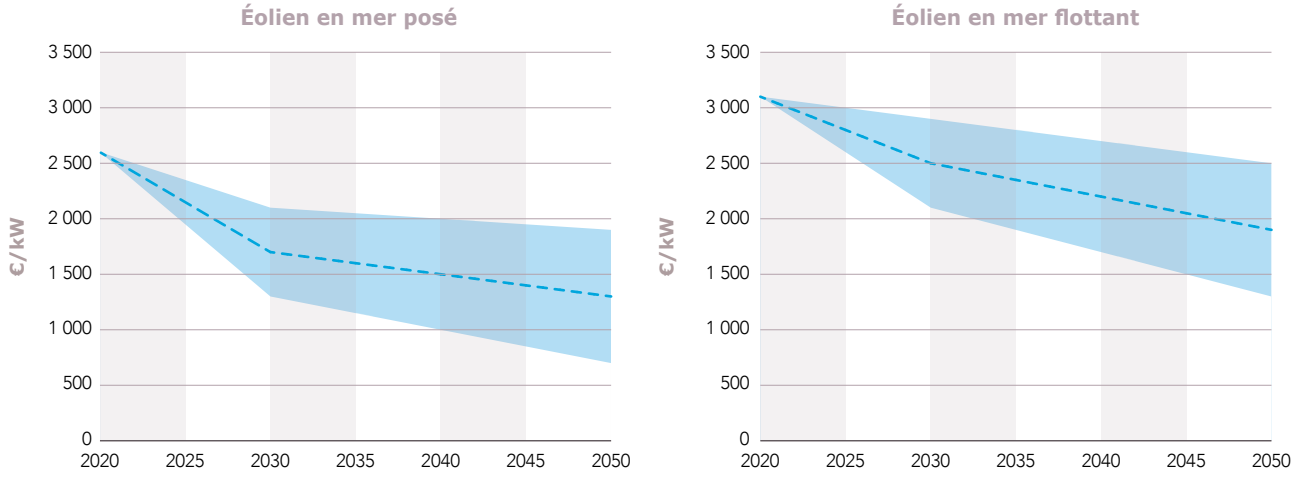
Pour l'éolien en mer posé, qui représente la quasi-totalité des installations d'éolien en mer aujourd'hui en Europe, les projections de coûts sont orientées en nette baisse avec les effets d'échelle liés à l'accélération du développement en Europe et avec le déploiement des technologies les plus récentes (notamment éoliennes de très grande puissance).

En France, le gisement possible pour l'éolien en mer posé est toutefois limité, la profondeur au large des côtes atlantiques ou méditerranéennes ne permettant pas d'installer des éoliennes posées à des coûts compétitifs. Tous les scénarios considérés par RTE conduisent donc à développer une part plus ou moins importante d'éolien en mer flottant à long terme en France.

Pour la technologie flottante, les références de coûts sont moins nombreuses et plus incertaines, dans la mesure où il n'existe à date aucun parc de taille commerciale dans le monde. La filière n'a pas atteint le même niveau de maturité que l'éolien en mer posé et présente donc des perspectives de coûts plus élevées à moyen terme :

46. *« Décision de la Commission européenne en matière d'aides d'état, C(2019) 5498 final »* (2019)
47. Sauf les prix des appels d'offre des années 2010 avant renégociation.

Figure 11.11 Évolution des coûts d'investissement de l'éolien en mer à l'horizon 2050 (hors raccordement)



les cibles de prix visés par l'État pour les premiers parcs éoliens flottants, dont les appels d'offres vont être lancés dans les prochains mois, s'établissent autour de 110-120 €/MWh (hors raccordement). À long terme, le passage à l'échelle et les perspectives de développement de la filière à travers le monde orienteront probablement les coûts à la baisse, dans la lignée des coûts de l'éolien en mer posé. Les diminutions de coûts pouvant être attendues sont cependant loin de faire consensus, certains estimant que les incertitudes restent fortes et suggérant de retenir des hypothèses prudentes.

L'absence de déploiement commercial de la technologie a conduit plusieurs participants à la concertation à suggérer une approche particulièrement prudente sur l'éolien en mer flottant. À l'instar de la démarche retenue pour le nouveau nucléaire, un stress test est donc également réalisé sur cette technologie, en considérant que, tout au long de la trajectoire, les parcs sont développés à un coût de 100 €/MWh, c'est-à-dire un coût légèrement inférieur à la cible indiquée par l'État pour le premier appel d'offre commercial (A05, qui concerne le sud Bretagne). Ce stress test n'a pas vocation à remplacer la variante haute, issue du travail de bibliographie sur l'évolution tendancielle attendue des coûts.

11.3.2.5 Les coûts des énergies marines : des technologies aujourd'hui peu matures et dont les coûts rapportés à l'énergie produite sont élevés

Les autres énergies marines (hors éolien en mer) recouvrent différentes technologies en cours d'expérimentation et de développement à travers le monde : hydrolien, énergie marémotrice ou houlomotrice, etc.

Une partie des scénarios étudiés prévoit que ce type de technologies se développerait en France à l'horizon 2050, pour des capacités de l'ordre de quelques gigawatts. Au vu de l'état de maturité des filières considérées et du très faible nombre de projets en service à l'heure actuelle, les projections sur l'évolution des coûts à long terme restent très incertaines.

Les estimations disponibles à l'heure actuelle indiquent des coûts complets de l'ordre de 200 à 300 €/MWh pour les installations les plus matures,

notamment sur l'hydrolien[48]. À moyen-long terme, certains acteurs affirment que les coûts pourraient fortement baisser, sous l'effet des améliorations technologiques et du passage à l'échelle industrielle, et atteindre de l'ordre de 50 à 100 €/MWh.

Dans l'analyse économique des scénarios, les hypothèses retenues pour le coût des énergies marines conduisent à des coûts complets de l'ordre de 140 €/MWh à l'horizon 2050. Si cette trajectoire d'évolution des coûts peut apparaître ambitieuse, elle est cohérente avec l'hypothèse de développement des énergies marines considérées dans les scénarios. Dans le cas où ces installations ne parviendraient pas à atteindre ce niveau de coûts, il est à prévoir que le développement des énergies marines demeure faible et soit compensé par celui d'autres installations plus compétitives (éolien terrestre ou en mer, photovoltaïque). Sur le plan économique, compte tenu du coût très élevé des énergies marines (hors éolien en mer), l'équilibre global des scénarios concernés n'en serait pas fondamentalement modifié.

11.3.2.6 Les coûts des bioénergies : des données parcellaires mais qui n'ont qu'un faible impact sur le coût complet des scénarios de mix électrique

Les bioénergies électriques regroupent différents types d'installations produisant de l'électricité à partir de combustibles variés issus de la biomasse (bois, déchets, biogaz…). Celles-ci ne font pas l'objet d'un développement poussé dans les scénarios considérés, conformément à l'orientation de la SNBC consistant à flécher l'utilisation de la biomasse vers d'autres usages que la production d'électricité (biométhane injecté dans les réseaux de gaz, production directe de chaleur ou de biocarburants).

Seul un développement limité d'installations de cogénération au biométhane est intégré dans les différents scénarios : celles-ci correspondent à des installations qui pourraient difficilement injecter le biométhane produit dans les réseaux de gaz (par exemple du fait d'un éloignement trop important) et seraient contraintes de le valoriser autrement. Ce recours limité au biométhane constitue l'option la plus fidèle à la SNBC mais se situe en retrait d'autres scénarios qui utilisent plus largement cette ressource pour l'équilibrage du système électrique. Dans les *Futurs énergétiques 2050*, cette incertitude est traitée sous la forme d'une variante sur le coût des gaz verts, pouvant reposer sur une mobilisation plus forte du biométhane pour la production d'électricité ou le recours à des imports.

Par simplification, un coût normatif reflétant celui des installations de cogénération au biogaz est appliqué pour l'ensemble des bioénergies, soit 80 €/MWh. Dans la mesure où cette filière des bioénergies ne se développe que marginalement et de manière uniforme entre les scénarios, cette hypothèse n'a que peu d'impact sur la comparaison économique des scénarios.

48. *«Étude stratégique de la filière hydrolien marin»*, ADEME (2018)

11.3.3 Les hypothèses de coûts de production des énergies renouvelables retenues dans l'étude se situent dans la fourchette des projections observées dans la littérature

Pour consolider les hypothèses de coûts utilisées dans les *Futurs énergétiques 2050*, une comparaison approfondie avec d'autres références issues de la littérature a été menée[49,50,51,52].

Cette revue de littérature conforte la projection à la baisse des coûts des énergies renouvelables retenue dans les *Futurs énergétiques 2050*. Elle repose sur une hypothèse de poursuite des améliorations technologiques et de gains associés au passage à l'échelle, qui correspondent à la tendance observée au cours des dernières années, non seulement sur les coûts d'investissement et d'exploitation mais aussi sur les rendements et facteurs de charge des installations. Dans les différentes publications recensées, la baisse des coûts rapportés à l'énergie produite est ainsi comprise :

- entre 15 % et 50 % pour l'éolien terrestre ;
- entre 30 % et 75 % pour l'éolien en mer posé ;
- entre 35 % et 60 % pour le photovoltaïque.

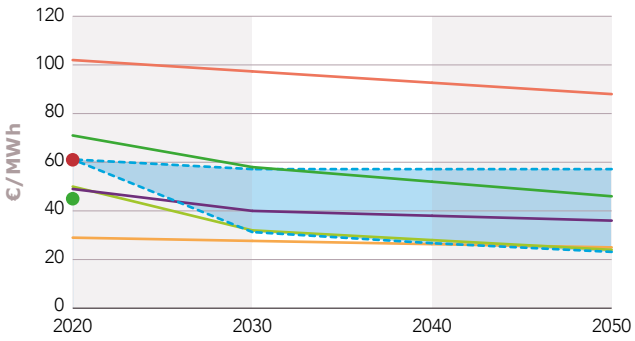
S'agissant des niveaux absolus, la comparaison est plus délicate dans la mesure où les périmètres ne sont pas toujours les mêmes : en particulier, les hypothèses de coûts considérées dans les *Futurs énergétiques 2050* s'entendent hors fiscalité et hors raccordement alors que ces composantes peuvent être intégrées aux références de la littérature et difficiles à isoler. Ceci explique notamment que les hypothèses de coûts affichées pour l'éolien en mer, hors raccordement dans le cas de la présente étude, apparaissent inférieures à celles observées dans d'autres publications. **L'ajout de la composante de raccordement rehausserait les coûts d'environ 15 €/MWh pour l'éolien en mer[53].**

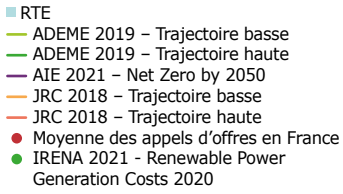
La revue de littérature fait en outre apparaître des fourchettes parfois plus larges dans certaines publications. Ceci s'explique par le fait qu'une diversité plus importante de projets est considérée dans ces publications, avec des parcs spécifiques qui peuvent être ponctuellement plus ou moins coûteux que la moyenne pour des raisons particulières (localisation, foncier, acceptabilité), là où l'étude de RTE vise à restituer l'évolution des coûts moyens des futures installations renouvelables en France.

49. *«Renewable power generation costs in 2020»*, IRENA (2021)
50. *«Deployment Scenarios for Low Carbon Energy Technologies»*, JRC (2018)
51. *«Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France 2019»,* ADEME (2020)
52. *«Net Zero by 2050»,* AIE (2021)
53. Pour un taux de financement du capital de 4 %/an

Figure 11.12 Comparaison des hypothèses de coûts de production rapportés à l'énergie produite par différentes filières, à l'horizon 2050

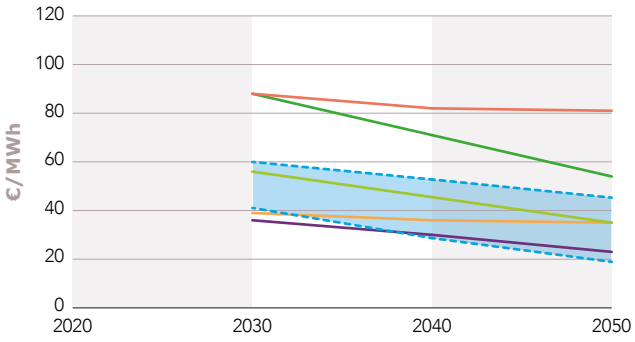
Éolien terrestre





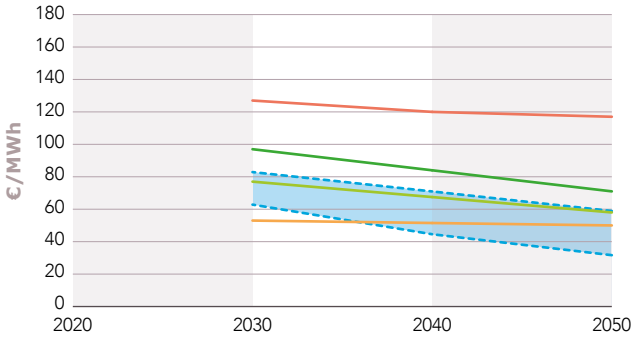
Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec coûts de raccordement dans les études AIE, ADEME. La moyenne des appels d'offres est calculée sur les appels d'offres 2018-2020.

Éolien en mer posé



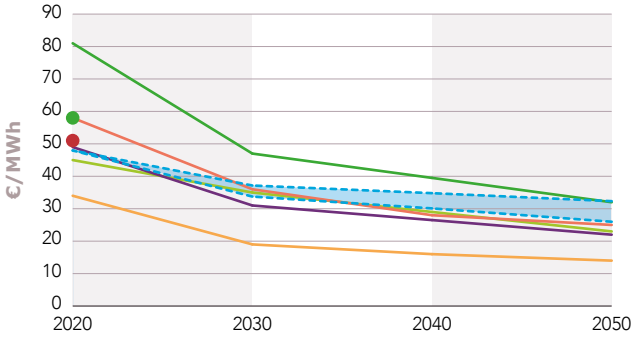
Les coûts considérés sont hors fiscalité et hors coûts de raccordement pour RTE. Pour les études européennes comparatives, le coût de raccordement est attribué au porteur du projet ou à l'État selon les politiques nationales.

Éolien en mer flottant



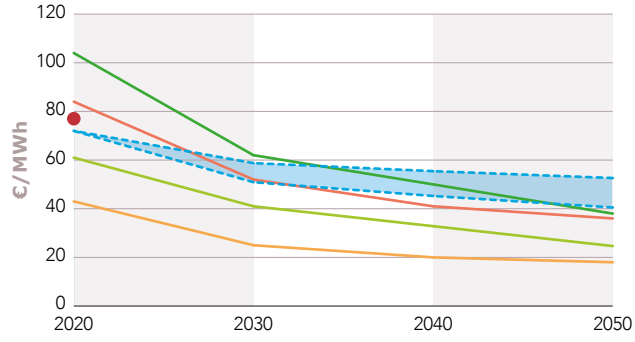
Les coûts considérés sont hors fiscalité et hors coûts de raccordement pour RTE. Pour les études européennes comparatives, le coût de raccordement est attribué au porteur du projet ou à l'État selon les politiques nationales.

Photovoltaïque au sol



Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec coûts de raccordement dans les études AIE, ADEME. La moyenne des appels d'offres est calculée sur les appels d'offres 2016-2021.

Photovoltaïque sur grandes toitures



Les coûts considérés sont hors fiscalité et avec coûts de raccordement dans les études AIE, ADEME. La moyenne des appels d'offres est calculée sur les appels d'offres 2016-2021.

11.3.4 Les coûts rapportés à l'énergie produite sont en moyenne plus faibles pour les énergies renouvelables les plus matures que pour le nouveau nucléaire, mais l'écart ne permet pas de conclure sur la comparaison des scénarios complets

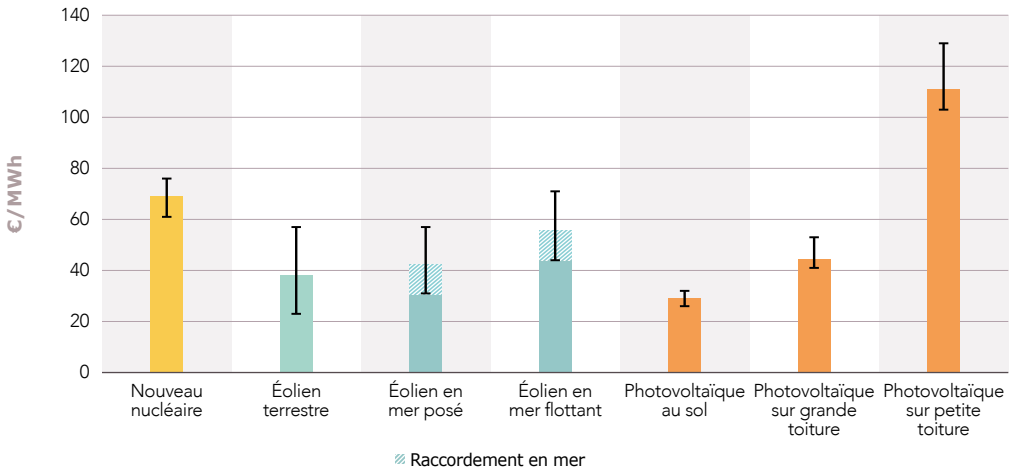
La comparaison des seuls coûts de production (hors raccordement) entre les différentes filières fait apparaître des coûts rapportés à l'énergie produite inférieurs pour les énergies renouvelables en comparaison du nouveau nucléaire. À coût du capital identique (4 % dans l'hypothèse de référence), **les grandes installations d'énergies renouvelables (éolien terrestre et en mer, photovoltaïque au sol ou sur grandes toitures, dont les coûts de production en 2050 sont estimés entre 25 et 55 €/MWh) ressortent systématiquement moins coûteuses que le nouveau nucléaire (entre 60 et 75 €/MWh pour les installations mises en service en 2050).**

Comme évoqué précédemment, cette analyse restreinte aux seuls coûts de production (comparaison des « LCOE ») n'est pas appropriée pour conclure sur la pertinence économique des choix de mix électrique. Comme évoqué en introduction de ce chapitre, une analyse rigoureuse des coûts complets des choix de politique énergétique impose de prendre également en compte les coûts de la flexibilité[54] pour assurer l'équilibre offre-demande ainsi que les coûts du réseau (raccordement et adaptation).

De plus, la tendance à la réduction des coûts des énergies renouvelables pourrait être contrecarrée par le fait que la poursuite de leur développement conduira à exploiter des gisements moins intéressants, ou par des tensions sur l'approvisionnement en certains composants nécessaires à leur fabrication *(voir partie 5.5 variante « mondialisation contrariée »).*

Elle confirme néanmoins la tendance à la compétitivité de la plupart des énergies renouvelables par rapport au nucléaire sur le seul poste du coût brut de production.

Figure 11.13 Coût des principales filières de production rapporté à l'énergie produite pour des installations mises en service à l'horizon 2050



Coûts de production (dont coût de raccordement pour l'éolien en mer), variantes sur les hypothèses de coûts d'investissement et d'opération et maintenance, avec taux d'actualisation fixe à 4% pour toutes les technologies

54. Capacités de production flexibles décarbonées et/ou de stockage nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement (voir chapitre 7).

11.3.5 Les coûts de la flexibilité : des projections marquées par des incertitudes importantes, notamment pour les centrales thermiques

Les coûts de la flexibilité du système électrique recouvrent des technologies variées évoquées dans le chapitre 7.

S'agissant des stations de pompage-turbinage, qui constituent l'une des solutions importantes pour le développement de la flexibilité, les projections de coûts sont présentées dans la partie 11.3.2.1, relative aux coûts de l'hydraulique.

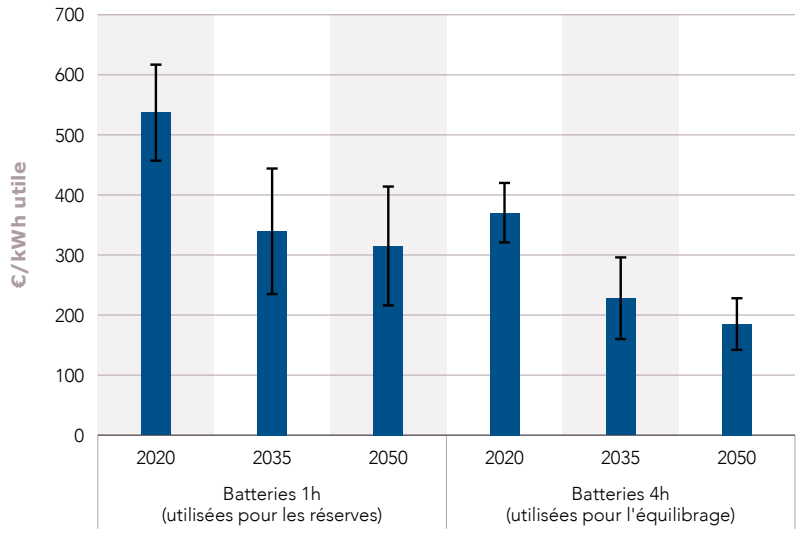
11.3.5.1 Les coûts des batteries : d'importantes baisses attendues grâce à la massification de leur fabrication

Les batteries ont vu leur coût fortement diminuer au cours des dernières années, avec l'essor des véhicules électriques et le passage à l'échelle industrielle de leur fabrication. À long terme, il existe un large consensus pour considérer que les coûts des batteries poursuivront leur baisse, même si des effets pourraient jouer en sens opposés.

D'un côté, la demande accrue de certains matériaux critiques nécessaires à la fabrication des batteries, notamment pour accompagner le développement du véhicule électrique dans le monde, pourrait renchérir le coût des batteries. De manière générale, les tensions géopolitiques qui se sont fait jour au cours des dernières années accréditent l'intérêt de traiter sérieusement la possibilité d'une augmentation du coût de certains matériaux critiques dans les scénarios de neutralité carbone. Le sujet de la tension sur l'approvisionnement de ces matériaux est discuté au chapitre 12.

De l'autre, les tendances sur l'amélioration des procédés de fabrication et le passage à l'échelle avec la multiplication des *gigafactories* permettent des économies d'échelle et d'apprentissage qui tendent à faire nettement diminuer le coût des batteries. À long terme, des innovations ou ruptures technologiques importantes dans le domaine des batteries ne peuvent pas être exclues.

Figure 11.14 Coût des batteries en fonction de l'horizon et de leur capacité



Dans l'ensemble, les hypothèses retenues par RTE conduisent à une division par deux du coût des batteries d'ici 2050, soit un niveau conforme aux projections issues de la littérature. Ces niveaux de baisse de coûts s'entendent à l'échelle des systèmes intégrés (batteries et systèmes de contrôle). Cela implique que la diminution du coût des seuls modules est encore plus importante. Les coûts retenus tiennent compte d'un surdimensionnement initial permettant de compenser la perte de capacité due au vieillissement des équipements, à hauteur d'environ 20 % sur leur durée de vie de 15 ans.

11.3.5.2 Les coûts de la flexibilité de la demande : des coûts faibles mais incertains en fonction des modalités de conception

La flexibilité de la demande recouvre des solutions et des usages très variés : pilotage[55] de certains usages résidentiels (eau chaude sanitaire, chauffage…), recharge intelligente des véhicules électriques, effacement ou modulation dans le secteur industriel, etc.

Selon les niveaux de pilotage attendus, des équipements spécifiques peuvent être nécessaires : par exemple un boîtier pour piloter le chauffage lors des périodes de tension du système électrique, ou encore une borne de recharge spécifique pour accéder à la fonctionnalité du *vehicle-to-grid.*

Les coûts associés à ces dispositifs ont été intégrés à l'analyse après leur discussion en concertation, en particulier en tenant compte des possibilités de mutualisation des dispositifs de pilotage de plusieurs usages (chauffage, eau chaude sanitaire, certains grands appareils électroménagers…). Les coûts de la flexibilité de la demande pèsent ainsi relativement peu à l'échelle des coûts complets des scénarios. Ils ne sont par ailleurs pas discriminants entre les scénarios dans la mesure où des hypothèses similaires ont été retenus dans la plupart des scénarios[56].

À titre d'ordre de grandeur, le coût des infrastructures informatiques de pilotage de la charge d'un véhicule électrique est estimé à 10 €/an. Le coût du convertisseur permettant son utilisation en mode *vehicle-to-grid* est de l'ordre de 20 €/an. Dans la configuration médiane de flexibilité de la demande, un parc de 1,1 million de véhicules pourrait être utilisé en mode *vehicle-to-grid*, pour une contribution d'environ 5 GW à la puissance pilotable. Ceci correspond à un coût d'environ 6 €/kW/an, à comparer par exemple à l'amortissement des coûts d'investissement d'une centrale thermique de pointe (type turbine à combustion), qui est évalué à environ 35 €/kW/an.

La flexibilité de la demande, dès lors qu'elle est pensée et intégrée directement dans la conception des bâtiments (systèmes de pilotage intégrant l'eau chaude sanitaire, le chauffage), les appareils électroniques (électroménager) ou les véhicules (pour favoriser la recharge intelligente sans utiliser une borne sophistiquée) constitue un facteur de coût minime. L'enjeu associé à son déploiement n'est donc pas économique mais sociétal. Il implique une réflexion sur le cadre approprié pour en favoriser le développement, qui pourrait par exemple s'appuyer sur des normes dans la construction des nouveaux bâtiments et la mise sur le marché de nouveaux équipements. Ces questions pourront faire l'objet d'un prolongement dans la suite des travaux, la mise en place d'un cadre incitatif pour la flexibilité de la demande au-delà de la seule adaptation des mécanismes de marché de l'électricité apparaissant comme un objet de discussion prioritaire.

En revanche, le développement de la flexibilité de la demande est plus coûteux quand il nécessite le déploiement de systèmes dédiés pour interfacer le consommateur et le système électrique (boîtiers pour l'effacement diffus, bornes pour la recharge électrique) qui doivent porter sur un grand nombre de particuliers.

55. Modification durable ou ponctuelle du profil d'appel de puissance pour qu'il s'adapte mieux aux profils de production des énergies renouvelables variables. Le pilotage peut être de type statique simple, encouragé par exemple par des tarifs heures pleines/heures creuses, ou plus proche du temps réel à l'aide de dispositifs dédiés (voir partie 7.3).

56. Seul le scénario M1 présente un niveau de flexibilité de la demande un peu plus important en lien avec le développement marqué de l'autoconsommation.

11.3.5.3 Les coûts du thermique décarboné et des gaz verts : des coûts élevés pour apporter de la flexibilité de long terme

Les gaz verts dans le cadre de référence de la SNBC

Le thermique décarboné constitue l'une des briques déterminantes dans la comparaison économique des scénarios avec ou sans nouveau nucléaire.

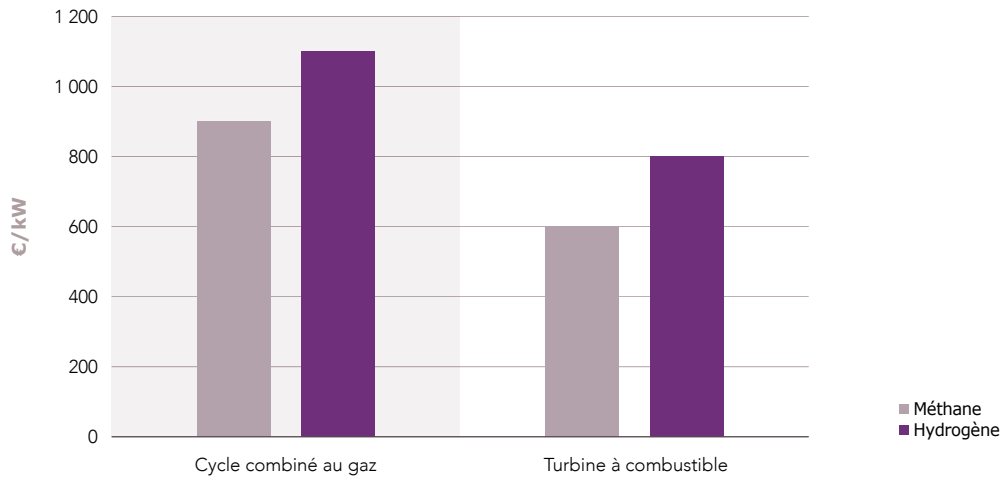
Dans le détail, les coûts peuvent être distingués en deux catégories.

La première composante correspond aux coûts associés aux centrales de production d'électricité en tant que telles. Il s'agit plus précisément des coûts fixes d'investissement et d'exploitation des centrales (cycles combinés au gaz, turbines à combustion…). Ces installations sont bien connues dans la mesure où elles sont déjà présentes en nombre dans le mix électrique européen et fonctionnent aujourd'hui avec du méthane fossile. Toutefois, la possibilité d'utiliser des technologies similaires, voire de convertir certaines centrales existantes pour l'utilisation de nouveaux combustibles bas-carbone comme l'hydrogène, présente plus d'incertitudes.

En reprenant les projections existantes, **les hypothèses retenues par RTE conduisent à retenir un surcoût de l'ordre de 200 €/kW pour les centrales à hydrogène, par rapport aux cycles combinés (+20%) et turbines à combustion classiques (+30%) fonctionnant au méthane, pour tenir compte d'un niveau de moindre maturité technologique.** Les piles à combustible, qui constituent une alternative possible pour la production d'électricité à partir d'hydrogène, n'ont pas été retenues dans l'analyse du fait d'un rendement moindre et de projections de coûts qui restent plus élevées que pour les centrales thermiques[57].

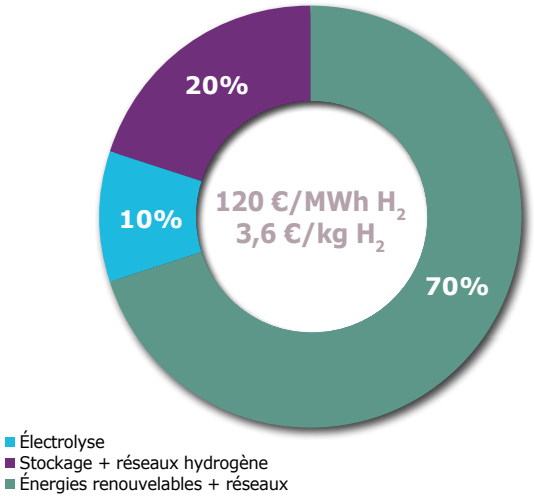
La seconde composante de coût correspond à l'approvisionnement en combustible.

Figure 11.15 Hypothèses de coût des moyens de production d'électricité thermique décarbonée



57. Plus précisément, le rendement des piles à combustibles peut être très bon en tenant compte également de la chaleur générée. Les installations de plus forte puissance (quelques mégawatts aujourd'hui) sont utilisées en général en cogénération, usage ne convenant pas aux besoins de flexibilité de pointe du système électrique. Des systèmes réversibles électrolyseurs/piles à combustible sont par ailleurs à l'étude, mais encore au stade de prototype et de puissance limitée.

Figure 11.16 Coût moyen de revient de l'hydrogène dans les scénarios simulés



Le prix de revient du gaz vert est déterminé dans les *Futurs énergétiques 2050* de manière endogène : il dépend du prix de l'électricité utilisée pour produire de l'hydrogène, et donc du mix électrique français. Le cadrage de la SNBC consistant à recourir à une production essentiellement nationale d'hydrogène, par opposition à la situation actuelle où le gaz naturel est importé, joue alors un rôle central dans l'évaluation. Dans la configuration de référence, l'hydrogène servant à l'équilibrage du système électrique est donc produit en France par électrolyse, de manière à ne faire reposer l'équilibrage du système électrique ni sur des importations de combustibles depuis l'étranger ni sur des prélèvements supplémentaires de biomasse *(voir chapitre 3 sur le cadrage général de la SNBC et chapitre 7 sur le fonctionnement du système).* Cette configuration de référence est complétée par plusieurs variantes prenant en compte différents modes d'approvisionnement et donc une large fourchette de coûts des gaz verts.

En tenant compte du coût complet des installations de production d'électricité nécessaires pour alimenter les électrolyseurs (ainsi que de leur coût de raccordement au réseau), des coûts fixes des électrolyseurs (supposés divisés par 2,6 d'ici 2050[58]) et du coût des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène utilisées, **le coût de revient de l'hydrogène pouvant alimenter les centrales atteint de l'ordre de 120 €/MWh$_{PCI}$ à l'horizon 2050 en fonction des scénarios.**

Comme illustré sur la figure 11.14, la part correspondant à la production d'électricité et aux réseaux associés représente environ 70 % de ce coût, la part des infrastructures d'hydrogène compte pour 20 % et celle de l'électrolyse pour environ 10 %, pour un facteur de charge des électrolyseurs variant de 50 à 70 % en fonction des scénarios. Concrètement, cela signifie que le prix de revient de l'hydrogène issu du système électrique français est estimé à environ 3,6 €/kg$_{H2}$ en intégrant toute la chaîne logistique associée (stockage et acheminement de l'hydrogène), soit à environ 2,9 €/ kg$_{H2}$ avant prise en compte de cette chaîne logistique. **En ne comptabilisant que les coûts de production à base d'électricité bas-carbone (donc en retenant un périmètre fréquemment utilisé dans les discussions sur l'hydrogène), le coût de l'hydrogène produit dans les différents scénarios est de niveau comparable avec la référence de 2 €/kg$_{H2}$ qui constitue la cible industrielle de certains acteurs.**

58. Pour le coût complet du système installé, dont une part significative concerne les bâtiments et réseaux divers. Cette hypothèse est compatible avec des baisses plus significatives des piles elles-mêmes. Compte tenu du facteur de charge des électrolyseurs et du coût des autres composantes, cette hypothèse est de second ordre dans le coût de revient de l'hydrogène.

Les variantes sur le coût du gaz vert

La sensibilité de ce paramètre, susceptible de jouer un rôle important dans l'analyse économique des scénarios sans nucléaire, plaide pour qu'il soit étudié de manière détaillée via de multiples analyses de sensibilité. Un grand nombre d'acteurs, notamment issus de l'industrie du pétrole et du gaz, étudient de manière approfondie les différentes options pour décarboner les vecteurs gazeux, et cela dans une perspective mondiale en analysant les différents schémas d'approvisionnement qui pourraient reposer sur des imports de différentes molécules (hydrogène, méthane de synthèse, ammoniac, e-methanol, etc.). Dans cette perspective, le coût des gaz vert pourrait chuter. Comme présenté au chapitre 9, l'économie des gaz verts en général n'est pas aujourd'hui stabilisée et il demeure délicat de fonder la prospective de leurs coûts sur des bases consensuelles ; néanmoins il apparaît important pour l'analyse de tester des cas de figure où le gaz vert pourrait être utilisé à un coût inférieur à ce qui ressort de la modélisation.

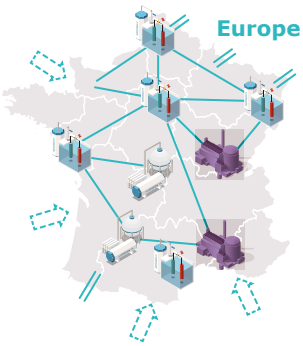
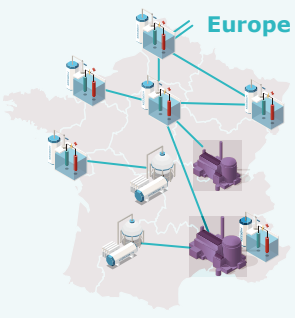
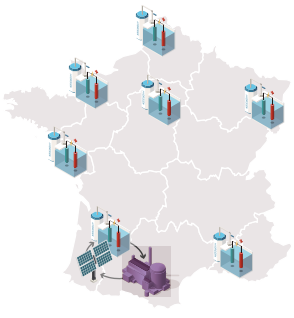
La variante « gaz verts très compétitifs » a été construite en supposant un approvisionnement en combustible à des coûts réduits à environ 70 €/MWh$_{gaz}$, qui serait rendu possible par l'utilisation de biométhane (produit en France ou importé) ou d'hydrogène importé à des coûts très favorables.

Symétriquement, la variante « gaz verts très chers » envisage une limitation forte du recours possible au biométhane (par exemple en raison d'un partage nécessaire de la biomasse ou de la difficulté de conversion du modèle agricole) et à l'hydrogène directement utilisé comme vecteur énergétique (par exemple en raison de limitations de capacités de stockage). Cette variante repose sur l'utilisation majoritaire de méthane de synthèse, requérant des transformations supplémentaires à la seule fabrication d'hydrogène, conduisant à un coût de revient d'environ 160 €/MWh$_{gaz}$.

Le coût complet de production d'électricité à base de gaz vert

Les coûts de production d'électricité à partir de thermique décarboné émergent dans tous les cas à un niveau élevé et très largement supérieur au coût complet des énergies renouvelables et du nucléaire. **Ils atteignent un coût variable de production thermique pouvant être compris entre 120 €/MWh$_e$ dans le meilleur des cas (cycle combiné fonctionnant avec un gaz à 70 €/MWh$_{gaz}$) à 400 €/MWh$_e$ dans le pire (turbine à combustion utilisant du méthane de synthèse à 160 €/MWh$_{gaz}$).** En conséquence, le volume de production d'électricité issu de ces centrales thermiques et les options d'approvisionnement en gaz verts sont des déterminants importants dans le coût complet des scénarios *(voir partie 11.6.5.5).*

Figure 11.17 Configurations envisageables pour l'approvisionnement en gaz de synthèse

	Vision d'un système hydrogène largement interconnecté et très flexible	Référence : Système hydrogène flexible	Vision d'un système hydrogène peu flexible
Électrolyse	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs flexibles	• Électrolyseurs non flexibles : fonctionnement en bande
Stockage & réseau	• Stockage largement accessible à l'échelle européenne • Fortes interconnexions + routes commerciales avec le reste du monde, pour importer de l'hydrogène à moindre coût	• Stockage largement accessible (soit via les interconnexions, soit via son développement en France) • Échanges possibles avec l'étranger pour mutualiser les capacités de stockage, mais pas d'imports massifs	• Possibilités de stockage très limitées • Pas d'import-export
Production thermique	• Centrales thermiques utilisant l'hydrogène du réseau (produit en France ou importé)	• Centrales thermiques utilisant principalement l'hydrogène du réseau • Variante avec combinaison de méthane de synthèse et de biométhane	• Centrales thermiques alimentées par du méthane de synthèse
Coût du gaz pour la production d'électricité	• Environ 70 €/MWh_{PCI}	• Environ 120-130 €/$MMWh_{PCI}$	• Environ 160 €/MWh_{PCI}
Cartographie schématisée du réseau			

Électrolyseur — Stockage H_2 — Centrale thermique — Routes commerciales d'import de gaz décarboné — Interconnexions

Figure 11.18 Caractéristiques techniques de la chaîne de production d'électricité à partir de gaz verts

		Hydrogène			Méthane	
1 **Fabrication du combustible**	**Technologie**	Électrolyse de l'eau (coproduit : oxygène)	Vaporeformage du méthane (coproduit : CO_2 avec CCS)	Pyrolyse de méthane (coproduit : carbone solide)	Biométhane (fermentation + épuration) (coproduits : CO_2 + digestat)	Méthane de synthèse
	Difficultés	• Stockage • Réseau • Gisement électricité bas-carbone	• Stockage • Réseau • Logistique CCS	Procédé non mature	Passage difficile à l'échelle industrielle (problèmes d'acceptabilité)	• Gisement d'électricité bas-carbone • Approvisionnement en CO_2
	Importations possibles	Par gazoduc, depuis l'Europe étendue			Depuis le monde (par gazoduc ou GNL)	
2 **Production d'électricité pour l'équilibrage**	**Technologie**	CCG et TAC à hydrogène			CCG et TAC conventionnels	
	Maturité	Expérimentation			Industriel	
	Rendement (PCI)	~40% pour les TAC à ~55-60% pour les CCG			~40% pour les TAC à ~55-60% pour les CCG	
3 **Rendement total du cycle *Power-to-X-to-power* (PCI)**		25% (TAC) à 35 % (CCG)			20% (TAC) à 30% (CCG)	

Figure 11.19 Synthèse des coûts de production thermique décarbonée

	Hydrogène			Méthane		Combustibles fossiles + CCS	
Technologie	Électrolyse de l'eau	Vaporeformage du méthane	Pyrolyse de méthane	Biométhane	Méthane de synthèse	Gaz naturel	Charbon
CAPEX	TAC : 800 €/kW_e, CCG : 1 100 €/kW_e			TAC : 600 €/kW_e, CCG : 900 €/kW_e		2 000 €/kW_e	4 400 €/kW_e
Coût 2050 combustible en centrale	132 €/MWh_{H2} 3 €/kgH_2 (2/3 EnR + 1/3 électrolyse) + stockage H_2 (25 €/MWh, ρ=95%)	130 €/MWh_{H2} 1,8 €/kgH_2 + CCS (100 €/tCO_2) + stockage H_2 (25 €/MWh, ρ=95%)	?	80 €/MWh_{gaz} Valeur ADEME 100% gaz vert	170 €/MWh_{gaz} 3 €/kg_{H2} + méthanation (9 €/MWh_{CH4}) + CO_2 (25 €/MWh_{CH4}) + stockage CH_4 (5 €/MWh_{CH4}, ρ=95%)	20 €/MWh_{gaz}	80 €/t
Coût variable de production électrique	240 à 350 €/MWh_e		?	130 à 200 €/MWh_e	290 à 410 €/MWh_e	37 €/MWh_e	20 €/MWh_e

11.3.5.4 La flexibilité européenne : la prise en compte des échanges aux frontières dans l'analyse économique

L'évaluation économique vise enfin à tenir compte des coûts de la flexibilité située à l'étranger et qui bénéficie au système français. Dans la mesure où une partie des moyens de flexibilité est mutualisée à l'échelle européenne grâce aux interconnexions, il est difficile d'attribuer des coûts de la flexibilité à la France plutôt qu'à un autre pays. Certains moyens thermiques sont par exemple installés dans des pays limitrophes pour garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant dans ces pays mais peuvent également contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la France sur certaines périodes de tension « non simultanées ». L'attribution des coûts de cette flexibilité entre pays européens constitue un sujet complexe dans l'analyse économique.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, ces coûts sont pris en compte au travers de la valorisation des échanges d'électricité. À chaque instant, les volumes d'électricité échangés sont valorisés au coût marginal vu de France. **Ainsi, les coûts associés aux imports d'électricité lors des périodes de tension sur l'équilibre offre-demande en France reflètent la contribution des productions étrangères aux besoins d'équilibrage du système français :** ils sont donc comptabilisés dans les coûts de la flexibilité. Réciproquement, les exports représentent la contribution de la France aux besoins des pays étrangers : ils sont comptabilisés en tant que recettes, identifiées par la suite, et permettent de constater que, dans les scénarios simulés, la France n'est pas en situation de dépendance « nette » des capacités des pays voisins.

La méthode retenue permet ainsi de réduire la sensibilité de l'analyse à la localisation des capacités utilisées pour l'équilibrage.

S'agissant des ouvrages d'interconnexions eux-mêmes, bien que ceux-ci contribuent à la flexibilité et à l'équilibrage du système, leurs coûts sont comptabilisés dans la catégorie « réseau de transport » dans toute la suite de ce chapitre, par convention.

11.3.6 Les coûts des réseaux : des hypothèses de coûts fondées sur les références utilisées par les gestionnaires de réseau pour dimensionner les infrastructures

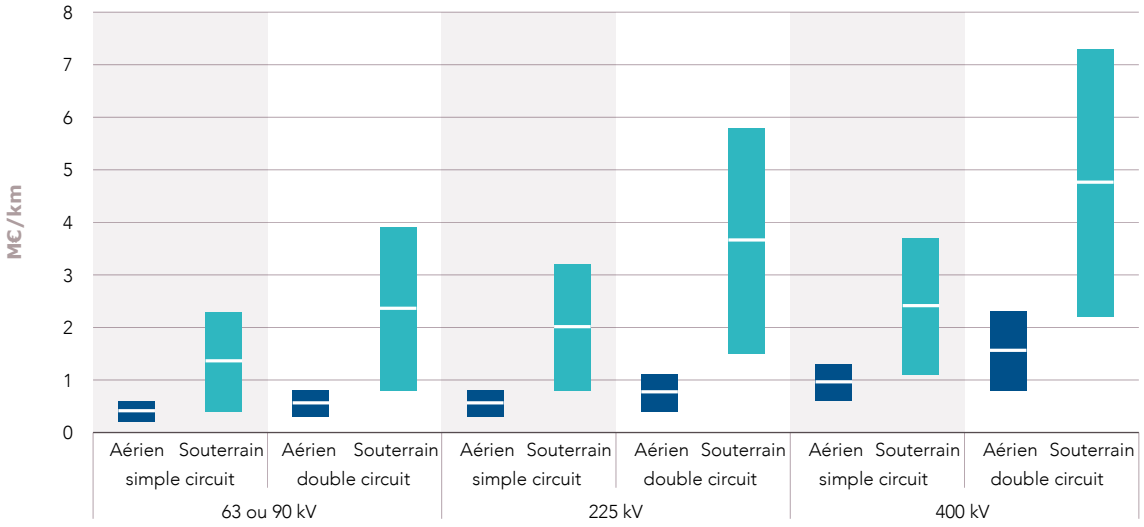
Les évaluations des coûts de réseau réalisées par RTE et Enedis dans le cadre de cette étude s'appuient sur les références de coût utilisées par les gestionnaires de réseau pour dimensionner leurs infrastructures.

S'agissant des coûts du réseau de transport, ceux-ci s'appuient sur les hypothèses publiées dans le cadre des méthodes de calcul des coûts prévisionnels (MCCP) de RTE[59]. Ils sont évalués sur la base de modélisations économiques reprenant les principes de dimensionnement utilisés pour l'évaluation des projets d'adaptation du réseau.

Le coût projeté des futures lignes tient compte également d'une évolution progressive dans les choix technologiques visant à favoriser l'acceptabilité et à réduire l'empreinte environnementale. En particulier, une grande partie des projets futurs correspond à des lignes souterraines. Le schéma décennal de développement de réseau (SDDR) de RTE publié en 2019 articule déjà des principes généraux, intégrant la préférence forte pour le souterrain dans certaines configurations mais aussi une réalité économique : le surcoût du souterrain sur la durée de vie de l'ouvrage est faible pour les niveaux de tension 63 et 90 kV, mais très significatif pour les niveaux de tension supérieurs. Pour

59. *« Documentation Technique de Référence de RTE, Chapitre 2 – Études et schémas de raccordement, Article 2.6 Méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables »*, RTE (décembre 2020), disponible en ligne.

Figure 11.20 Amplitude des coûts d'investissement des liaisons aériennes et souterraines du réseau de transport d'électricité



les réseaux de répartition (principalement 63 kV et 90 kV), il prévoit un principe «par défaut» de construction en souterrain de toutes les nouvelles lignes, sauf impossibilité technique, environnementale ou économique. La mise en souterrain pour les évolutions du réseau de grand transport est également prévue en complément du renforcement des couloirs existants. Tant pour faciliter l'acceptabilité de telles lignes que pour des raisons techniques (raccordement de parcs éoliens en mer à grande distance des côtes), le développement de lignes à courant continu constitue une option envisageable au-delà de 2030 *(voir chapitre 10 sur les réseaux)*. Un surcoût est attendu par rapport aux lignes en courant alternatif et pris en compte dans l'analyse technico-économique.

11.4 À moyen terme (horizon 2030-2035), le système électrique peut s'appuyer sur du nucléaire prolongé et des énergies renouvelables de plus en plus compétitives pour accélérer la décarbonation de l'économie

11.4.1 Même si les énergies renouvelables ont fortement gagné en compétitivité au cours des dernières années, la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants est économiquement pertinente dans toutes les configurations

Sur les dix à quinze prochaines années, les leviers pour maintenir en France un mix électrique bas-carbone tout en accompagnant l'électrification des usages sont de deux ordres sur le volet offre : le développement des énergies renouvelables et le maintien en conditions d'exploitation des réacteurs nucléaires existants.

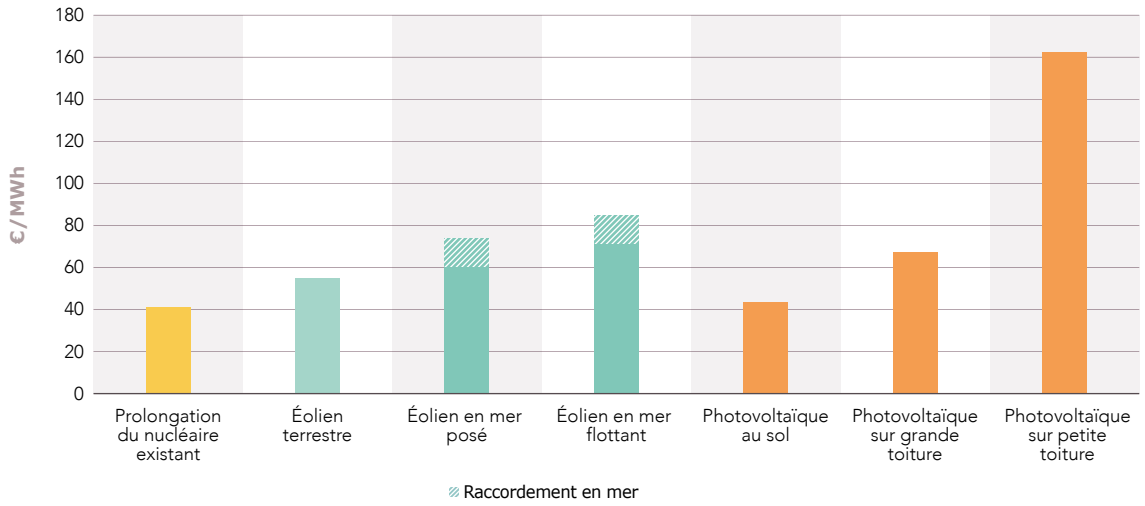
Au cours de la dernière décennie, l'essor de l'éolien et du photovoltaïque (en France mais également en Europe et dans le reste du monde) a contribué à la structuration de filières industrielles à grande échelle et à des innovations technologiques qui permettent aujourd'hui de disposer de technologies globalement compétitives. Les appels d'offres les plus récents pour l'éolien terrestre et les parcs photovoltaïques au sol ont ainsi fait émerger des niveaux de prix autour de 50 à 60 €/MWh, soit un niveau comparable, voire inférieur aux prix observés sur le marché de gros de l'électricité ces dernières années. Pour les nouvelles installations, le soutien public serait donc globalement neutre (voire aurait un effet positif) sur le budget de l'État. **RTE a déjà montré qu'à moyen terme la croissance de la part des énergies renouvelables ne nécessite pas d'investissements massifs dans la flexibilité pour l'équilibre offre-demande et que les coûts pour les réseaux restent maîtrisés.**

Dans ce contexte, certaines parties prenantes s'interrogent parfois sur la pertinence économique de prolonger les réacteurs nucléaires de deuxième génération. Pour autant, l'analyse montre que même en intégrant de manière rigoureuse la totalité des investissements nécessaires à la poursuite de l'exploitation du nucléaire existant au-delà de 40 ans et au changement des gros composants des centrales, les coûts de production à engager se situeraient autour de 30 à 40 €/MWh en coût de prolongation (hors remboursement et rémunération de l'investissement initial), soit un niveau plus faible que celui de nouvelles installations renouvelables à cet horizon (40-80 €/MWh). **Ceci fait de la poursuite de l'exploitation des réacteurs existants l'option économique la plus compétitive à moyen terme, et ce dans toutes les configurations étudiées.**

Le Bilan prévisionnel 2017 de RTE identifiait une limite à la prolongation en cas de surcapacités d'électricité renouvelable à l'échelle européenne combinée à une demande électrique stable ou en diminution, qui aurait conduit à des prix de marché de l'électricité durablement faibles. Cette limite peut aujourd'hui être levée tant les conditions de marché actuelles et prévisionnelles pour les années qui viennent diffèrent : les consommations d'électricité sont orientées à la hausse sous l'effet des nouveaux usages électriques, les rythmes de développement effectifs des renouvelables demeurent inférieurs aux objectifs fixés, la perspective d'une production abondante d'hydrogène bas-carbone va encore contribuer à faire augmenter la consommation, le prix du carbone sur le marché ETS maintient les prix de gros de l'électricité à un niveau élevé, etc.

Ainsi, **dans un système électrique évoluant vers la neutralité carbone, il existe un espace économique pour la prolongation de tous les réacteurs nucléaires existants, même en cas de développement significatif de la production renouvelable suivant la trajectoire fixée par les pouvoirs publics et en cas d'accélération du développement de la production renouvelable des pays voisins.**

Figure 11.21 Comparaison des coûts complets annualisés (OPEX et annuités dues) pour les différentes capacités en exploitation à l'horizon 2030 dans les six scénarios de mix considérés (moyenne des scénarios)



Cette conclusion est d'ordre purement économique et n'invalide en rien les autres déterminants à prendre en compte pour décider de la trajectoire de fermeture du parc de deuxième génération, et notamment l'enjeu de sûreté des réacteurs et l'enjeu d'un lissage cohérent avec les problématiques rappelées au chapitre 4 sur la gestion de «l'effet falaise».

11.4.2 Sur la base d'un socle « nucléaire + renouvelables », l'électrification des usages constitue dès maintenant une solution économiquement efficace pour réduire les émissions de gaz à effet de serre

11.4.2.1 Le coût moyen de production en France reste faible, même en intégrant le développement des énergies renouvelables

À moyen terme, le développement des énergies renouvelables et la prolongation de l'exploitation des réacteurs nucléaires existants trouvent une justification économique et climatique par la nécessité de réduire les émissions de CO_2 et d'accompagner l'électrification des usages. En effet, comme présenté au chapitre 3, la consommation d'électricité est attendue en hausse au cours de la prochaine décennie et pourrait ainsi dépasser 500 TWh à l'horizon 2030. Pour que cette politique d'électrification soit compétitive, elle doit s'appuyer sur un mix électrique dont les coûts sont maîtrisés.

L'analyse du « début de trajectoire », c'est-à-dire de la période 2020-2030 est largement cadrée par la PPE et les perspectives industrielles actuelles : les moyens de production qui entreront en service entre 2025 et 2030 sont pour l'essentiel déjà à l'état de projet, et *a contrario* le lancement aujourd'hui de nouveaux grands projets (nucléaire, éolien en mer ou grands parcs photovoltaïques) ne pourrait se traduire par des mises en service que dans la décennie suivante à cadre procédural inchangé. Comme les centrales thermiques sont marginales dans le mix français, la variation du coût des hydrocarbures n'a qu'une influence minime sur les coûts moyens de production d'électricité en France.

Le coût moyen de production d'électricité en France au cours de la prochaine décennie est donc très largement connu et aisé à analyser.

Il convient de noter que cette analyse porte ici sur les coûts à l'échelle des acteurs de la collectivité et ne peut être directement assimilée à une analyse de l'évolution des prix de l'électricité acquittés par les consommateurs. Ces derniers dépendent en effet non seulement du coût du mix français, mais également des prix d'équilibre du marché européen d'électricité, de la fiscalité, des dispositifs visant à sécuriser l'approvisionnement (mécanisme de capacité) et des dispositifs mis en place par l'État pour faire bénéficier le consommateur français de l'avantage compétitif du nucléaire existant (ARENH jusqu'en 2025, tarifs réglementés de vente). La forte volatilité de certaines de ces composantes et l'ajustement progressif à réaliser sur d'autres, conduisent à des augmentations du prix de l'électricité même dans une situation de stabilité globale des coûts de production.

Ainsi, la hausse récente des prix de l'électricité en Europe, tirée par l'augmentation des prix du gaz et, dans une moindre mesure, celle des prix du carbone sur le marché EU-ETS, est intervenue alors même que les coûts de production d'électricité en France demeuraient pour l'essentiel identiques, la production d'électricité en France ne s'appuyant que marginalement sur des moyens fossiles. Elle ne fait **qu'illustrer la réalité opérationnelle du fonctionnement des marchés de l'électricité, qui est européenne *(voir chapitre 6)* : dans un système fortement interconnecté, le prix fixé sur les marchés en France dépend très fréquemment des coûts marginaux des centrales fossiles dans le reste de l'Europe.**

La relative stabilité des coûts de production d'électricité attendue en France au cours des dix prochaines années concerne donc les fondamentaux de production et ne peut directement se traduire en une prévision d'évolution des prix de marché. En revanche, dans un contexte de crise énergétique marqué par l'envolée du prix des hydrocarbures importés, cette stabilité du coût moyen de production en France constitue la meilleure garantie à terme que le prix de l'électricité en France puisse demeurer significativement moins cher, en moyenne, que celui des pays voisins.

11.4.2.2 Le remplacement des énergies fossiles par l'électricité peut se faire sur cette base à un coût très compétitif

L'efficacité d'une politique consistant à développer ou maintenir les solutions bas-carbone tout en électrifiant s'apprécie, sur le plan économique, en rapportant le coût de cette politique aux émissions évitées, et en le comparant aux alternatives.

Les *Futurs énergétiques 2050* permettent, sur la base de trajectoires réactualisées, d'évaluer la compétitivité des actions de décarbonation *(voir partie 11.9 pour l'analyse détaillée)*. L'analyse détaillée menée en partie 11.9 conclut sans ambiguïté que, même si le coût de production renouvelable reste légèrement plus élevé que celui du nucléaire historique à cet horizon, **un mix de production fondé sur un socle « nucléaire historique + énergies renouvelables matures » combiné avec l'électrification des usages représente dès les prochaines années une solution de décarbonation efficace du point de vue du coût des émissions de gaz à effet de serre évitées.**

Plus précisément, en s'appuyant sur ce socle de production d'électricité bas-carbone compétitif, les analyses montrent que le coût d'abattement (i.e. coût de réduction des émissions rapporté au volume d'émissions évitées) de la combinaison « électrification des usages + mix nucléaire existant/renouvelables », apparaît inférieur à la valeur tutélaire du carbone (ou valeur de l'action pour le climat) retenue par les pouvoirs publics à l'issue du rapport Quinet[60] de 2019 (évaluée à 250€/tCO_2eq en 2030 et 775 €/tCO_2eq en 2050). Ceci signifie que les actions de réduction des émissions sont efficaces du point de vue de la collectivité et doivent être engagées.

60. *« La valeur de l'action pour le climat. Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques »*, Rapport de la commission présidée par Alain Quinet. France Stratégie (février 2019)

11.4.3 Une accélération de l'électrification pour atteindre le nouvel objectif européen sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre est possible à un coût maîtrisé

La déclinaison du nouvel objectif européen sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 (-55 % sur les émissions nettes contre -40 % dans l'ancien objectif) va inévitablement conduire à mobiliser plus fortement l'ensemble des leviers de décarbonation du système énergétique.

Dans ce contexte, l'accélération de l'électrification est amenée à jouer un rôle important pour l'atteinte de ces nouveaux objectifs climatiques. Comme évoqué précédemment, ce mouvement peut s'appuyer sur un ensemble de moyens de production d'électricité bas-carbone très compétitifs, dont la production dépasse dès aujourd'hui les 500 TWh annuels et qui devrait croître au cours des prochaines années avec la poursuite du développement des énergies renouvelables (mise en service des premiers parcs éoliens en mer, construction de nouveaux parcs éoliens terrestres et photovoltaïques).

Sur le plan technique, l'analyse de la variante « accélération 2030 » montre que le système électrique français disposera de suffisamment de production d'énergie bas-carbone à l'horizon 2030 pour alimenter les nouveaux usages et pour intégrer un déploiement accéléré. Du point de vue des besoins en puissance, les études de sécurité d'approvisionnement menées par RTE ont mis en évidence des marges suffisantes pour le système électrique à 2030, à condition d'accélérer le développement des énergies renouvelables comme le prévoit la PPE, d'assurer un niveau de flexibilité minimal sur les nouveaux usages (pilotage de la recharge des véhicules électriques avec des dispositifs simples tels que le pilotage tarifaire heures pleines/heures creuses, flexibilité des électrolyseurs…) et de développer les interconnexions.

En conséquence, le socle de moyens de production bas-carbone existants (nucléaire, hydraulique et renouvelables) et le développement des énergies renouvelables orienté sur des grands parcs constituent des leviers très favorables pour intégrer les nouveaux usages de l'électricité à un coût maîtrisé.

L'accélération de l'électrification ne nécessite ainsi pas de « saut d'investissement » dans la production d'électricité et ne conduit donc pas à une rupture haussière sur les coûts du système électrique. Dans ces conditions, les coûts d'abattement des émissions de gaz à effet de serre restent nettement inférieurs à la valeur tutélaire du carbone pour l'essentiel des transferts d'usages vers l'électricité même en cas d'accélération de l'électrification.

La compétitivité d'une action côté offre sur la production d'électricité est loin d'invalider l'intérêt des leviers d'action côté demande : l'atteinte des objectifs élevés sur l'efficacité énergétique, l'activation des gisements identifiés dans le scénario « sobriété », constituent autant d'actions au bénéfice climatique évident, et qui soulagent d'autant les enjeux industriels sur la production d'électricité.

11.4.4 Les leviers pour garantir l'atteinte de la trajectoire « accélération 2030 » sont de prolonger l'exploitation des réacteurs du parc existant et de développer le plus d'énergies renouvelables matures

La trajectoire « accélération 2030 » ne constitue pas une difficulté du point de vue du mix électrique, mais pose tout de même comme prérequis de faire croître la production d'électricité bas-carbone au cours des dix prochaines années.

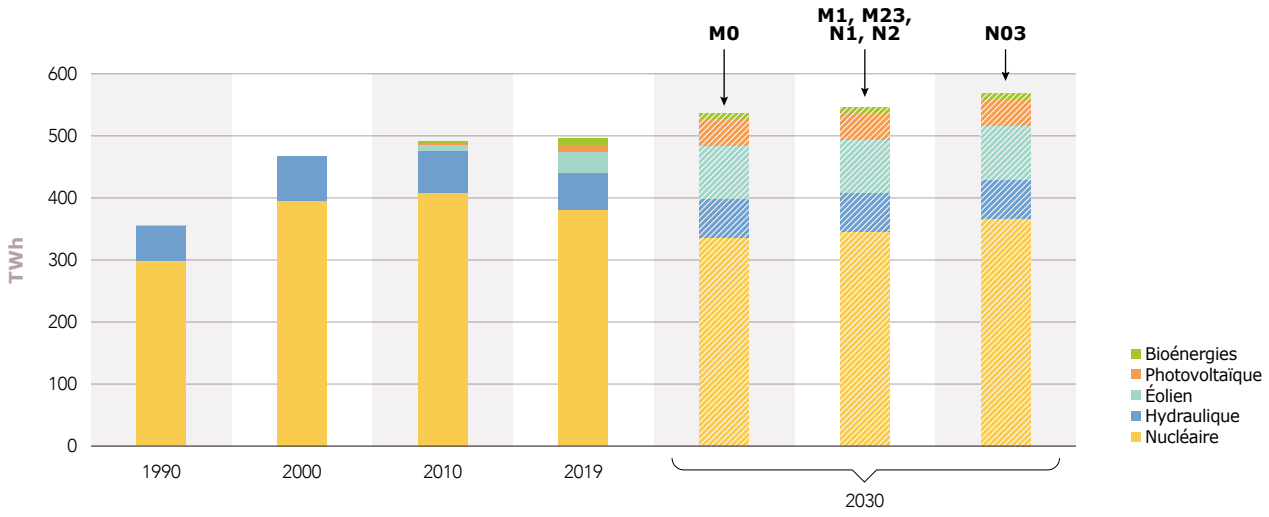
Or les analyses présentées dans le Bilan prévisionnel 2021 publié en mars 2021 ont montré qu'au cours des 15 dernières années, la production d'électricité bas-carbone n'avait pas crû alors même qu'aucune centrale nucléaire n'a été fermée avant 2020. **La moindre production des réacteurs nucléaires historiques est due à leur plus faible disponibilité moyenne durant l'année (les arrêts pour maintenance sont aujourd'hui plus longs et le demeureront au cours des prochaines années où sera atteint le pic d'activité du grand carénage et des quatrièmes visites décennales pour les réacteurs de 900 MW). Elle ne découle en rien d'une supposée « priorité » des renouvelables par rapport au nucléaire sur le réseau.**

À moyen terme, seule une logique de maximisation de la production bas-carbone reposant sur la poursuite d'exploitation des réacteurs et le développement des énergies renouvelables permet au système électrique d'accompagner des besoins en augmentation, sans recourir trop fortement aux imports. **L'adoption d'une politique de développement du potentiel de production d'électricité bas-carbone est donc adaptée d'un point de vue climatique.**

À l'horizon 2030, les délais ne permettant pas, dans tous les cas de figure, d'envisager que de nouveaux réacteurs nucléaires soient construits d'ici là, les options pour garantir la couverture des nouveaux besoins en électricité consistent à prolonger l'exploitation des réacteurs nucléaires existants, à accélérer le développement des énergies renouvelables et à promouvoir l'efficacité énergétique et la sobriété pour maîtriser l'augmentation de la consommation d'électricité et réduire ainsi les contraintes sur le mix.

Mettre en œuvre cette logique implique, de manière simultanée, de pousser le rythme de développement des renouvelables à son niveau maximal et de faire fonctionner plus longtemps les réacteurs actuels en amendant la trajectoire de fermetures prévue par

Figure 11.22 Volumes de production électrique décarbonée disponibles entre 1990 et 2030



la PPE, sans préjudice de la nécessité pour tous les réacteurs de respecter les prescriptions de sûreté fixées par l'ASN. **Une telle modification du calendrier devrait néanmoins demeurer cohérente avec la stratégie à long terme de gestion de « l'effet falaise » associé à la pyramide des âges du parc, qui implique de lisser les fermetures sur le temps long.** Dans une optique de renforcement des objectifs climatiques à l'horizon 2030, les options à débattre dans le cadre de la préparation de la future PPE pourront donc porter sur le respect voire l'accélération de la trajectoire de développement des renouvelables d'une part, l'étalement de la trajectoire de fermeture des réacteurs nucléaires d'autre part, sans oublier les nécessaires efforts sur la maîtrise de la consommation.

Côté offre, les coûts restant à engager pour poursuivre l'exploitation des réacteurs, en intégrant le coût du grand carénage, restent faibles (30 à 40 €/MWh). Pour le nucléaire, les quatrièmes visites décennales engendrent un risque de retard et d'indisponibilité des réacteurs – donc de sécurité d'approvisionnement –, mais pas un enjeu économique significatif en ce qui concerne les coûts de prolongation. Bien que plus élevés, ceux d'investissement dans des grands parcs d'énergies renouvelables sont également compétitifs pour contribuer à l'électrification des procédés et ne nécessitent pas, au cours des prochaines années, de développement coûteux des flexibilités.

Étant donné ces niveaux de coûts et dans un contexte de croissance de la consommation d'électricité, ce parc de production d'électricité bas-carbone ne présente aucun risque de regret sur le plan économique. Même dans un cas où les nouveaux usages de l'électricité se développeraient à un rythme plus lent qu'escompté, le socle constitué des réacteurs nucléaires existants et des énergies renouvelables permettra des exports d'électricité vers le reste de l'Europe via les interconnexions.

Un système électrique interconnecté dans lequel les pays voisins utilisent encore largement ou majoritairement des énergies fossiles, et où le prix de l'électricité dépend des unités fossiles et du prix du carbone sur le marché EU-ETS, conduit en effet à un fort intérêt économique pour les exports d'électricité bas-carbone.

Cette situation possède également de bonnes propriétés sur le plan climatique. Un système électrique français qui resterait structurellement exportateur aurait une influence au moins égale, voire supérieure, sur les émissions de CO_2 à l'échelle globale : réduire l'utilisation des combustibles fossiles pour la production d'électricité constitue l'action dont le bénéfice climatique est le plus élevé avec le remplacement des voitures à essence par des véhicules électriques et la fin des chaudières au fioul pour le chauffage. **Sur le plan climatique, le risque de coût échoué qui serait lié à la prolongation du nucléaire existant et au développement des énergies renouvelables est donc nul.**

Cette analyse des leviers pour atteindre en 2030 des objectifs de décarbonation plus ambitieux ne serait pas complète si elle faisait l'impasse sur les actions côté demande. RTE a rappelé dans chacun de ses Bilans prévisionnels depuis de nombreuses années que la maîtrise de la demande constituait un outil indispensable à la fois pour soulager les contraintes sur le système électrique et pour réaliser la transition énergétique. Le renforcement des objectifs 2030 implique donc également un rehaussement de l'ambition sur la maîtrise de la consommation tout autant qu'un effort d'électrification accru. Parmi les actions d'efficacité énergétique, certaines sont à coût faible (notamment la promotion de l'efficacité dans les nouveaux usages électriques comme le numérique) et d'autres à coût plus élevé (notamment la rénovation thermique des bâtiments quand elle n'est pas ciblée sur les logements les plus énergivores et/ou les plus émetteurs de CO_2, comme l'a montré l'étude publiée par RTE et l'ADEME en décembre 2020, ainsi que la partie 11.9 de ce chapitre). Les leviers de sobriété renvoient, eux, à l'organisation des modes de consommation et de production. Leur chiffrage économique complet nécessiterait de considérer d'éventuelles externalités dont la prise en compte peut faire débat[61] *(voir chapitre 13).*

61. La valorisation de la perte de confort associée à la sobriété est une notion qui peut être largement débattue, sous l'angle économique mais aussi sociologique.

11.5 À long terme (horizon 2050-2060), un nouveau cycle d'investissement pour atteindre la neutralité carbone et sortir des énergies fossiles mais un coût du système électrique qui augmente de manière modérée

11.5.1 Les besoins d'investissement dans le système électrique sont en forte croissance

11.5.1.1 Les besoins d'investissement dans le système électrique doivent augmenter de 50 % voire doubler par rapport aux tendances des années passées

Les investissements totaux dans le système électrique français en vue d'atteindre la neutralité carbone sont estimés dans les *Futurs énergétiques 2050* à environ 750 à 1000 milliards d'euros sur l'ensemble de la période 2020-2060, soit de l'ordre de 20 à 25 milliards d'euros par an en moyenne. Ils portent sur l'ensemble des composantes du système électrique, en particulier :

- sur la production, avec environ 500 milliards d'euros pour prolonger les centrales existantes et construire des énergies renouvelables et des centrales nucléaires (dans les scénarios « N ») ;
- sur les réseaux, avec environ 250 à 350 milliards d'euros à mobiliser, en particulier pour raccorder l'éolien en mer, adapter les réseaux de transport et de distribution au nouveau mix mais aussi renouveler les infrastructures les plus anciennes.

À titre de comparaison, les investissements réalisés dans le système électrique au cours des dix dernières années ont été estimés dans le cadre de cette étude à environ 13 milliards d'euros par an. L'effort en matière d'investissement devra donc être significativement renforcé par rapport aux montants actuels.

Deux facteurs expliquent cette hausse. D'une part, l'augmentation de la consommation électrique au détriment de celle des énergies fossiles entraîne mécaniquement le report sur l'électricité d'une partie des fonds jusqu'alors investis dans le pétrole ou le gaz fossile : il s'agit donc d'un transfert entre énergies. D'autre part, le cycle de réinvestissement dans le système électrique implique également d'assurer le remplacement des infrastructures approchant de leur fin de vie théorique, même si les nouvelles méthodes de gestion des actifs permettent aujourd'hui de remplacer les matériels par rapport à leur degré d'usure réel et non uniquement par classe d'âge. Parmi ces actifs, le cas des réacteurs nucléaires de seconde génération a été largement abordé dans ce rapport mais n'épuise pas la problématique : réinvestissement dans les installations hydrauliques, remplacement des composants du réseau électrique national construit immédiatement après la seconde guerre mondiale, et même remplacement des éoliennes et panneaux solaires installés dans les années 2000, dont la durée de vie normative est estimée entre 20 et 30 ans selon les cas. Il s'agit donc bien d'un cycle complet de réinvestissement dans le système électrique.

11.5.1.2 Les besoins d'investissement sont fortement différenciés selon les scénarios de mix

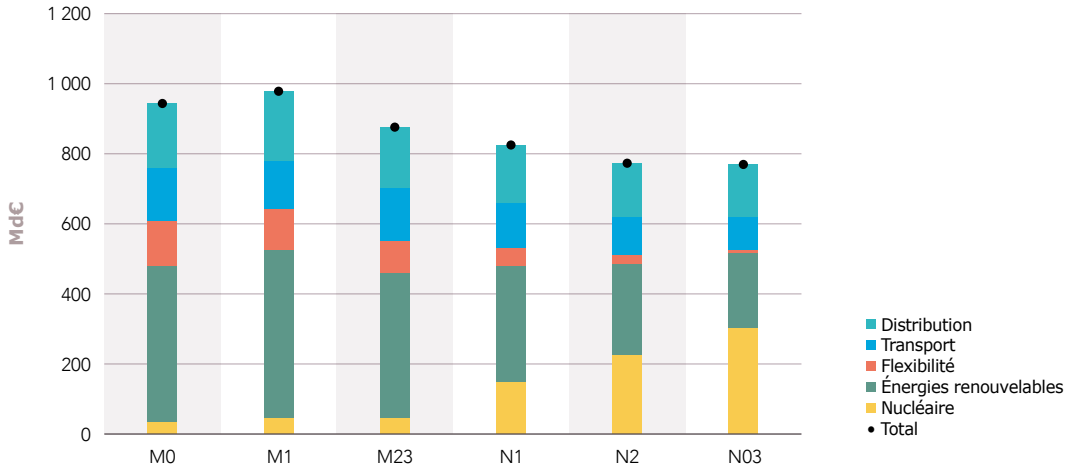
Sur toute la période entre 2020 et 2060, il existe un écart de plus de 200 milliards d'euros entre le scénario nécessitant le plus d'investissement (M1) et ceux en nécessitant le moins (N2 et N03). Il s'agit d'un différentiel de cinq milliards d'euros par an, qui est donc significatif.

Cet écart s'explique, pour le scénario M1, par le coût plus important du photovoltaïque en toiture par rapport aux autres scénarios où la capacité installée est inférieure et qui n'est pas compensé par une diminution des coûts réseaux. En effet, les investissements dans le réseau de transport sont un peu plus faibles, mais ceux dans le réseau de distribution sont plus élevés, selon les estimations d'Enedis, dans M1 par rapport aux scénarios M0 ou M23.

De manière plus générale, l'écart entre les scénarios s'explique par les investissements sur les réseaux et les flexibilités plus élevés dans les scénarios M et dans N1. Ces quatre scénarios constituent des scénarios «à haute proportion en énergies renouvelables» selon les termes du rapport commun entre RTE et l'Agence internationale de l'énergie et sont donc concernés par les problématiques soulevées dans ce rapport et dont il avait été indiqué qu'elles étaient susceptibles de présenter des postes de coût significatifs.

La comparaison des montants d'investissement ne suffit pas à discriminer les scénarios de mix sur leur performance économique. Il convient en effet d'amortir les investissements sur les durées de vie des différents actifs et de prendre en compte l'ensemble des coûts du système, y compris les coûts d'exploitation et les coûts variables (OPEX) qui peuvent différer nettement selon les filières.

Figure 11.23 Dépenses d'investissement dans le système électrique cumulées sur la période 2020-2060



11.5.1.3 Les montants d'investissement dans le système électrique représentent une faible part de l'investissement total en France, mais des dépenses importantes sur les usages à l'aval sont à prévoir

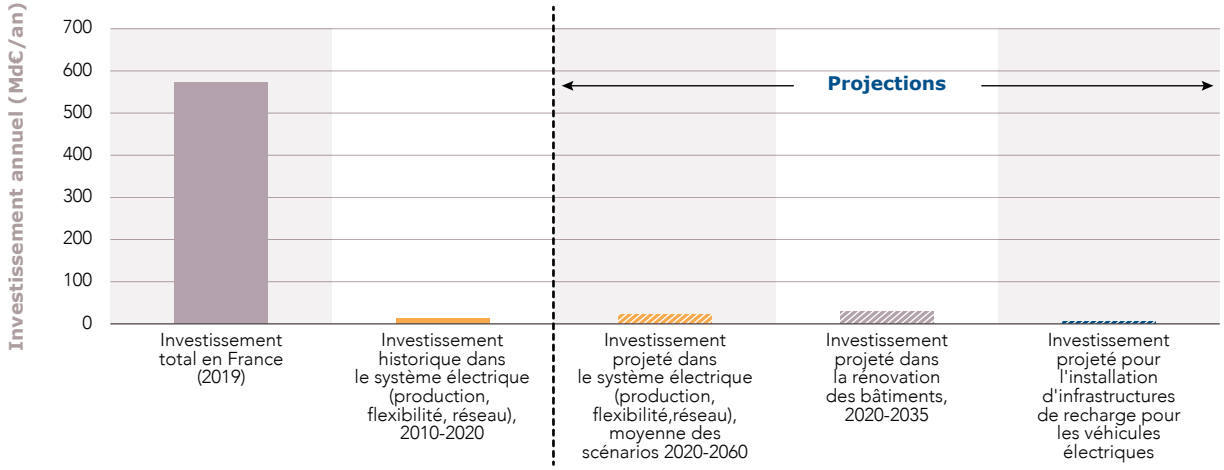
Les chiffres présentés au paragraphe précédent peuvent sembler importants. Néanmoins, ils doivent être interprétés dans un contexte large.

Au travers des mécanismes de soutien et des dispositifs de régulation, l'État définit dans une large mesure le montant de ces investissements et en assure le financement partiel au-delà de la rémunération perçue sur les marchés. Cependant, ces investissements seront en majorité portés par des acteurs privés et par les gestionnaires de réseau : dans ce cas, ils ne constitueront donc pas directement des investissements publics. Dans un certain nombre de cas, l'investissement public pourrait s'avérer nécessaire (nouveau nucléaire, sociétés d'économie mixte investissant dans des projets d'énergies renouvelables) : l'étude ne distingue pas les investissements selon qu'ils sont portés par l'État, les collectivités ou les acteurs privés.

D'autre part, les montants d'investissement envisagés (20 à 25 milliards d'euros par an) doivent être mis en perspective d'autres dépenses pour la transition énergétique, qui s'avèrent également importantes. À titre d'exemple, RTE avait estimé dans ses précédentes études un montant d'investissement nécessaire de l'ordre de 30 milliards d'euros par an dans les bâtiments en vue de décarboner les besoins de chaleur (rénovations, remplacement d'équipements) et de l'ordre de 6 milliards d'euros par an pour assurer le développement des infrastructures nécessaires aux recharges des véhicules électriques. Des investissements importants dans d'autres secteurs (biométhane, agriculture, réseaux de chaleur, efficacité énergétique dans l'industrie…) seront aussi nécessaires pour atteindre la neutralité carbone.

Plus généralement, les investissements dans le système électrique occupent aujourd'hui une faible part de l'investissement total (public et privé) en France, qui s'élève à plus de 500 milliards d'euros par an[62]. Les dépenses d'investissement pour le système électrique (production, flexibilité et réseau) pourraient représenter finalement environ 3 à 4 % de l'investissement total en France sur toute la période considérée.

Figure 11.24 Rythmes d'investissement dans le système électrique et dans les usages aval



62. Formation brute de capital fixe de l'ensemble des secteurs institutionnels à prix courants : 517 Md€ en 2017, 541 Md€ en 2018, 573 Md€ en 2019 (source : INSEE, comptes nationaux).

11.5.2 Le coût total du système électrique va augmenter pour accompagner la hausse des consommations, mais le coût des importations d'énergies fossiles va diminuer dans le même temps

Pour comparer les coûts totaux des scénarios, il est nécessaire d'évaluer le coût complet annualisé du système électrique, intégrant l'amortissement des montants d'investissement (CAPEX) et les coûts de financement associés mais également les coûts d'exploitation, de maintenance et les coûts des combustibles nécessaires à l'approvisionnement des centrales. Cette analyse a été menée sur l'ensemble de la période 2020-2060 pour les scénarios de mix étudiés et sur trois trajectoires de consommation : trajectoire de référence, scénario sobriété et de réindustrialisation profonde.

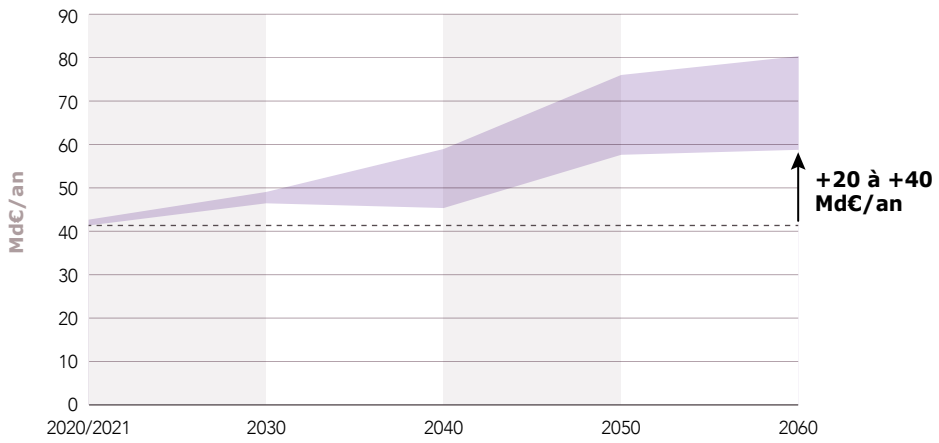
11.5.2.1 L'augmentation de la place de l'électricité dans le mix énergétique se traduit par des coûts totaux du système électrique en nette hausse

L'électricité représente 25 % des besoins énergétiques de la France aujourd'hui. À l'avenir, cette part progressera et devrait dépasser les 50 %, voire plus en intégrant la production d'électricité nécessaire à la décarbonation des vecteurs gazeux et liquide. En volume brut, le coût du système est donc amené à croître dans des proportions significatives, mais son financement s'appuiera sur une assiette élargie.

Cette analyse est confirmée par l'analyse économique des *Futurs énergétiques 2050*, qui met en évidence une augmentation du coût complet annualisé du système électrique au périmètre production-flexibilité-réseau sur les prochaines décennies et dans tous les scénarios. À l'horizon 2060, le coût complet du système électrique atteindrait ainsi de l'ordre de 60 à 80 Md€/an selon les scénarios, soit une hausse de l'ordre de 15 à 40 Md€/an par rapport à aujourd'hui.

Cette augmentation doit être mise en regard de l'augmentation de la part de l'électricité dans le mix énergétique et de la baisse attendue des

Figure 11.25 Évolution du coût complet du système électrique, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



importations de combustibles énergétiques. Une partie de l'augmentation des coûts annualisés est ainsi directement liée à la hausse de la consommation totale d'électricité en France, qui nécessite un déploiement accru de moyens de production d'électricité et d'infrastructures de réseau.

11.5.2.2 Cette hausse est compensée par l'arrêt des importations de combustibles fossiles, avec un effet positif sur le solde commercial

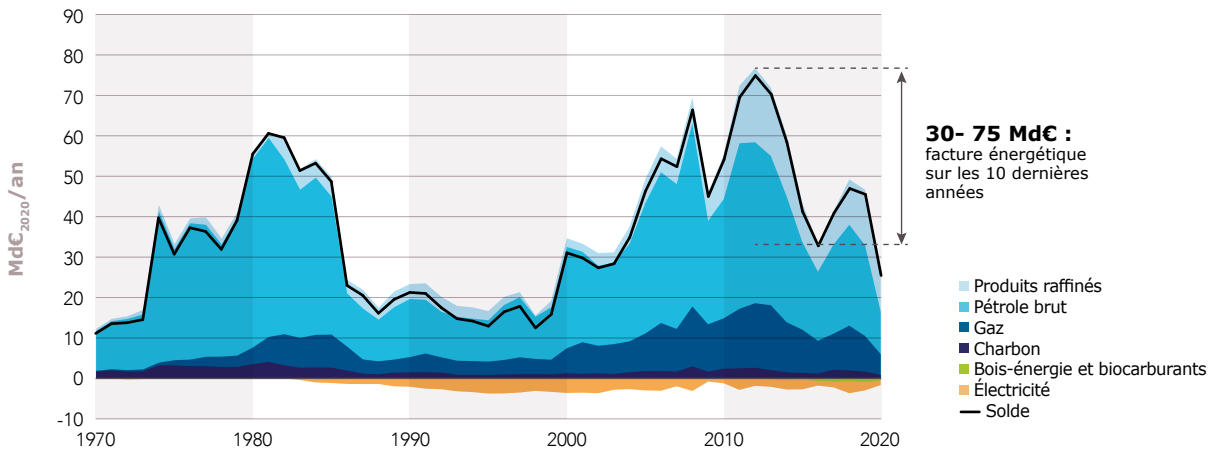
Si les coûts du système électrique augmentent dans tous les scénarios considérés, cette évolution doit être mise en regard des bénéfices à la sortie des énergies fossiles, à la fois pour la décarbonation de l'économie mais également pour réduire le déficit commercial de la France.

À l'heure actuelle, le solde d'importations de pétrole (brut et produits raffinés) de la France représente entre 20 et 55 milliards d'euros par an tandis que le solde d'importations de gaz naturel se situe autour de 10 à 20 milliards d'euros par an depuis plusieurs années. Ces valeurs sont très variables d'une année sur l'autre en fonction des cours des combustibles sur les marchés de commodités et des volumes importés (elles pourraient ainsi atteindre des valeurs à nouveau très élevées en 2021 et 2022 dans un contexte de reprise de l'activité économique et de forte hausse des prix du gaz et du pétrole), illustrant la forte dépendance énergétique de la France aux sources d'approvisionnement à l'échelle mondiale.

Le solde des échanges de produits énergétiques pèse par ailleurs très largement sur le solde commercial de la France, aujourd'hui déficitaire de près de 30 Md€ par an. L'augmentation de la facture des importations de produits énergétiques constitue l'une des principales raisons, avec la désindustrialisation, de l'inversion du solde commercial de la France en négatif et de l'aggravation du déficit au cours des 15 dernières années.

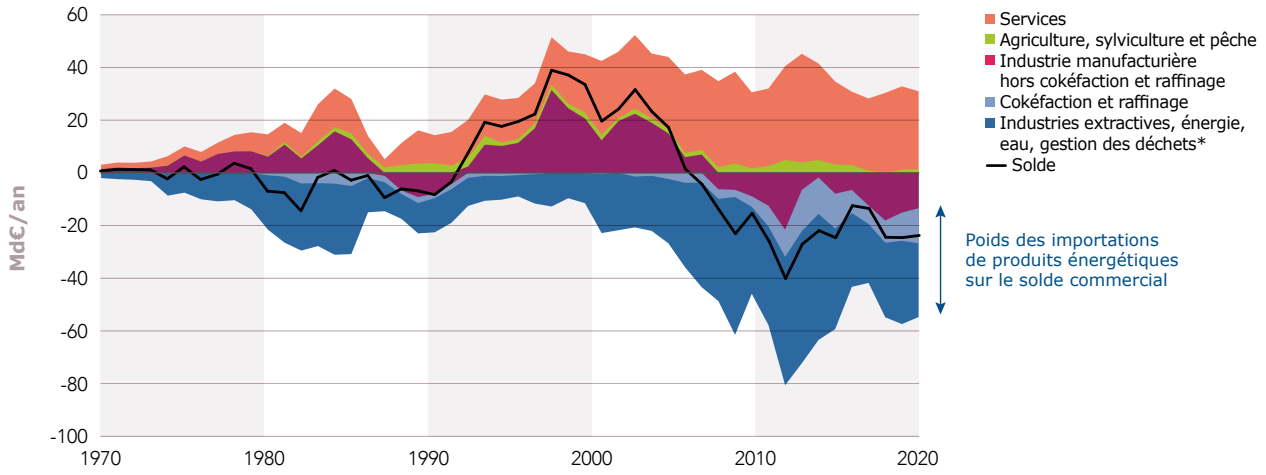
La transition vers la neutralité carbone prévue par la SNBC conduit à réduire au minimum les importations de combustibles énergétiques depuis l'étranger, contribuant ainsi à la réduction du déficit commercial de la France.

Figure 11.26 Facture énergétique de la France de 1970 à 2020



Source : SDES, Bilan énergétique de la France en 2020

Figure 11.27 Solde des échanges extérieurs de biens et services de la France entre 1970 et 2019



**Le solde négatif de cette branche est dû essentiellement aux produits énergétiques*

Elle permet de favoriser l'approvisionnement par des sources d'énergies locales comme l'électricité bas-carbone. L'augmentation des coûts du système électrique évoquée précédemment (+20 à 40 Md€ environ en coûts annualisés) doit donc être mise en regard de la réduction des imports de combustibles fossiles permise par la transition énergétique (30 à 40 Md€). Notamment, à l'horizon 2050, l'électrification permettrait d'économiser de l'ordre de 10 à 15 Md€/an d'importations de combustibles fossiles, l'efficacité énergétique autant, et le recours à des combustibles décarbonés, si produits en France, encore 8 à 10 Md€.

11.5.2.3 Le coût rapporté au mégawattheure consommé est susceptible d'augmenter, mais dans des proportions maîtrisables

Rapportés au mégawattheure d'électricité consommée[63], les coûts complets du système électrique pourraient augmenter de l'ordre de 15 % hors inflation en 40 ans, en vision médiane, dans une fourchette s'étendant d'une quasi-stabilité à une augmentation de 30 % selon les scénarios.

Les *Futurs énergétiques 2050* dressent ainsi un panorama où l'évolution des coûts unitaires du système possède trois caractéristiques : elle est de tendance haussière, maîtrisable, et différenciée selon les scénarios avec une large plage d'incertitude.

La tendance à la hausse s'explique par le fait que les moyens de production électrique existants, et notamment les centrales nucléaires actuelles qui sont compétitives, seront remplacés par des installations de production qui sont en moyenne

63. Les coûts du système électrique sont ici rapportés à l'électricité consommée et non à l'électricité produite. En effet, une partie de la production d'électricité prévue dans les scénarios est utilisée pour la boucle *power-to-hydrogen-to-power* et non à la consommation finale. Afin de comparer les coûts des scénarios par rapport au « MWh utile », les coûts sont rapportés à l'électricité consommée.

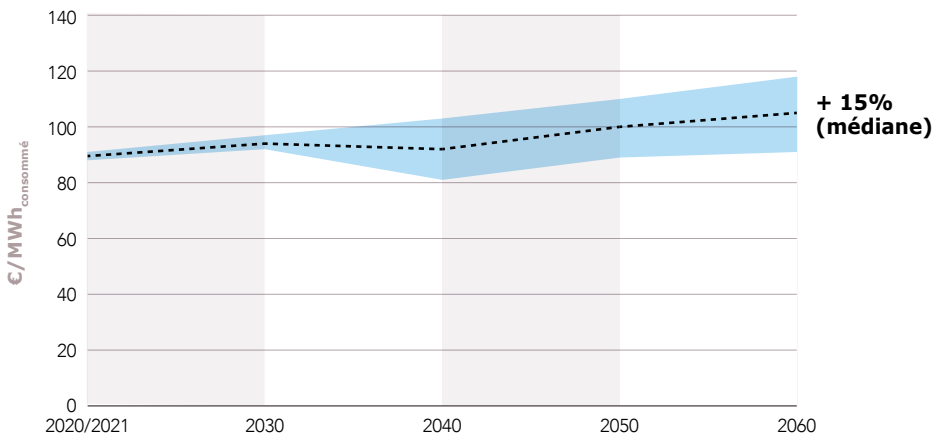
légèrement plus onéreuses que celles qui sont déjà amorties. De plus, les scénarios prévoyant à terme une forte part en énergies renouvelables s'accompagnent de coûts de développement de flexibilité et de réseau significatifs sur la période 2040-2060.

Cette hausse est néanmoins maîtrisée du fait de la compétitivité, acquise à court terme, par les énergies renouvelables matures comme l'éolien et le solaire, qui est supposée s'accroître encore à l'avenir. Même si elles représentent un poste de coût important, les flexibilités ne sont pas non plus de nature à entraîner une très forte augmentation des coûts à long terme : le coût des batteries devrait être fortement orienté à la baisse, celui de la flexibilité de la demande est très faible, les STEP sont des moyens compétitifs s'ils peuvent être déployés, et seul le « système hydrogène » (construction de nouveaux moyens thermiques, production du gaz vert et logistique associée à son stockage) constitue un poste de coût significatif même dans une trajectoire de réduction forte du coût des électrolyseurs. Quant aux investissements dans les réseaux, ils sont importants mais peuvent s'amortir sur des durées longues, et ils conduisent donc à des évolutions du coût complet des scénarios qui n'invalident pas la perspective d'une augmentation modérée.

Enfin, il existe une large zone d'incertitude. La borne basse de la fourchette (stabilité du coût complet du système rapporté au mégawattheure consommé) peut être atteinte uniquement dans une configuration très favorable et uniquement dans les scénarios avec construction de nouveaux réacteurs nucléaires dans le cas où un grand nombre de conditions sont atteintes de manière simultanée : une forte diminution du coût unitaire des énergies renouvelables, le strict respect des coûts cibles issus des audits pour les nouveaux réacteurs (permettant d'atteindre un coût pour le nouveau nucléaire de l'ordre de 65 €/MWh), de bonnes conditions de financement ne conduisant pas à excéder un coût moyen du capital de 4 %, une forte interconnexion européenne permettant de mutualiser les besoins de flexibilité et de les restreindre à la portion congrue.

Une part importante des coûts de transition énergétique se situe à l'aval du système électrique, dans la transformation des usages : rénovation des bâtiments et investissements dans de nouvelles solutions de chauffage, investissements dans les mobilités douces et le véhicule électrique, etc. Ces investissements permettent en revanche des économies à l'utilisation (réduction des coûts d'approvisionnement en énergie).

Figure 11.28 Évolution du coût complet du système électrique rapporté au volume d'électricité consommé, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



Les coûts totaux de la décarbonation sont en conséquence plus élevés que la seule croissance des coûts du système électrique, mais ils peuvent être réduits s'ils correspondent au prochain cycle d'investissements et de modernisation de l'appareil productif français, qui a pris du retard, ces dernières années, sur celui de ses concurrents. Ils restent également pertinents sur le plan économique dans le cadre de la lutte contre le changement climatique *(cf. partie 11.9)*.

11.5.2.4 Les dépenses énergétiques complètes des ménages seront de moins en moins dépendantes du prix des hydrocarbures et de plus en plus de la compétitivité du système électrique

Les conséquences d'une sortie des énergies fossiles sont très importantes à de multiples niveaux et probablement encore sous-évaluées. Elles entraîneront, pour les ménages, une modification de la structure des dépenses énergétiques, puisqu'une partie des dépenses contraintes sont aujourd'hui directement dépendantes du prix des énergies fossiles (carburants pour la mobilité, fioul ou gaz fossile pour le chauffage).

Des analyses préliminaires, appelées à être consolidées dans la phase ultérieure, ont été réalisées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*. Elles montrent que la transition énergétique ne conduit pas à un surcoût important par rapport à un système fossile et offre dans certains cas des opportunités de stabilisation voire de réduction des dépenses énergétiques contraintes.

Les dépenses énergétiques varient fortement selon les foyers et les entreprises. La comparaison entre un système fondé sur les énergies fossiles et un système reposant plus largement sur l'électricité dépend davantage du prix des hydrocarbures sur les marchés, dont les variations au cours du temps sont amples, que du coût du système électrique. Par rapport aux périodes où les énergies fossiles sont abondantes et bon marché, une bascule vers l'électricité bas-carbone conduira à augmenter les coûts. En revanche, par rapport aux situations de tension sur les prix du pétrole, qui se sont multipliées depuis une quinzaine d'années, la bascule vers un système électrique bas-carbone est susceptible de générer des économies potentiellement importantes pour certains types de foyers, même en intégrant le coût des scénarios des *Futurs énergétiques 2050*.

11.6 Une évaluation économique qui permet une comparaison approfondie du coût des différentes options de transition du mix électrique

11.6.1 La prise en compte de l'ensemble des composantes du système électrique met en évidence des coûts globalement inférieurs dans les scénarios de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, dans des proportions mesurées et dans certaines configurations

Un des résultats fortement attendus dans l'analyse économique des *Futurs énergétiques 2050* porte sur la comparaison des coûts des scénarios avec et sans nouveau nucléaire. Plusieurs études ont récemment apporté des conclusions divergentes sur cette discussion rendant nécessaire la réalisation d'une étude approfondie avec de nombreuses analyses de sensibilité.

Afin de se placer dans un cadre comparable, l'analyse économique des six scénarios de mix électrique est réalisée sur la base de la trajectoire de référence sur la consommation.

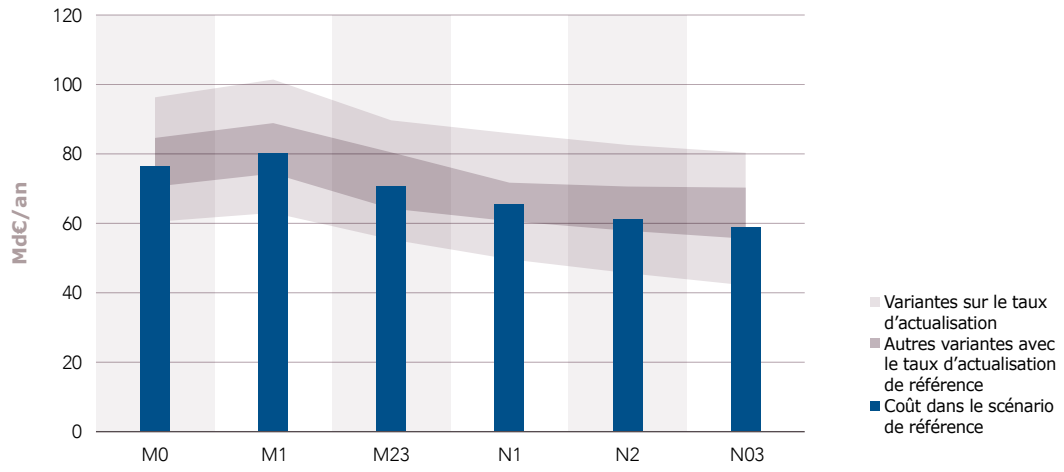
En intégrant l'ensemble des coûts de flexibilité et de réseau, les scénarios M0 (surtout en 2050) et M1 apparaissent clairement plus onéreux que les autres scénarios dans le cadre d'une comparaison à niveau de consommation desservie donné. Le surcoût de M1 s'explique essentiellement par celui des petits panneaux solaires par rapport à des grands parcs, et dans une moindre mesure par la nécessité d'investir davantage dans des batteries par rapport aux autres scénarios.

Le scénario M23 présente, au sein des scénarios M, la meilleure performance économique. Il est dès lors fréquemment utilisé comme point de comparaison par la suite.

L'étude a permis d'établir plusieurs conclusions :

- il existe un écart de coût en faveur des scénarios comprenant la construction de nouveaux réacteurs. Cet écart est d'autant plus marqué

Figure 11.29 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



quand le parc nucléaire est significatif et permet d'éviter un investissement massif dans les moyens de flexibilité et des renforcements structurants des réseaux (de l'ordre d'un peu moins de 10 milliards d'euros par an entre M23 et N2 dans la trajectoire de référence) ;

- cet écart peut varier de manière très importante selon les variantes (il peut être très faible voire nul dans certains cas, très important dans d'autres). Il est néanmoins identifié dans la très grande majorité des configurations testées, y compris en considérant des cas de figure défavorables pour le nouveau nucléaire ;
- rapporté au coût du scénario N2, l'écart apparaît de l'ordre de 15 % par rapport à un scénario « 100 % renouvelable » compétitif (en retenant les coûts de référence) : il atteste qu'au cours des dernières années, les évolutions des coûts unitaires des technologies ont conduit à faire diminuer le coût anticipé de l'option « 100 % renouvelable » et l'ont rapproché de celle fondée sur la construction de nouveaux réacteurs.

Ces conclusions sont détaillées dans la suite du chapitre. Les paragraphes suivants permettent notamment de décomposer cet écart selon les différents postes de coûts du système électrique (production, flexibilité, réseau) et de discuter des différences entre scénarios.

11.6.2 Au périmètre des seuls coûts de production, le scénario M23 fondé sur les grands parcs éoliens et solaires est le scénario le plus performant des *Futurs énergétiques 2050*

L'évaluation économique des scénarios montre que les coûts des seuls moyens de production sont les plus faibles dans le scénario M23 construit autour du développement des grands parcs renouvelables.

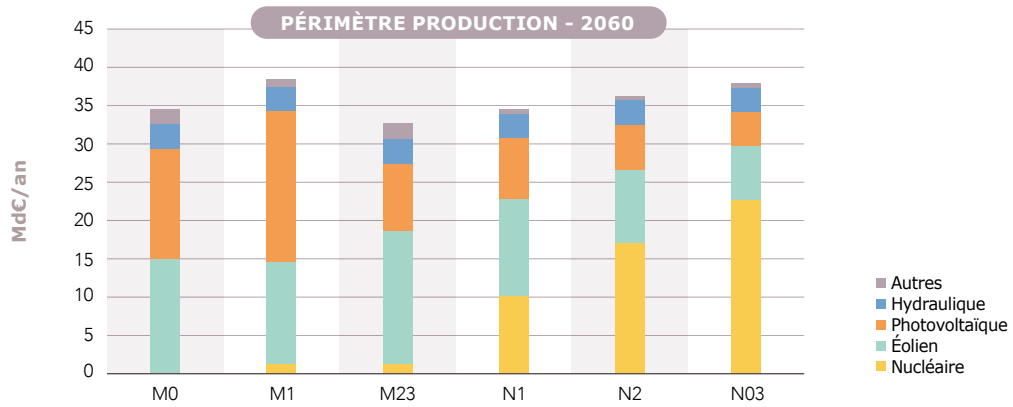
Ce résultat découle directement des hypothèses d'évolution des coûts présentées dans les sections précédentes et qui mettaient en évidence les coûts plus élevés du nouveau nucléaire en comparaison de ceux des énergies renouvelables les plus matures et les plus économiques (éolien terrestre, photovoltaïque au sol, éolien en mer posé). Le coût annualisé moyen de la production dans N1, N2 et N03 est en conséquence plus élevé que dans M23 dans la trajectoire de référence, même si l'écart reste limité. De même, les coûts de production des scénarios M0 et M1 sont également légèrement plus élevés du fait de la mobilisation d'installations de plus petite taille comme le photovoltaïque sur toiture. Cette comparaison ne prend pas en compte le raccordement des nouvelles unités de production, qui est inclus dans le périmètre des coûts de réseau, **mais le raccordement peut représenter un poste de coût important sur le long terme, notamment pour l'éolien en mer.**

Dans l'ensemble, les écarts entre scénarios restent mesurés (10-15 % entre les six scénarios de mix) au périmètre des coûts de production.

La modération de cet écart s'explique également par la logique de construction des scénarios, qui ne consiste pas en une pure optimisation économique du mix de production. Ainsi, tous les scénarios intègrent un développement du photovoltaïque sur toiture bien que cette filière ne soit pas la plus économique parmi les énergies renouvelables. Un scénario fondé sur une pure optimisation économique possède des attraits théoriques, mais ne semble pas le plus réaliste pour l'évaluation de choix publics qui ne sont pas fondés uniquement sur le principe de minimisation du coût (il apparaît peu probable que le développement du solaire sur toiture soit totalement absent d'un scénario sous prétexte qu'il serait économiquement moins intéressant).

La logique alternative visant à construire des scénarios qui seraient totalement optimisés sur le plan économique a fait l'objet d'une analyse complémentaire restituée en section 11.7.

Figure 11.30 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



11.6.3 Les coûts de la flexibilité sont significativement plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, tirés par les besoins de thermique décarboné et dans une moindre mesure des batteries

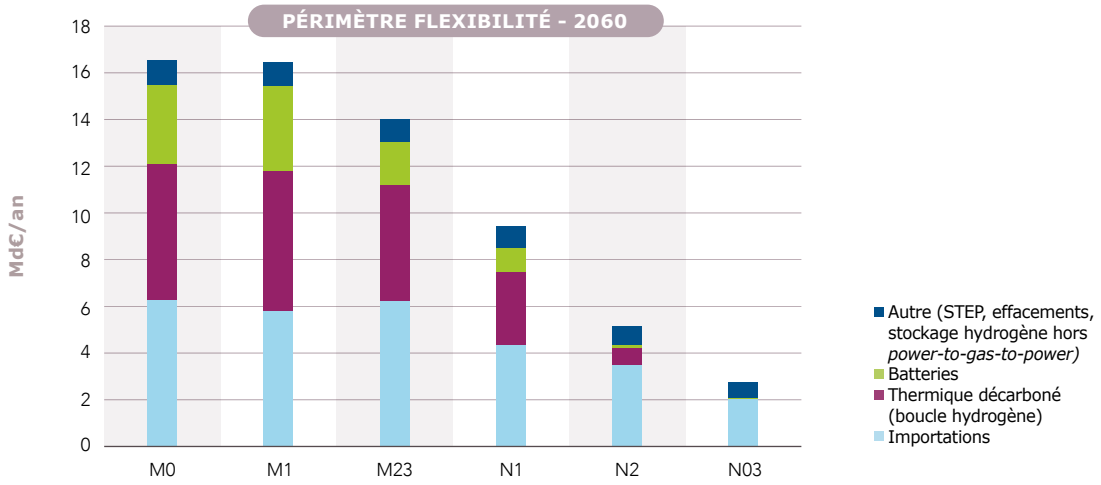
Les analyses présentées au chapitre 7 ont montré l'importance des volumes de flexibilités à développer pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique même dans un système très fortement interconnecté. Ces coûts sont significativement plus importants dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables.

Les imports d'électricité, qui permettent de tirer parti du foisonnement[64] et de la mutualisation de la flexibilité à l'échelle européenne et qui sont mobilisés de manière significative dans tous les scénarios, représentent une part importante des coûts de flexibilité des scénarios. Dans des scénarios où l'interconnexion électrique serait moins développée, ces imports seraient moindres mais les quantités d'électricité à produire en France à base de thermique décarboné seraient plus importantes, ce qui conduirait toutes choses étant égales par ailleurs à un coût encore plus élevé pour le volet « flexibilités ».

Les différences entre scénarios sur les coûts de la flexibilité sont principalement déterminées par les coûts de la production thermique décarbonée (en France et à l'étranger), et dans une moindre mesure, par ceux des batteries.

En effet, même si la production thermique décarbonée représente des volumes globalement faibles à l'échelle du mix (0 à 15 TWh_e en moyenne annuelle selon les scénarios), les coûts de la production délivrée atteignent des niveaux très importants, de l'ordre de 250 à 270 € par MWh_e de production électrique finale[65]. Ces coûts intègrent les quotes-parts des énergies renouvelables correspondant à l'énergie requise par l'électrolyse et les coûts de réseaux correspondants (qui ne sont donc

Figure 11.31 Coût complet annualisé des moyens nécessaires à l'équilibrage du système, à l'horizon 2060



64. Dans cette acception, il s'agit de la réduction des fluctuations de la production agrégée des énergies renouvelables grâce à leur dispersion géographique sur des territoires susceptibles de présenter des conditions météorologiques différentes.
65. Voir partie 11.6.5.5 pour une discussion de la sensibilité des résultats aux coûts des gaz verts.

pas comptabilisés dans le poste « production » ou le poste « réseau » de l'évaluation économique), auxquels s'ajoutent les coûts des électrolyseurs, ceux des installations de stockage ainsi que ceux des réseaux d'hydrogène nécessaires. À ceux-ci s'ajoutent également les coûts des centrales de production à hydrogène, de l'ordre de 100 €/kW/an pour les cycles combinés au gaz et 70 €/kW/an pour les turbines à combustion[66]. **L'ensemble de ces coûts pèse de manière significative dans l'équation économique des scénarios, jusqu'à plusieurs milliards d'euros par an.**

Les coûts de la flexibilité de la demande restent quant à eux très faibles en comparaison du thermique et des batteries. Même si cette flexibilité est contrainte par les usages de l'électricité et ne fournit pas exactement le même service que les moyens susmentionnés, l'analyse tend à montrer la pertinence économique des leviers de flexibilité de la demande pour le système électrique. **Des conditions d'acceptabilité plus favorables sur la flexibilité des usages, via par exemple la mise en œuvre généralisée de dispositifs de pilotage de la recharge des véhicules électriques ou d'autres usages domestiques, seraient donc de nature à réduire nettement les coûts des scénarios présentant des besoins de flexibilité importants.**

De la même manière, les coûts annualisés des STEP sont relativement peu élevés au regard des autres flexibilités, alors même que ces installations de pompage-turbinage contribuent largement à l'optimisation de l'équilibre offre-demande dans les différents scénarios. Ceci tend à montrer l'intérêt économique des STEP dans les scénarios de long terme marqués par une part croissante d'énergies renouvelables. Le développement de ces installations, dès lors qu'il est compatible avec le respect des milieux naturels et des contraintes environnementales, doit donc être encouragé.

66. Pour les conditions de référence, en particulier un taux de financement du capital de 4 %/an.

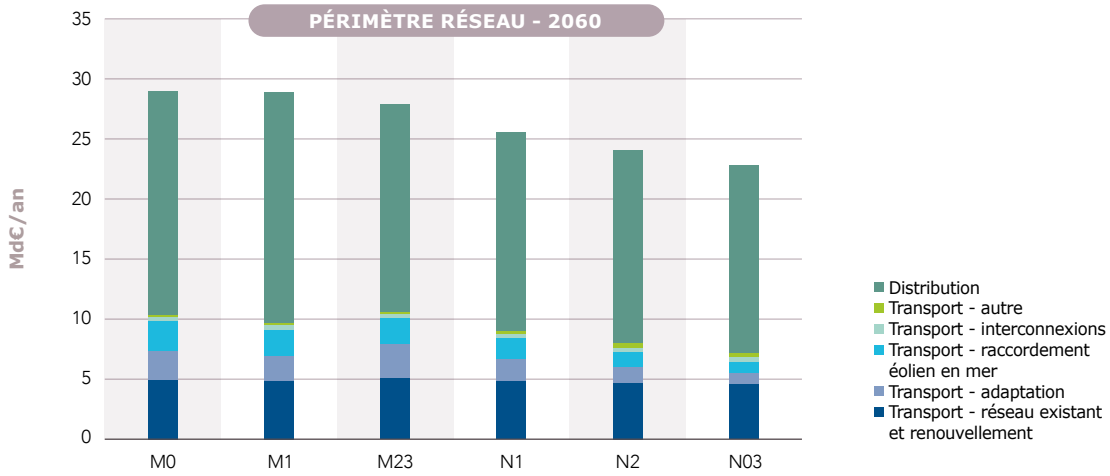
11.6.4 Les coûts du réseau sont également plus élevés dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables, du fait des besoins d'adaptation des réseaux de distribution et de transport et du raccordement de l'éolien en mer

Les éléments présentés au chapitre 10 sur les besoins d'adaptation des réseaux ont mis en évidence des besoins significativement différents sur le réseau de transport et de distribution dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables. Cette conclusion était présentée de manière qualitative dans le rapport RTE-AIE de janvier 2021, et fait désormais l'objet d'un chiffrage précis dans le cadre de ce rapport.

Concernant le réseau de transport, l'écart de coût entre les scénarios résulte essentiellement du raccordement des parcs éoliens en mer, qui devient une des principales composantes des coûts de réseau. Les différences entre les scénarios en matière de capacités éoliennes marines installées jouent ainsi directement sur cette composante de coût de réseau. Le raccordement des productions photovoltaïque et éolienne terrestre, l'adaptation du réseau de répartition et du réseau de distribution participent également de cet écart.

En coûts annualisés, les écarts peuvent ainsi atteindre plusieurs milliards d'euros par an.

Figure 11.32 Coût complet annualisé des réseaux de transport et distribution, à l'horizon 2060



11.6.5 Il existe un espace économique pour construire de nouveaux réacteurs nucléaires, dans la plupart des configurations étudiées

11.6.5.1 Dans la configuration de référence, un écart de coût complet annualisé entre les scénarios de sortie du nucléaire et les scénarios avec une part significative de nucléaire qui peut atteindre de l'ordre de 10 milliards d'euros annuels

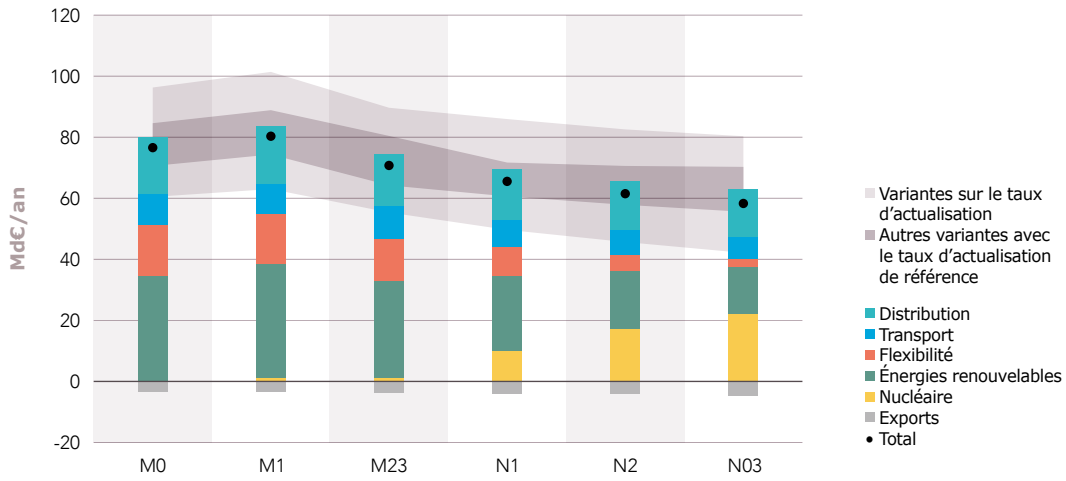
En prenant en compte l'intégralité des coûts de flexibilité et de réseau, certains scénarios apparaissent relativement proches, notamment le scénario « 100 % renouvelable » reposant sur de grands parcs (scénario type M23) et les scénarios avec nouveau nucléaire.

Le scénario M23 apparaît ainsi, dans la configuration de référence, de l'ordre de 5 % à 15 % plus coûteux que les différents scénarios comprenant la construction de nouveaux réacteurs nucléaires à l'horizon 2050. À cette échéance, il comporte toutefois encore 11 réacteurs nucléaires historiques qui permettent de réduire les besoins de flexibilité. À l'horizon 2060, il devient 8 % à 20 % plus coûteux que les scénarios avec nouveau nucléaire. Les besoins accrus de flexibilité et de réseau dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables compensent en effet les moindres coûts de production des énergies renouvelables par rapport au nouveau nucléaire, en particulier au-delà de 2030.

L'écart de coût entre le scénario M23 et le scénario N2 représente 10 Md€ par an à l'horizon 2060, dans la configuration de référence. L'amplitude de l'écart est néanmoins largement dépendante des hypothèses de coûts. Afin de vérifier la sensibilité de ces résultats, de très nombreuses variantes ont été réalisées et sont restituées dans la suite.

De manière générale, **l'absence d'écart « du simple au double » entre les coûts projetés pour les scénarios renforce la pertinence d'une appréciation des scénarios fondée sur plusieurs indicateurs qui ne soient pas exclusivement de caractère économique, mais prennent également en compte les enjeux industriels, environnementaux et sociétaux.**

Figure 11.33 Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060



11.6.5.2 Les coûts des scénarios M0 (100 % énergies renouvelables en 2050) et M1 (100 % énergies renouvelables avec production diffuse) sont significativement plus élevés

L'écart entre les scénarios avec nouveau nucléaire et les scénarios M0 ou M1 (20 % à 30 % plus coûteux en 2060) apparaît plus significatif que celui entre les scénarios avec nouveau nucléaire et M23.

Dans le scénario M0, le choix de sortir du nucléaire de manière accélérée d'ici 2050 conduit à devoir développer des énergies renouvelables selon un rythme très élevé au cours des trente prochaines années, ce qui ne permet pas de capter l'ensemble des baisses de coût prévisionnelles sur la période. Ce scénario passe de plus par un essor très important du photovoltaïque – *a priori* plus propice à l'accélération que l'éolien terrestre et en mer – qui conduit à des besoins importants de réseau (raccordement et adaptation sur les réseaux de distribution et les réseaux de répartition) et de flexibilité pour assurer l'équilibre offre-demande (batteries, production thermique et importations).

Dans le scénario M1, le développement important de la production diffuse, notamment via des petites installations photovoltaïques en autoconsommation (sur toitures résidentielles ou tertiaires), renchérit les coûts de production du scénario. Ces installations bénéficient de moindres effets d'échelle que les grands parcs du scénario M23 et que le photovoltaïque sur grandes toitures (ce dernier étant environ deux fois moins coûteux que le photovoltaïque sur petites toitures, principalement du fait des coûts de pose plus faible).

Même si la répartition diffuse des installations tend à favoriser le rapprochement des centres de consommation et de production et donc à réduire les besoins d'infrastructure de réseaux interrégionaux, les gains sur le réseau de transport ne compensent que très partiellement les surcoûts associés aux petites installations photovoltaïques et aux besoins de flexibilité qui en découlent.

L'analyse sur les coûts du scénario M1 peut être enrichie en intégrant les nouvelles réglementations sur le déploiement du solaire dans les bâtiments neufs ainsi que certains leviers de maîtrise des coûts du développement de panneaux photovoltaïques sur toitures.

D'une part, la réglementation pourrait conduire à généraliser l'installation de panneaux photovoltaïques sur certaines toitures des bâtiments neufs : par exemple, pour les grandes toitures, il sera obligatoire d'installer des dispositifs de production d'énergie renouvelable ou de végétaliser une partie de la surface de toiture à partir de 2023. Dans ce contexte, l'installation de panneaux sur toitures de bâtiments neufs pourrait constituer un socle commun à l'ensemble des scénarios et ne créerait pas de différences significatives sur l'analyse comparative des scénarios. Cette perspective est déjà en partie intégrée puisque tous les scénarios contiennent une part d'installations sur toitures dans leur configuration de référence, même dans les scénarios de relance significative du nucléaire ou dans les scénarios ciblant principalement les grands parcs d'énergies renouvelables.

D'autre part, le coût d'installation du photovoltaïque sur toiture pourrait être réduit sous l'hypothèse que l'ensemble des panneaux installés dans le secteur résidentiel soient directement posés par les propriétaires des logements (développement du « do it yourself »). Des kits de panneaux prêts à poser existent dès aujourd'hui pour un coût compris entre 1 000 et 1 500 €/kW (sans compter la valeur du temps passé par le consommateur final à poser ses panneaux), soit un coût proche des installations photovoltaïques sur grandes toitures. Ce coût pourrait par ailleurs encore diminuer en suivant les perspectives de baisse du coût des modules photovoltaïques.

Ainsi, dans l'hypothèse extrême où l'ensemble des panneaux photovoltaïques sur toitures serait installé par les particuliers eux-mêmes (hypothèse très optimiste dans la mesure où ce modèle reste très marginal aujourd'hui et pourrait difficilement être généralisé à l'ensemble des ménages), le coût de l'ensemble des installations photovoltaïques

résidentielles du scénario M1 (environ 50 GW en 2060) baisserait au mieux de 3 milliards d'euros en coût complet annualisé. Même dans cette configuration, la baisse du coût du photovoltaïque sur petites toitures n'est pas de nature à modifier l'interclassement économique des scénarios mais pourrait néanmoins réduire les écarts de coûts entre ceux-ci.

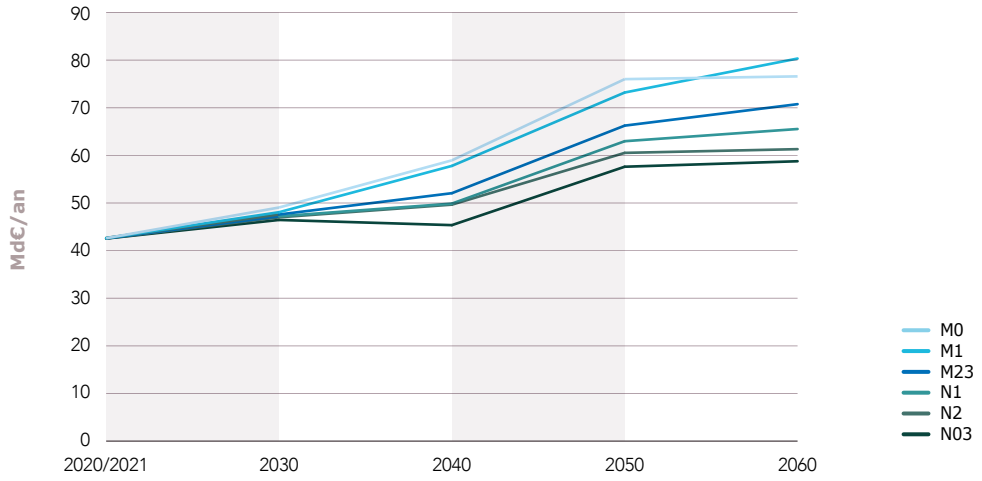
11.6.5.3 Les écarts entre scénarios se creusent progressivement à partir de la décennie 2040-2050

L'analyse de la trajectoire d'évolution des coûts montre que les écarts entre les scénarios s'observent sur l'ensemble de la période mais se creusent plus fortement à partir de l'horizon 2040-2050.

À moyen terme (horizon 2030-2035), tous les scénarios sont caractérisés par des trajectoires de développement des énergies renouvelables et des niveaux d'investissements relativement modérés dans la flexibilité pour l'équilibre offre-demande et dans les réseaux. Le coût du système électrique augmente ainsi progressivement dans tous les scénarios, tiré par le développement des énergies renouvelables prévu par la PPE.

À partir de l'horizon 2040-2050 en revanche, les besoins d'adaptation du réseau et de développement des nouvelles flexibilités se font plus importants dans les scénarios avec une forte part d'énergies renouvelables et creusent ainsi les écarts de coûts.

Figure 11.34 Évolution des coûts complets des différents scénarios (hypothèses de coûts de référence)



11.6.5.4 L'interclassement des coûts complets des scénarios n'est pas modifié par des analyses de sensibilité sur les coûts des énergies renouvelables et du nucléaire, sauf en combinant des hypothèses basses sur les énergies renouvelables et très hautes sur le nucléaire

L'avantage économique qui caractérise les scénarios avec nouveau nucléaire apparaît robuste aux différentes trajectoires d'évolution des coûts unitaires de production considérées, et notamment aux différentes hypothèses de coût des technologies renouvelables ou nucléaires.

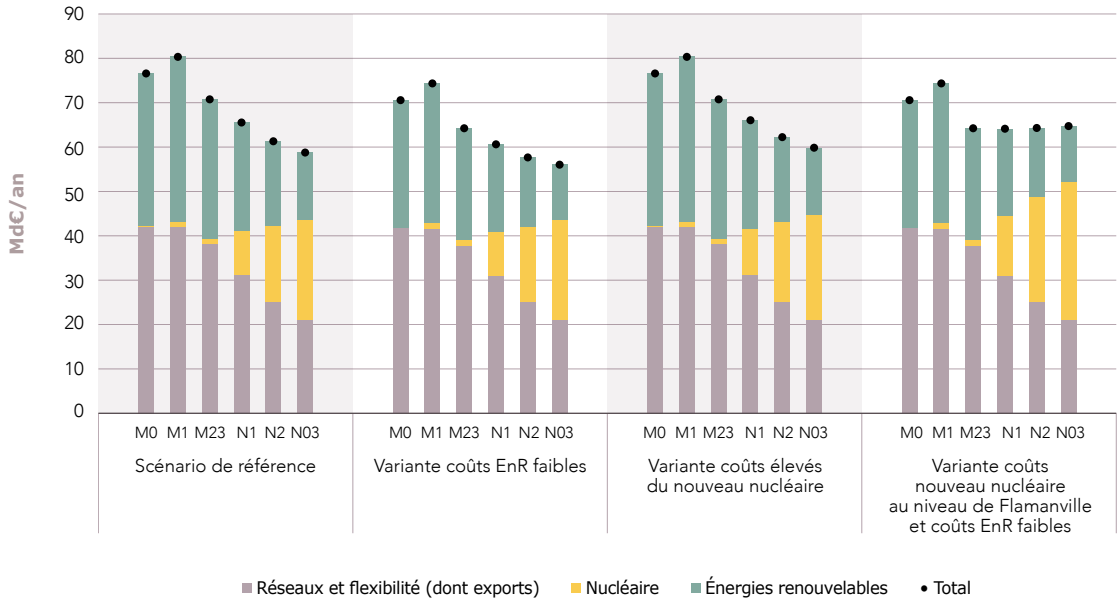
Même si une hypothèse de coût du nucléaire correspondant au scénario haut indiqué par les services de l'État à l'issue des audits menés aurait tendance à réduire les écarts entre les scénarios «N» et les scénarios «M», les premiers conserveraient tout de même un avantage économique.

De la même manière, une configuration dans laquelle les coûts des énergies renouvelables baisseraient très fortement sur les prochaines décennies est sans effet sur l'interclassement des scénarios. Une telle évolution bénéficierait en effet à tous les scénarios, dans des proportions certes plus importantes pour ceux dont la part en énergies renouvelables est la plus forte, sans que cela ne remette en cause l'intérêt économique du nouveau nucléaire.

Seule une configuration dans laquelle aucune réduction de coût du nouveau nucléaire ne serait observée par rapport aux coûts de construction de l'EPR de Flamanville tandis que dans le même temps les capacités renouvelables connaîtraient une baisse très marquée de leurs coûts, conduit à ce que le scénario M23 atteigne la parité de coût avec les scénarios «N».

À l'inverse, dans une situation où les coûts des énergies renouvelables resteraient dans les fourchettes hautes considérées dans l'étude, alors l'écart de coût entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire s'accroît.

Figure 11.35 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction de la trajectoire de coûts des énergies renouvelables et du nouveau nucléaire



Les *stress tests* sont, sans surprise, les configurations ayant le plus d'impact sur l'interclassement des scénarios : **une dérive des coûts de construction des nouveaux réacteurs conduisant à conserver le coût de Flamanville 3, ou à l'inverse un échec du pari industriel sur l'éolien flottant conduisant à ce que son coût demeure durablement voisin de 100 €/MWh, conduisent tous les deux à un effet de six milliards d'euros par an, bien que dans un sens opposé, sur l'écart entre le scénario M23 et le scénario N2** *(voir partie 11.6.5.7).*

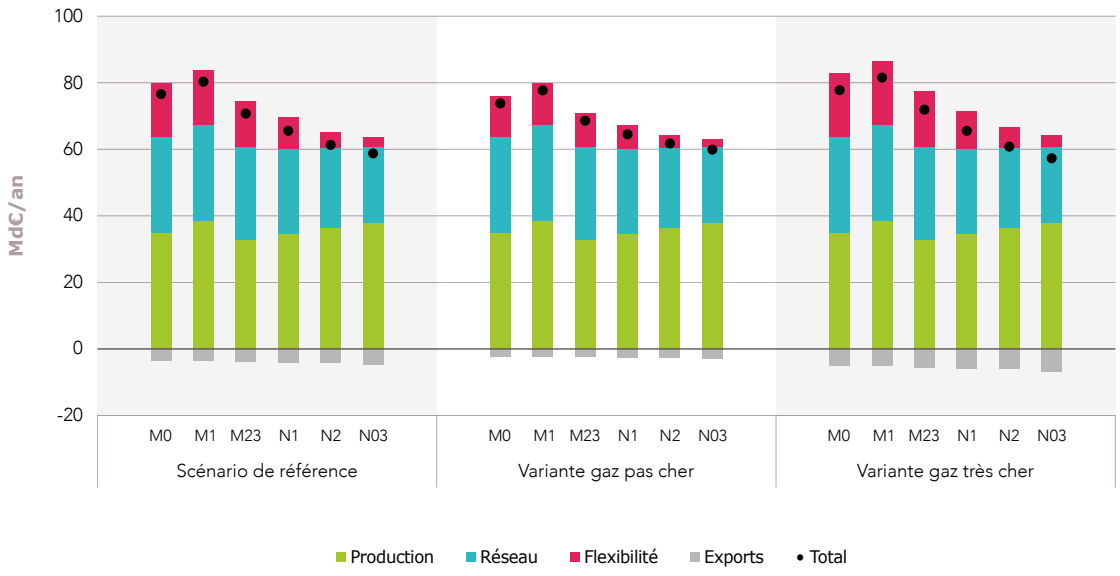
Il existe encore des marges d'optimisation pour les scénarios avec 100 % d'énergies renouvelables, dans le cas où il serait possible de cibler uniquement les grandes installations les moins coûteuses (à l'échelle du système) comme l'éolien et les grands parcs photovoltaïques au sol. La construction de scénarios qui seraient totalement optimisés sur le plan économique a fait l'objet d'une analyse complémentaire restituée en section 11.7.

11.6.5.5 Les incertitudes sur les coûts de la flexibilité peuvent modifier largement les écarts de coûts entre les scénarios mais ne remettent pas en cause l'interclassement économique des scénarios

Une partie significative de l'avantage économique des scénarios avec nouveau nucléaire réside dans les coûts évités en matière de production thermique décarbonée. Dans la mesure où ce point constitue un élément différenciant entre les scénarios et que l'approvisionnement en gaz verts présente des perspectives très ouvertes à l'horizon 2050, le poste de coût relatif à la production thermique décarbonée joue un rôle important dans la comparaison des scénarios.

Plusieurs options d'approvisionnement sont en effet possibles (hydrogène vs méthane, production en France *vs* imports, flexibilité des électrolyseurs

Figure 11.36 Sensibilité des coûts annuels complets par scénario à l'hypothèse de coût des gaz verts



vs fonctionnement en bande) avec des incertitudes fortes sur l'évolution respective des coûts des différentes solutions envisagées.

Plusieurs hypothèses ont ainsi été testées et couvrent une plage de coûts des gaz verts accessibles en France allant de 70 €/MWh_{PCI} (cas très favorable où la massification du développement de l'hydrogène ou du biométhane se traduit par des baisses de coûts très importantes) à 160 €/MWh_{PCI} (cas défavorable avec une faible réduction des coûts de production de l'hydrogène par rapport à aujourd'hui et/ou le recours à la fabrication de méthane de synthèse).

Dans ces différentes configurations étudiées, l'interclassement économique des scénarios n'est pas modifié. Les écarts de coûts entre un scénario type M23 et un scénario type N2 varient entre 7 Md€/an dans le cas de gaz verts accessibles, relativement plus favorable à M23, et 11 Md€/an dans le cas défavorable de coût des gaz verts, renchérissant le coût des flexibilités dans des proportions plus importantes pour le scénario M23.

Enfin, si l'hypothèse de coût très élevé du gaz renchérit le coût des flexibilités d'autant plus que la part des énergies renouvelables est élevée, elle augmente également la valorisation des exports pour tous les scénarios. L'équilibre des deux effets – augmentation du coût des imports et augmentation du gain des exports – profite davantage aux scénarios avec nucléaire, pour lesquels les imports contribuant à la flexibilité sont les moins importants.

Au-delà de l'hypothèse de coûts sur l'approvisionnement en gaz verts, les différentes configurations testées sur la flexibilité du système électrique mettent en évidence une incertitude sur le volume de production thermique attendu à l'horizon 2050-2060 pour assurer l'équilibre offre-demande. En particulier, la faculté à développer ou non un système hydrogène flexible a un impact important sur les coûts du système électrique *(voir partie 11.6.8.3).*

11.6.5.6 Le coût du capital a un impact important sur le coût complet des scénarios mais influe plus faiblement sur l'écart de coûts des scénarios, sauf dans une configuration où le coût du capital diffère entre les filières

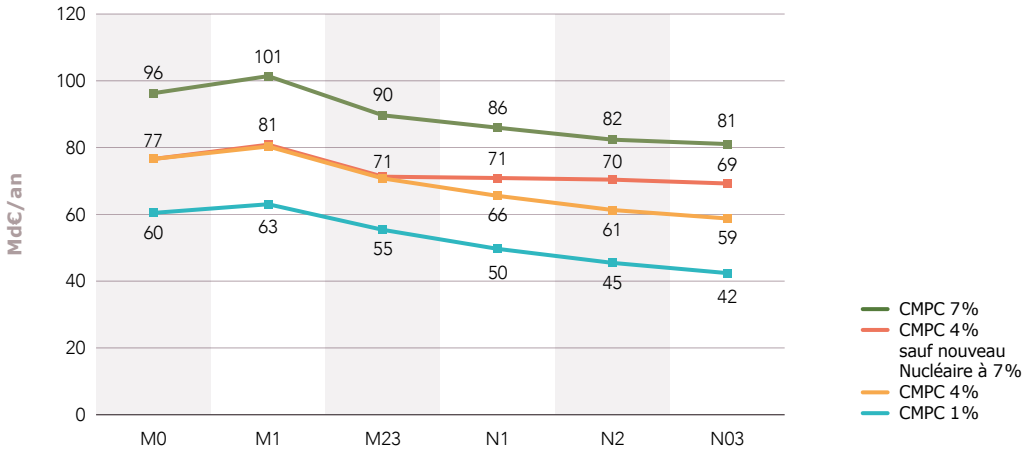
Le coût de financement du capital pour les acteurs est un paramètre déterminant pour l'évaluation du coût du système électrique *(voir partie 11.2 dans le présent chapitre).* Le niveau du taux de rémunération a un impact très marqué sur le niveau global des coûts pour l'ensemble des scénarios : le coût de la transition énergétique, quel que soit le scénario de mix envisagé, est susceptible d'être bien plus faible si les conditions de financement des capacités de production décarbonée sont favorables.

Pour une variation du taux annuel de rémunération du capital allant de 1% à 7%, le coût complet annuel varie de plus 35 Md€/an pour tous les scénarios, ordre de grandeur bien supérieur aux écarts dus aux proportions respectives de production renouvelable et de nucléaire.

L'interclassement des scénarios en matière de coût complet apparaît robuste à des variations d'hypothèses de taux de rémunération du capital si celles-ci s'appliquent à toutes les technologies et types d'infrastructures. La grande majorité des infrastructures d'un système électrique neutre en carbone (que ce soient le nucléaire, les énergies renouvelables, les flexibilités ou le réseau) sont en effet caractérisées par une part de CAPEX importante et des durées de vie plutôt longues en moyenne, et leurs coûts complets évoluent donc de manière proche en cas d'évolution du coût du capital.

Seule la configuration où les différentes technologies ne pourraient pas se financer aux mêmes conditions, avec un coût du capital plus élevé pour le nouveau nucléaire (7% contre 4% pour les énergies renouvelables), pourrait amener à un rapprochement significatif de coût entre le scénario M23 et les scénarios « N », voire à une inversion de l'écart si la différence de coût de financement s'avérait très importante.

Figure 11.37 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction du coût moyen pondéré du capital pour les acteurs du système électrique



11.6.5.7 Les scénarios avec nouveau nucléaire s'avèrent moins coûteux que les scénarios avec 100 % d'énergies renouvelables dans la plupart des configurations testées même si l'écart peut s'inverser dans certaines configurations spécifiques

De manière générale, **à taux de rémunération du capital équivalent, les différentes analyses de sensibilité mettent en évidence un avantage économique pour les scénarios avec nouveau nucléaire, notamment pour ceux fondés sur un niveau de capacités nucléaires de l'ordre d'une quarantaine de gigawatts** (N2 et N03).

Dans la grande majorité des configurations étudiées, un scénario de type N2 ressort ainsi comme moins coûteux que les scénarios de sortie du nucléaire, y compris M23, avec des écarts de coûts complets annualisés de l'ordre de plusieurs milliards d'euros par an. Le différentiel de coût atteint près de 10 Md€ par an dans la configuration de référence et se situe dans une fourchette entre 0 Md€ et 16 Md€ selon les hypothèses. Quelques variantes ou tests de sensibilité spécifiques conduisent à inverser l'interclassement économique des scénarios, soulignant la prudence qui doit présider à une analyse prospective des coûts à long terme.

Cette différence économique s'explique par les coûts induits par les moyens de flexibilité et les raccordements et renforcements de réseau dans les scénarios à haute part en énergies renouvelables. Pour les hypothèses de référence de coût des énergies renouvelables et compte tenu des mix retenus pour les différentes technologies, le coût des scénarios avec nouveau nucléaire reste inférieur à celui du scénario M23 tant que le coût complet du nouveau nucléaire reste inférieur à environ 110 €/MWh. Pour des hypothèses de coût faible des énergies renouvelables, ce seuil tombe à environ 100 €/MWh.

Figure 11.38 Coûts annualisés des scénarios en 2060, dans les différentes variantes et *stress tests* analysés

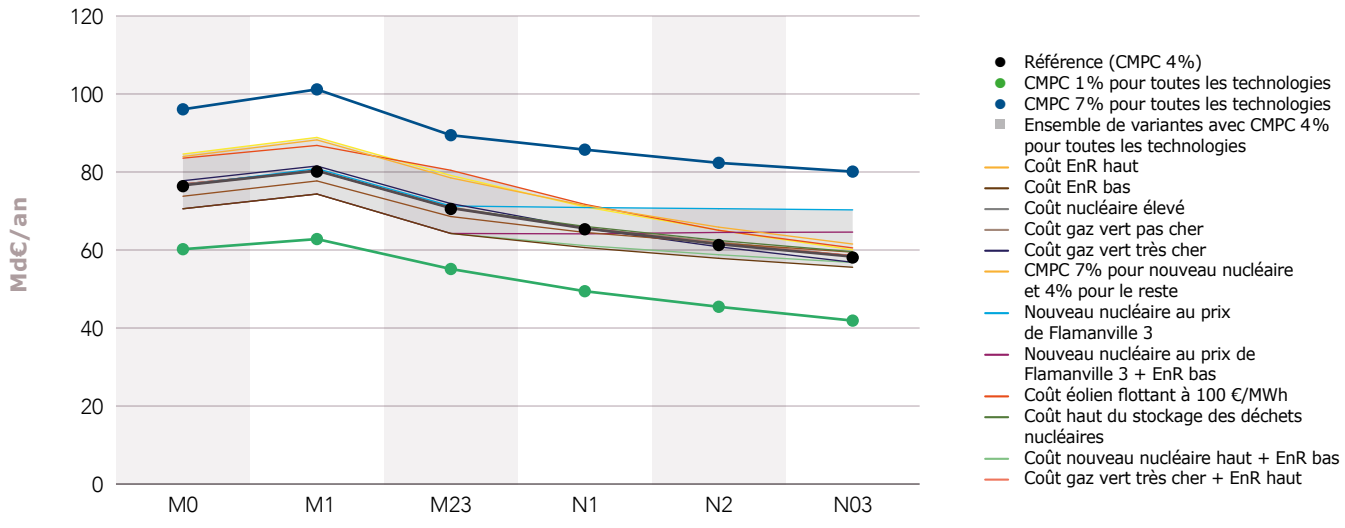
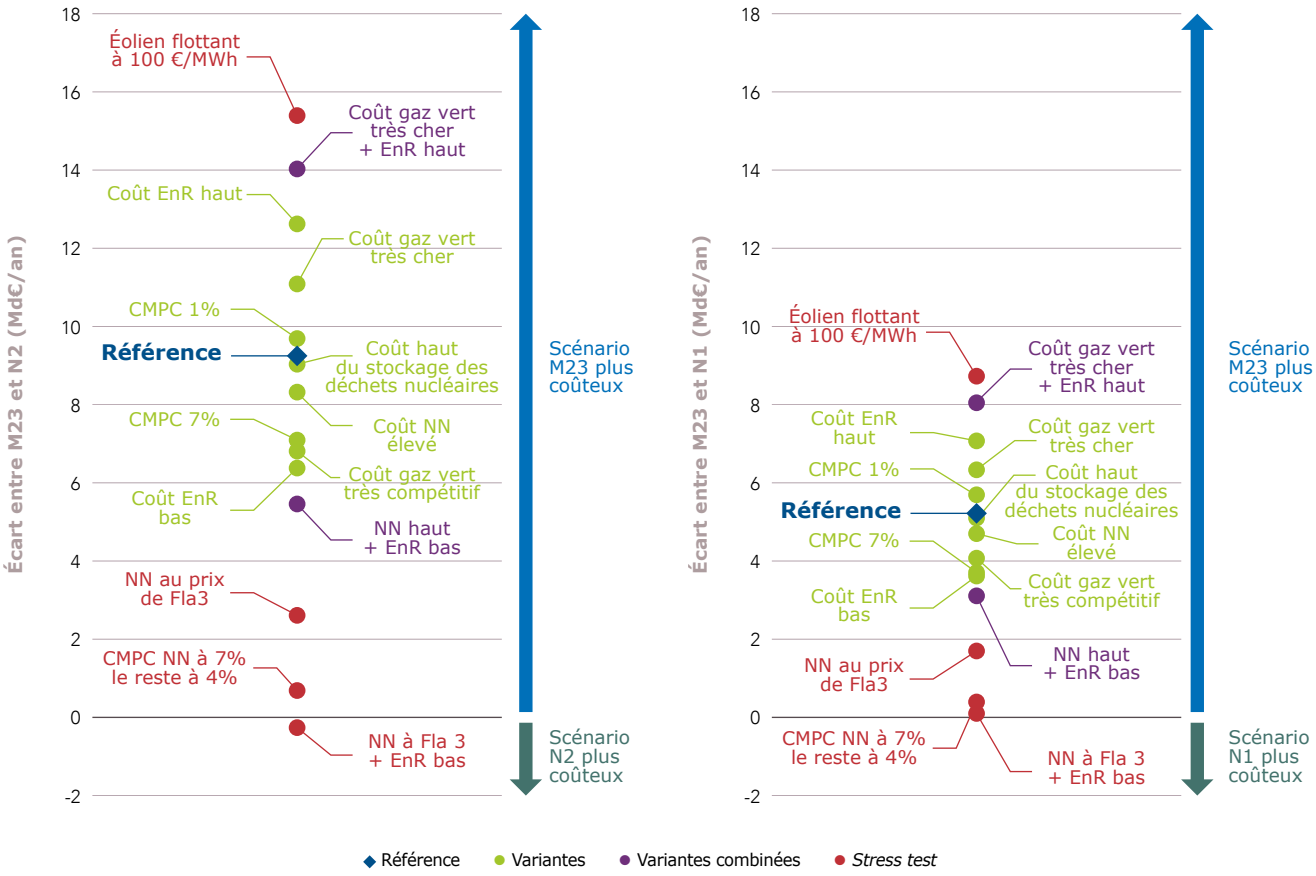


Figure 11.39 Différence de coûts annualisés en 2060 entre le scénario M23 et les scénarios N2 et N1



NN : nouveau nucléaire - FLA 3 : Flamanville 3

11.6.6 Le développement des énergies renouvelables présente un intérêt économique, d'autant plus marqué pour les grands parcs

Les énergies renouvelables produisent de l'énergie à un coût complet rapporté à leur production qui est plus faible que celui des nouveaux réacteurs nucléaires. L'augmentation des coûts associés aux énergies renouvelables constatée dans les analyses de RTE provient de leur intégration au système électrique, notamment les coûts de réseaux et surtout les coûts pour assurer la sécurité d'approvisionnement en développant les flexibilités (productions thermiques à partir de gaz verts et batteries en particulier) qui sont plus élevés que l'écart des coûts de production eux-mêmes.

Lorsque les besoins de flexibilité supplémentaires restent relativement limités, comme c'est le cas aujourd'hui, le surcoût système induit par les énergies renouvelables est moindre. Le développement d'une part d'énergies renouvelables plus importante qu'aujourd'hui n'est donc pas uniquement une nécessité industrielle et climatique : elle est également pertinente sur le plan économique.

Cet avantage de nature purement économique se réduit puis s'annule au fur et à mesure qu'apparaissent et croissent les besoins de flexibilités permettant de gérer la variabilité. Les simulations réalisées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* montrent que ces besoins se matérialiseront en premier lieu dans les pays limitrophes, où la part de l'éolien et du solaire est plus élevée qu'en France.

En France, l'analyse économique montre que le gain conduisant à passer d'un parc nucléaire de 40 GW (N2 – soit environ 36 % de nucléaire dans la consommation de référence) à environ 50 GW (N03 – soit environ 50 % de nucléaire dans la consommation de référence) est faible dans la plupart des configurations étudiées.

11.6.7 L'utilisation des interconnexions permet une économie liée à la mutualisation des moyens pilotables en Europe et une valorisation des exports, mais l'interclassement économique des scénarios ne serait pas remis en cause dans une configuration « France isolée »

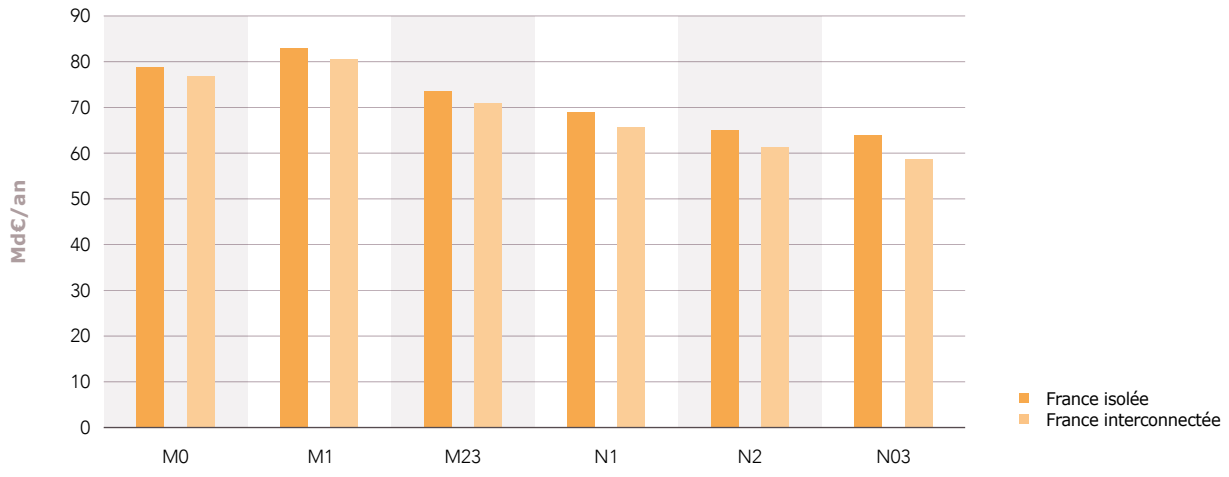
Pour illustrer les effets des échanges aux interconnexions sur l'équilibre et les coûts du système électrique, une configuration théorique sans interconnexions, dite en « France isolée », a été simulée et étudiée *(voir partie 7.6.4)*. Elle consiste à réévaluer, pour chacun des scénarios, le bouquet de flexibilités (batteries, centrales thermiques flexibles fonctionnant à l'hydrogène et électrolyseurs) économiquement pertinent pour assurer le même niveau de sécurité d'approvisionnement, dans un cas illustratif sans aucune interconnexion avec les pays voisins. Ceci implique également d'ajuster les mix de production de ces configurations, via des capacités de production solaires et éoliennes additionnelles, nécessaires pour le bouclage énergétique du scénario.

Cette analyse permet de conclure qu'en l'absence d'interconnexions, la production thermique décarbonée serait nécessaire dans des proportions significatives dans tous les scénarios, du fait de l'impossibilité d'utiliser, via les interconnexions, les opportunités d'excédents de production renouvelable en provenance des pays voisins ainsi que la production issue de capacités pilotables situées à l'étranger. Cette production thermique occasionne des surcoûts pour le système électrique français (coût des moyens de flexibilité comme les batteries et les centrales thermiques et coût de la production des gaz verts nécessaires pour les alimenter) qui viennent en contrepartie des économies sur le développement des interconnexions et le coût des importations.

L'évaluation doit également tenir compte des effets des interconnexions sur la balance commerciale : en effet, l'absence d'interconnexions se traduit également par l'impossibilité d'exporter de l'électricité, et donc un manque à gagner sur les ventes d'électricité aux pays voisins. Ceci contribue à accroître encore le coût complet du système électrique français (net de la balance commerciale).

Dans un cas théorique sans interconnexion (« France isolée »), l'analyse montre que le

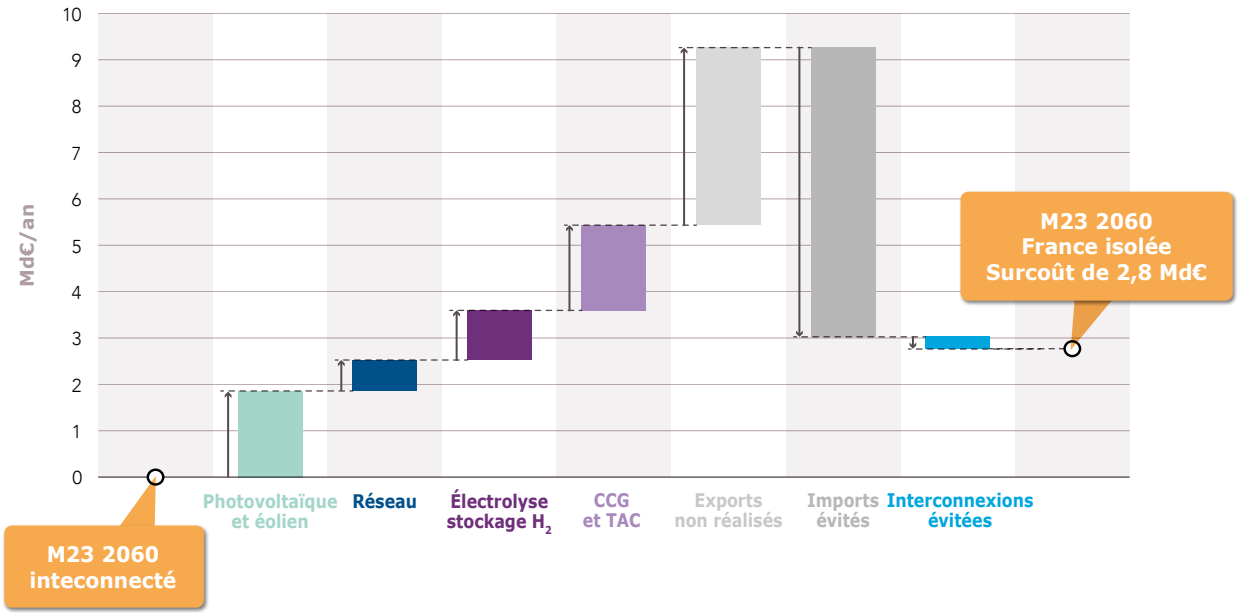
Figure 11.40 Comparaison des coûts complets annuels des scénarios de référence et des scénarios en France isolée



système électrique français peut assurer sa sécurité d'approvisionnement en s'appuyant sur des moyens de flexibilité supplémentaires déployés en France, mais à un coût supérieur, du fait de la mobilisation de cette flexibilité additionnelle, et notamment des volumes de gaz verts supplémentaires nécessaires à l'équilibrage du système.

L'analyse montre finalement que l'interclassement économique des scénarios n'est que peu modifié mais pourrait être légèrement atténué. Même en « France isolée », les scénarios avec de la production nucléaire sont moins coûteux et l'écart de coût entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire reste sensiblement le même que dans la configuration de référence en « France interconnectée ».

Figure 11.41 Décomposition des différences de coûts complets annuels du scénario M23 de référence et du scénario M23 en France isolée (CAPEX et OPEX fixes)



11.6.8 Les points de vigilance sur le bilan économique peuvent être différents selon les scénarios : une forte sensibilité aux coûts de financement (dans tous les scénarios) et aux coûts de la flexibilité (dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables)

11.6.8.1 Le coût du capital est déterminant pour le coût complet des scénarios, en particulier pour ceux avec du nouveau nucléaire

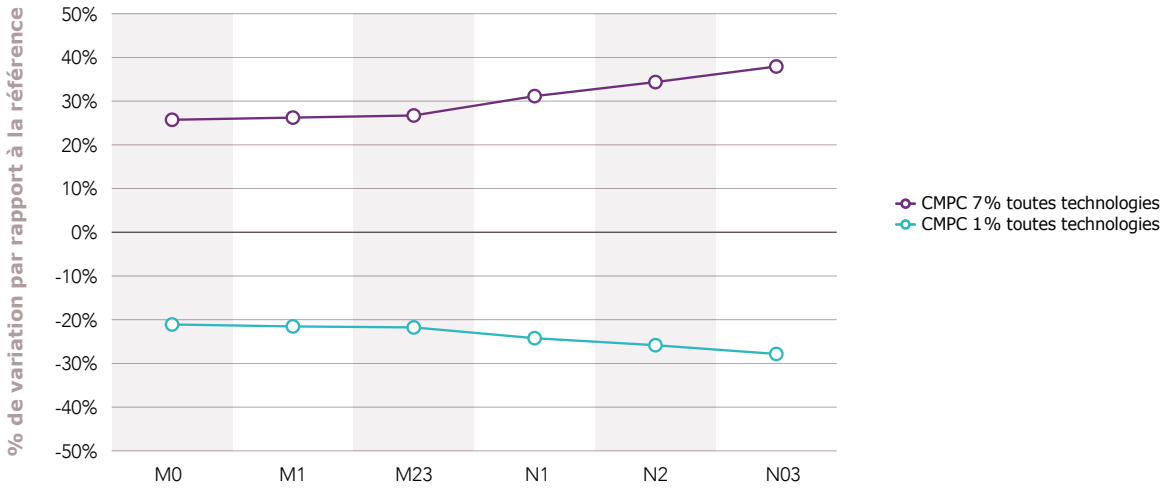
Toutes les technologies et infrastructures caractérisées par des dépenses d'investissement importantes et des durées de vie longues ont un coût de revient très sensible au taux de rémunération du capital *(cf. partie 11.2).*

L'équilibre économique des scénarios de neutralité carbone, qui repose largement sur des investissements de cette nature – les énergies renouvelables, le nucléaire ou encore le réseau sont tous des actifs à forte intensité capitalistique – présentent donc tous une forte sensibilité aux hypothèses sur les coûts du capital. Comme l'ont montré les analyses précédentes, une variation de trois points sur le coût du capital peut faire varier le coût du système de l'ordre de 17 à 18 Md€/an à la hausse ou à la baisse (soit ±25 à 30 % du coût complet annuel estimé avec un taux de rémunération du capital de 4 %). La sensibilité est un peu plus marquée dans les scénarios avec de nouveaux réacteurs nucléaires, ces derniers étant caractérisés par des durées de construction (10 à 15 ans) et des durées de vie (60 ans) particulièrement longues.

Ceci conduit dans tous les cas à porter une vigilance spécifique sur le coût de rémunération du capital et donc sur les conditions de financement des investissements bas-carbone afin de maîtriser l'évolution du coût de l'électricité pour les consommateurs.

La mise en place de dispositifs de soutien, que ce soit pour les énergies renouvelables ou le nucléaire, constitue ainsi un levier incontournable pour bénéficier de coûts de financement favorables. De manière générale, toutes les politiques publiques aboutissant à dérisquer l'investissement dans les technologies bas-carbone auront une influence directe sur la réduction de la facture à long terme des consommateurs.

Figure 11.42 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon l'hypothèse de CMPC



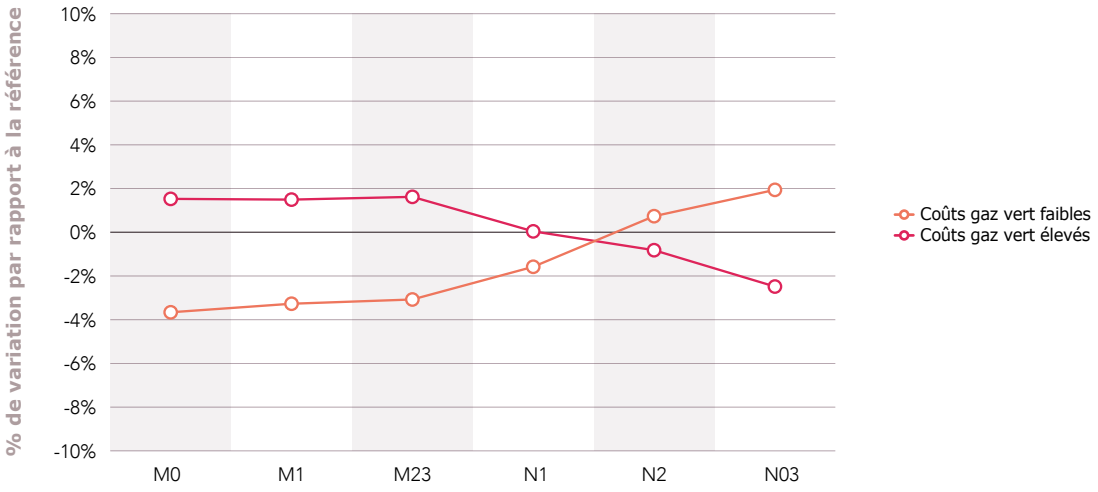
11.6.8.2 Les coûts des scénarios à forte part en énergies renouvelables sont très sensibles aux hypothèses de coût d'approvisionnement en gaz verts et à la maîtrise de la chaîne logistique de l'hydrogène

Un autre déterminant important dans l'économie des différents scénarios réside dans le coût de la flexibilité et plus particulièrement dans les enjeux autour de l'hydrogène et des gaz verts.

La faculté à déployer un système hydrogène performant et flexible a des effets importants sur le besoin et le coût des moyens de flexibilité du système électrique (un effet volume et un effet prix) :

- d'une part, l'absence de flexibilité du système hydrogène et notamment des électrolyseurs conduirait à renchérir significativement les besoins de production thermique des scénarios. De manière schématique, dans les périodes de tension du système (semaines froides avec vent faible en France et en Europe), les électrolyseurs ne pourraient alors pas effacer leur consommation d'électricité et devraient continuer à fonctionner pour alimenter les usages de l'hydrogène, conduisant potentiellement à faire fonctionner dans le même temps des centrales utilisant des gaz de synthèse pour assurer l'équilibre offre-demande *(voir chapitre 9.6.3)*. **Dans cette configuration, il est possible que de l'électricité soit utilisée pour produire de l'hydrogène concomitamment à l'utilisation de méthane de synthèse pour produire de l'électricité en un point différent du territoire, ce qui conduit à des pertes énergétiques importantes et *in fine* à des surcoûts pour le système électrique.** La flexibilité du système dépend en particulier de la capacité de stockage des gaz produits, et concernant l'hydrogène, la disponibilité de stockage salins.
- d'autre part, les conditions économiques sur l'approvisionnement en hydrogène et en gaz verts ont un impact sur la composante «flexibilité» du coût des scénarios. Ainsi, dans une situation d'abondance de gaz verts à faible coût à l'échelle européenne (biométhane accessible en des volumes importants et pour des coûts relativement faibles, hydrogène produit avec des électrolyseurs et des parcs d'énergies renouvelables à coûts faibles ou éventuellement importé depuis des régions avec des conditions de production favorables, etc.), les coûts de production à partir de moyens thermiques baissent significativement ; *a contrario* un renchérissement des

Figure 11.43 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon le coût des gaz verts



gaz décarbonés, correspondant par exemple au recours nécessaire à la fabrication de méthane de synthèse, pénalise les coûts de flexibilité. En particulier, dans une configuration où le système hydrogène n'est pas flexible, il devient alors nécessaire de recourir au méthane. S'il s'agit de méthane de synthèse, produit à partir d'hydrogène, son coût est plus élevé que celui de l'hydrogène, du fait des coûts (des unités de méthanation et de la logistique du CO_2) et des pertes énergétiques de la phase de méthanation.

La sensibilité de l'analyse à l'hypothèse de coût des gaz décarbonés diffère selon les scénarios, en fonction des besoins d'équilibrage qui leur sont propres. Pour les scénarios M et le scénario N1, les besoins de flexibilité sont importants : leur coût diminue logiquement si celui des gaz verts est faible, et augmente dans le cas contraire. Pour les scénarios N2 et N03, non seulement le besoin d'équilibrage à partir de production thermique est plus limité, mais les exports sont valorisés en cas de renchérissement des gaz verts, par évitement des productions thermiques à l'étranger. L'effet est donc inverse : les coûts des scénarios N2 et N03, diminués des gains associés aux exports, sont moindres en cas de coût élevé des gaz verts.

11.6.8.3 La faculté à développer ou non un système hydrogène flexible a un impact important sur les coûts du système électrique neutre en carbone, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire

La modélisation des scénarios des *Futurs énergétiques 2050* repose sur l'hypothèse d'un système hydrogène flexible, c'est-à-dire pour lequel les sites de production et de consommation d'hydrogène sont connectées à des capacités de stockage significatives. Ceci permet ainsi une double flexibilité : d'une part dans la production d'hydrogène par électrolyse qui peut s'adapter à l'équilibre de l'offre-demande électrique, et d'autre part dans le recours à l'hydrogène pour la production d'électricité (boucle *power-to-hydrogen-to-power)*.

Néanmoins, il demeure des incertitudes sur la possibilité technique de développer des capacités massives de stockage d'hydrogène à des coûts maîtrisés *(voir partie 9.8).*

Afin d'évaluer la dépendance des résultats à l'hypothèse retenue sur la flexibilité du vecteur hydrogènes enjeux associés à cette flexibilité, le fonctionnement du système électrique a été simulé dans une configuration où les capacités de stockage sont très limitées *(voir partie 7.6.9)*. Cela se traduit d'une part par un fonctionnement des électrolyseurs en base (avec la possibilité d'effacements ponctuels gérables grâce à de petits stocks tampons) pour fournir l'hydrogène destiné à un usage final, à hauteur de 50 TWh de consommation d'électricité. D'autre part, du méthane de synthèse est utilisé pour l'équilibrage du système électrique (en assurant qu'un volume suffisant de méthane de synthèse soit produit pour couvrir ces besoins). Dans cette configuration, le méthane est stocké dans les infrastructures existantes, ce qui permet d'éviter le développement de nouvelles infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène.

Comme indiqué au chapitre 7, l'absence de système hydrogène flexible conduit ainsi à une moindre efficacité énergétique pour deux raisons : d'une part, les électrolyseurs peuvent fonctionner concomitamment avec de la production d'électricité à partir de gaz et d'autre part, la boucle méthane est moins efficace énergétiquement que la boucle hydrogène. L'absence de flexibilité sur l'hydrogène pénalise plus particulièrement les scénarios où la production à partir de gaz est plus importante.

Ces pertes énergétiques supplémentaires (par rapport à la configuration de référence avec système hydrogène flexible) doivent ainsi être couvertes par des capacités de production renouvelable additionnelles. Une partie peut également être couverte par une meilleure valorisation de la production bas-carbone et de moindres écrêtements de production renouvelable, notamment dans le scénario M23 grâce à une capacité d'électrolyse et de méthanation (flexible) beaucoup

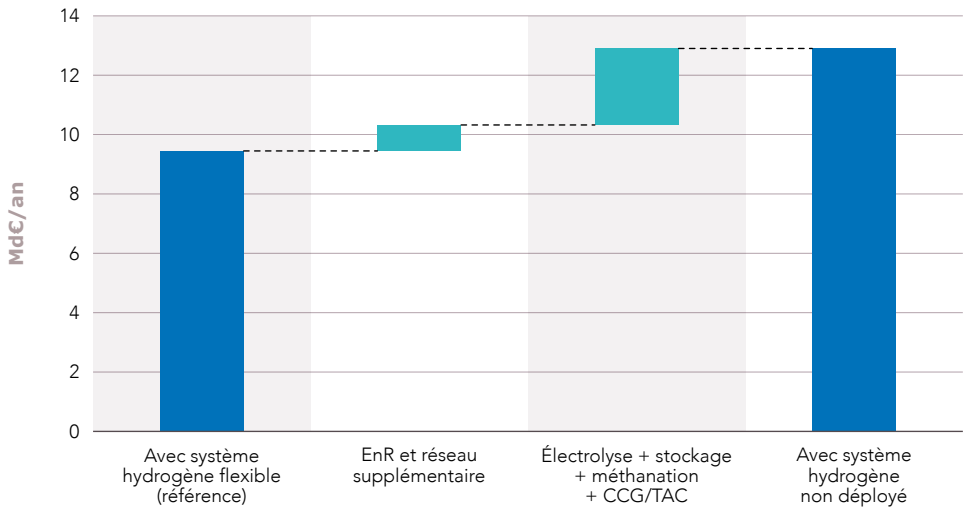
plus importante permettant de « récupérer » une partie significative des écrêtements de production renouvelable.

Dans la configuration où le système hydrogène n'est pas flexible, le nécessaire développement additionnel des capacités renouvelables pour assurer le bouclage énergétique, leur raccordement ainsi que les adaptations nécessaires du réseau associées engendrent des coûts supplémentaires, auxquels s'ajoutent les coûts liés au besoin d'une capacité d'électrolyse et de méthanation plus importante[67]. L'impact global sur les coûts du système énergétique dépend alors des coûts évités dans les infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène, sur lesquels pèsent aujourd'hui de nombreuses incertitudes.

Dans la configuration avec système hydrogène non flexible , les coûts totaux du système électrique français (hors effet sur la balance commerciale) apparaissent sensiblement plus élevés de l'ordre de 2 à 5 milliards d'euros selon les scénarios. Sur le plan économique, un échec du pari sur la flexibilité du système hydrogène pénalise davantage un scénario de type M23 qu'un scénario de type N2, avec un écart de coût supplémentaire de l'ordre de 3 milliards d'euros par an (hors recette des exports d'électricité).

Néanmoins, l'absence de déploiement d'une infrastructure flexible d'hydrogène en Europe conduit également à des modifications profondes du fonctionnement du système électrique européen et pourrait modifier la structure et les niveaux de prix de marchés de l'électricité en Europe. Toutes choses étant égales par ailleurs, avec plus de périodes où la production d'électricité à partir de gaz est marginale en Europe et des prix du méthane de synthèse plus importants que ceux de l'hydrogène, les prix de marché de l'électricité en Europe seraient rehaussés (par rapport

Figure 11.44 Écart de coûts complets du système électrique entre les scénarios M23 et N2 dans les configurations système hydrogène flexible (configuration de référence) et sans système hydrogène déployé (hors effet sur la balance commerciale)



67. Par rapport à la configuration de référence, la capacité d'électrolyse pour les usages finaux est diminuée (même volume de production mais reposant sur un fonctionnement en base) mais la capacité d'électrolyse+méthanation est largement supérieure à la capacité d'électrolyse servant à couvrir les besoins d'hydrogène pour la production d'électricité dans le scénario de référence. Ceci est dû à des besoins plus importants de production d'électricité à partir de gaz, ainsi qu'à un rendement plus faible du couplage électrolyse+méthanation par rapport à l'électrolyse seule.

à la configuration de référence), ce qui améliorerait significativement la balance commerciale de la France pour les échanges d'électricité (les scénarios ont été modélisés en conservant un léger solde exportateur). Cet effet, difficile à anticiper car très dépendant des développements des systèmes hydrogène dans les pays voisins et de la formation des prix de marché des gaz et de l'électricité, pourrait être important et compenser tout ou partie des surcoûts en France liés à l'absence de flexibilité de l'hydrogène. Ce bénéfice potentiel doit cependant être pris avec précaution tant sa sensibilité à de multiple paramètres apparait importante. Des études supplémentaires seront nécessaires pour approfondir ces incertitudes, normales à un stade où le modèle économique de la production d'hydrogène ou des gaz verts en général n'est pas stabilisé et peut encore prendre des voies très différentes.

De manière générale, l'analyse de l'intérêt économique des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène pour la flexibilité du système électrique fera l'objet d'analyses approfondies, qui seront menées dans le cadre des prolongements.

11.7 Une évaluation du « mix optimal » dans différentes configurations de coûts qui conforte les principaux enseignements sur l'analyse économique des scénarios

11.7.1 Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* ne sont pas fondés sur une unique logique d'optimisation économique : leur bilan économique peut donc être amélioré en modifiant certains équilibres

Les mix de production considérés dans les *Futurs énergétiques 2050* sont définis a priori, pour refléter différents choix politiques et industriels et les aspirations sociétales identifiées dans le cadre de la concertation. Ils ne résultent pas d'une optimisation du coût total du système électrique même si la répartition des moyens de flexibilité fait bien l'objet d'une optimisation économique.

Il s'agit d'un choix de modélisation assumé car plus réaliste sur le plan de la décision publique. En pratique, le dimensionnement du mix électrique résulte d'arbitrages politiques où la puissance publique prend une part importante dans le choix des technologies de production, en fixant des objectifs pour chacune d'entre elles et en mettant en œuvre des mécanismes pour les atteindre. Ces objectifs sont pris en fonction de nombreuses considérations, qui intègrent la volonté de réduire le coût du système mais ne s'y bornent pas.

Cette logique de construction se retrouve dans chaque scénario, avec des logiques très marquées qui peuvent entraîner un coût :

- le scénario M1 est articulé autour du principe d'initiatives locales (autoconsommation, communautés énergétiques locales…) même si cette perspective a un coût : installer des panneaux solaires sur petites toitures est plus cher que développer de grands parcs au sol sauf à ce que les consommateurs installent les panneaux eux-mêmes, les coûts de réseaux de distribution induits sont plus élevés que dans les autres scénarios, les besoins de flexibilité saisonnière sont accentués par la forte part de photovoltaïque ;
- à l'inverse, le scénario M23 correspond à une trajectoire vers un mix 100 % énergies renouvelables qui privilégie les grands parcs afin de bénéficier d'économies d'échelle. Pour refléter un mix possible du point de vue des acteurs du système électrique, RTE a néanmoins intégré au scénario certaines limites de gisements et d'acceptabilité délibérées avec les professionnels du secteur dans le cadre de la concertation, ainsi que de contraintes industrielles ;
- les scénarios « N » reflètent différents rythmes possibles de poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants et de développement de nouveaux réacteurs (à grande puissance comme les EPR2 ou à faible puissance comme les SMR) sans chercher à optimiser cette capacité nucléaire sur le plan économique ;
- enfin, tous les scénarios prévoient un développement, d'ampleur plus ou moins importante, d'éoliennes en mer flottantes et de panneaux solaires sur toiture, bien que ces installations soient en apparence plus coûteuses que d'autres technologies renouvelables.

Cette méthode permet de refléter le fait que le mix de production électrique ne dépend pas uniquement de considérations économiques. Au-delà des décisions de politique industrielle mise en œuvre par la puissance publique, l'évolution du mix électrique relève aussi de l'appétence des consommateurs (par exemple, consommateurs souhaitant s'équiper de panneaux dans une logique « citoyenne » pour favoriser la transition énergétique), ou encore de dynamiques territoriales (par exemple, répartition du développement de l'éolien en mer selon les différentes régions et façades maritimes, ce qui conduira dans tous les cas à construire des parcs éoliens flottants au large de la Bretagne et en Méditerranée dans les prochaines années) ou de choix industriels.

Dans le cadre de l'analyse économique, les coûts complets de ces scénarios sont calculés a

posteriori, des variantes permettant de mesurer leur sensibilité aux hypothèses de coûts unitaires. Ces coûts complets permettent de qualifier ces scénarios, au même titre que leurs impacts environnementaux *(chapitre 12)*, leurs conditions et implications sociétales *(chapitre 13)*, les conditions techniques pour leur fonctionnement et les paris technologiques et industriels sous-jacents *(chapitre 7)*.

RTE considère que cette démarche de scénarisation est la plus adaptée à l'éclairage du débat public. Celle-ci a d'ailleurs été largement plébiscitée dans le cadre de la concertation.

11.7.2 L'analyse en mix optimal permet de dégager des configurations optimisées du point de vue théorique mais très sensibles aux hypothèses

La détermination d'un mix optimal selon une unique logique de la minimisation des coûts du système électrique constitue un exercice de style, intéressant sur le plan théorique mais susceptible de livrer des conclusions manichéennes (telles que l'éviction complète du photovoltaïque sur toiture par rapport à d'autres filières) et donc peu réalistes prises en dehors de leur contexte.

Sur le plan purement méthodologique, il faut noter que l'approche de type «mix optimal» peut s'avérer très sensible au calage des hypothèses d'entrée sur le coût des différentes technologies si le «coût système» de ces dernières est proche, ce qui est bien le cas à long terme pour la production d'électricité. Dans certains cas, l'approche peut conduire à identifier un mix «optimal» caractérisé par des parts très importantes de l'une ou l'autre des filières alors même que d'autres configurations très différentes donnent des coûts proches : le choix d'hypothèses de départ légèrement différentes pourrait alors conduire à faire basculer l'optimum vers un mix complètement différent. **RTE considère ainsi que les analyses de mix optimal doivent être prises avec beaucoup de précaution, dans la mesure où leurs résultats sont fortement dépendants des hypothèses initiales et où elles tendent à qualifier un mix «d'optimal» là où la conclusion devrait plutôt être que plusieurs configurations de mix entraînent des coûts relativement proches.**

Malgré ces limites, la recherche d'optimisation économique dans l'élaboration des scénarios de mix constitue un outil intéressant qui permet de prendre conscience des facteurs limitants sur le plan économique. Elle constitue un sujet d'interrogation récurrent dans le débat public et le monde de la recherche : plusieurs études externes sont ainsi fondées sur ce type d'approche[68], et aboutissent parfois à des résultats divergents d'une étude à l'autre, le mix optimal étant composé à 100% d'énergies renouvelables dans certaines et intégrant une part significative de nucléaire dans d'autres.

Les modèles d'optimisation utilisées par RTE permettent d'identifier de tels mix optimaux, ou alors d'identifier des «optima partiels» en fixant tel ou tel paramètre dans le modèle. **Dans le cadre des compléments apportés en février 2022, RTE a réalisé ce type de calcul et a évalué différentes configurations de mix optimal avec ou sans contraintes sur le développement de chaque filière. Les conclusions de cette analyse sont mises en regard des analyses sur les six mix de production et permettent de tirer des conclusions, présentées en partie 11.7.3.4, sur les enjeux économiques associés au déploiement de certaines filières.**

Dans le détail, l'analyse réalisée consiste à évaluer, pour des hypothèses de consommation et de coûts des technologies données, les capacités de production et de flexibilité optimales du point de vue des coûts complets annualisés (CAPEX et OPEX) en tenant compte des implications sur le réseau. L'optimisation peut être libre ou sous contrainte, et par exemple appliquée en fixant a priori la capacité de production nucléaire ou en la

68. Par exemple : «Trajectoire du mix électrique 2020-2060», ADEME, 2018 ou «Low-carbon options for the French power sector : What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage», B. Shirizadeh and P. Quirion, Energy Economics, 2020

laissant libre dans l'optimisation. Ces calculs ont été menés en considérant un certain nombre d'invariants, tels que la capacité d'interconnexion ou encore l'évolution du mix de production européen, de manière à évaluer la pertinence économique des choix sur le mix électrique français toutes choses étant égales par ailleurs.

11.7.3 Le système électrique théorique de coût minimum : un intérêt à développer fortement l'éolien terrestre et un avantage des mix avec production nucléaire, mais un « optimum plat » avec des écarts de coûts réduits à partir d'une certaine capacité nucléaire

11.7.3.1 Au sein des énergies renouvelables : une pure logique d'optimisation conduirait à limiter le recours au photovoltaïque au profit d'un développement massif de l'éolien terrestre

Un premier type de simulation consiste à évaluer les marges d'optimisation qui portent sur le mix de production renouvelable. Il s'agit alors d'évaluer, pour une capacité nucléaire donnée, les niveaux de capacité optimaux des filières renouvelables et des flexibilités permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

L'analyse montre alors que tous les scénarios pourraient être optimisés sur le plan économique en modifiant certains des équilibres sur le mix de production renouvelable des différents scénarios.

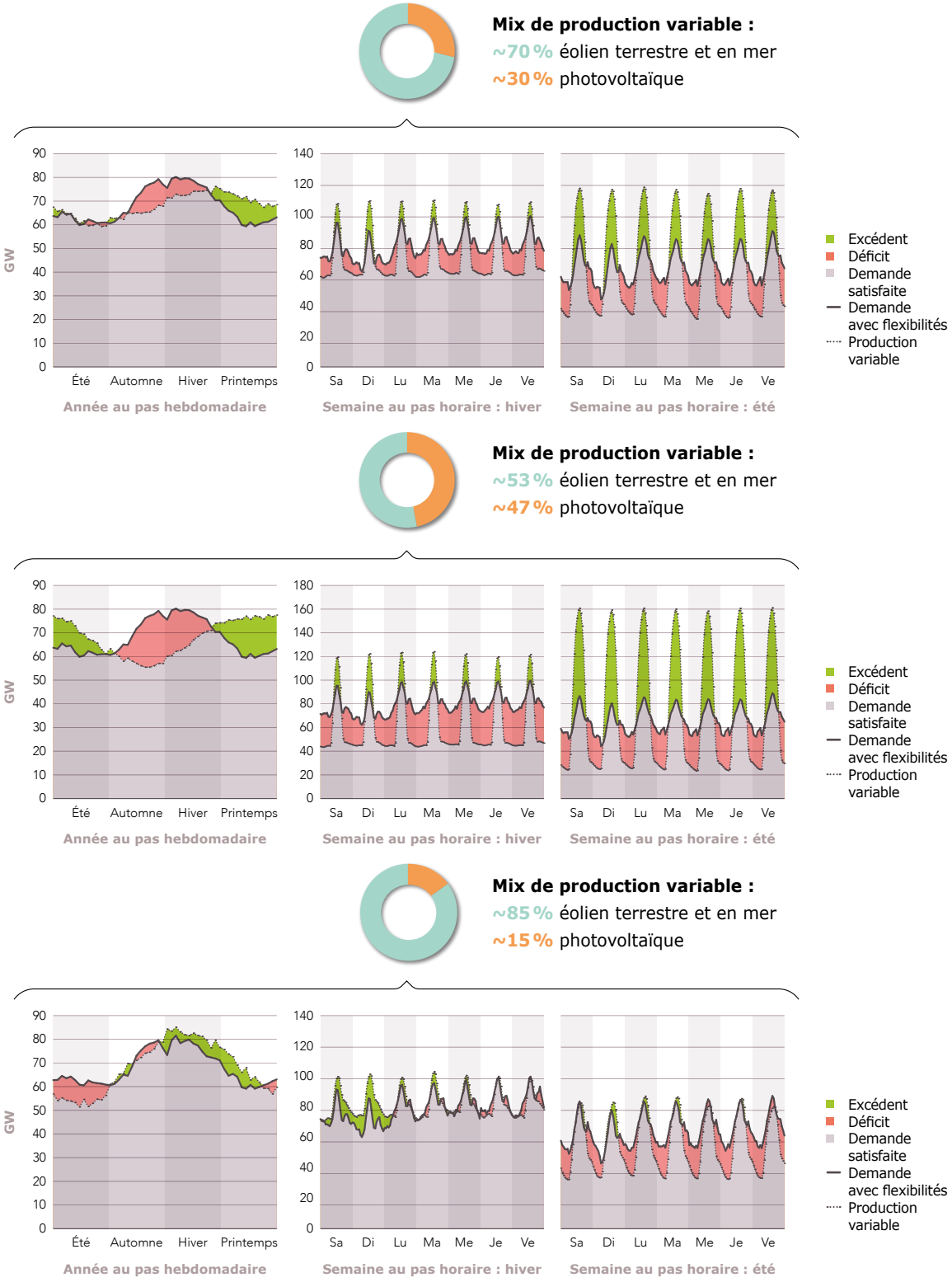
En premier lieu, tous les scénarios « optimisés » ne contiendraient aucune installation de photovoltaïque sur toiture dans la mesure où leur profil de production est quasi-similaire à celui du photovoltaïque au sol pour un coût unitaire supérieur, et très peu d'éolien en mer flottant en raison des perspectives de coûts plus importantes pour cette technologie que pour l'éolien terrestre et l'éolien en mer posé. Les scénarios optimisés du point de vue économique recourent donc presque uniquement aux sources renouvelables les moins coûteuses (éolien terrestre, éolien en mer posé et photovoltaïque au sol) et ce, quelle que soit la capacité nucléaire développée.

En particulier, ces configurations optimisées conduisent à mobiliser très fortement l'éolien dans le mix renouvelable et plus faiblement le photovoltaïque. Ainsi, l'optimisation conduit à une part de photovoltaïque dans le mix renouvelable (i.e. part de la production photovoltaïque par rapport au total de la production éolienne et photovoltaïque) de l'ordre de 10 à 15 % au maximum alors que celle-ci atteint environ 30 % à 40 % dans les configurations de référence des *Futurs énergétiques 2050,* et ce alors même que le LCOE du photovoltaïque au sol est le plus faible parmi l'ensemble des technologies bas-carbone considérées à l'horizon 2050.

Cette plus faible part du photovoltaïque dans un système optimisé s'explique par la moins bonne adéquation de son profil de production à la demande d'électricité à satisfaire (consommation de laquelle on déduit la production hydraulique non pilotable, comme illustré ci-contre), par rapport à l'éolien. En effet, la production photovoltaïque est naturellement plus élevée en été que l'hiver alors que la demande est à l'inverse plus importante l'hiver, ce qui génère donc un besoin de stockage saisonnier particulièrement coûteux. De même, l'alternance jour-nuit de cette production conduit à mobiliser des flexibilités spécifiques comme les batteries au-delà d'une certaine capacité photovoltaïque. La production photovoltaïque est néanmoins nécessaire pour gérer une partie de la variation journalière de la consommation ainsi que pour limiter une trop forte dépendance au vent dans les différents scénarios.

En conséquence, les configurations optimisées des scénarios conduisent à un développement très poussé de l'éolien, et en particulier de l'éolien terrestre, étant donné le gisement vraisemblablement limité pour l'éolien en mer posé et les surcoûts associés à la technologie

Figure 11.45 Adéquation à la demande du mix de production renouvelable non pilotable dans différentes configurations 100 % EnR – profils moyens



Avertissement : les figures présentées ci-contre sont à vocation illustrative. Les adéquations qui y sont illustrées à partir de profils moyens ne reflètent pas les besoins de flexibilité associés à la variabilité des productions en fonction des chroniques météo. Les besoins de flexibilité sont tout de même bien intégrés à l'optimisation du parc. En particulier, si ces figures restituent bien les plus forts besoins de flexibilité saisonnière et journalière associé à la présence de fort taux de photovoltaïque, elles masquent les besoins de flexibilité hebdomadaire et pluriannuelle associés aux forts taux d'éolien.

flottante. Un développement accru de l'éolien terrestre apparaît ainsi comme de nature à réduire le coût des scénarios.

Les capacités éoliennes terrestres installées dans un scénario de pure optimisation économique sans aucune capacité nucléaire pourraient atteindre de l'ordre de 200 GW, sous réserve qu'il soit possible de mobiliser un tel gisement à des coûts proches de ceux considérés dans les scénarios de référence où la capacité cible est beaucoup plus faible (50 à 60 GW). Il s'agit d'une hypothèse très forte, qui demanderait pour être établie des travaux supplémentaires sur les coûts prospectifs des différents types de gisements accessibles.

Ce type de développement soulève enfin des doutes sur le plan industriel et sur celui des conséquences en matière d'occupation du territoire et donc d'acceptabilité.

11.7.3.2 Entre le nucléaire et les renouvelables : une pure logique d'optimisation conduirait à un développement significatif du nucléaire, mais pour un bénéfice marginal qui décroît voire s'inverse au-delà d'un certain niveau

L'analyse en mix optimal différencie le cas des réacteurs actuels de deuxième génération d'une part, et la construction de nouveaux réacteurs d'autre part.

S'agissant des réacteurs actuels, **elle montre l'avantage économique de poursuivre l'exploitation des réacteurs existants à l'horizon 2030-2040.** En effet, le coût de prolongation des réacteurs nucléaires actuels au-delà de 40 ou de 50 ans d'exploitation (autour de 40 €/MWh) apparaît aujourd'hui comme très compétitif par rapport à la construction de nouvelles capacités renouvelables, nucléaires ou même thermiques. Ce résultat est cohérent avec le résultat de très nombreuses études et apparaît indiscutable sur le plan économique *(voir partie 11.3).*

S'agissant de la construction de nouveaux réacteurs, **l'analyse en mix optimal confirme avantage économique des scénarios avec nouveau nucléaire même dans le cas où ceux-ci se comparent avec des mix de production renouvelable totalement optimisés sur le plan économique.** Ceci est vrai même si, à long terme, le nouveau nucléaire conserve un coût de production supérieur à celui des énergies renouvelables matures. Le résultat se justifie sur le plan économique du fait qu'il soit pilotable et qu'il permette ainsi de réduire le besoin de flexibilité du système électrique européen interconnecté *(voir partie 11.6).*

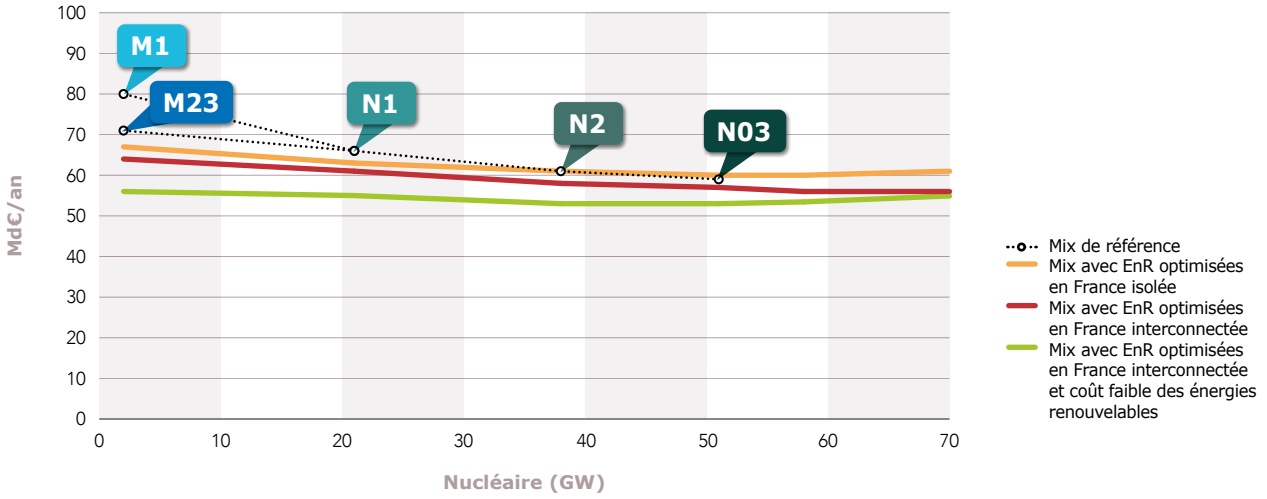
En retenant les hypothèses de coûts de référence, l'optimum économique se situerait à partir d'une quarantaine de gigawatts de capacité nucléaire, avec un degré d'incertitude important. Le mix optimal intègre donc également l'éolien terrestre dans des proportions importantes, l'éolien en mer posé et le photovoltaïque en privilégiant les grands centrales au sol. Les configurations comprenant une capacité significative de nucléaire restent sensiblement moins coûteuses que des configurations « 100 % renouvelable » optimisées, avec des écarts de coûts complets annualisés de l'ordre de 6 à 7 Md€ par an (contre par exemple 9 à 10 Md€ d'écart de coût entre M23 et N2 dans la configuration de référence).

L'analyse confirme qu'au-delà d'un certain volume de capacité nucléaire, le coût des différentes options de mix devient très proche (phénomène dit des « optimums plats »). Ainsi, l'optimisation ne peut servir à discriminer les scénarios : des configurations *a priori* très différentes (par exemple à partir de 40 GW de nucléaire) sont très proches en matière de coûts complets pour la collectivité.

En d'autres termes, au-delà d'une certaine capacité nucléaire, il est relativement indifférent, sur le plan économique, de développer de grands parcs d'énergies renouvelables technologiquement matures ou des réacteurs nucléaires additionnels.

Cette proximité des coûts complets des scénarios comprenant une capacité significative de nucléaire (à partir d'une quarantaine de

Figure 11.46 Coût complet annuel en 2060 des scénarios de référence et des scénarios de moindre coût (coûts unitaires de référence sauf mention contraire, CMPC 4 %)



gigawatts) conduit à rendre l'analyse très sensible à la modélisation du système électrique européen ainsi qu'aux hypothèses de coûts unitaires des technologies.

Ainsi, dans l'analyse des mix de moindre coût en France interconnectée, la diminution des coûts complets annualisés nets du système électrique français dans les scénarios avec nouveau nucléaire est due en partie à une valorisation plus importante des exports d'électricité français. Ceci signifie que le nouveau nucléaire ne se justifie alors pas uniquement pour apporter de la capacité pilotable en France mais également pour valoriser cette flexibilité à l'échelle du système électrique européen (en limitant les coûts de production à l'étranger). L'analyse dans une configuration théorique « en France isolée » optimisée (courbe jaune dans la figure ci-dessus) permet d'améliorer la compréhension de ce phénomène, puisqu'elle montre que l'optimum pourrait être atteint pour une capacité nucléaire inférieure à celle obtenue « en France interconnectée », avec une différence de coûts entre des configurations avec ou sans nouveau nucléaire par ailleurs légèrement réduite.

Ceci illustre à nouveau le caractère très « plat » de la courbe de coût en fonction de la capacité nucléaire dans des systèmes optimisés, en particulier pour un système isolé pour lequel les débouchés de la production nucléaire à l'export n'existent plus. Cette forme de la courbe de coût fait écho à la conclusion générale de l'analyse économique présentée à la partie 11.6.1, qui confirmait l'espace économique pour développer du nouveau nucléaire tout en soulignant que l'écart de coût avec un scénario « 100 % renouvelable » centré sur les grandes fermes solaires, éoliennes terrestre et éolienne en mer (M23) était faible et pouvait s'annuler selon certaines hypothèses.

11.7.3.3 Du fait des faibles différences de coûts entre les scénarios avec un mix renouvelable optimisé, l'évaluation du mix optimal apparaît très sensible aux hypothèses considérées sur le coût unitaire des technologies

La recherche du système électrique de moindre coût conduit, sous conditions de disponibilité des gisements de production renouvelable et de production nucléaire requis, à une courbe de coûts optimisés relativement «plate». Dès lors, le point bas de cette courbe, définissant le scénario théoriquement optimal devient encore plus sensible aux hypothèses de coûts unitaires des différents composants du système.

À titre d'illustration, une hypothèse de baisse de coûts plus importante des énergies renouvelables d'ici à 2050 (en particulier pour l'éolien terrestre) conduit à des coûts très proches entre les différents scénarios optimisés avec et sans nucléaire, au point que la quantité de nucléaire devient très peu différenciante. À l'inverse, une hypothèse de coûts élevés des énergies renouvelables accroît les différences entre scénarios optimisés avec et sans nouveau nucléaire et conduit à un mix théoriquement optimal très fortement fondé sur le nucléaire.

11.7.3.4 L'analyse en mix optimal confirme l'intérêt économique de l'éolien terrestre et du nucléaire, filières pour lesquelles les enjeux sont donc de nature sociétale ou industrielle

Les analyses en mix optimal ne peuvent suffire à être prescriptives s'agissant des choix des politiques publiques, puisqu'elles ne portent que sur l'une des dimensions qui interviennent dans le dimensionnement du mix électrique et les décisions des agents. Elles permettent par contre de mettre en lumière les enjeux associés à certaines filières.

Les analyses économiques complémentaires montrent tout d'abord que les limites au développement de l'éolien terrestre en France ne sont pas de nature économique. En l'absence de contrainte sur le déploiement des éoliennes, il serait ainsi possible de dépasser les 100 GW dans certaines configurations même en présence de réacteurs nucléaires, voire d'aller bien au-delà si le nucléaire est exclu par principe[69]. Dès lors, ce sont bien les enjeux de natures sociétale qui apparaissent à même de limiter le développement de la filière, voire des enjeux de nature industrielle si une unique logique de minimisation des coûts était choisie.

De la même manière, ces analyses montrent que les limites au développement du nucléaire ne sont pas non plus de nature économique. Elles sont tout d'abord de nature industrielle. Certaines configurations optimisées pourraient en effet conduire à mobiliser une capacité importante de nucléaire au-delà des niveaux de N2 ou N03, c'est-à-dire de la proposition la plus haute de la filière nucléaire dans le cadre de la concertation. Ces valeurs sont en outre extrêmement sensibles à de nombreux paramètres et donc au coût effectif de construction de nouveaux réacteurs nucléaires, qui demande à être confirmé dans la pratique, et à leurs conditions de financement. Des questions de nature sociétale (perception du risque d'accident nucléaire, question du traitement des déchets radioactifs) se posent également dans le débat public.

Ces analyses montrent enfin qu'une approche réduite à la recherche d'un optimum parfait entraîne un effet évictif très important sur l'éolien en mer flottant ou le petit photovoltaïque,

69. Avec une hypothèse de consommation électrique plus faible que celle intégrée dans la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050* (~645 TWh en 2050), les capacités éoliennes terrestres mobilisées dans le cadre d'un «mix optimal» pourraient être réduites. Une telle hypothèse de moindre hausse de la consommation électrique est ainsi parfois intégrée dans certaines études, mais elle interroge sur le bouclage énergétique d'ensemble pour atteindre la neutralité carbone. En effet, elle nécessite dans ce cas soit une très forte maîtrise de la demande passant par des efforts importants de sobriété énergétique, soit une mobilisation d'autres vecteurs bas-carbone, probablement via des importations depuis d'autres pays, les autres productions d'énergies bas-carbone en France (biométhane, biocarburants, bois-énergie) étant limitées par le gisement de biomasse.

qui ne semble pas justifié au regard de l'urgence d'augmenter la production d'électricité décarbonée pour atteindre les objectifs climatiques et qui apparaît même contestable dès lors que certaines externalités sont prises en compte. Par exemple, ne pas recourir à l'éolien en mer flottant, et le recours exclusif à l'éolien en mer posé, impliquerait une concentration géographique très marquée des productions maritimes dans les zones de faible profondeur des fonds marins, essentiellement dans le nord de la France et sur la côte normande. De même, l'absence de photovoltaïque en toiture s'accorde mal avec le souhait d'utilisation de surfaces déjà artificialisées et de diffusion des productions renouvelables facilitant une appropriation citoyenne. Par ailleurs, miser sur un développement des énergies renouvelables trop concentré sur l'éolien terrestre pourrait avoir un impact négatif sur l'effet de foisonnement de la production à l'échelle nationale *(voir partie 8).*

Les résultats confirment donc la réserve exprimée au début de ce paragraphe : si les simulations sur le mix optimal sont intéressantes sur le plan théorique et permettent d'enrichir la compréhension des résultats en montrant par exemple que les contraintes posées a priori sur l'éolien terrestre ou le nucléaire réduisent le potentiel d'optimisation économique des scénarios, elles ne peuvent se substituer à l'analyse complète des différentes options présentées dans la concertation qui permettent de représenter de manière plus réaliste l'éventail des choix pour la collectivité.

11.8 Les différents scénarios de consommation ont un impact de premier ordre sur les coûts bruts du système électrique mais modifient peu l'analyse comparée des mix électriques

11.8.1 La sobriété constitue un levier important de réduction des coûts du système électrique

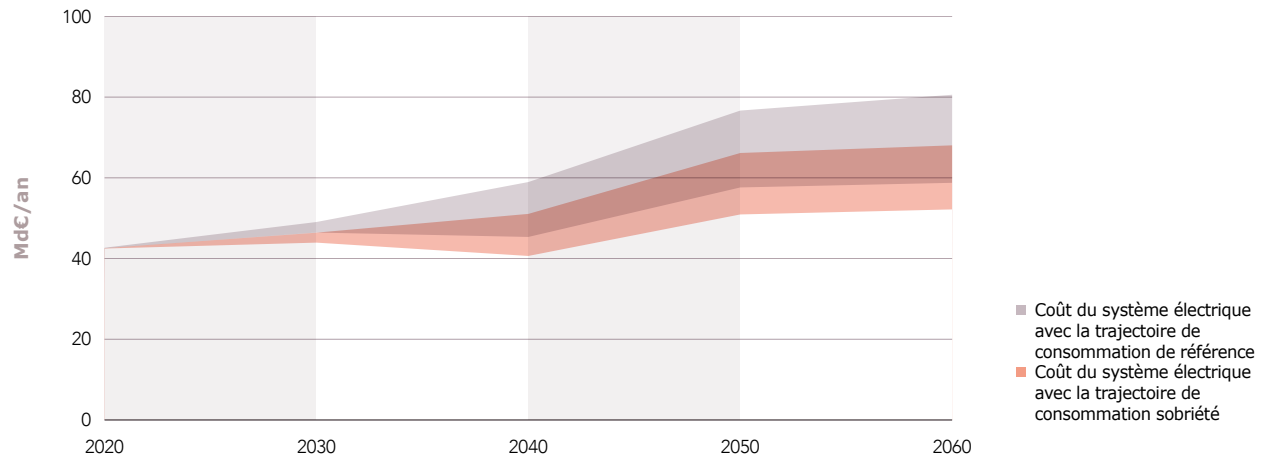
11.8.1.1 Dans le scénario « sobriété », le coût total brut du système électrique est réduit dans tous les mix de production « M » et « N »

Dans le scénario « sobriété », la hausse de consommation d'électricité est réduite par rapport à la trajectoire de référence grâce à des évolutions de modes de vie structurantes qui touchent tous les secteurs de l'économie (bâtiment, transport, industrie). La sobriété se traduit ainsi sur le dimensionnement du système électrique par une diminution du besoin en capacités de production bas-carbone et de moyens de flexibilité et permet en conséquence des économies importantes sur les coûts totaux du système électrique.

Afin d'évaluer l'impact de la sobriété sur les coûts du système électrique, la méthode d'analyse économique des *Futurs énergétiques 2050* a été appliquée aux différentes combinaisons des scénarios de mix croisés avec la trajectoire de sobriété dont l'analyse est présentée dans les chapitres précédents aux parties 5.3 (construction des scénarios), 7.11 et 7.12 (analyse des besoins de flexibilité), 10.2.8 et 10.3.4 (analyse des besoins de réseau).

En intégrant l'ensemble des composantes production-flexibilité-réseau, le chiffrage économique montre que la trajectoire de sobriété a un effet baissier de l'ordre de 10 à 15 % environ sur les coûts complets annuels du système électrique à l'horizon 2060, par rapport à la trajectoire de référence. Compte tenu de la dynamique avec laquelle pourrait intervenir une

Figure 11.47 Coûts complets du système électrique dans le scénario de consommation « sobriété », comparés à ceux de la trajectoire de référence



transformation sociétale de l'ampleur requise dans le scénario sobriété la mise en place de la sobriété et ses effets à long terme, les principales réductions de coût se situent à partir de 2040 : les économies s'élèvent à environ 1 Md€ par an à l'horizon 2030, et peuvent atteindre entre 6 et 12 Md€ en 2060.

Cette réduction des coûts par rapport à la trajectoire de référence doit être mise en regard de la baisse de la consommation d'électricité associée : le coût total du système électrique est plus faible dans le scénario de sobriété mais pour une énergie fournie moins importante. **Rapportés au MWh d'énergie consommée, le coût de l'électricité reste similaire entre les configurations de référence et avec sobriété.**

Il est important de noter que ce résultat provient de la construction même des mix, qui sont déterminés a priori par rapport à des aspirations sociétales et selon des principes discutés en concertation et ne se résument pas à une optimisation économique. Ainsi, la baisse de la demande entre le scénario de référence et le scénario sobriété ne conduit pas à ajuster le mix en supprimant les technologies les plus onéreuses *(voir principes présentés au chapitre 5 dans la partie 5.3)*, sauf à accepter l'éviction de filières entières (solaire sur toiture, éolien en mer flottant, etc.). Selon la même logique que celle présentée dans la partie 11.7.2 ci-dessus, des optimisations purement économiques sont possibles pour faire baisser les coûts de chaque configuration de mix.

11.8.1.2 L'écart entre les scénarios « N » et « M » est atténué dans la configuration « sobriété » mais l'analyse confirme la compétitivité des grands parcs d'énergies renouvelables et l'interêt économique du nouveau nucléaire même dans des scénarios de plus faible consommation

Dans la trajectoire de sobriété, toutes les composantes de coûts sont orientées à la baisse par rapport à la trajectoire de référence : la sobriété conduit en effet à diminuer le besoin de capacités de production renouvelable mais également le besoin de capacités flexibles et d'infrastructures de réseau.

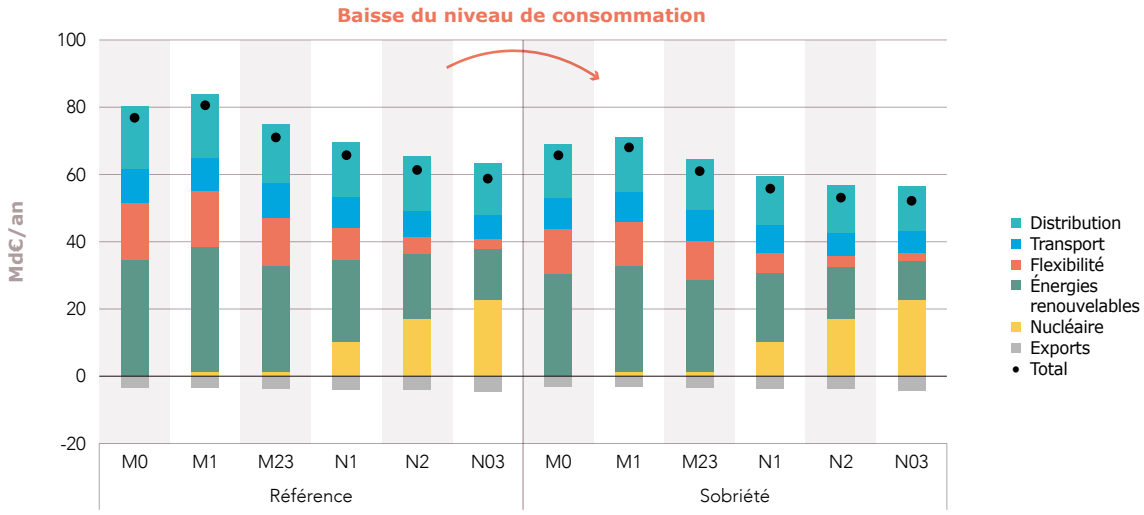
En particulier, la baisse des coûts de flexibilité et de réseau est légèrement plus importante dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables. Ceci s'explique notamment par le fait que les coûts de la flexibilité étaient d'ores et déjà relativement faibles dans les scénarios N2-référence et N03-référence, notamment du fait du faible besoin de capacités thermiques alimentées par des gaz décarbonés dans ces scénarios (sous réserve d'une forte interconnexion avec les pays voisins). Ainsi, réduire la consommation par rapport au scénario de référence se traduit par une évolution des coûts d'autant plus marquée que le poste de coût lié aux flexibilités était important.

Par conséquent, l'écart entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire est légèrement atténué dans la configuration « sobriété ». À titre d'exemple, l'écart entre les scénarios de mix M23 et N2 diminue de quelques milliards d'euros par an par rapport à leur version de référence (environ 7 à 8 Md€ d'écart entre M23-sobriété et N2-sobriété contre environ 9 à 10 Md€ d'écart entre M23-référence et N2-référence) notamment car les coûts des batteries et des centrales thermiques baissent plus fortement dans M23 que dans N2.

L'analyse montre que la sobriété n'est pas de nature à remettre en cause l'interclassement économique des scénarios de mix établi dans la trajectoire de référence. L'évaluation économique confirme ainsi les conclusions des précédentes parties : d'une part, il existe un espace économique pour la construction de nouveaux réacteurs même dans une configuration de sobriété et d'autre part, les énergies renouvelables présentent un intérêt économique réel, d'autant plus marqué avec le développement de grands parcs éoliens et solaires.

Le niveau de consommation influence les résultats au moins autant que les choix sur les mix de production. L'écart de coûts entre deux scénarios de mix fondés sur des trajectoires de consommation différentes (par exemple,

Figure 11.48 Coûts complets du système électrique dans le scénario «sobriété», comparés au scénario de référence, en 2060, selon le mix de production



environ 10 Md€ d'écart entre N1-référence et N1-sobriété, hors valorisation des externalités liées à la sobriété) est ainsi du même ordre de grandeur que l'écart de coûts entre des scénarios avec ou sans nouveau nucléaire fondés sur une même trajectoire de consommation (par exemple, environ 10 Md€ d'écart de coûts entre M23-référence et N2-référence). De même, le chiffrage comparé des scénarios montre que le coût total d'un scénario M23-sobriété est proche du coût des scénarios de type N1-référence ou N2-référence. Enfin, l'analyse détaillée des scénarios «M» montre qu'un mix 100 % renouvelable dès 2050 (scénario M0-sobriété) associé à une hypothèse de sobriété peut-être atteint à un coût complet équivalent ou inférieur à des scénarios qui n'atteindraient cet objectif qu'en 2060 (scénario M23-référence).

Ceci confirme qu'au-delà des conséquences industrielles, environnementales et sociétales, la sobriété constitue un levier de maîtrise des coûts pour le système électrique.

11.8.1.3 En s'appuyant sur l'évolution des modes de vie, la sobriété induit plusieurs externalités dont la valeur économique fait débat

Les baisses de coût en cas de développement de la sobriété, ici évaluées à l'échelle du seul système électrique, sont très significatives et mettent ainsi en évidence tout le potentiel de la sobriété pour favoriser une transition énergétique à un coût maîtrisé. **Au-delà de ce calcul de coût brut, la valorisation des externalités associées à la sobriété fait débat sur le plan de la théorie socio-économique.**

D'un côté, certains estiment que la sobriété embarque des externalités négatives non directement économiques mais qui devraient être valorisées dans l'analyse : réduction du confort (dans le cas d'une baisse de la température de chauffage ou de partage d'équipements), perte d'utilité associée à certaines consommations énergétiques, etc. La valorisation de ce type d'externalités ne fait toutefois pas consensus, notamment dans le cadre d'une

sobriété « choisie » et accompagnée d'une véritable transformation de la société et des modes de vie.

D'autres à l'inverse soulignent les effets positifs de la sobriété énergétique sur la qualité de vie, qui donneraient lieu à des externalités positives : réduction de la pollution, du bruit associé au trafic routier, du temps passé dans les transports, amélioration de la qualité de l'alimentation, etc.

Ce débat ne peut être tranché dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050.* **Les évaluations économiques de l'étude montrent néanmoins que les actions de maîtrise de la demande conduisent bien à soulager des besoins d'investissement déjà structurellement importants, et constituent donc, au niveau du système énergétique, un facteur important de réduction des coûts.**

11.8.2 L'économie du scénario de réindustrialisation profonde : un coût supplémentaire du système électrique qui doit être mis en regard des bénéfices attendus sur l'emploi, la souveraineté ou encore l'empreinte carbone

La réindustrialisation de la France est motivée par des raisons multiples, telles que la défense et la qualité de l'emploi, la compétitivité de l'économie française, la volonté de renforcer la souveraineté du pays ou celle d'en réduire l'empreinte carbone.

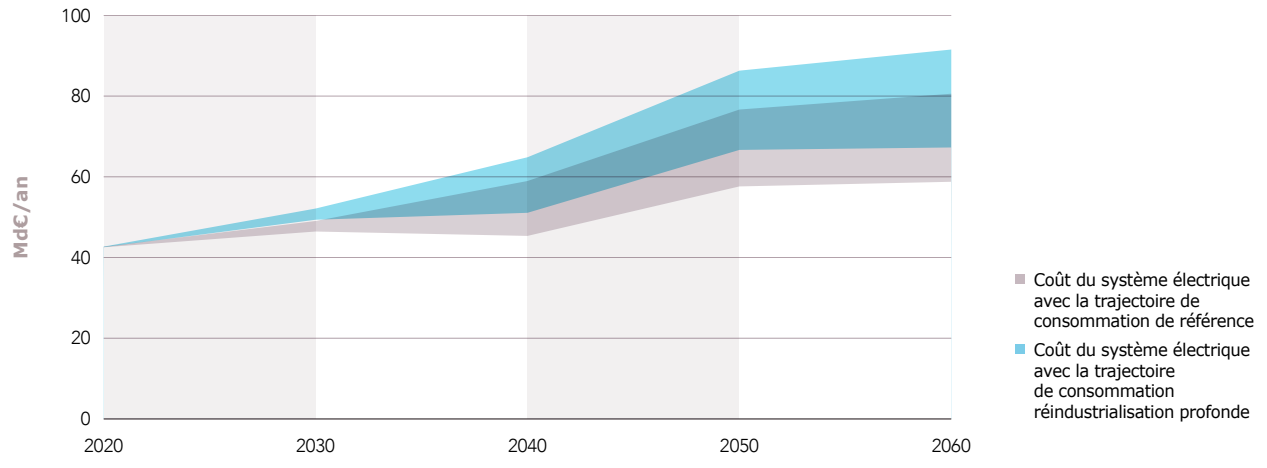
Dans un contexte d'atteinte de la neutralité climatique, toute perspective de réindustrialisation nécessite d'avoir recours à des usages énergétiques et des procédés peu ou pas carbonés. À ce titre, la France dispose à date d'un double avantage climatique et économique compte tenu du caractère décarboné et à faible coût de la production de l'électricité, pouvant constituer un facilitateur d'une politique de réindustrialisation à moyen terme.

L'analyse économique de ce scénario permet d'assurer, qu'à long terme, le système électrique français continuera à offrir des coûts de production maîtrisés et ne constituera pas une barrière à la mise en œuvre d'une politique de réindustrialisation profonde (en assurant par exemple un haut niveau de sécurité d'approvisionnement – ce qui est le cas dans l'ensemble des scénarios étudiés par RTE) ainsi qu'à évaluer les choix les plus pertinents de mix électrique pour alimenter cette consommation supplémentaire au meilleur coût.

11.8.2.1 Dans le scénario de réindustrialisation profonde, les coûts bruts augmentent de l'ordre de 10 à 15 % mais le coût du MWh consommé reste du même ordre de grandeur

Le scénario de réindustrialisation profonde nécessite de produire davantage d'électricité en France pour répondre à l'augmentation de la consommation électrique de l'industrie, à la fois pour des usages directs de l'électricité (procédés industriels, chaudières électriques…) ainsi que pour la production d'hydrogène en vue de fournir des gaz décarbonés pour certains usages difficilement

Figure 11.49 Coûts complets du système électrique dans le scénario « réindustrialisation profonde », comparés à ceux de la trajectoire de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)



électrifiables. Il nécessite donc de bâtir un système électrique apte à alimenter une consommation plus importante d'environ 750 TWh *(voir partie 5.3.2), qui porterait la part de l'industrie à environ 12-13 % du PIB français.*

De manière symétrique à l'analyse des scénarios de sobriété, **la trajectoire de réindustrialisation profonde se traduit par un coût complet du système électrique plus élevé de l'ordre de 10 à 15 % à l'horizon 2060.**

Pour couvrir la consommation supplémentaire d'électricité du secteur industriel, les différents mix de production voient leur besoin en capacité de production bas-carbone augmenter. Cet effet explique au premier ordre la hausse globale des coûts complets avec la réindustrialisation profonde. En outre, le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement dans un contexte d'augmentation de la consommation nécessite un recours accru à la flexibilité et des développements de réseau supplémentaires (que ce soit sur le réseau de transport ou le réseau de distribution, pour alimenter les industriels et raccorder les énergies renouvelables supplémentaires).

La hausse des coûts du système électrique français dans la trajectoire de réindustrialisation profonde doit être rapportée à la consommation d'électricité supplémentaire couverte dans ce scénario : le coût moyen du MWh de consommation supplémentaire atteint ainsi autour de 95 €/MWh, quel que soit le scénario de mix considéré. Ce coût moyen du MWh ajouté est globalement du même ordre de grandeur voire inférieur aux coûts moyens de l'électricité dans les scénarios de référence. Ceci s'explique par le « profil plat » de la consommation industrielle (voire « profil flexible » dans le cas des usages de l'hydrogène), qui génère de moindres besoins de flexibilité et de réseau que le reste de la consommation.

11.8.2.2 L'interclassement des coûts complets des six scénarios de mix est identique à celui en trajectoire de référence avec des écarts de coûts du même ordre de grandeur

La hausse des coûts complets dans la trajectoire de réindustrialisation profonde est générale et peu différenciée selon les mix de production. En effet, la consommation d'électricité supplémentaire dans le scénario de réindustrialisation profonde génère des coûts additionnels de production, de flexibilité et de réseau relativement homogènes entre les scénarios.

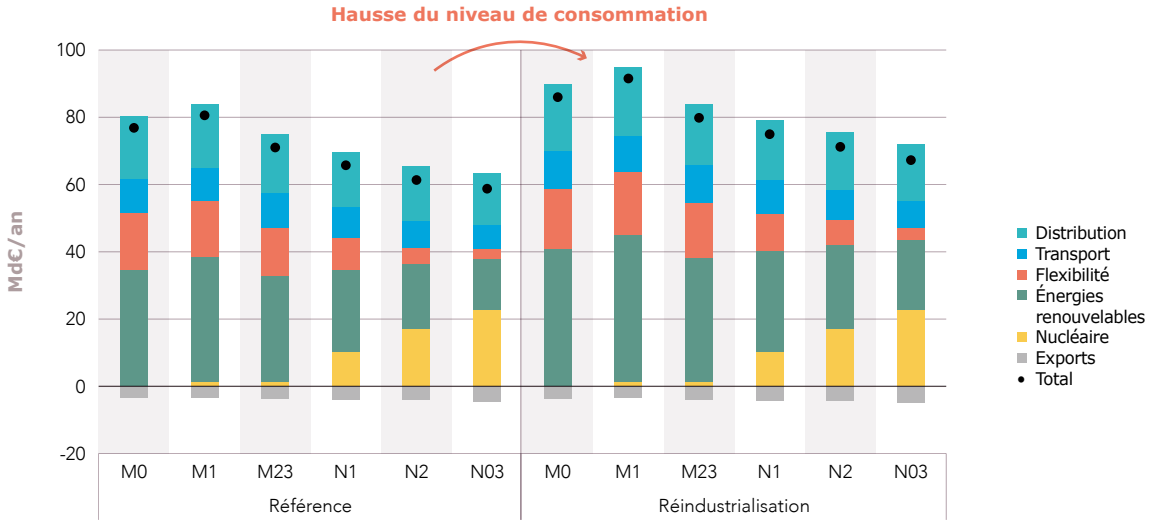
La configuration de réindustrialisation profonde n'est donc pas de nature à modifier l'interclassement économique des scénarios de mix qui reste identique à celui obtenu avec la trajectoire de consommation de référence.

Sur le moyen terme, la réindustrialisation profonde de l'économie peut être accompagnée favorablement par une maximisation de la production des sources d'électricité bas-carbone les plus compétitives, avec une prolongation de l'essentiel des réacteurs nucléaire existants et l'accélération du développement des énergies renouvelables les plus matures et les moins coûteuses (éolien terrestre, photovoltaïque au sol, éolien en mer posé proche des côtes).

Sur le long terme, l'analyse confirme à nouveau la robustesse des conclusions sur l'espace économique du nucléaire et des grands parcs d'énergies renouvelables dans une trajectoire de consommation plus haute que la trajectoire de référence. En particulier, l'écart entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire n'évolue pratiquement pas dans la trajectoire de réindustrialisation profonde. Ce résultat admet pour corollaire qu'une hypothèse de consommation plus haute que dans la trajectoire de référence ne conduit donc pas à créer un avantage économique plus important pour les scénarios avec nouveau nucléaire.

Cette conclusion diffère ainsi de celle obtenue avec l'analyse des effets de la sobriété, qui montrait une atténuation des écarts de coûts entre scénarios de mix électrique par rapport à la trajectoire de référence, du fait d'une baisse des besoins de flexibilité plus ou moins importante selon les scénarios.

Figure 11.50 Coûts complets du système électrique dans le scénario de consommation «réindustrialisation profonde», comparés à ceux en trajectoire de consommation de référence, en 2060, selon le mix de production



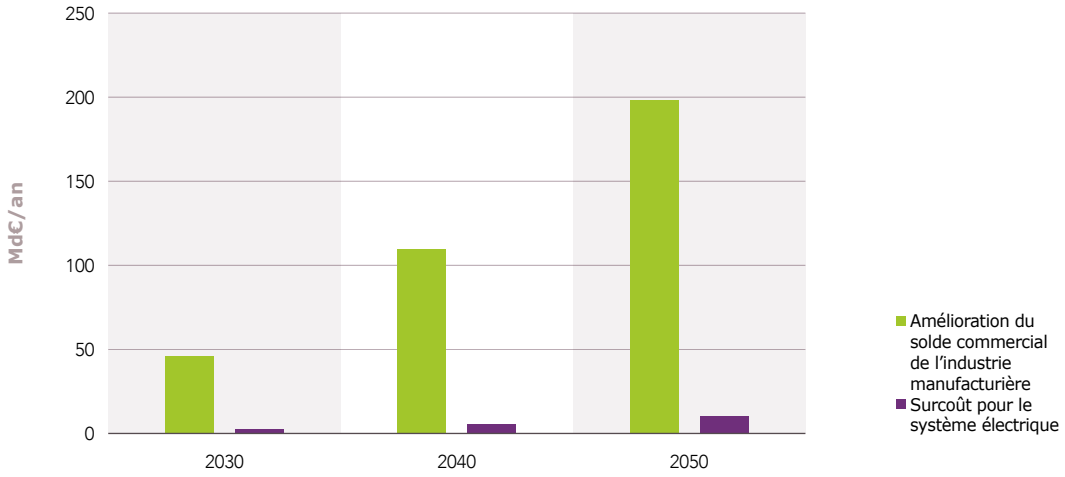
11.8.2.3 L'analyse économique de la réindustrialisation doit prendre en compte les gains attendus par la réindustrialisation profonde de certaines activités (emplois, réduction de l'empreinte carbone, souveraineté stratégique sur certains secteurs clés…), qui devront faire l'objet d'analyses approfondies

Les coûts additionnels des scénarios de réindustrialisation profonde doivent être mis en regard des bénéfices qui découleraient d'une réindustrialisation poussée de l'économie française. En effet, la réindustrialisation contribue à l'amélioration du solde commercial de l'industrie manufacturière et de manière générale au solde commercial de la France. Le gain par rapport à la trajectoire de référence (qui intégrait déjà une légère amélioration – *voir chapitre 3)* est déjà marquée sur le court/moyen terme (+46 Md€ en 2030) pour ensuite gagner en ampleur au fil de la progression de la réindustrialisation, jusqu'à atteindre plus de 200 Md€ d'écart en 2050.

Des bénéfices apparaissent également au niveau de l'emploi : une estimation simplifiée[70] montre que plusieurs centaines de milliers d'emplois pourraient être créés dans l'industrie à l'horizon 2050 dans le scénario de réindustrialisation profonde, mais ces analyses méritent d'être précisées (en intégrant l'effet de l'amélioration de la productivité, ce qui aurait l'effet de réduire le nombre d'emplois estimé). Au-delà des bénéfices économiques, les analyses environnementales soulignent que la combinaison d'une stratégie de réindustrialisation avec le développement des capacités de production d'électricité décarbonée permettrait d'obtenir une réduction importante de l'empreinte carbone de la France[71].

70. Avec un modèle entrées-sorties, à productivité inchangée et sans considérer les rétroactions macroéconomiques (effets sur les salaires, la consommation de biens…).
71. Voir partie 12.2.6 pour une description détaillée.

Figure 11.51 Effet du scénario de réindustrialisation profonde sur les coûts du système électrique et le solde commercial de l'industrie manufacturière



Du côté des coûts hors système électrique, un volume d'investissement important serait nécessaire de la part des industriels pour créer ou agrandir des capacités de production en France. Un soutien public pourrait également être requis pour assurer le déclenchement des investissements et/ou pour compenser la moindre compétitivité de certaines industries situées en France par rapport aux marchés mondiaux, notamment du fait de la tarification du carbone.

Finalement, même si une trajectoire volontariste de réindustrialisation est susceptible de renchérir les coûts bruts de production d'électricité, l'enjeu économique associé sur le mix de production n'apparaît pas de premier ordre au regard des autres coûts et bénéfices associés à une telle stratégie.

En effet, pour une partie des industries considérées, notamment celles à forte valeur ajoutée (électronique, aéronautique, pharmaceutique…), la facture énergétique représente une faible partie des coûts de production : pour ces entreprises, la qualité et la continuité de l'alimentation constituent des exigences plus importantes en matière de fourniture d'électricité que son prix.

Les industries grandes consommatrices d'énergie seraient en revanche plus sensibles à une variation des coûts d'approvisionnement en électricité. Pour ces branches électro-intensives, la possibilité de bénéficier de contrats de long terme avec des prix garantis ou de dispositifs facilitant l'intégration au système pourraient constituer des prérequis pour assurer une visibilité et une confiance suffisante à même de déclencher des investissements.

11.9 Le déploiement des solutions de décarbonation disponibles à un stade industriel est économiquement justifié du point de vue de l'action pour le climat et doit être engagé à court terme

L'atteinte des objectifs climatiques (actuellement -40 % d'émissions en 2030 par rapport à 1990, neutralité carbone en 2050) nécessite des investissements conséquents, notamment pour l'évolution de la production et des usages électriques. Dans une logique d'efficacité économique et de minimisation des dépenses publiques pour la décarbonation, de nombreux acteurs cherchent à identifier les leviers les moins coûteux pour réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Pour cela, le « coût d'abattement des émissions de gaz à effet de serre » constitue un indicateur clé à l'élaboration d'une stratégie climat efficiente : il représente le coût unitaire, du point de vue de la collectivité, associé à la réduction d'émissions permise par une action donnée, exprimé en euros par tonne de CO_2eq évitée.

Dans le cadre de ses études récentes sur l'intégration des nouveaux usages électriques (mobilité, hydrogène, chauffage), RTE avait calculé et publié des analyses sur le coût d'abattement associé à chacune des transformations considérées. Ces évaluations sont actualisées et complétées dans l'étude *des Futurs énergétiques 2050.* Elles confirment dans les six scénarios de mix et les trois scénarios de consommation, la pertinence économique des trajectoires d'efficacité énergétique et d'électrification envisagées dans le cadrage de l'étude. Elles permettent également d'identifier, au sein de ces trajectoires, les actions sans regret pouvant faire l'objet d'une priorisation par les politiques publiques et d'une accélération dans le cadre du rehaussement des objectifs climatiques à l'horizon 2030.

11.9.1 Une analyse détaillée du coût d'abattement action par action confirme l'intérêt d'activer de nombreux leviers dès aujourd'hui pour atteindre les objectifs climatiques

11.9.1.1 Une méthode de calcul des coûts d'abattement fondée sur les préconisations du rapport Criqui et appliquée de manière systématique à différentes actions de décarbonation

L'évaluation du coût d'abattement d'un projet ou d'une politique publique repose sur une comparaison en coûts et en émissions entre deux solutions : l'une fossile et l'autre permettant de réduire ces émissions par une réduction de la consommation d'énergie ou par un transfert vers une solution moins carbonée. La valeur du coût d'abattement d'une action de décarbonation correspond alors au surcoût qu'elle induit, rapporté au volume d'émissions qu'elle permet d'éviter. Son efficacité économique et climatique peut alors s'apprécier en comparant ce coût d'abattement à la valeur de l'action pour le climat (VAC) définie par le rapport Quinet[72], supposée refléter le niveau d'effort collectif à engager pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

La valeur du coût d'abattement est donc fortement dépendante de la solution contrefactuelle (utilisant une énergie fossile) retenue ainsi que du périmètre de comptabilisation des coûts et des émissions.

En particulier, différents périmètres pour la comptabilisation des émissions de gaz à effet de serre peuvent être envisagés. Une première approche consisterait à respecter *stricto sensu* le périmètre défini pour le calcul de la valeur de l'action pour le climat, c'est-à-dire se limiter aux émissions territoriales. Cependant, ce périmètre pourrait favoriser certaines techniques d'électrification en négligeant par exemple l'impact climatique de la production d'une batterie de véhicule électrique à l'étranger ou les émissions induites sur le système électrique européen. Autant que possible, une approche «en cycle de vie» a été adoptée dans les études menées par RTE *(cf. partie 12.2.3).*

Une attention particulière doit être portée à l'affectation des coûts et émissions du système électrique compte tenu de l'importance de l'électrification des usages dans l'atteinte de la neutralité carbone (près de 50 % de la réduction des émissions territoriales d'ici 2050). Cela pose une difficulté méthodologique spécifique puisque d'une part, côté production, l'électricité voit son contenu carbone varier en fonction des moyens et sources de production sollicités sur la plaque européenne et d'autre part, côté consommation, l'électricité ainsi produite alimente plusieurs usages simultanément, ce qui pose la question de l'attribution des émissions à chaque usage. Pour traiter ce sujet, plusieurs méthodes ont émergé et ont été débattues au regard des objectifs visés. RTE a retenu dans ses précédentes publications une approche dite «incrémentale avec adaptation du mix électrique», la plus à même de représenter les conséquences du développement des usages électriques et de l'évolution simultanée du parc de production. Cette approche est également retenue dans l'étude des *Futurs énergétiques 2050 :* pour chaque action d'électrification, le coût et les émissions de CO_2 associés à la demande d'électricité additionnelle sont évalués de manière incrémentale par rapport aux scénarios étudiés (ici à l'horizon 2030). Ceci permet de tenir compte du fait que selon les usages concernés et le profil de demande au cours de l'année, le coût et les émissions liés à un besoin supplémentaire d'électricité ne seront pas les mêmes. Par exemple, la production d'électricité induite par un développement du chauffage électrique n'aura pas le même coût ni le même contenu carbone que celle nécessaire à l'alimentation des véhicules électriques dont la recharge est flexible.

72. «La valeur de l'action pour le climat – Une valeur tutélaire du carbone pour évaluer les investissements et les politiques publiques», Rapport de la commission présidée par Alain Quinet, février 2019

Enfin, il est recommandé d'intégrer à l'évaluation du surcoût les éventuelles externalités associées à la mise en œuvre d'une action. En effet, certaines actions ne permettent pas seulement de réduire les émissions mais génèrent d'autres effets pour la collectivité : il s'agit de co-bénéfices ou de co-dommages. Leur prise en compte peut modifier significativement la valeur du coût d'abattement. Ces externalités recouvrent néanmoins des impacts de natures très différentes (bruit, pollution, emploi…), dont la valeur est parfois difficile à évaluer de manière précise (par exemple, pour l'impact paysager) et dépend par ailleurs d'enjeux locaux (par exemple, pour la pollution ou le bruit). Par conséquent, ces co-bénéfices ou co-dommages n'ont pas été inclus dans les évaluations des coûts d'abattement présentés ci-après mais ont été étudiés par ailleurs *(voir la partie 11.9.4 ou encore les parties 12.3 à 12.6 sur les impacts environnementaux autres que les émissions de CO_2, par exemple les polluants atmosphériques).*

Du point de vue de la méthode, plusieurs modes de calcul des coûts d'abattement sont également possibles.

Afin de définir un cadre méthodologique partagé, une commission de France Stratégie, présidée par Patrick Criqui, a examiné plusieurs modalités de calcul des coûts d'abattement[73]. Le rapport des travaux de cette commission présente trois approches conformes à la théorie économique : approches « à valeur sociale du carbone constante », « ajustée à la VAC » ou « en budget carbone ». Les deux premières sont toutefois difficilement applicables et présentent plusieurs défauts (par exemple, la première n'est valable que pour une valeur sociale du carbone constante dans le temps et la seconde doit être revue en cas de mise à jour de la valeur de l'action pour le climat). En conséquence, l'approche finalement retenue par RTE dans les *Futurs énergétiques 2050,* correspond à l'approche « en budget carbone », couramment utilisée pour ce type d'études[74].

L'analyse qui suit consiste donc à déterminer **les coûts d'abattement de différentes options de décarbonation, qui seraient déclenchées dès aujourd'hui (avec le coût des équipements actuels), avec un périmètre de comptabilisation des émissions étendu et une prise en compte systématique de l'impact sur le système électrique européen, dans une approche en « budget carbone ». Les coûts sont évalués action par action afin d'identifier et ainsi de cibler celles qui auraient un intérêt climatique et économique fort à être déployées en priorité.**

De nombreux paramètres, tels que l'évolution du prix des combustibles fossiles, l'usage qui sera fait de l'équipement ou encore les coûts d'investissement des technologies les moins matures, rendent incertaine l'évaluation du surcoût induit par l'action sur toute sa durée de vie ainsi que des émissions qu'elle permettra d'éviter. Par conséquent, de nombreuses analyses de sensibilité sur des hypothèses clés ont été réalisées et sont présentées dans la suite. Ces analyses portent notamment sur :

- des hypothèses de prix moyens des combustibles observés en 2021 plutôt que des hypothèses de prix fondées sur le scénario prospectif *« Sustainable Development »* de l'AIE[75] ;
- une hypothèse de coût de l'électricité plus élevé que celui évalué par la méthode incrémentale ;
- des variantes sur les services rendus (i.e. intensité d'utilisation), par exemple sur le besoin thermique selon le type de logement (neuf ou ancien) ou sur le nombre de kilomètres parcourus par les véhicules ;
- différentes trajectoires de baisses de coûts attendues dans certains secteurs (comme celui de la mobilité électrique).

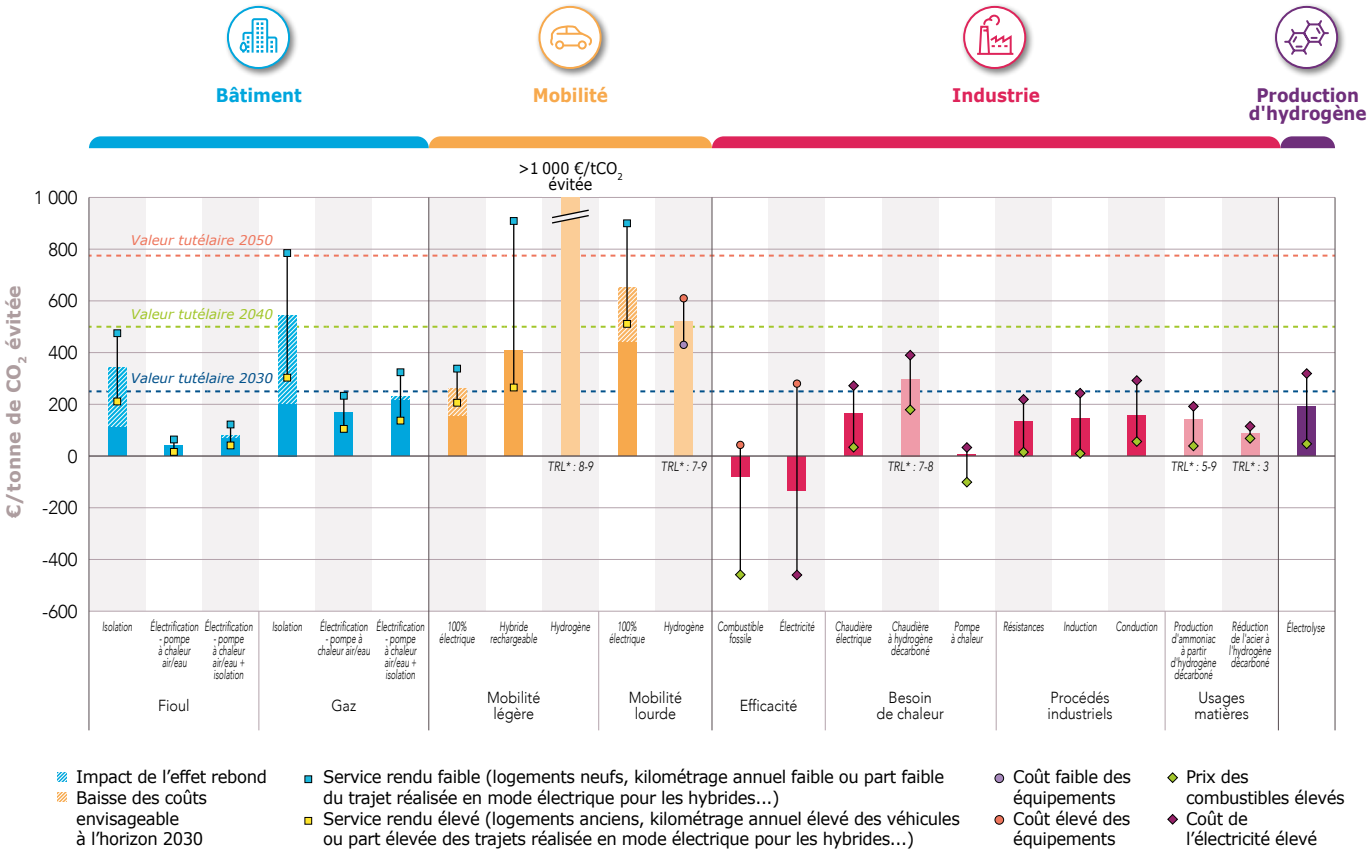
73. « Les coûts d'abattement – Partie 1 Méthodologie », Rapport de la commission présidée par P. Criqui, juin 2021
74. Les résultats de l'approche en « budget carbone » ne sont théoriquement pas directement comparables à la valeur de l'action pour le climat car la trajectoire de cette dernière croit plus vite que le taux d'actualisation public (4,5%) d'ici 2030. Cependant, l'approche en « budget carbone » donne des valeurs de coût d'abattement plus élevés que la méthode « ajustée à la VAC », ce qui assure que, si les actions ont des coûts d'abattement en approche « budget carbone » plus faibles que la valeur de l'action pour le climat, alors elles sont bien pertinentes pour la collectivité.
75. World Energy Outlook 2020

11.9.1.2 L'électrification et l'efficacité énergétique évaluées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* apparaissent comme des solutions compétitives pour lutter contre le changement climatique : leurs coûts d'abattement sont généralement inférieurs à la valeur de l'action pour le climat

À l'horizon 2030, les coûts d'abattement de la plupart des actions de réduction des émissions envisagées dans les *Futurs énergétiques 2050* sont moins élevés que la valeur tutélaire (250 €/tCO$_2$eq) issue du rapport Quinet de 2019. **Ceci signifie que les solutions disponibles et matures pour décarboner l'économie sont pertinentes du point de vue de la collectivité et devraient être engagées sans tarder.**

Cette conclusion est renforcée par le fait que la trajectoire de la valeur de l'action pour le climat, calculée par rapport aux objectifs de la SNBC, sera revue à la hausse en cas d'adoption par la France d'objectifs plus contraignants à l'horizon 2030 (paquet « Fit for 55 »). À l'horizon 2040, l'ensemble des actions étudiées sont inférieures à la valeur de l'action pour le climat (500 €/tCO$_2$eq), ce qui justifie de se préparer à déployer ces solutions sur le long terme pour atteindre la neutralité carbone.

Figure 11.52 Coûts d'abattement et leurs incertitudes comparés aux valeurs de l'action pour le climat (2030, 2040 et 2050)



Clé de lecture : *Le remplacement d'une voiture particulière essence ou diesel par un véhicule électrique léger conduit à un coût d'abattement entre 200 et 350 €/tCO$_2$eq évitée selon le kilométrage annuel du véhicule remplacé. Dans le cas où les coûts des véhicules électriques baisseraient d'ici 2030, le coût d'abattement serait réduit à environ 150 €/tCO$_2$eq évitée.*

** : le TRL (Technology Readiness Level) est évalué sur une échelle de 1 à 9 et définit le niveau de maturité technologique*

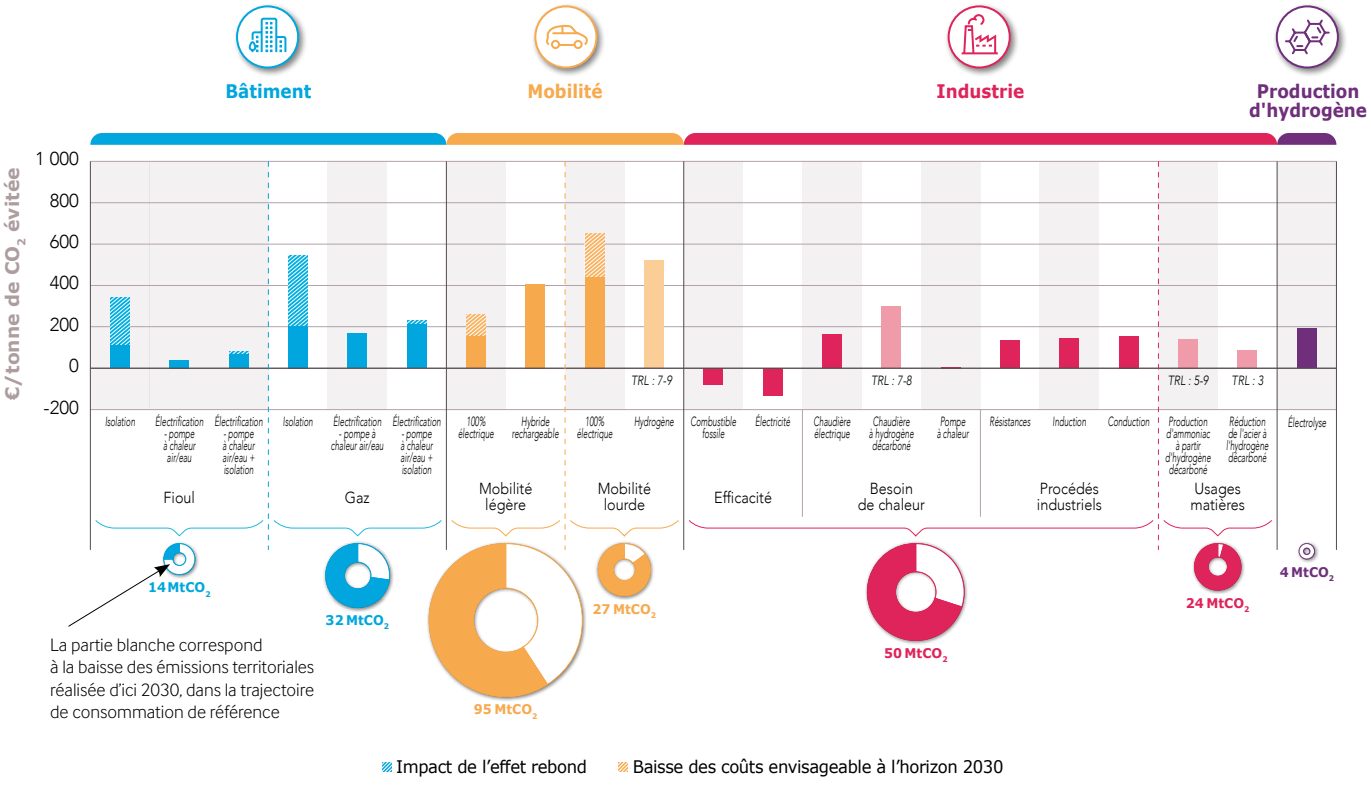
11.9.1.3 L'atteinte des objectifs climatiques de la France passera par des actions de décarbonation dans l'ensemble des secteurs de l'économie

L'indicateur de coût d'abattement est régulièrement utilisé pour déterminer une préséance dans les actions à entreprendre sur la base de l'interclassement de leurs coûts d'abattement (par ordre croissant). Cependant, l'analyse menée par RTE montre qu'il n'est pas possible de concentrer l'ensemble des efforts sur un secteur de l'économie plutôt qu'un autre.

En effet, il existe des solutions de réduction des émissions au sein de différents secteurs qui présentent des coûts d'abattement proches (par exemple, le passage d'un véhicule thermique à un véhicule électrique et l'électrification d'un logement chauffé au gaz) et qui sont donc difficiles à discriminer. Ce constat se trouve renforcé par les analyses de sensibilité représentant les incertitudes entourant ces coûts d'abattement (évolution des prix des combustibles, intensité d'utilisation par les usagers, coûts des solutions décarbonées) : les actions ayant des coûts d'abattement proches peuvent voir leur interclassement modifié dès lors qu'une hypothèse est légèrement modifiée.

Par ailleurs, le coût d'abattement ne saurait déterminer à lui seul l'ordre des solutions à déployer de par l'écart entre sa nature intensive (€/tCO$_2$eq) et celle des objectifs

Figure 11.53 Coûts d'abattement des différentes actions d'efficacité et d'électrification associées aux volumes d'émissions territoriales



Clé de lecture : *les émissions territoriales liées à la mobilité légère qui représentent environ 95 MtCO$_2$eq aujourd'hui sont réduites de 39 MtCO$_2$eq d'ici 2030 dans le scénario de référence, grâce à la mise en œuvre de différentes mesures (électrification, hybridation mais aussi report modal, meilleure efficacité énergétique des véhicules thermiques…).*

climatiques qui se déclinent en volume d'émissions à réduire. Les coûts d'abattement doivent en conséquence être mis en regard des des volumes d'émissions qui leur sont associés. Cela confirme l'impossibilité pour la France d'atteindre ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre en portant son action climatique dans un seul secteur puisque la réduction visée d'ici 2030, dans la SNBC actuelle, est de près de 125 $MtCO_2$ par rapport à 2019 (ce qui est supérieur aux émissions du transport – premier secteur émetteur) et pourrait être rehaussée à 160 $MtCO_2$ en cas d'adoption du paquet « Fit for 55 ». Pour atteindre l'objectif « zéro émissions nettes » en 2050, des actions même coûteuses devront être engagées dans l'ensemble des secteurs de l'économie, les puits de carbone ne permettant qu'une absorption limitée d'émissions résiduelles.

À moyen terme, au-delà de l'évaluation des coûts d'abattement, l'atteinte de ces objectifs nécessite de prendre en compte les dynamiques de déploiement des différentes solutions. Par exemple, le taux de renouvellement du parc est plus rapide dans les transports que dans le bâtiment (6 à 7 % par an pour les véhicules légers, contre 1 à 2 % pour le logement), offrant ainsi une opportunité de décarbonation plus rapide. Pour les secteurs soumis à des constantes de temps longues, une restauration ou modernisation de l'existant doit être envisagé, comme dans le bâtiment via l'isolation des logements actuels. Toutefois, même dans ce cas, il est nécessaire de tenir compte des capacités techniques ou industrielles nécessitant une mise en œuvre lissée dans le temps de certaines actions : par exemple, même avec la volonté de généraliser la rénovation des bâtiments existants, il n'apparaît pas possible de mobiliser un nombre suffisant d'entreprises ou d'artisans pour rénover la totalité du parc de logements de manière immédiate.

Dans le souci de l'atteinte de la neutralité climatique à long terme, il est nécessaire d'éviter d'engager aujourd'hui, de manière systématique des actions à coûts d'abattement faibles qui auraient des effets limités sur les émissions, notamment en cas de « lock-in technologique »[76]. Par exemple, compte tenu de leur longue durée de vie, si des installations industrielles sont renouvelées aujourd'hui, elles pourraient encore être en fonctionnement en 2050 voire bien au-delà. Le recours à de nouvelles installations fossiles dans les prochaines années rendrait très complexe leur décarbonation ultérieure, sauf à anticiper leur fin de vie, constituant alors des coûts échoués. De même, certaines solutions présentent des contraintes en matière de gisement qui pourraient conduire à des difficultés d'approvisionnement en cas de développement massif : il s'agit par exemple des solutions reposant sur le bois-énergie ou le biométhane dont le potentiel disponible en France est limité. Enfin, la prise en compte des effets de volume sur les émissions permet d'identifier des leviers potentiellement coûteux ou des solutions non disponibles industriellement à date (dont le niveau de maturité est mesuré par le TRL – *Technology Readiness Level*, sur une échelle de 1 à 9) mais qui permettent des gains substantiels sur les émissions et qui seront incontournables pour atteindre la neutralité carbone.

En conséquence, l'atteinte des objectifs climatiques à moyen terme devra mobiliser des actions dans l'ensemble des secteurs de l'économie.

76. Cette notion de « verrouillage technologique » désigne l'adoption durable d'une technologie au détriment d'une autre qui s'avérerait plus efficace.

11.9.2 Au sein des différents secteurs, les coûts d'abattement permettent de dégager des ordres de priorité

11.9.2.1 Dans le bâtiment : optimiser les coûts de la décarbonation en ciblant les logements chauffés au fioul et les passoires thermiques en priorité

Les émissions directes liées aux usages énergétiques dans le secteur des bâtiments (résidentiels et tertiaires) ont représenté un peu moins de 20 % des émissions de gaz à effet de serre nationales en 2019, dont environ 11 % pour les seules émissions liées au chauffage.

Compte tenu du faible taux de renouvellement du parc de bâtiments (environ 1 à 2 % par an), l'enjeu de décarbonation de ce secteur porte en premier lieu sur les logements existants qui, pour une large part, existeront toujours en 2050. Le calcul des coûts d'abattement s'est donc concentré sur les logements chauffés au fioul et au gaz fossile en évaluant des actions d'efficacité énergétique sur le bâti (isolation) et d'électrification (remplacement de chaudières alimentées par des combustibles fossiles par des solutions électriques comme les pompes à chaleur).

De manière générale, cette analyse montre que la combinaison d'un effort d'efficacité sur le bâti et d'une action d'électrification efficace à partir d'une pompe à chaleur sur les logements chauffés avec des combustibles fossiles offre le meilleur potentiel de décarbonation. Le déploiement de ce type d'actions apparaît tout à fait justifié par rapport à la valeur de l'action pour le climat.

Dans le détail, l'analyse des coûts d'abattement associés aux différentes actions sur le chauffage et le bâti permet d'identifier des stratégies de priorisation.

En particulier, l'évolution des coûts d'abattement dans les différents types de logements met en évidence l'importance de prioriser la décarbonation des logements chauffés au fioul sur ceux chauffés au gaz. En effet, le chauffage au fioul, bien que minoritaire en France (~3,4 millions de logements) représente une part substantielle des émissions du bâtiment (~14 $MtCO_2eq$). Les actions de décarbonation visant ces logements ont donc un intérêt climatique et économique marqué, qui se traduit par un coût d'abattement particulièrement faible, inférieur à 100 €/tCO_2eq évitée en cas d'électrification. Les actions sur les logements chauffés au gaz présentent quant à elles des coûts d'abattements plus élevés que pour les logements chauffés au fioul (du fait d'un facteur d'émission moindre pour le gaz que pour le fioul) mais ces coûts restent inférieurs à la valeur de l'action pour le climat en 2030. La rénovation des bâtiments chauffés au gaz reste donc justifiée du point de vue économique pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre, notamment lorsqu'elle intègre le remplacement du système de chauffe.

L'évaluation des coûts d'abattement montre également que les actions portant seulement sur l'isolation du bâti (sans changement de la solution de chauffage) ont un intérêt climatique marqué dans les logements chauffés par des combustibles fossiles mais sont coûteuses et doivent être concentrées, au moins dans un premier temps, sur les passoires thermiques.

Ces évaluations sont néanmoins particulièrement sensibles à la prise en compte de l'effet rebond ou en d'autres termes à l'intégration du «service rendu» dans l'analyse. En effet, la meilleure efficacité énergétique du bâti conduit généralement à une augmentation de la température de consigne ou du nombre de pièces chauffées qui vient contrebalancer une partie du gain sur la consommation énergétique et les émissions de gaz à effet de serre mais améliore le confort des individus. La prise en compte de l'effet rebond conduit à un coût d'abattement plus élevé, qui peut parfois devenir supérieur à la valeur de l'action pour le climat (sauf pour la rénovation ciblée sur les passoires thermiques chauffées aux combustibles fossiles). Ce résultat soulève néanmoins la question de la valorisation de l'externalité positive associée au gain de confort qui se traduit notamment par une réduction de la précarité énergétique *(voir partie 11.9.4* sur les co-bénéfices).

11.9.2.2 Dans la mobilité : une priorité à donner à la mobilité électrique légère dont le coût d'abattement est le plus faible et pourrait baisser encore dans les années à venir

Le secteur des transports est le seul dont les émissions n'ont pas diminué depuis 1990 et représente aujourd'hui près d'un tiers des émissions de gaz à effet de serre de la France. Celles-ci proviennent principalement du secteur du transport routier, sur lequel se concentrent donc de nombreuses mesures de décarbonation (normes sur les émissions de gaz à effet de serre, primes pour l'achat de véhicules électriques, interdiction de la vente de véhicules thermiques neufs à partir de 2040 voire potentiellement à partir de 2035 si les nouveaux objectifs discutés au niveau européen sont adoptés…).

Sur ce secteur, l'évaluation des coûts d'abattement réalisée par RTE a porté sur le remplacement des véhicules existants par des véhicules électriques, hybrides rechargeables ou hydrogène. D'autres solutions techniques ou organisationnelles existent comme le report modal, la sobriété dans les déplacements, l'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules neufs ou encore le recours à d'autres carburants (biogaz ou biocarburants, sujets à des contraintes de gisement sur la biomasse), mais n'ont pas été évaluées en détails à ce stade.

Pour la mobilité légère, le passage à des véhicules 100 % électriques semble être l'option à privilégier avec des gains importants sur les émissions de gaz à effet de serre à un coût maîtrisé. La baisse des coûts attendue sur les batteries pourrait par ailleurs faire diminuer encore le coût d'abattement lié au passage au véhicule électrique (autour de 150 €/tCO_2eq évitée d'ici quelques années). Il s'agit ainsi de la manière la plus efficiente de décarboner le transport routier même si le développement massif du véhicule électrique à long terme conduit à un point de vigilance sur la consommation de métaux critiques associés tels que le cobalt ou le lithium *(voir partie 12.3).*

S'agissant du véhicule hybride rechargeable, celui-ci rend possible une plus faible réduction des émissions (risque de *lock-in* technologique), avec une part incertaine des trajets qui est effectivement réalisée en mode électrique. Le coût d'abattement plus élevé associé au remplacement d'un véhicule essence par un véhicule hybride rechargeable est donc nettement plus élevé et plus incertain que pour le passage à un véhicule 100 % électrique. Quant au véhicule à hydrogène, celui-ci présente un coût très élevé (> 1 000 €/tCO_2eq évitée) et ne semble donc pas présenter d'intérêt particulier pour la mobilité légère vu d'aujourd'hui.

Pour la mobilité lourde, l'analyse met en évidence des coûts de décarbonation plus élevés (autour de 500-600 €/tCO_2eq évitée) que pour l'électrification de la mobilité légère et qui atteignent des niveaux proches entre différentes solutions (notamment poids lourds électriques ou à l'hydrogène[77]). En effet, l'électrification du segment des poids lourds nécessite des batteries de taille importante et le surcoût est d'autant plus élevé que leur poids et leurs besoins d'autonomie sont importants. La concurrence avec d'autres solutions de décarbonation est par ailleurs plus marquée et présente plus d'incertitudes que pour la mobilité légère, les différentes technologies étant aujourd'hui encore très peu déployées par rapport aux poids lourds essence et diesel.

77. D'autres technologies comme les biocarburants ou le bio-GNV sont également susceptibles de permettre la décarbonation du transport lourd mais avec un enjeu sur le gisement de biomasse mobilisable. Les coûts d'abattement correspondant à ces technologies n'ont toutefois pas pu être évalués à date dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*

11.9.2.3 Dans l'industrie : des coûts d'abattement hétérogènes et des solutions qui n'entrent pas forcément en concurrence mais des gains importants sur les émissions

Les émissions de l'industrie manufacturière représentent aujourd'hui près de 20 % des émissions nationales soit 80 $MtCO_2eq$ (dont 50 $MtCO_2eq$ sont liées à l'utilisation de l'énergie et 30 $MtCO_2eq$ sont des émissions dites « de procédés », associées à des réactions mécaniques ou chimiques). L'industrie constitue un ensemble très hétérogène, qui recouvre une grande diversité de procédés[78], impliquant des équipements de types et de tailles très différents.

L'évaluation des coûts d'abattement pour la décarbonation de l'industrie est par conséquent particulièrement difficile, les actions à engager étant nombreuses et de natures variées. Elle permet néanmoins de tirer quelques grands enseignements.

D'une part, les actions d'efficacité énergétique dans l'industrie affichent un gain à la fois climatique et économique important. Des efforts conséquents en matière d'efficacité énergétique ont déjà été engagés par le secteur dans le passé, mais des progrès apparaissent encore possibles dans certains secteurs ciblés. Des actions supplémentaires notamment de valorisation de la chaleur fatale, de valorisation énergétique des déchets ou encore d'optimisation peuvent être déployées. Les règlements d'éco-conception qui accompagnent le renouvellement progressif des équipements industriels permettront également de réduire la consommation d'énergie. La majorité de ces actions semblent pouvoir permettre à moyen et long terme des économies aux industriels, et sont donc à des coûts d'abattement négatifs.

D'autre part, l'électrification d'un grand nombre d'usages énergétiques dans l'industrie apparaît possible à moyen terme pour un coût d'abattement inférieur à 200 €/tCO_2eq. Pour la décarbonation des procédés industriels, plusieurs techniques électriques déjà matures peuvent se substituer à la consommation de combustibles fossiles dans l'industrie (par exemple, pompes à chaleur, techniques de résistance, d'induction, de conduction, de compression mécanique de vapeur ou encore d'infra-rouge)[79]. Les équipements reposant sur ces techniques électriques ont généralement de meilleurs rendements que leurs équivalents fonctionnant aux combustibles, même si cet avantage est moindre pour les procédés nécessitant les plus hautes températures. Les coûts d'abattement associés à l'électrification des besoins de chaleur basses températures se situent ainsi dès aujourd'hui en deçà de 50 €/tCO_2eq grâce aux coefficients de performances élevés des pompes à chaleur et de la recompression mécanique de vapeur. L'électrification des besoins de chaleur ou des procédés nécessitant des températures plus élevées (à plus de 150 °C) présente des coûts d'abattement plus importants mais qui restent *a priori* inférieurs à la valeur de l'action pour le climat en 2030.

Sur la durée de vie d'un tel équipement, l'essentiel de la dépense des industriels est surtout à l'usage, pour la consommation d'énergie : le coût d'abattement dépend moins du surcoût d'investissement initial que des coûts relatifs de l'énergie et du gain énergétique permis par le passage à l'électrique.

Afin de ne pas obérer la capacité à décarboner ces usages en créant un verrouillage technologique, ces solutions doivent être mises en œuvre dès les prochains renouvellements des installations concernées car leurs durées de vie peuvent dépasser 30 ans. Il est ainsi essentiel d'assurer l'alignement des intérêts privés et collectifs, en s'assurant notamment que les coûts et les bénéfices de la décarbonation portés par les industriels reflètent bien l'intérêt de réduire les émissions de gaz à effet de serre pour la collectivité.

Enfin, à plus long terme, des changements de procédés pourraient permettre de réduire les

78. Un procédé industriel désigne toute opération ou ensemble d'opérations de transformation (mécanique, chimique ou autre) permettant d'obtenir à partir de matières premières des biens, matériaux ou produits chimiques en grande quantité
79. Rapport « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures », Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie (CEREN), octobre 2019

émissions des usages matières. Certains secteurs, comme la production d'acier, d'éthylène ou d'ammoniac, utilisent en effet des combustibles fossiles en tant que matières premières. Dans les hauts-fourneaux par exemple, le procédé de production d'une tonne d'acier primaire implique la consommation d'environ 600 kg de coke obtenu à partir de charbon. Pour ces industries, il ne suffit pas de décarboner le service énergétique : un basculement vers de nouveaux procédés, qui sont aujourd'hui pour l'essentiel peu matures, sera nécessaire.

11.9.2.4 Pour la production d'hydrogène : un coût d'abattement de l'ordre de 200 €/tCO_2 semble atteignable

Axe prioritaire de la stratégie hydrogène de la France, le déploiement d'électrolyseurs en remplacement des unités de vaporeformage au méthane permettrait d'éviter plusieurs millions de tonnes de CO_2 par an.

L'estimation du coût d'abattement confirme **l'intérêt de l'électrolyse pour décarboner la production d'hydrogène et la pertinence d'un fonctionnement en bande à moyen terme** avec un coût d'abattement de l'ordre de 200 €/tCO_2eq. Un électrolyseur fonctionnant de manière flexible (par exemple uniquement sur les heures où le contenu carbone de l'électricité est le plus faible) présente à moyen terme un coût d'abattement plus élevé, de l'ordre de 300 €/tCO_2eq, du fait d'un amortissement des coûts d'investissement des électrolyseurs sur un nombre plus réduit d'heures de fonctionnement. À plus long terme, ce type de fonctionnement pourrait néanmoins devenir très compétitif, en particulier dans des mix à forte part en énergies renouvelables et si les baisses de coûts attendues pour les électrolyseurs et le transport et le stockage d'hydrogène se matérialisent.

L'évaluation de ce coût d'abattement apparaît particulièrement sensible au coût de l'énergie qui est un paramètre clé de l'équation économique d'un électrolyseur. L'augmentation du coût de l'électricité pourrait renchérir de près de 100 €/tCO_2eq le coût d'abattement tandis qu'à l'inverse une hausse du prix du gaz (telle que celle observée fin 2021 et début 2022) pourrait faire chuter le coût d'abattement à moins de 50 €/tCO_2eq.

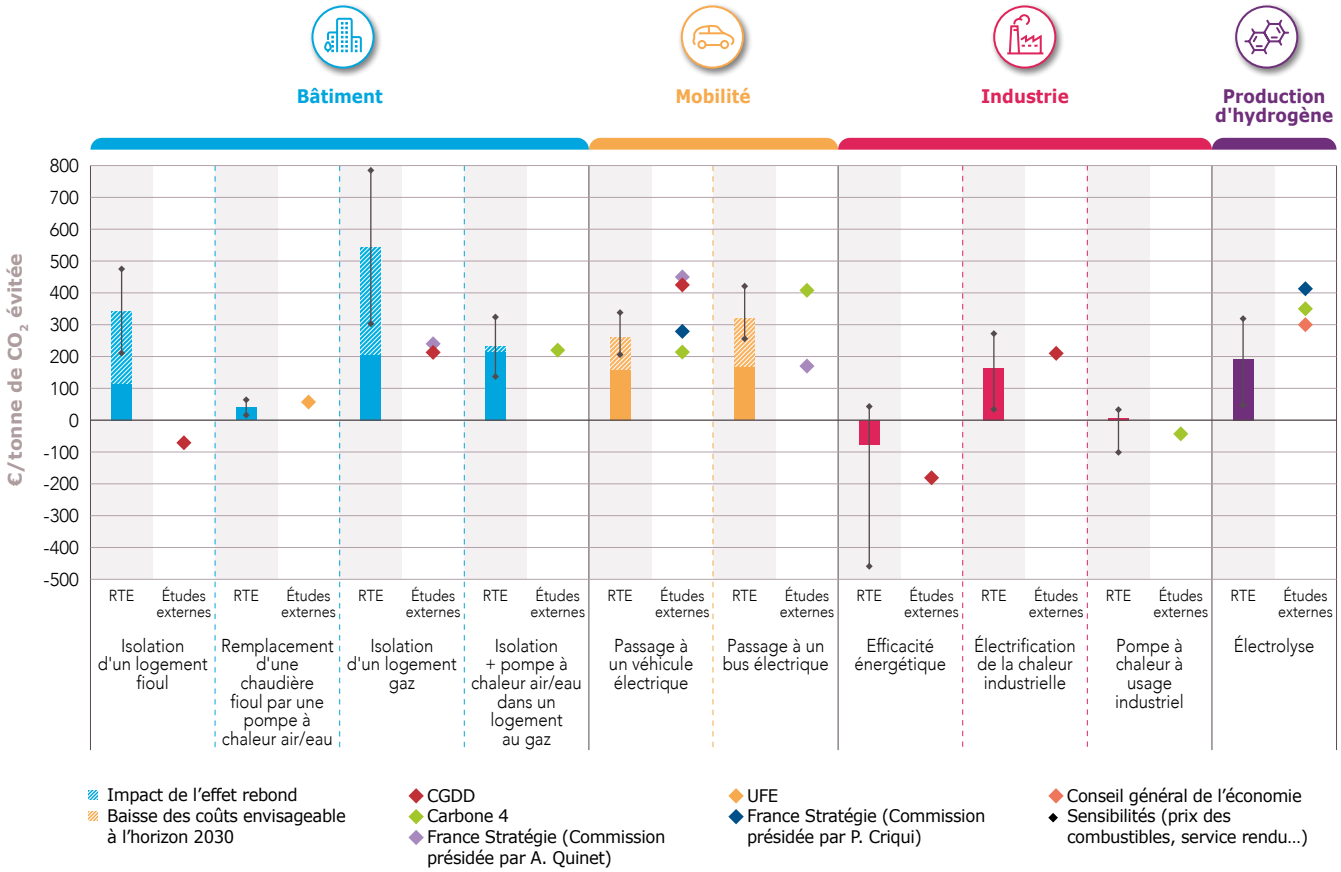
Le gisement d'émissions de CO_2 associé uniquement à la production d'hydrogène à base de vaporeformage apparaît limité en comparaison d'autres secteurs de l'économie mais l'usage d'hydrogène en tant que vecteur énergétique aurait la propriété de pouvoir décarboner d'autres secteurs pour lesquels les solutions d'électrification semblent difficiles à mettre en place sur le plan technique ou économique (procédés industriels ou mobilité lourde par exemple).

11.9.3 Une comparaison à la littérature qui tend à conforter les ordres de grandeur obtenus, malgré des différences de méthodes ou de périmètres

La littérature sur l'évaluation des coûts d'abattement est aujourd'hui concentrée sur un nombre limité d'études, notamment si le périmètre est restreint au cas français (la comparaison avec les coûts d'abattement d'actions situées dans d'autres pays serait délicate compte tenu des différences de contexte et de mix électrique pouvant exister). Même si elle n'est pas exhaustive, la littérature étudiée[80] montre de nombreux points de convergence avec les résultats obtenus par RTE, par exemple pour l'électrification des besoins de chauffage ou de mobilité.

Lorsque des différences sont observées, il est difficile d'en expliciter les causes compte tenu des différences en matière de méthodologie, de périmètre (intégration des co-bénéfices, périmètre de comptabilisation des émissions de CO_2, en analyse

Figure 11.54 Comparaison aux coûts d'abattement de la littérature pour différentes actions de décarbonation



80. «Les coûts d'abattement – Partie 2 : Transports», rapport de France Stratégie (commission présidée par P. Criqui), 2021 ;
«Baromètre de la décarbonation – Comment décarboner en profondeur et sans tarder le bâtiment, les transports et l'industrie ?», Carbone 4, novembre 2018 ;
«Thématique – Trajectoires de transition au moindre coût», Commissariat général au développement durable, novembre 2016 ;
«Les clés pour financer l'évolution de la demande en France – Méthode et résultats», Union Française de l'électricité, 2016 ;
«La valeur de l'action pour le climat – Compléments», rapport de France Stratégie (commission présidée par A. Quinet), 2019 ;
«La décarbonation des entreprises en France», Conseil général de l'économie, 2021

de cycle de vie ou en émissions directes…) et plus largement sur les hypothèses de référence utilisées (notamment le prix des combustibles fossiles).

À noter qu'en plus de définir un cadre méthodologique de référence pour le calcul des coûts d'abattement, la commission France Stratégie présidée par Patrick Criqui souhaite établir une série de coûts d'abattement harmonisés pour les grands secteurs de l'économie (transports, électricité, hydrogène, bâtiment, industrie et agriculture) qui devrait à terme constituer une référence en matière de valeurs de coûts d'abattement en France (à date, seules les études concernant le secteur des transports et de l'électricité sont disponibles).

11.9.4 La prise en compte des co-bénéfices de la décarbonation, notamment à l'échelle locale sur la santé, renforce l'intérêt des politiques climatiques

11.9.4.1 De nombreux co-bénéfices possibles associés aux politiques de décarbonation mais difficiles à intégrer de manière exhaustive à l'analyse économique

Figure 11.55 Exemples de co-bénéfices de la décarbonation dans différents secteurs

		Nature des co-bénéfices de la décarbonation		
	Actions possibles	**Sanitaire et sociale**	**Environnementale**	**Économique & stratégique**
Tous secteurs confondus	• Efficacité énergétique • Électrification • Recours à d'autres vecteurs énergétiques décarbonés • Sobriété des modes de vie	• Réduction de la pollution atmosphérique (augmentation de l'espérance de vie, réduction des maladies respiratoires et cardiovasculaires…)	• Réduction de la pollution atmosphérique (préservation des écosystèmes)	• Innovations technologiques • Baisse de la dépendance énergétique de la France • Réduction de la pollution atmosphérique (amélioration des rendements agricoles)
Mobilité	• Efficacité énergétique • Changement de motorisation • Report modal • Réduction du nombre de kilomètres parcourus/ circuits courts • Aménagement des villes et des territoires	• Accroissement de l'activité physique (vélo, marche…) • Réduction des nuisances sonores	• Préservation des espaces naturels par l'aménagement du territoire	• Réduction des coûts dus aux trajets domicile-travail • Loyers et valeur du foncier
Bâtiment	• Rénovation (isolation, changement des équipements de chauffage) • Sobriété énergétique • Hausse de la cohabitation • Densification de l'habitat	• Réduction de la précarité énergétique (réduction du taux de surmortalité hivernale, amélioration de l'apprentissage des enfants, augmentation de la surface habitable…) • Meilleure résilience aux épisodes de froid et de canicule • Amélioration du confort des individus (y compris confort phonique)	• Préservation des espaces naturels	• Amélioration du prix à la revente d'un bien immobilier • Création d'emplois non délocalisables
Industrie	• Efficacité énergétique • Électrification • Recours à d'autres vecteurs énergétiques décarbonés • Changement de procédés industriels • Économie circulaire • Consommation raisonnée		• Baisse des besoins d'extraction de matière par la hausse du recyclage	• Fiabilité et flexibilité accrue des équipements • Possibles gains de productivité • Compétitivité hors prix

Les politiques climatiques visent en priorité à décarboner l'économie, mais leur mise en œuvre peut induire d'autres externalités que les bénéfices liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ces externalités sont qualifiées de co-bénéfices si elles sont positives pour la collectivité, et de co-dommages dans le cas contraire. À titre d'exemple, si l'accord de Paris a pour principal objectif la baisse des émissions de gaz à effet de serre pour limiter le réchauffement climatique, la recherche des co-bénéfices de la décarbonation y est aussi un facteur essentiel pouvant justifier et accélérer le déclenchement d'actions en faveur du climat.

Les co-bénéfices de la décarbonation peuvent apparaître à des degrés divers dans les différents secteurs de l'économie et sont de nature variés :

- Sanitaire et sociale : avec la baisse des inégalités, en particulier la réduction de la précarité énergétique (bâtiment) ;
- Environnementale : par leurs effets sur les écosystèmes et la biodiversité ;
- Économique : en influençant l'innovation, la localisation des emplois, ou encore la compétitivité hors prix (industrie) ;
- Stratégique : en améliorant la sécurité d'approvisionnement énergétique.

Du fait de leurs conséquences généralement concrètes et observables immédiatement au niveau local (au contraire des émissions de gaz à effet de serre), les co-bénéfices sont de nature à favoriser l'acceptation sociale des politiques de décarbonation et donc participer activement à leur déploiement. Ils peuvent également représenter un gain tangible pour la collectivité (par exemple, en réduisant les coûts du système de santé) qui peut être intégré en tant que tel à l'évaluation des coûts d'abattement (sur la base de valeurs tutélaires).

Toutefois, la prise en compte et la valorisation systématique de ces externalités s'avère particulièrement complexe compte tenu d'une part de la difficulté à les estimer de manière exhaustive (il est également nécessaire de considérer les co-dommages) et d'autre part de la difficulté à les traduire sur le plan économique.

11.9.4.2 La réduction de la pollution atmosphérique dont l'impact sur la santé se chiffre à plusieurs points de PIB paraît constituer un co-bénéfice de premier plan des politiques climatiques

Au niveau mondial, le principal co-bénéfice associé à la lutte contre le changement climatique est l'amélioration de la qualité de l'air permise par la réduction de la production de charbon (déjà faible en France), mais également par l'évolution du transport routier, du chauffage résidentiel et de l'industrie. Dans le cadre de l'analyse environnementale des *Futurs énergétiques 2050,* un volet a ainsi été consacré au sujet de la pollution atmosphérique *(partie 12.6),* qui est à l'origine de nombreuses maladies respiratoires et responsable de plusieurs dizaines de milliers de décès prématurés chaque année en France.

Bien qu'une quantification économique soit difficile (les évaluations variant d'un facteur un à quatre du fait de méthodologies hétérogènes), les différentes études sur le sujet convergent sur un coût sanitaire de la pollution extérieure se chiffrant en dizaine de milliards d'euros par an en France, soit de l'ordre de plusieurs points de PIB. Ceci permet d'établir que l'amélioration de la qualité de l'air peut dégager des bénéfices potentiellement importants sur le plan économique.

Au-delà de la réduction de certains impacts nocifs comme celui des polluants atmosphériques, les politiques climatiques peuvent également être de nature à améliorer le confort (notamment effet rebond associé à la rénovation du bâtiment) et avoir des effets positifs sur le plan sanitaire (réduction du taux de surmortalité hivernale, de certaines maladies cardio-vasculaires et respiratoires…). D'autres co-bénéfices d'une politique de décarbonation profonde peuvent également apparaître, comme la création d'emplois locaux non délocalisables ou encore la réduction de la dépendance énergétique.

11.9.4.3 Les co-bénéfices peuvent fortement réduire les coûts d'abattement mais leur évaluation est incertaine et leur intégration difficile compte tenu de leur aspect local

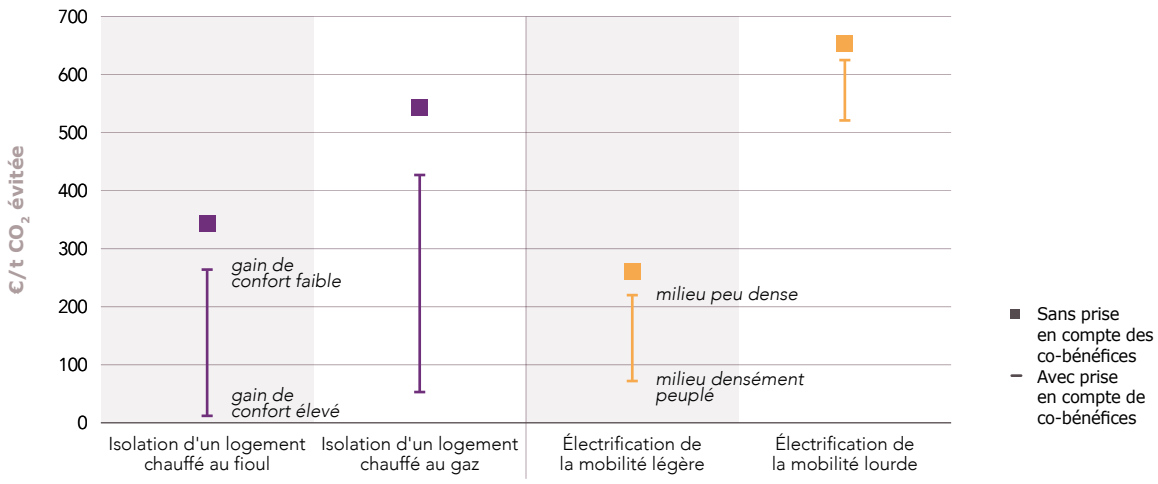
Les co-bénéfices sanitaires de la décarbonation sont très dépendants du contexte local[81] : ils ne sont par exemple pas les mêmes en milieu urbain dense qu'en zone rurale. L'évaluation de l'efficience des politiques de décarbonation peut donc différer d'une zone à une autre, dès lors que sont prises en compte les externalités locales.

Plusieurs études, dont celle menée par RTE dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, montrent que la prise en compte des co-bénéfices peut substantiellement réduire l'évaluation des coûts d'abattement dans tous les secteurs (réduction allant jusqu'à plusieurs centaines d'euros par tonne de CO_2 évitée).

À titre d'illustration, il est possible de représenter l'effet de la prise en compte des co-bénéfices en matière de confort ou en matière de réduction de la pollution atmosphérique sur l'évaluation des coûts d'abattement *(voir figure 11.55).*

Dans le bâtiment, la réduction théorique de la consommation énergétique attendue après la rénovation d'un logement n'est pas observée en pratique. En effet, grâce à la réduction de leur facture d'énergie, les habitants peuvent augmenter la température de leur logement et ainsi gagner en confort et en qualité de vie, avec un impact positif sur leur santé. Cet effet rebond (compris entre 30 % et 70 %) traduit également une baisse de la précarité énergétique pour certains ménages : pour prendre en compte ces bénéfices dans un coût d'abattement, une première estimation consiste à le calculer en l'absence d'effet rebond. Ainsi, pour la rénovation, l'intégration de ces gains en confort

Figure 11.56 Incidence de la prise en compte de co-bénéfices sur l'évaluation des coûts d'abattement de certaines actions de décarbonation (exemples)



81. Cassen, C., Guivarch, C. & Lecocq, F. (2015). Les cobénéfices des politiques climatiques : un concept opérant pour les négociations climat ? *Natures Sciences Sociétés,* 41-51.

conduit à faire baisser de manière très significative le coût d'abattement lié à des actions d'isolation de logements chauffés par des énergies fossiles.

Pour mesurer les bénéfices sanitaires liés au remplacement des véhicules diesel et essence par des véhicules électriques, les véhicules thermiques peuvent être pénalisés à hauteur de leurs émissions de polluants atmosphériques compte tenu de leur impact sur la santé humaine : une estimation moyenne, à partir de la littérature, conduit à attribuer à ces polluants un coût de l'ordre de 70 milliards par an pour la collectivité. Leur impact est d'autant plus élevé qu'une zone est densément peuplée : si 54 % de la mortalité associée aux polluants atmosphériques a lieu dans les grandes villes, seulement 20 % des kilomètres parcourus en voiture ont lieu dans des communes densément peuplées[82]. La prise en compte de ce surcoût attribuable à la pollution atmosphérique des véhicules thermiques conduit également à diminuer fortement le coût d'abattement lié au véhicule électrique, notamment pour les véhicules particuliers.

La prise en compte des différentes externalités dans l'évaluation des coûts d'abattement est limitée aux impacts qui peuvent être quantifiés économiquement et est soumise à une certaine subjectivité (quel coût donner aux nuisances sonores, à l'impact sur la santé humaine…). L'analyse des actions de décarbonation réalisée dans cette partie repose donc principalement sur des considérations économiques et climatiques, mais cela ne suffit pas à représenter l'ensemble des implications de ces leviers de décarbonation.

En pratique, le remplacement d'une technologie par une autre ne se fait pas toujours à même service rendu (plus d'attente à la recharge d'un véhicule électrique qu'à celle d'un véhicule thermique par exemple) et peut induire des changements d'usage. De la même façon, un changement technologique n'aura pas, au-delà des émissions de gaz à effet de serre, le même impact environnemental (la fabrication de ces véhicules électriques a une plus forte incidence sur les écosystèmes que celle d'un véhicule thermique, notamment dans les territoires où les ressources minérales destinées aux batteries sont extraites et traitées). L'incidence environnementale des différents scénarios est étudiée dans la suite immédiate de ce rapport *(chapitre 12).*

Par ailleurs, d'autres leviers de décarbonation possibles ne reposent pas sur des changements technologiques mais de modes de vie. Il apparaît encore plus difficile d'évaluer les coûts et/ou les bénéfices associés à ces transformations organisationnelles ou comportementales (report sur des modes de transport doux, hausse de la cohabitation, alimentation plus locale, autres actions de sobriété…). Ces différents leviers sont étudiés plus en détail dans le chapitre 13.

82. Enquête « Mobilité des personnes » 2019, SDES

12

L'ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

12

L'ANALYSE ENVIRONNEMENTALE : UNE ÉVALUATION APPROFONDIE DES IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX DE LA TRANSFORMATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET DE L'ÉLECTRIFICATION DES USAGES

12.1 L'objet du volet environnemental des *Futurs énergétiques 2050* : analyser les caractéristiques environnementales des scénarios

12.1.1 Tous les modes de production, acheminement ou consommation d'énergie ont une incidence sur l'environnement

La transition énergétique s'inscrit dans une préoccupation d'ordre environnemental plus globale : la lutte contre le changement climatique en constitue l'un des piliers mais pas le seul, le respect de la biodiversité figurant également parmi les objectifs majeurs.

Ce cadrage est d'autant plus important que les différentes options pour réaliser la transition énergétique suscitent toutes leur part de polémiques sur la question environnementale.

Le nucléaire, qui n'émet pas de gaz à effet de serre, trouve des terrains de contestation sur le plan des déchets radioactifs à long terme pour les générations futures, vis-à-vis de son influence sur l'écosystème local (températures de rejet des eaux utilisées pour le refroidissement) et des conséquences en termes de dissémination de matières radioactives en cas d'accident. L'hydraulique est contestée pour son impact sur l'écosystème local (interruption du cours des rivières, créations de retenues d'eau artificielles entraînant des incidences sur l'environnement). Les nouvelles énergies renouvelables sont critiquées pour leur consommation de ressources minérales et sont accusées de contenir des terres rares. Du fait de la variabilité de leur production, les éoliennes et les panneaux solaires sont suspectés de servir de paravent au maintien de la production à base de charbon ou de gaz et donc de ne pas permettre de réellement réduire les émissions. Les panneaux solaires sont associés à une polémique sur la réalité de leur bilan environnemental du fait des conditions de leur production, souvent en Asie par des procédés énergivores dans des mix carbonés et donc polluants. Les éoliennes en mer sont suspectées de perturber les espèces vivant à proximité. Le bilan environnemental des batteries, les besoins en matières premières qui sont associés à leur développement pour les besoins du système électrique ou dans le cadre de la transition vers la mobilité bas-carbone, sont pointés du doigt. Les autres vecteurs énergétiques ne sont pas en reste : contestation de l'implantation de méthaniseurs au titre de la pollution des nappes phréatiques, interrogations sur les conséquences d'une mobilisation accrue de la biomasse, pollutions aux particules fines avec le chauffage au bois, réévaluation de l'effet anthropique des fuites de méthane dans les gazoducs, etc.

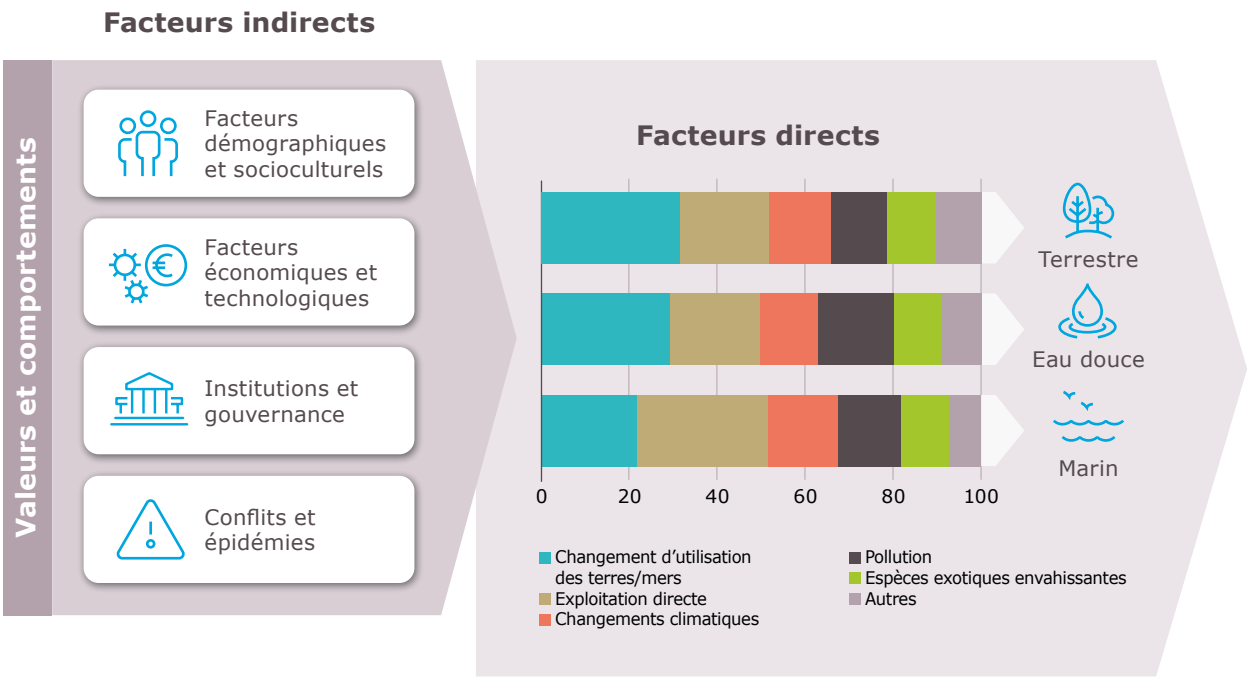
Cette liste, non exhaustive, souligne l'enjeu de la discussion : toutes les technologies de production, de transport ou de consommation d'énergie ont une incidence sur l'environnement. Cette incidence peut prendre des formes différentes, qui sont généralement non mesurables même si l'analyse socioéconomique permet dans une certaine mesure d'en intégrer certaines à l'évaluation des choix publics et privés. Dans le débat, l'entrelacement de ces problématiques de natures différentes rend difficile la prise de décision en matière énergétique, dans la mesure où aucun n'apparaît comme systématiquement moins-disant sur le terrain environnemental, mis à la part l'absence de consommation d'énergie.

12.1.2 La méthode d'évaluation environnementale des *Futurs énergétiques 2050*

L'objet du volet environnemental des *Futurs énergétiques 2050* est de sortir du débat « par technologie » et « par projet » en proposant une analyse systématique de l'incidence environnementale « par scénario », selon une méthode rigoureuse et un jeu d'indicateurs partagés.

Sur le plan méthodologique, RTE revendique de présenter les différents indicateurs sans chercher à en déterminer une unique valeur socioéconomique. D'une part, l'analyse ne peut prétendre à ce stade à l'exhaustivité. D'autre part, certains indicateurs sont difficiles à monétiser (cas de la biodiversité par exemple), ou alors les méthodes pour y parvenir ne font pas consensus. Enfin, la réduction de l'ensemble de la complexité du monde à un unique indicateur semble insuffisante aux besoins du débat démocratique, qui nécessite que soient

Figure 12.1 Facteurs directs et indirects impactant les écosystèmes terrestres, marins et d'eau douce



Source : issue du Rapport de l'évaluation mondiale de la biodiversité et des services écosystémiques (IPBES, 2019)

« données à voir » les différentes conséquences des options présentées.

Les enjeux environnementaux de notre époque s'articulent autour de multiples thématiques : la lutte contre le changement climatique, la préservation de la biodiversité, l'exploitation et l'épuisement des ressources naturelles, les déchets ou encore la santé humaine.

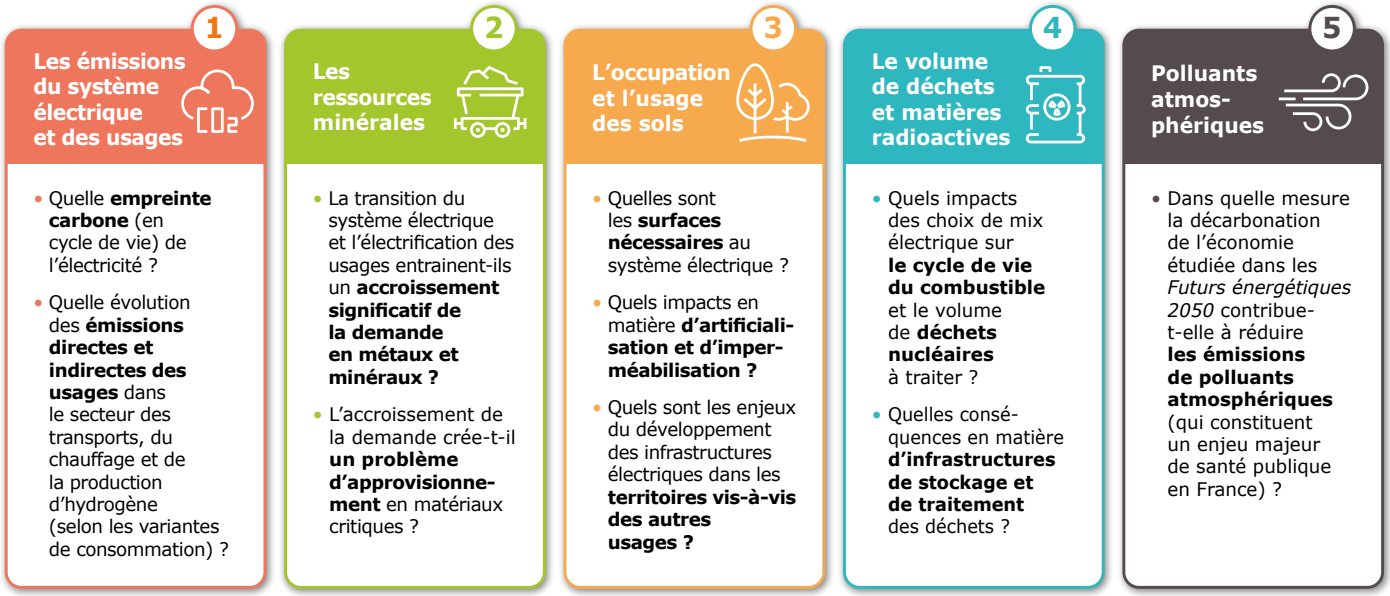
Si le changement climatique est essentiellement déterminé par la concentration atmosphérique de gaz à effet de serre et peut donc s'analyser à l'aune de bilans sur l'évolution de ces gaz à effet de serre, les autres thématiques sont plus difficilement appréhendables dans la mesure où elles dépendent de facteurs multiples et ne peuvent se résumer à un seul indicateur.

La préservation de la biodiversité en constitue un exemple caractéristique : si l'IPBES[1] alertait en 2019 dans son premier rapport d'évaluation sur la détérioration de la biodiversité dans le monde entier et si cette thématique constitue un point d'attention important dans le débat public et la concertation, il n'existe à ce jour pas d'indicateur agrégé permettant de résumer les conséquences des scénarios de transition énergétique sur la biodiversité. Les enjeux autour de la biodiversité dépendent en pratique de facteurs très divers ainsi que de spécificités locales qui ne peuvent être étudiées de manière exhaustive à l'échelle nationale.

Toutefois, dans son premier rapport d'évaluation de 2019, l'IPBES a mis en évidence cinq facteurs directs qui ont joué un rôle prépondérant dans la détérioration de la nature au cours des cinquante dernières années :

- Le changement d'affectation des terres (agriculture, villes, fragmentation et mitage des espaces naturelles, utilisation intensive et dégradation des terres) ;

Figure 12.2 Axes de travail de l'analyse environnementale



1. L'IPBES est un organisme intergouvernemental indépendant comprenant plus de 130 États membres. Mis en place par les gouvernements en 2012, l'IPBES fournit aux décideurs des évaluations scientifiques objectives sur l'état des connaissances sur la biodiversité de la planète, les écosystèmes et les contributions qu'ils apportent aux populations, ainsi que les outils et les méthodes pour protéger et utiliser durablement ces atouts naturels vitaux.

- L'exploitation directe, c'est-à-dire l'exploitation des ressources vivantes, mais aussi de la biomasse, des ressources en eau, en minéraux, métaux, fossiles, etc. ;
- Le changement climatique qui affecte la biodiversité principalement à travers l'augmentation du niveau des mers et l'acidification des océans ;
- Les pollutions qui sont émises dans l'atmosphère, dans l'eau et par les déchets solides ;
- Les espèces exotiques envahissantes.

Pour certains de ces facteurs, il apparaît possible de quantifier en partie l'incidence des différentes propositions sur l'évolution du système électrique. Ainsi, pour répondre aux attentes de la concertation sur les enjeux en matière de préservation de la biodiversité, plusieurs de ces facteurs font l'objet d'analyses macroscopiques dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050* : l'occupation des sols et de l'espace, le changement climatique ou encore l'épuisement des ressources minérales.

De la même manière, les enjeux autour de la santé humaine relèvent de facteurs multiples, avec des interdépendances fortes vis-à-vis des autres enjeux évoqués précédemment : changement climatique, perte de biodiversité, dégradation des écosystèmes, pollutions, exposition, etc.

En définitive, au regard des principaux enjeux de protection de l'environnement ciblés par les politiques publiques, et de ceux discutés dans le cadre du débat public et de la concertation organisée par RTE, le volet environnemental de l'étude est structuré autour d'indicateurs chiffrés regroupés dans quatre axes de travail et développés dans le présent chapitre :

1) Les émissions de gaz à effet de serre induites par les scénarios (inventaire national et empreinte carbone) ;
2) La consommation de ressources minérales pour le système électrique ;
3) L'emprise au sol des infrastructures générées par chaque scénario ;
4) Le volume des résidus issus de la production nucléaire (matières valorisables et déchets ultimes).

À ces quatre axes d'études présentées dans la version publiée en octobre 2021, s'ajoute dons la version finale de l'étude restituée dans le présent rapport (février 2022), un cinquième sur les pollutions atmosphériques. Cette dernière version fait également l'objet de compléments sur l'axe des ressources minérales (compléments et analyse du scénario « sobriété » et « réindustrialisation profonde ») et sur l'axe des déchets nucléaires.

L'étude d'autres enjeux ou indicateurs thématiques pourront faire l'objet de prolongements au cours des prochains mois.

12.2 Les émissions de gaz à effet de serre : une transformation du système électrique qui contribue largement à la décarbonation de l'économie, même en tenant compte du cycle de vie des infrastructures

12.2.1 L'équation climatique de la France : un secteur électrique déjà quasi décarboné grâce aux choix historiques du nucléaire et de l'hydraulique, mais une production d'énergie totale encore dépendante à 60 % des énergies fossiles

12.2.1.1 Le secteur électrique français : un système atypique, décarboné à 93 %

La France a fait le choix du nucléaire civil pour la production d'électricité dans les années 1970 pour des raisons d'indépendance énergétique. Ce choix est aujourd'hui le principal facteur de performance du pays sur le plan du climat, l'exploitation d'une centrale nucléaire n'émettant pas de gaz à effet de serre qui perturbe le climat. Depuis l'achèvement du programme nucléaire, la France a ainsi pu s'appuyer sur une production de l'ordre de 400 TWh par an de production d'électricité bas-carbone.

Ce parc nucléaire s'est ajouté à un socle d'installations hydrauliques (allant du petit barrage sur différents cours d'eau aux grandes retenues d'eau artificielles en montagne) déjà largement constitué à la fin des années 1970, également non émetteur de gaz à effet de serre en exploitation. L'hydraulique produit aujourd'hui de l'ordre 60 TWh par an d'électricité bas-carbone, en partie flexible et donc très utile au fonctionnement du système électrique.

Dès les années 1990, la France disposait donc d'un système électrique largement décarboné.

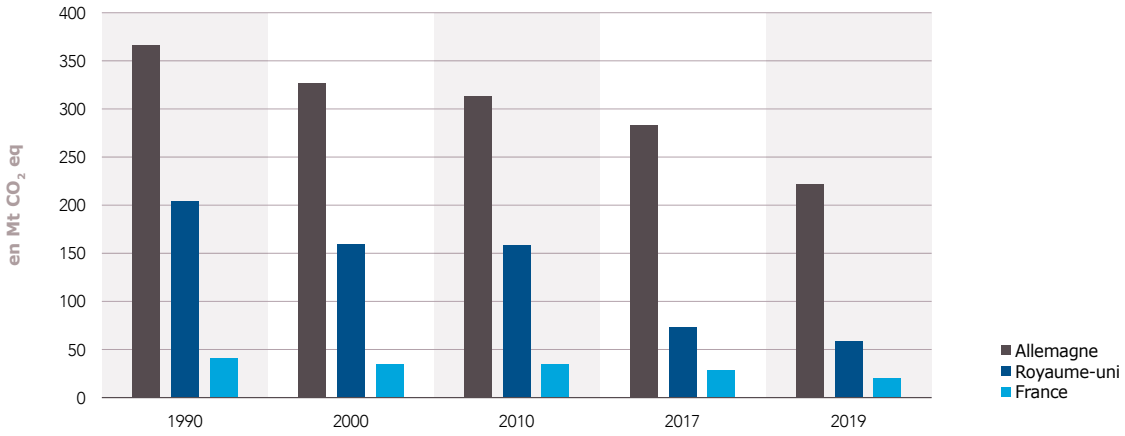
Cette performance s'est encore accrue depuis vingt ans, de nouvelles technologies bas-carbone ayant été ajoutées. La production combinée de l'éolien (40 TWh), du photovoltaïque (13 TWh) et des bioénergies (10 TWh) est aujourd'hui équivalente à celle du parc hydraulique français, contribuant ainsi à la réduction des émissions du secteur électrique.

Durant cette période, une grande part des installations les plus émettrices de gaz à effet de serre (installations fonctionnant au fioul et au charbon) ont été mises à l'arrêt. Plus de 10 GW ont été fermés depuis les années 2010, seules trois centrales au charbon sont encore en service et ne fonctionnent plus que de manière marginale. La fermeture des trois derniers sites est désormais actée par les pouvoirs publics : deux sites seront mis à l'arrêt d'ici fin 2022 et le dernier site sera mis à l'arrêt au plus tard entre 2024 et 2026.

Une fois que ce mouvement sera achevé, il ne demeurera plus en France que quelques turbines à combustion au fioul et au gaz et qu'une dizaine de centrales à gaz. Ces dernières sont récentes puisque construites entre 2008 et 2016 au moment de l'ouverture à la concurrence du marché de la production, participant d'un cycle d'investissement commun aux différents pays européens avant que les politiques publiques ne s'infléchissent vers la neutralité carbone. L'espace économique de ces centrales est appelé à se réduire progressivement pour en faire des centrales d'appoint répondant à une logique européenne : leur durée de fonctionnement, et donc les émissions de gaz à effet de serre associées, devraient alors se réduire.

Ce mix électrique est fortement décarboné (20 $MtCO_2eq$ en 2019) par rapport à ceux des pays voisins, et notamment ceux de l'Allemagne (222 $MtCO_2eq$ en 2019) ou dans une moindre mesure du Royaume-Uni (59 $MtCO_2eq$). Si ces pays se sont engagés dans l'objectif de décarbonation à l'horizon 2050, leurs mix électriques restent encore à ce jour composés à moitié d'installations fonctionnant au charbon ou au gaz. En conséquence, l'Allemagne a émis en 2019 neuf fois plus d'émissions par habitant (2,7 tCO_2eq/hab) que la France (0,3 tCO_2eq/hab) pour la production d'électricité.

Figure 12.3 Évolution des émissions directes du secteur électrique entre 1990 et aujourd'hui en Allemagne, au Royaume-Uni et en France



Sources : Umweltbundesamt (2021) / «The Sixth Carbon Budget report, the UK's path to Net Zero» Committee on Climate Change (2020)

L'enjeu pour le système électrique français n'est donc pas, *in fine*, celui de la décarbonation de la production d'électricité. Il s'agit plutôt d'assurer sa transformation vers un système qui resterait bas-carbone tout en accompagnant la croissance de la consommation liée à des transferts d'usage vers l'électricité, et la fermeture d'ici 2050 d'une grande partie du parc nucléaire pour raison d'âge indépendamment des décisions politiques sur la diversification du parc.

12.2.1.2 La clé de l'atteinte de la neutralité carbone consiste à faire baisser les émissions dans les autres secteurs

La performance actuelle du système électrique français conduit parfois, dans le débat public, à une interrogation : ce secteur étant déjà largement bas-carbone, pourquoi devrait-il faire l'objet d'une politique de développement des renouvelables ? Dans cette discussion, certains opposants aux énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire utilisent ainsi largement ce point pour justifier l'inutilité d'une politique de développement de ces filières en France.

Ce raisonnement est statique (à parc inchangé et à taille du secteur électrique constante). Il est donc inopérant à double titre :

- d'une part, il néglige le fait que les réacteurs nucléaires actuels devront à terme être fermés – voir la problématique générale exposée au chapitre 4 ;
- d'autre part, il fait l'hypothèse d'une stabilité du secteur électrique alors que les scénarios de transition énergétique sont dans la plupart des cas fondés sur l'idée d'une électrification des usages.

Dans la perspective générale de la neutralité carbone, l'ajout/retrait de moyens bas-carbone (hydraulique, nucléaire, éolien, solaire) doit ainsi être appréhendé non pas au périmètre du système électrique, mais du système énergétique tout entier et en particulier vis-à-vis des usages de l'énergie.

La partie suivante est organisée pour intégrer ces enjeux :

- la partie 12.2.2 est consacrée aux émissions directes de la production d'électricité à long terme ;

- la partie 12.2.3 permet un premier élargissement en intégrant le cycle de vie pour la production d'électricité et les moyens de flexibilité et de réseau ;
- la partie 12.2.4 analyse l'effet sur les émissions directes de gaz à effet de serre des secteurs concernés par la décarbonation des usages énergétiques, au-delà du système électrique ;
- la partie 12.2.5 évalue les perspectives d'accélération de la réduction des émissions à l'horizon 2030 ;
- enfin, la partie 12.2.6 élargit encore l'analyse aux questions d'empreinte carbone de l'économie française, en lien avec les enjeux autour de la réindustrialisation.

12.2.2 Les perspectives pour les émissions dues à la production d'électricité d'ici 2050 : une décarbonation complète est atteignable dans tous les scénarios, avec un point de vigilance sur le thermique pour les scénarios à forte part en énergies renouvelables

12.2.2.1 La neutralité carbone peut être atteinte sur la base d'un système 100 % renouvelables ou d'un système « renouvelables + nucléaire »

Par construction, les scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050* conduisent à des systèmes électriques complétement décarbonés : à l'horizon 2050-2060, seules des émissions résiduelles liées à la valorisation de déchets pour la production d'électricité et de chaleur (i.e. énergies de récupération) peuvent subsister (2 $MtCO_2eq$/an), celles-ci étant difficilement compressibles.

L'essentiel des moyens de production construits sur l'horizon d'étude sont, pour les scénarios de type « M », des installations renouvelables et, pour les scénarios de type « N », des installations renouvelables et nucléaires. Ces moyens sont complétés, selon les scénarios, par des batteries et des moyens thermiques pilotables, n'utilisant en 2050 plus que des combustibles décarbonés.

En conséquence, les émissions directes de la production d'électricité associées aux combustibles fossiles, déjà faibles aujourd'hui, disparaissent progressivement dans ces scénarios par construction. D'une part, l'augmentation de la part du biométhane dans le réseau de gaz (supposée évoluer en cohérence avec la trajectoire de la SNBC, soit 10 % en 2030, 37 % en 2040 et 100 % en 2050) contribue à moyen terme à la réduction des émissions attribuables au fonctionnement des centrales au gaz. D'autre part, la transformation complète du parc thermique actuel (fermeture progressive ou conversion à l'hydrogène des installations fonctionnant au gaz fossile et construction éventuelle de nouveaux moyens thermiques fonctionnant exclusivement avec des combustibles décarbonés comme le biométhane, l'hydrogène ou le méthane de synthèse) permet à long terme d'assurer la décarbonation totale du parc de production électrique.

12.2.2.2 Les scénarios de mix électrique n'ont pas le même bilan sur la trajectoire de décarbonation en France et surtout en Europe, avec un écart qui porte essentiellement sur le point 2030 pour lequel le nombre de réacteurs nucléaires en service diffère d'un scénario à l'autre

Les trajectoires de diminution des émissions directes de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité en France sont relativement proches dans les différents scénarios.

Toutefois, des écarts sont observés à l'horizon 2030, pour lequel les scénarios sont équivalents en matière de consommation et de production renouvelable mais se distinguent par la capacité nucléaire en service :

(i) les scénarios M1, M23, N1 et N2 se fondent sur la trajectoire de fermeture de tranches prévue par la PPE (quatre tranches fermées en 2030, en plus de celles de Fessenheim),

(ii) le scénario M0 intègre la fermeture de deux tranches supplémentaires par rapport à la trajectoire de la PPE,

(iii) le scénario N03 ne prévoit à l'inverse aucune fermeture de réacteurs d'ici 2030.

Toutes choses étant égales par ailleurs, la fermeture de réacteurs nucléaires conduit à une diminution plus lente de la production d'électricité d'origine thermique fossile, en France mais surtout en Europe, car les exports français d'électricité s'en trouvent réduits.

En conséquence, à l'horizon 2030, si les bilans d'émissions directes du système électrique en France présentent de faibles écarts, de l'ordre de moins d'un million de tonnes de CO_2 équivalent entre les différents scénarios de mix, la réduction des émissions de gaz à effet de serre associées à l'échelle de l'Europe présentent des écarts un peu plus notables.

Les exports français, dans le cas où aucune tranche de réacteur nucléaire n'est fermée en 2030 (scénario N03), permettent de réduire les émissions de gaz à effet de serre en Europe hors France de 34 $MtCO_2eq$, alors que la fermeture de quatre tranches (scénarios M1, M23, N1 et N2) prive l'Union européenne d'une réduction d'émissions de 6 $MtCO_2eq$ et de six tranches (scénario M0) de 8,5 $MtCO_2eq$.

Il convient toutefois de noter que cette performance climatique n'est pas spécifique au scénario N03 ni uniquement aux scénarios avec nouveau nucléaire : elle pourrait également être obtenue en ralentissant la fermeture des réacteurs nucléaires à l'horizon 2030 dans les scénarios M1, M23, N1 et N2, quitte à avoir un rythme de fermeture plus rapide sur les décennies suivantes. Dans le scénario M0 en revanche, une absence de fermeture de réacteurs

Figure 12.4 Émissions directes évitées en Europe selon le maintien ou la fermeture des centrales nucléaires en 2030

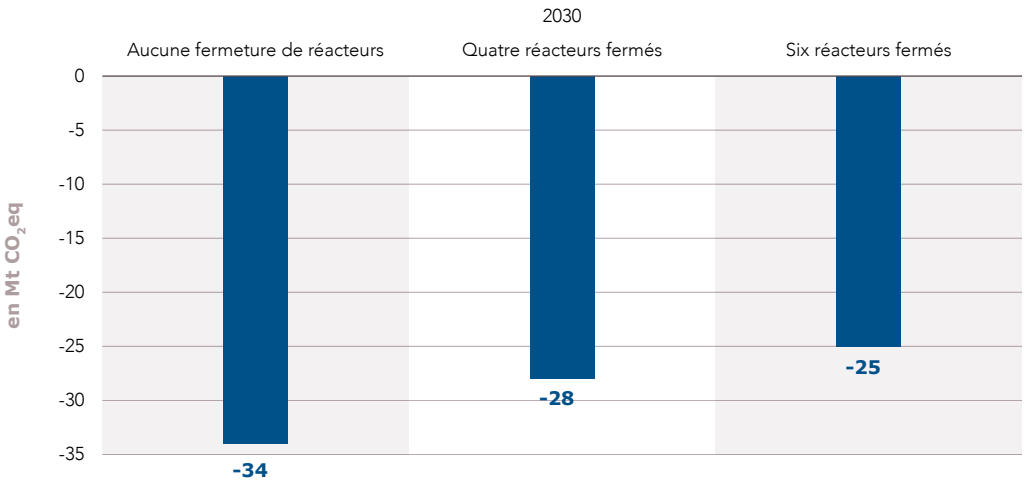
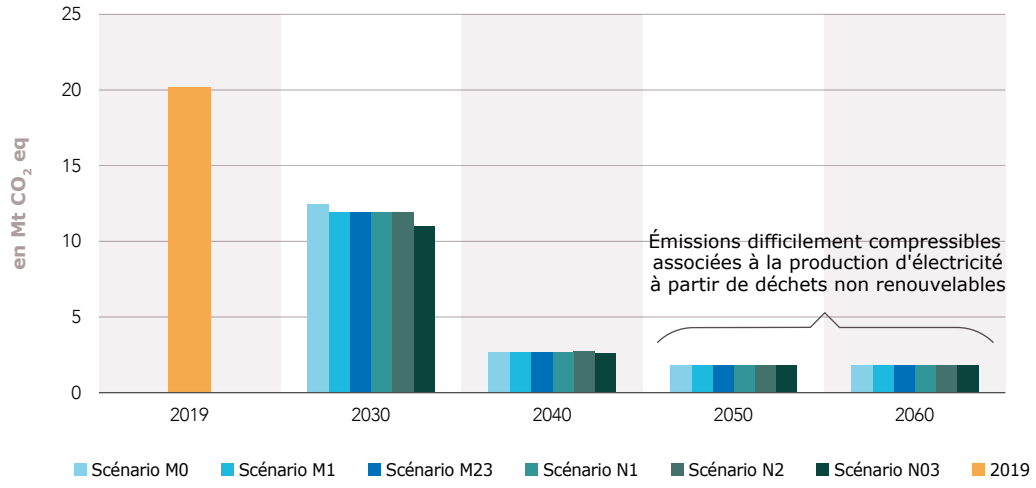


Figure 12.5 Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France dans les différents scénarios



d'ici 2030 paraît plus difficilement envisageable, car elle conduirait alors à devoir fermer un très grand nombre de réacteurs entre 2030 et 2050.

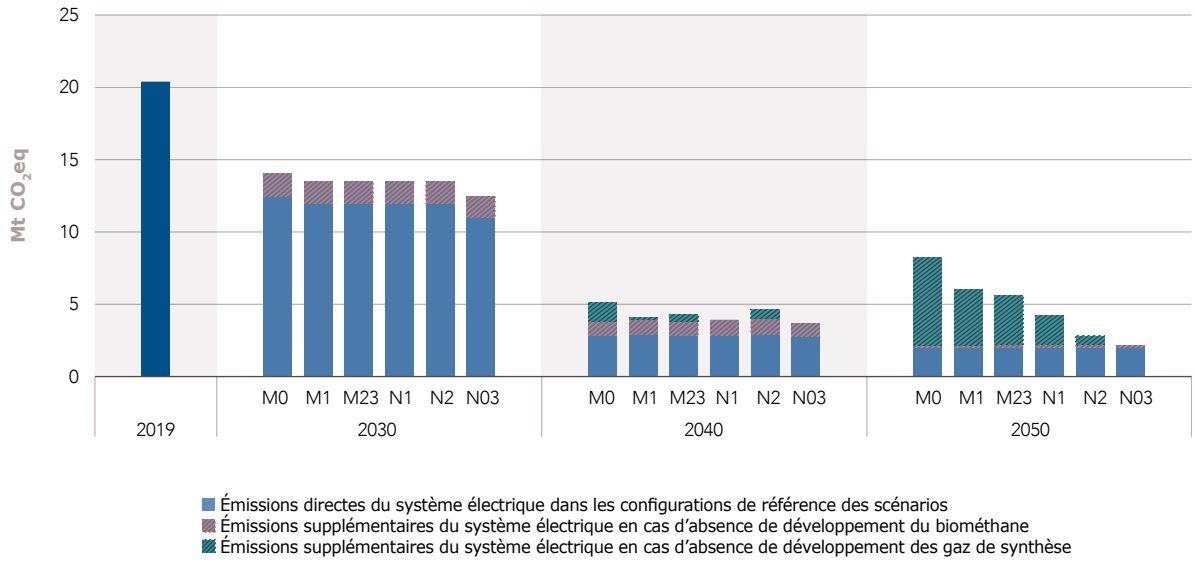
Par ailleurs, d'autres leviers peuvent aussi avoir des effets significatifs sur les émissions directes de la production d'électricité à l'horizon 2030 : accélération des efforts d'efficacité énergétique, actions de sobriété, accélération du développement des énergies renouvelables, flexibilité des nouveaux usages tels que la recharge de véhicules électriques qui permet de réduire la sollicitation des moyens thermiques fossiles, etc.

12.2.2.3 Un premier point de vigilance : l'atteinte de l'objectif de décarbonation du système électrique est en partie conditionnée à la faculté de décarboner totalement le gaz utilisé dans les centrales thermiques, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire

La disparition quasi complète des émissions directes de la production électrique à l'horizon 2050 est conditionnée à la fois par la capacité à développer suffisamment de moyens de production renouvelables et nucléaires pour accompagner l'évolution de la consommation énergétique, mais également par celle à convertir dans des délais raisonnables la nature des combustibles gazeux utilisés dans les centrales thermiques.

Cette condition apparaît d'autant plus importante dans les scénarios «M» et N1 pour lesquels le développement de moyens thermiques en France est nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme *(voir détails au chapitre 7)*, ceux-ci devant alors être alimentés par des combustibles bas-carbone comme le biométhane, l'hydrogène ou le méthane de synthèse. Dans les autres scénarios (N2, N03), une grande partie de la flexibilité de pointe étant assurée

Figure 12.6 Évolution des émissions directes du système électrique français entre 2020 et 2050 selon l'atteinte des objectifs de décarbonation du gaz et selon le développement des gaz de synthèse et de leur utilisation pour la production d'électricité



par la mutualisation à l'échelle européenne, l'enjeu consiste à s'assurer que les moyens thermiques situés à l'étranger contribuant à la sécurité d'approvisionnement française, sont également décarbonés.

La performance carbone des scénarios est donc intrinsèquement liée au rythme de décarbonation du secteur gazier. Si le développement des gaz de synthèse ou du biométhane n'a pas lieu dans des volumes suffisants, alors le recours aux centrales à gaz d'origine fossile sera nécessaire.

À l'horizon 2050, les scénarios les plus sensibles à l'atteinte de l'objectif de décarbonation sont les scénarios de type M ainsi que le scénario N1. Sans recours à la décarbonation du gaz, les émissions atteindraient environ 8 $MtCO_2eq$/an dans le scénario M0. *A contrario*, dans le scénario N03, les émissions du système électrique français ne seraient pratiquement pas modifiées par la non-décarbonation du gaz.

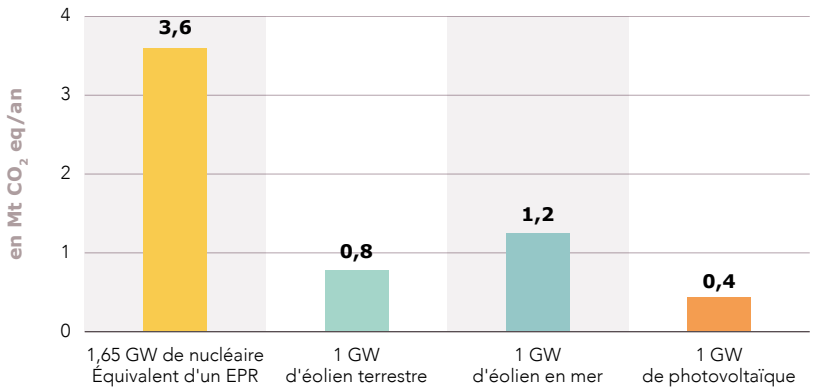
À des horizons plus proches (2030 ou 2040), c'est surtout le non-respect des trajectoires de développement du biométhane qui peut induire une augmentation des émissions attribuables à la production d'électricité pouvant atteindre de l'ordre d'1,5 $MtCO_2eq$ supplémentaires par an dans tous les scénarios.

In fine, quels que soient les scénarios, les ordres de grandeur des émissions du seul secteur électrique en cas de non-décarbonation du gaz restent relativement faibles. L'essentiel de l'enjeu de la décarbonation du gaz portera sur les autres usages des combustibles gazeux (consommation de 200 à 300 TWh PCI en 2050 selon les projections de la SNBC contre une consommation de l'ordre de plusieurs dizaines de TWh au maximum pour la seule production d'électricité).

12.2.2.4 Deuxième point de vigilance : en cas de non-atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables ou du nucléaire, un risque de compensation par des centrales au gaz fossile

Si le risque de ne pas réussir à décarboner les combustibles gazeux utilisés pour la production d'électricité flexible est réel, celui-ci reste néanmoins de second ordre par rapport aux conséquences éventuelles d'une non-atteinte des objectifs sur le développement du parc renouvelable et/ou nucléaire dans les différents scénarios des *Futurs énergétiques 2050*.

Figure 12.7 Émissions supplémentaires liées à un retard de développement des moyens de production décarbonés (dans le cas d'une substitution par un moyen thermique au gaz)



En cas de retard ou de non-développement de production renouvelable ou nucléaire, le risque pour le système électrique serait de double nature : (i) un risque en matière d'émissions de CO_2eq avec le recours à du gaz fossile pour compenser le manque de production, mais aussi (ii) au-delà d'un certain retard dans l'installation des moyens de production, des risques sur la sécurité d'approvisionnement.

Ainsi, dans le cas où des retards dans les moyens de production bas-carbone devraient être compensés par le développement ou le maintien de moyens de production d'électricité à partir de gaz fossile en France, **le surcroît d'émissions pourrait atteindre de l'ordre de plusieurs millions de tonnes par an.**

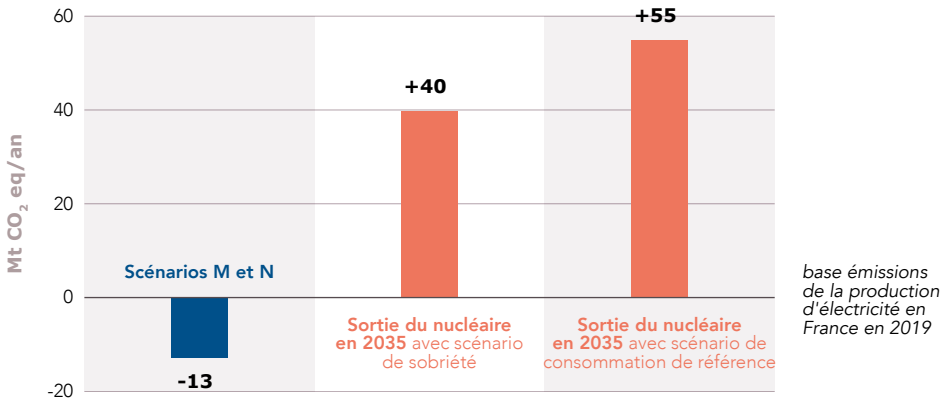
Ce risque est significativement plus élevé dans le scénario « M0 », et de manière générale dans tout scénario prévoyant un rythme rapide de fermeture du nucléaire par rapport aux rythmes envisageables de développement des énergies renouvelables. Par exemple, le rythme élevé de développement des renouvelables sur les dernières années en Allemagne n'a pas conduit à une forte réduction de l'utilisation du charbon, et donc des émissions, du fait de la fermeture progressive des réacteurs nucléaires (dont certains doivent encore être mis à l'arrêt d'ici fin 2022). La Belgique s'achemine vers la construction de centrales à gaz pour compenser la fermeture de son parc nucléaire et devrait ainsi voir les émissions de son secteur électrique augmenter.

12.2.2.5 Troisième point de vigilance majeur : un scénario de « substitution » plutôt que « d'addition » entre énergies bas-carbone conduit à faire augmenter les émissions

Seule une logique « additive » entre les énergies bas-carbone permet au système électrique de pourvoir à court/moyen terme à des besoins en augmentation.

Dans un scénario de sortie du nucléaire à une date très rapprochée (2035), décrit dans la partie 5.5.1, les leviers pour compenser la perte de production nucléaire sont de plusieurs ordres une fois le rythme de développement des énergies renouvelables poussé à son maximum sur une période de 10-15 ans (rythme scénario M0) : diminuer la consommation d'électricité (par des mesures de sobriété ou en renonçant à l'électrification de certains usages) et/ou assumer un niveau de sécurité d'alimentation beaucoup plus faible et/ou

Figure 12.8 Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France en 2035 par rapport à 2019



compenser la production avec d'autres moyens que des énergies renouvelables (soit directement en France, soit via les importations).

Même dans le scénario de consommation «sobriété» (décrit dans la partie 3.5), maintenir un niveau de sécurité d'approvisionnement suffisant en cas de sortie du nucléaire à l'horizon 2035 nécessite le recours à d'autres moyens de production carbonés, conduisant à tripler les émissions de la production électrique à cet horizon par rapport au niveau de 2019. Dans le scénario de référence, elles seraient multipliées par 3,5 alors même que ces émissions sont censées être divisées par 3 dans les scénarios M et N en France.

La solution qui consiste à adopter une logique de maximisation de la production bas-carbone est donc bien la plus performante sur le plan des trajectoires climatiques à court/moyen terme.

Les options permettant d'atteindre cet objectif consistent donc à prolonger l'exploitation de réacteurs nucléaires et à accélérer au maximum le rythme de développement des renouvelables. *A minima*, respecter les trajectoires de production décarbonée fixées par la PPE apparaît indispensable pour atteindre l'objectif.

12.2.3 L'intégration des émissions indirectes liées au cycle de vie, même pour des technologies comme le photovoltaïque, ne modifie pas le bénéfice climatique du remplacement des énergies fossiles par de l'électricité bas-carbone

12.2.3.1 L'étude *Futurs énergétiques 2050* intègre une vision prospective de l'empreinte carbone des différentes technologies

Les émissions directes de gaz à effet de serre du système électrique français, aujourd'hui très faibles, tendent vers zéro à l'horizon 2050 dans le cadre de l'objectif de décarbonation.

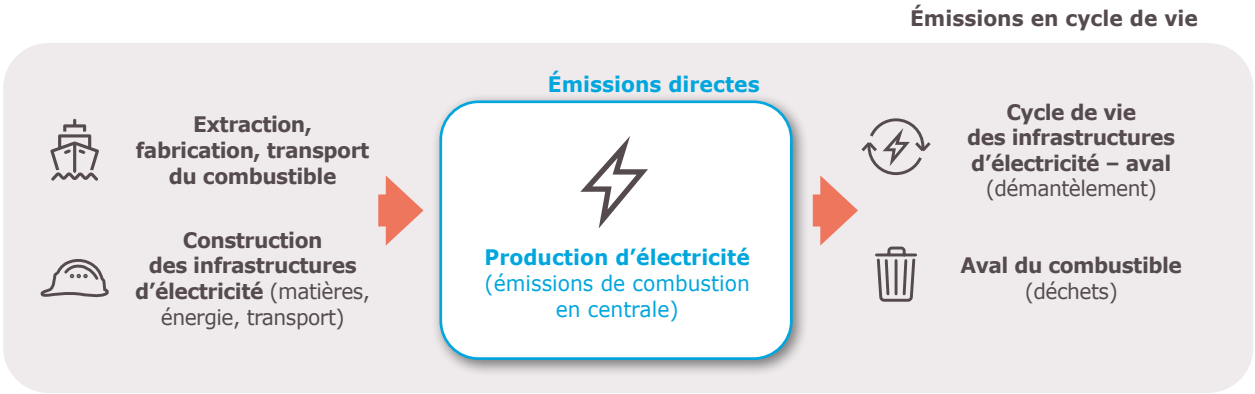
Pour autant, l'empreinte réelle du système électrique en termes d'émissions peut être partiellement masquée. En effet, les émissions de gaz à effet de serre des installations ne se limitent pas aux seules phases de production d'électricité. Les phases de construction ou de démantèlement des installations et l'approvisionnement en combustible génèrent également des gaz à effet de serre. Les émissions associées à ces étapes, qu'elles soient réalisées en France ou à l'étranger, doivent être prises en compte pour refléter au mieux l'impact carbone de l'évolution du mix électrique.

Aussi, afin d'éviter une délocalisation masquée d'une partie des émissions de gaz à effet de serre qui serait contraire aux objectifs climatiques, l'empreinte carbone du système électrique (calcul intégrant les émissions sur l'ensemble du cycle de vie des installations) est également évaluée en complément du calcul en émissions directes.

L'analyse des émissions du système électrique en cycle de vie nécessite l'utilisation de facteurs d'émissions pour chacune des technologies qui composent le système. La base carbone de l'ADEME, la base de données *ecoinvent* (base de données d'inventaire internationale la plus exhaustive à ce jour) ou encore la littérature scientifique sont autant de sources qui permettent de disposer d'un certain nombre de facteurs d'émissions. Ces données correspondent toutefois à un horizon temporel, une situation géographique et des technologies précises, qui présentent des limites pour se projeter à l'horizon 2050 ou encore s'adapter au contexte français.

Pour adapter l'analyse en cycle de vie au plus juste des installations électriques et intégrer les évolutions possibles du contexte à long terme, l'étude réalisée par RTE s'appuie sur des modèles

Figure 12.9 Schéma de principe des émissions directes et en cycle de vie



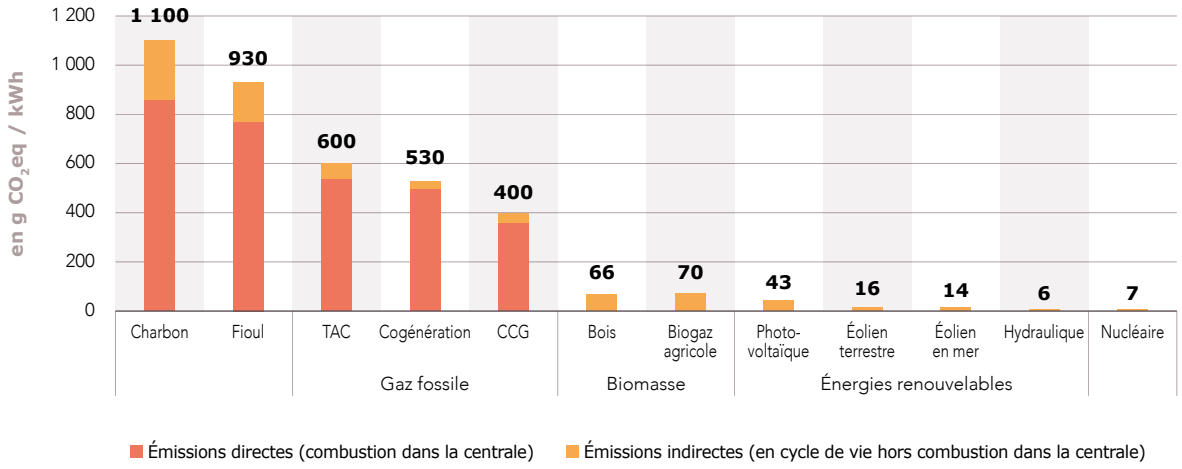
paramétrés[2], développés en lien avec le centre de recherche OIE MINES ParisTech. Ces modèles paramétrés visent à prendre en compte l'état le plus actuel des technologies, adapté au contexte français, et les possibles évolutions des technologies ou des mix énergétiques mondiaux qui interviennent à certaines étapes du cycle de vie des installations. Ils permettent également d'étudier l'influence des paramètres sur le résultat final. Une centaine de paramètres ont ainsi été introduits dans les jeux de données tels que la durée de vie des installations, les modes de fabrication, la quantité de matières ou encore le contenu carbone des mix énergétiques utilisé pour la fabrication.

12.2.3.2 Dès aujourd'hui : les facteurs d'émissions des technologies bas-carbone (nucléaire et renouvelables) sont considérablement inférieurs à ceux des énergies fossiles même en intégrant les émissions indirectes sur l'ensemble du cycle de vie

Certaines installations d'énergies renouvelables sont parfois réputées avoir un bilan carbone très important dès lors que l'on prend en compte les émissions sur l'ensemble du cycle de vie. Pourtant, l'analyse met en évidence des facteurs d'émissions faibles pour toutes les technologies renouvelables et nucléaire, en comparaison de ceux associés aux technologies fossiles.

Ainsi, pour les installations utilisant des combustibles fossiles (gaz, fioul et charbon), les émissions à la combustion dans les centrales représentent la très grande majorité des émissions totales sur le cycle de vie (entre 75 % et 95 %). La prise en compte des phases d'extraction et d'acheminement du combustible conduit de plus à des volumes d'émissions non négligeables qui rehaussent encore le bilan carbone de ces technologies. Sur l'ensemble du cycle de vie, les émissions atteignent ainsi entre 400 gCO_2eq/kWh_e (centrales au gaz les plus performantes) et 1 100 gCO_2eq/kWh_e (centrales au charbon).

Figure 12.10 Émissions en cycle de vie pour différentes filières aujourd'hui (émissions directes et indirectes)



2. (Cooper *et al.* 2012) Parameterization in Life Cycle Assessment inventory data: review of current use and the representation of uncertainty. https://doi.org/10.1007/s11367-012-0411-1

S'agissant des technologies bas-carbone (nucléaire et renouvelables), celles-ci n'émettent pas de gaz à effet de serre qui perturbent le climat lors de la phase de production d'électricité, mais conduisent néanmoins à des émissions indirectes principalement lors des phases de fabrication, de construction et de démantèlement des infrastructures, ainsi que, dans le cas du nucléaire lors des phases amont et aval du combustible (extraction et enrichissement de l'uranium, retraitement du combustible et stockage des déchets)[3].

En prenant en compte l'ensemble du cycle de vie, l'empreinte carbone des technologies bas-carbone (entre 5 et 43 gCO_2eq/kWh_e) reste d'un niveau très inférieur à celle de centrales thermiques fossiles, et ce quelle que soit la technologie considérée. Ce résultat se vérifie même en considérant l'état actuel des technologies (sans amélioration future) et une fabrication des équipements en Asie sur la base de mix énergétiques encore largement carbonés (sans relocalisation future), comme ceci est aujourd'hui le cas pour l'essentiel des panneaux photovoltaïques. Dans cette configuration, l'empreinte carbone d'une installation photovoltaïque moyenne actuelle[4] (autour de 43 gCO_2eq/kWh_e) est malgré tout dix fois inférieure à celle des meilleures centrales à gaz et vingt-cinq fois inférieure à celle des centrales au charbon.

Le développement des énergies renouvelables ne conduit donc pas à «délocaliser» des émissions hors de France dans des proportions significatives.

12.2.3.3 Au sein des technologies bas-carbone, le nucléaire, l'hydraulique et l'éolien se distinguent aujourd'hui par une empreinte carbone particulièrement faible, tandis que celle du photovoltaïque, légèrement plus élevée, devrait baisser à terme

Parmi les technologies bas-carbone, les bilans d'émissions des installations présentent quelques différences. Les filières nucléaire, hydraulique et éolienne sont celles pour lesquelles les émissions totales sur le cycle de vie sont les plus faibles, avec des niveaux dès aujourd'hui inférieurs à ou proche de 15 gCO_2eq/kWh.

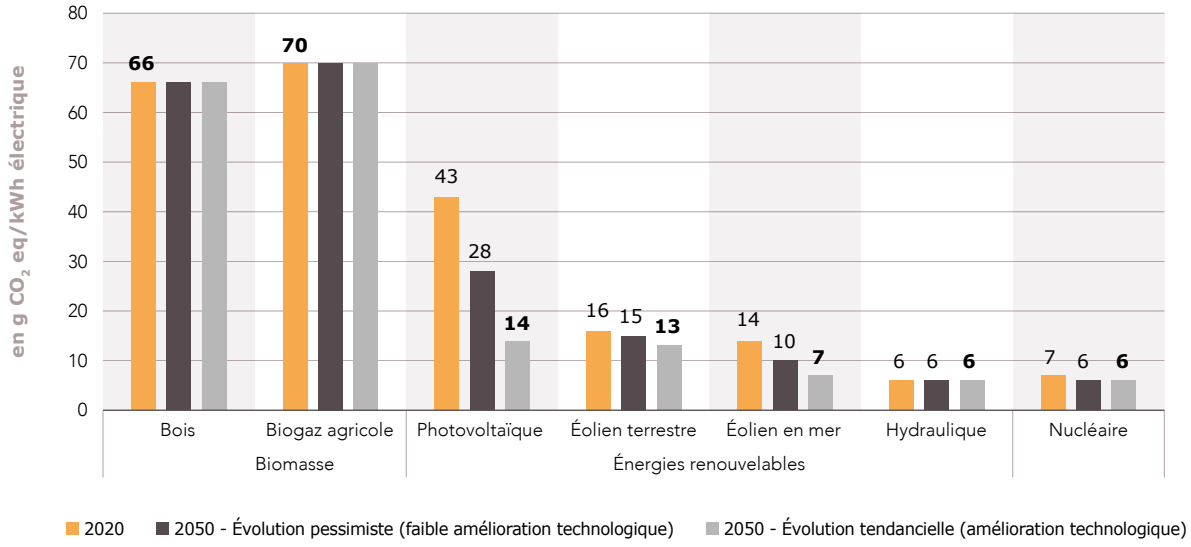
Même si les émissions des installations photovoltaïques ont baissé, par exemple passant depuis 2005 de 80 gCO_2eq/kWh à 43 gCO_2eq/kWh[5], elles restent néanmoins légèrement plus élevées que celles des autres installations décarbonées. Cette baisse devrait se poursuivre dans les prochaines années sous l'effet de plusieurs facteurs : (i) une augmentation de la durée de vie des installations, (ii) l'amélioration de l'efficacité des modules et (iii) la réduction de la quantité d'énergie pour la fabrication. Ces progrès pourraient conduire la filière à réduire l'empreinte carbone des panneaux à un niveau autour de 15 gCO_2eq/kWh à terme et davantage dans le cas de la décarbonation de l'énergie à la fabrication.

Les baisses d'émissions pourront aussi concerner la filière éolienne. Néanmoins, compte tenu de la maturité de la filière, les leviers semblent plus limités et concernent essentiellement la durée de vie des installations.

Enfin, les émissions associées à la combustion de biomasse ou de biogaz agricole sont nulles[6] mais les émissions en cycle de vie restent supérieures (autour de 70 gCO_2eq/kWh). Mais d'une part ces émissions correspondent à un impact carbone dit *cut-off*, c'est-à-dire que les émissions évitées par la valorisation des «co-produits» comme la chaleur, ou la valorisation de déchets (déchets verts

3. Assessment of the environmental footprint of nuclear energy system. Comparison between closed and open fuel cycles. (2014, C. Poinssot)
4. Deux grandes familles de technologies existent dans la filière photovoltaïque, les cellules cristallines à base de silicium et les cellules dites couches minces. Cette dernière était présente sur le marché au début du développement de la filière pour son avantage économique, mais depuis les cellules cristallines ont vu leur rendement s'améliorer plus rapidement et leurs coûts de fabrication baisser, inondant ainsi le marché [Photovoltaics Report (fraunhofer.de)].
5. Selon la base carbone de l'ADEME : https://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/basecarbone/donnees-consulter/liste-element/categorie/71 et l'outil INCER-ACV : http://viewer.webservice-energy.org/incer-acv/app/
6. Le carbone émis à la combustion de la biomasse d'origine agricole ou forestière correspond à du carbone biogénique. Quelle que soit son origine, biogénique ou fossile, une molécule de CO_2 agit de la même façon sur l'effet de serre. Cependant, au contraire des énergies fossiles, la biomasse peut se renouveler à l'échelle humaine, avec des cycles plus ou moins longs (cultures annuelles, forêts).

Figure 12.11 Émissions en cycle de vie des technologies bas-carbone en 2020 et en 2050 (évolution pessimiste et tendancielle)



ou effluents d'élevage par exemple) ne sont pas prises en compte. D'autre part, ces filières ne sont mobilisées qu'à la marge dans les scénarios étudiés, qui intègrent uniquement les installations existantes ou les sites pour lesquels il n'existe pas d'autres débouchés possibles que la production d'électricité (par exemple, les sites agricoles éloignés du réseau gazier et ne pouvant y être raccordés pour injecter le biogaz produit).

Ces progrès sur l'empreinte carbone pourraient par ailleurs être accentués par la décarbonation des mix énergétiques dans les pays producteurs des infrastructures des moyens de production. Pour l'évaluation des émissions en cycle de vie du système électrique, le choix méthodologique retenu dans les *Futurs énergétiques 2050* consiste à rester prudent quant à l'atteinte des objectifs de décarbonation des autres pays.

Ces niveaux d'émissions demeurent dans tous les cas très inférieurs à ceux associés aux énergies fossiles et ne remettent pas en cause l'opportunité du développement des différentes filières pour décarboner l'économie. En particulier, le déploiement des énergies renouvelables permet non seulement d'éviter le recours aux centrales thermiques fossiles pour la production d'électricité mais aussi d'accompagner l'électrification des usages et donc la réduction du recours aux énergies fossiles dans tous les autres secteurs (bâtiments, transport, industrie…) ce qui a globalement un bilan positif pour le climat. À titre d'exemple, même en prenant en compte les émissions en cycle de vie, l'empreinte carbone de la mobilité des français dans le scénario de référence passerait d'environ 2,8 tCO_2eq/hab[7] à 0,6 tCO_2eq/hab, sans prendre en compte la décarbonation des autres pays. Des analyses complémentaires sur les analyses en cycle de vie au niveau des usages pourront faire l'objet de prolongements ultérieurs.

7. *«L'empreinte carbone de la France»* SDES, 2020

12.2.3.4 Dans tous les scénarios, l'empreinte carbone de l'électricité produite en France est en forte baisse

En prenant en compte l'ensemble des émissions sur le cycle de vie, l'empreinte carbone du système électrique français est aujourd'hui d'environ 26 $MtCO_2eq$ annuelles (à conditions météorologiques moyennes). L'essentiel de cette empreinte provient des émissions directes liées à la combustion de fioul, gaz et charbon dans les centrales (20 $MtCO_2eq$) mais avec un talon également issu du reste du cycle de vie des installations (6 $MtCO_2eq$), correspondant aux émissions amont (extraction et transport des combustibles) et à la construction et à la fin de vie des moyens de production et de réseau.

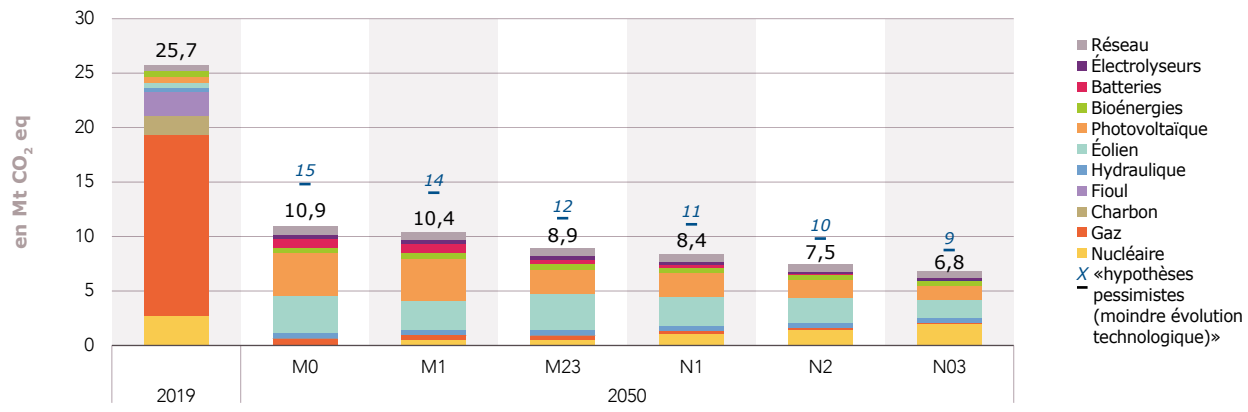
Dans tous les scénarios étudiés, cette empreinte est nettement réduite à l'horizon 2050, le bilan carbone associé aux nouvelles infrastructures (notamment énergies renouvelables et stockage) étant largement compensé par les gains liés à la décarbonation de la production d'électricité. Dans l'hypothèse de référence (améliorations technologiques tendancielles mais sans décarbonation des mix énergétiques à l'étranger), les émissions en cycle de vie du système électrique français sont ainsi réduites de 60 % à 75 % d'ici 2050 selon les scénarios, avec une baisse un peu plus prononcée dans les scénarios comprenant le développement du photovoltaïque et des batteries le plus faible. Même dans une hypothèse plus pessimiste de moindres améliorations technologiques et toujours sans intégrer la décarbonation des mix énergétiques étrangers, la réduction des émissions du système électrique est de l'ordre de 40 à 65 %.

Cette diminution, importante en pourcentage, reste néanmoins limitée en valeur absolue compte tenu de l'empreinte carbone déjà relativement faible du système électrique actuel. La baisse obtenue représente tout de même de l'ordre de 2,5 % de l'empreinte carbone totale actuelle de la France.

Dans l'hypothèse où l'intensité carbone des mix énergétiques mondiaux baisserait, comme mentionné dans la partie 12.2.6, alors l'empreinte carbone du secteur électrique français pourrait être encore plus faible à l'horizon 2050, avec en corollaire une réduction de l'écart entre les scénarios étudiés.

Finalement, **les émissions du système électrique français se réduisent donc significativement même en intégrant l'ensemble du cycle de vie des moyens de production, de stockage et de réseau et ce alors même que la consommation et la production d'électricité sont amenées à augmenter.** Ceci conforte l'intérêt d'un recours à l'électricité pour décarboner les usages énergétiques quand cela est possible.

Figure 12.12 Émissions en cycle de vie du système électrique en France en 2020 et en 2050 dans les six scénarios



12.2.4 Remplacer les combustibles fossiles dans les transports, le bâtiment et l'industrie par de l'électricité bas-carbone contribue à une réduction des émissions de la France de plus de 35% à long terme

12.2.4.1 L'électrification des usages énergétiques ou de certains procédés industriels permet de s'attaquer aux principaux postes d'émissions de gaz à effet de serre de la France

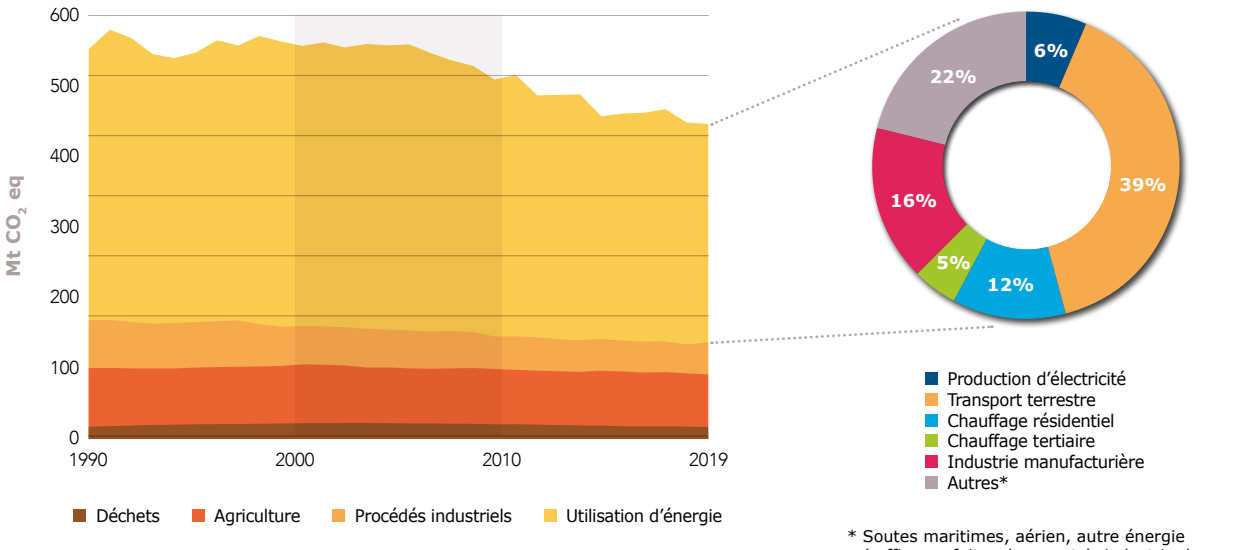
La majeure partie des émissions de gaz à effet de serre de la France est aujourd'hui associée à l'utilisation d'énergie fossile (70 % des émissions nationales en 2019), le reste étant issu de l'agriculture, des procédés industriels non énergétiques et de la gestion des déchets.

Parmi les usages énergétiques, l'électricité représente une part limitée des émissions en France, l'essentiel de la production étant déjà bas-carbone. En revanche, le recours aux énergies fossiles dans les transports, les bâtiments et l'industrie contribue largement aux émissions nationales et constitue le gisement principal de réduction des émissions de la France. La SNBC, tout comme l'ensemble des stratégies de décarbonation publiées dans le monde, prévoit ainsi d'électrifier (directement ou indirectement via l'hydrogène) un certain nombre d'usages énergétiques en vue d'atteindre la neutralité carbone.

Les effets de la transformation du secteur électrique sur les émissions de gaz à effet de serre au cours des trente à quarante prochaines années ne doivent donc pas s'étudier sur le seul périmètre de la production d'électricité mais plutôt en intégrant l'ensemble des transferts d'usages vers l'électricité.

Au-delà de l'utilisation de l'énergie, le recours à l'électricité peut également favoriser la réduction des émissions de certains procédés industriels utilisant de l'hydrogène. Ainsi, le développement de la production d'hydrogène à partir d'électricité bas-carbone (via l'électrolyse) contribue à remplacer des procédés utilisant des énergies fossiles dans la chimie, la sidérurgie ou encore dans les raffineries et bioraffineries.

Figure 12.13 Répartition par source des émissions de gaz à effet de serre en France entre 1990 et 2019



* Soutes maritimes, aérien, autre énergie (raffinage, fuites de gaz,etc), industrie de construction, énergie dans l'agriculture, autres

Source : «Chiffres clés du climat : France, Europe et Monde» SDES (2021)

12.2.4.2 Les transferts d'usages vers l'électricité représentent plus de 50 % des baisses d'émissions liées à l'énergie projetées à l'horizon 2050 et contribuent ainsi fortement à l'atteinte de la neutralité carbone

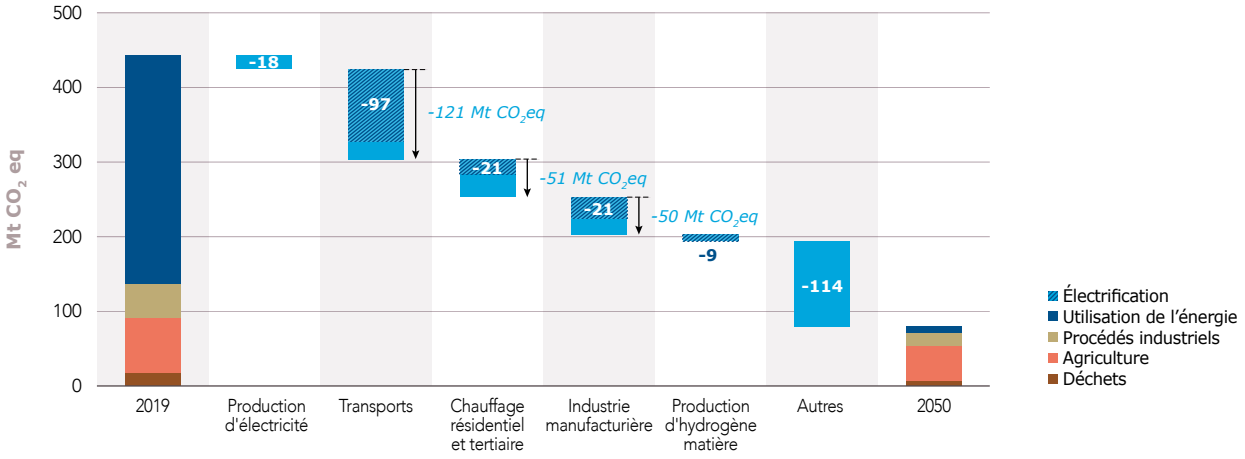
À l'horizon 2050, la SNBC table sur une décarbonation quasi complète de la consommation d'énergie, dont les émissions, aujourd'hui de l'ordre de 310 $MtCO_2eq$, se réduisent à 6 $MtCO_2eq$. Les émissions résiduelles, qui correspondent aux transports aériens et maritimes internationaux (appelés «combustibles soutes»), sont considérées comme difficilement compressibles et visent donc à être compensées par des puits de carbone.

Cette trajectoire de réduction des émissions liées à la consommation d'énergie projetée par la SNBC s'appuie sur deux principaux leviers :

- la baisse de la demande en énergie notamment via des mesures d'efficacité énergétique ;
- un remplacement des énergies fossiles par des énergies bas-carbone, notamment via des transferts d'usages importants vers l'électricité.

En conséquence, une grande partie des baisses d'émissions projetées est directement liée au développement des nouveaux usages de l'électricité dans les transports, les bâtiments et l'industrie. Au cours des dernières années, RTE a étudié de manière approfondie ces effets à travers plusieurs publications[8], qui ont permis de préciser les méthodologies d'analyse et de quantifier les émissions de gaz à effet de serre évitées par l'électrification à l'horizon 2030-2035.

Figure 12.14 Évolution des émissions de gaz à effet de serre territoriales de la France et contribution du système électrique à la décarbonation de l'économie à l'horizon 2050



NB : la catégorie «Autres» regroupe la baisse des émissions liées à l'agriculture, au traitement des déchets, aux procédés industriels et le reste des émissions liées à l'énergie dans le secteur du bâtiment (équipements domestiques, cuisson, etc.) et le secteur de la construction

8. *«Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique»* (mai 2019) : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-05/RTE%20-%20Mobilite%20electrique%20-%20principaux%20resultats.pdf
«La transition vers un hydrogène bas-carbone» (janvier 2020) : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf
«Réduction des émissions de CO_2, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ?» (décembre 2020) : https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-12/Rapport%20chauffage_RTE_Ademe.pdf

Le prolongement de ces travaux sur les nouveaux scénarios à l'horizon 2050 montre que l'électrification joue un rôle majeur dans la décarbonation du mix énergétique français et l'atteinte de la neutralité carbone. Dans l'ensemble, le secteur électrique contribuera ainsi pour environ 55 % à la réduction des émissions liées à l'énergie, dont près de 50 % pour l'effet des transferts vers l'électricité (-156 $MtCO_2eq$) et 5 % associés à la décarbonation totale de la production d'électricité grâce à la fermeture ou la conversion des dernières centrales thermiques fossiles. Parmi les différents secteurs concernés, l'électrification des transports représente le levier principal de baisse des émissions (-97 $MtCO_2eq$).

En complément des baisses d'émissions liées à l'utilisation de l'énergie, le développement de la production d'hydrogène par électrolyse en lieu et place du vaporeformage permet de réduire les émissions des procédés industriels d'environ 9 $MtCO_2eq$.

12.2.4.3 La décarbonation des transports à long terme repose à 80 % sur l'électricité, essentiellement via les véhicules électriques à batteries mais également via le développement de l'hydrogène dans le transport lourd

Les émissions directes dans le secteur des transports (liées au seul usage des véhicules) représentent aujourd'hui la principale source d'émissions territoriales, avec plus de 120 $MtCO_2eq$/an en incluant les émissions des véhicules particuliers et celles associées aux transports en commun et au transport de marchandises.

À l'horizon 2050, les perspectives d'évolution de la consommation énergétique intègrent une augmentation de la distance moyenne parcourue par les personnes et les marchandises, dans la continuité des tendances actuelles. Toutes choses étant égales par ailleurs, cette hypothèse tendrait à faire croître légèrement les émissions dans le scénario de référence, même si la hausse est partiellement compensée par une augmentation des taux de remplissage des véhicules.

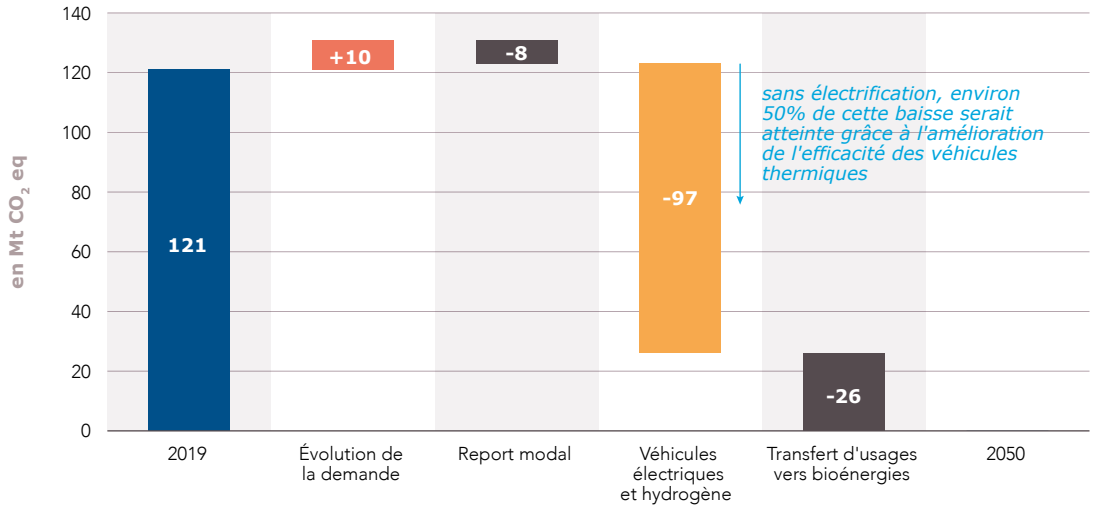
Pour décarboner le secteur, les politiques publiques visent à s'appuyer sur différents leviers :

- le report modal, qui se traduit par un transfert des déplacements en voiture vers les transports en commun et la mobilité douce, et un report des transports de marchandises par camions vers le fret ferroviaire ;
- une décarbonation de l'énergie utilisée, avec en particulier un développement massif des véhicules particuliers électriques ainsi qu'un développement combiné de l'électrique, de l'hydrogène, des biocarburants et du bio-GNV pour les poids lourds ;
- une diminution de la consommation unitaire des véhicules, via l'amélioration du rendement des moteurs, qu'ils soient électriques ou thermiques.

Parmi ces leviers, le recours massif au véhicule électrique constitue une condition nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone. Ainsi, l'électrification de 95 % du parc de véhicules particuliers et le développement des poids lourds fonctionnant à l'électricité ou à l'hydrogène (produit par électrolyse) contribuent à réduire les émissions directes du secteur des transports de plus de 80 % d'ici 2050. Le reste des baisses d'émissions est atteint avec le report modal et le développement des biocarburants et du bio-GNV pour décarboner une partie des poids lourds.

À titre de comparaison, un scénario dans lequel la décarbonation des transports s'appuierait uniquement sur l'amélioration des véhicules thermiques (remplacement du parc par des véhicules aux meilleures performances actuelles) ne permettrait de réduire que près de 50 % des émissions évitées par le déploiement des véhicules électriques à long terme.

Figure 12.15 Évolution des émissions dans le secteur des transports terrestres entre 2019 et 2050



12.2.4.4 L'électrification du chauffage permet de réduire les émissions de plus de 40 % dans le secteur du bâtiment

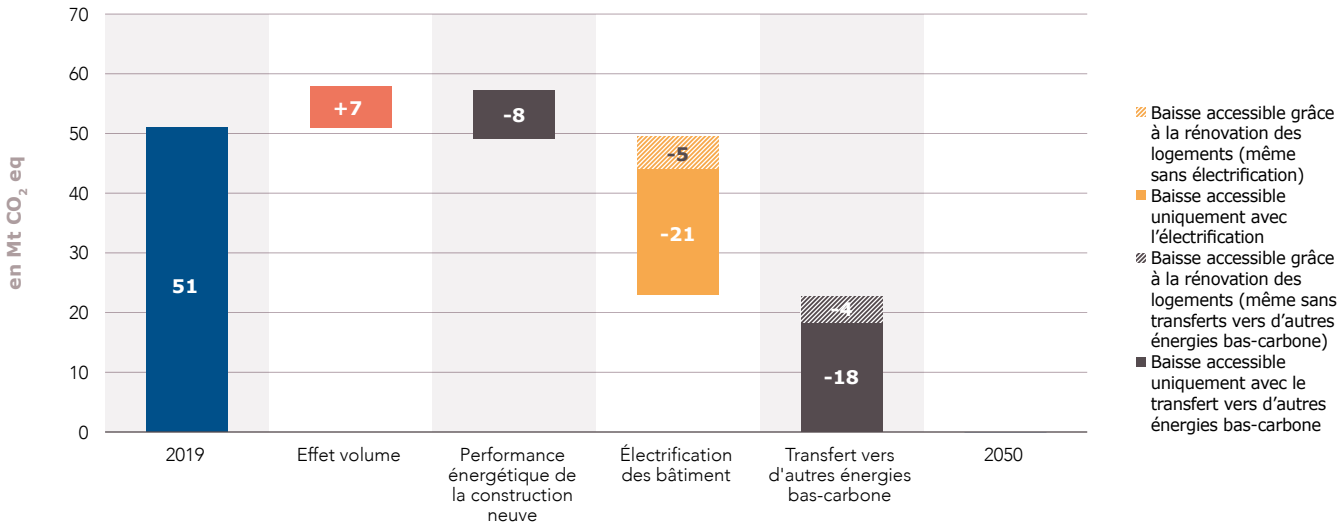
Les émissions directes liées aux usages énergétiques dans le secteur des bâtiments (résidentiels et tertiaires) ont représenté environ 70 $MtCO_2eq$ en 2019 (16 % des émissions totales de la France), dont environ 50 $MtCO_2eq$ pour les seules émissions liées au chauffage (le reste correspondant à la cuisson, à l'eau chaude sanitaire et aux émissions des fluides frigorigènes pour la climatisation).

Le rapport publié par RTE et l'ADEME en décembre 2020 a mis en évidence les principaux leviers mis en place par les pouvoirs publics pour réduire les émissions du chauffage : performance énergétique et climatique de la construction neuve (notamment via la nouvelle réglementation environnementale des bâtiments RE2020), rénovation des bâtiments existants, recours aux solutions de chauffage les plus efficaces (notamment pompes à chaleur) et bascule vers des vecteurs décarbonés comme l'électricité, la biomasse et les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération. Cette étude avait montré qu'à l'horizon 2035, une combinaison de l'ensemble des leviers permet de sortir du chauffage au fioul et de diviser par deux les émissions du chauffage en France.

À l'horizon 2050, la décarbonation profonde passe par une accélération de la rénovation et des transferts vers les solutions décarbonées. Dans cette stratégie, le déploiement massif de systèmes très efficaces comme les pompes à chaleur conduit à augmenter la part de l'électricité dans les bâtiments de 40 % aujourd'hui à 70 % en 2050 *(cf. chapitre 3)*, et contribue ainsi à réduire de plus de 40 % les émissions du chauffage en France.

Contrairement à une idée parfois reçue, la stratégie nationale bas-carbone ne prévoit toutefois pas une vision tout-électrique pour le bâtiment en 2050, mais conduit à une part significative de logements et bâtiments tertiaires chauffés au bois, au biométhane ou encore avec des réseaux de chaleur alimentés par des sources renouvelables ou de récupération. La transformation de ces bâtiments constitue donc également une condition nécessaire à la décarbonation totale du chauffage en 2050.

Figure 12.16 Évolution des émissions liées au chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire entre 2019 et 2050



Enfin, l'amélioration de la performance du bâti (murs, toits, fenêtres…) à la fois dans le neuf, via la réglementation environnementale des bâtiments, et dans l'existant, via la rénovation, apparaît comme un levier important de la stratégie de décarbonation, même si ce type d'actions est en partie contrebalancé par un effet rebond (suite aux travaux de rénovation, les utilisateurs sont ainsi susceptibles d'augmenter leur température de chauffage, effaçant ainsi partiellement les gains énergétiques liés aux travaux).

12.2.4.5 Dans l'industrie manufacturière, la substitution de l'électricité aux sources d'énergie d'origine fossile représente la moitié du gisement de réduction des émissions énergétiques

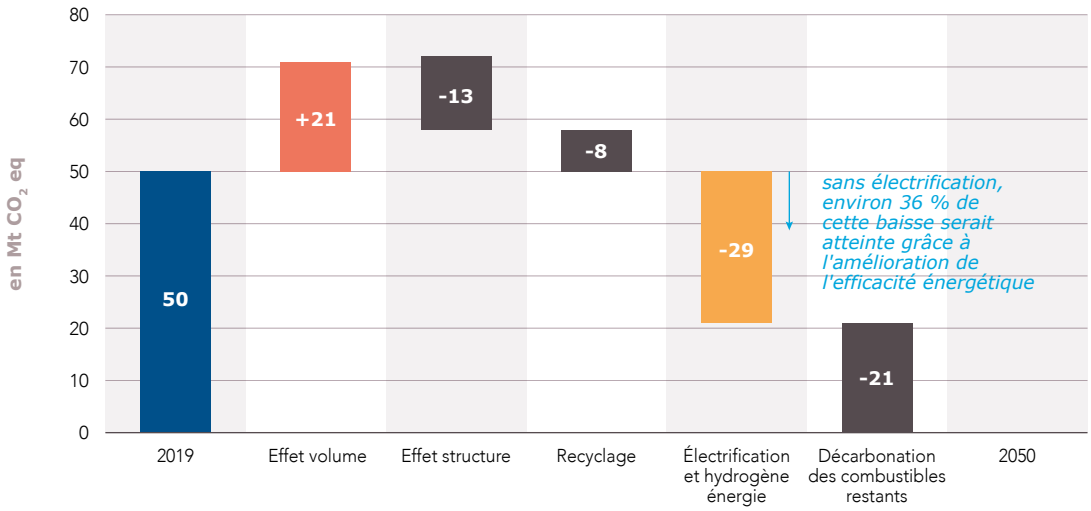
L'industrie manufacturière est aujourd'hui à l'origine de près de 17 % des émissions de la France (près de 74 $MtCO_2eq$/an, dont 50 sont associées à des usages énergétiques et 24 pour les procédés industriels non énergétiques).

À l'horizon 2050, la stratégie nationale bas-carbone considère que le secteur de l'industrie manufacturière ne se décarbone pas entièrement du fait des émissions incompressibles des procédés industriels, mais table en revanche sur une suppression des émissions liées à l'utilisation de l'énergie, malgré une forte croissance de l'activité industrielle.

Cette croissance de l'industrie (en valeur ajoutée) si elle ne s'accompagnait pas d'une stratégie de décarbonation serait de nature à accroître les émissions de gaz à effet de serre. Néanmoins, cet effet haussier est en partie compensé par un effet de structure : la croissance de l'industrie se porte sur des secteurs moins énergivores (équipements électriques et électroniques, matériel de transport…) tandis que l'activité de certaines des branches les plus énergivores et émettrices doit baisser (engrais azotés, baisse du besoin en ciment et matériaux de construction…).

Au-delà de ces effets « volume » et « structure », plusieurs leviers de décarbonation doivent être

Figure 12.17 Évolution des émissions directes (hors procédés) dans l'industrie manufacturière entre 2019 et 2050



déployés pour réduire les émissions énergétiques de l'industrie et atteindre la neutralité carbone :

- en premier lieu l'électrification des procédés et de la production de chaleur (chaudières électriques et pompes à chaleur), qui contribue pour plus de 55 % aux baisses d'émissions ;
- le recours aux bioénergies (bois et autres combustibles solides, biométhane), dans la mesure de leur disponibilité ;
- enfin, le recyclage des produits, qui est moins énergivore que la filière primaire de production et contribue ainsi à réduire les émissions associées à la combustion dans certains secteurs (acier, aluminium, verre, papier-carton…).

12.2.4.6 Dans le domaine des procédés industriels non énergétiques, la production d'hydrogène par électrolyse représente un potentiel de décarbonation important

L'hydrogène à usage matériau que ce soit pour le raffinage (carburants et biocarburants), la production d'ammoniac ou autre produit chimique, est une substance difficilement substituable dans les procédés chimiques. Si certains de ces usages sont appelés à diminuer à long terme (raffinage de pétrole, engrais azotés), de nouveaux usages matériau de l'hydrogène pourront aussi se développer, comme par exemple l'utilisation de l'hydrogène pour la réduction du minerai de fer dans la sidérurgie.

Pour ces usages matériau, la quasi-totalité de l'hydrogène concerné est aujourd'hui produit à partir de procédés utilisant des énergies fossiles et fortement émetteurs de gaz à effet de serre. Si une partie de la production d'hydrogène est fatale et inhérente à certains procédés industriels (et donc difficilement substituable), une grande partie est encore assurée par des unités dédiées de vaporeformage du méthane susceptibles d'être remplacées par de l'électrolyse bas-carbone.

Dans les scénarios étudiés, une telle stratégie permet d'assurer la production d'environ 900 000 tonnes d'hydrogène pour des usages matériau à partir d'électricité bas-carbone, ce qui contribue à baisser les émissions nationales de près de 9 $MtCO_2eq$/an.

12.2.5 Une accélération du rythme de décarbonation est possible dès l'horizon 2030 via des transferts d'usages accrus vers l'électricité

12.2.5.1 Le nouvel objectif européen implique d'accélérer le rythme de décarbonation

Au-delà de l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050 se pose la question du rythme de cette décarbonation. Dans le cadre du nouveau « Pacte vert », l'Union européenne a fixé l'objectif d'une réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre de 55 % en 2030 par rapport aux niveaux de 1990, soit un renforcement important de l'objectif précédent qui consistait en une réduction des émissions de 40 % à cet horizon.

Plusieurs mesures contenues dans le paquet « Ajustement à l'objectif 55 » publié en juillet 2021 visent à accompagner cet objectif, avec notamment la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émissions pour le transport routier et le bâtiment, ou encore la réduction de 100 % des émissions dans les parcs de véhicules légers (voitures et véhicules utilitaires légers) vendus dès 2035.

Même si le nouvel objectif de réduction des émissions pour la France n'est pas encore fixé, la proposition de modification du règlement européen sur la répartition des efforts, concernant les émissions des secteurs non couverts à l'origine par le système d'échange de quotas d'émissions, établirait une réduction de 47,5 % des émissions françaises dans ces secteurs en 2030. De manière générale, le nouvel objectif de -55 % sur les émissions nettes appliqué à la France pourrait se traduire par une réduction de l'ordre de -50 % sur les émissions brutes (c'est-à-dire hors prise en compte des puits de carbone).

L'accélération de l'électrification est un des leviers efficaces pour permettre l'atteinte des nouveaux objectifs 2030, d'autant plus que la production d'électricité bas-carbone en France restera excédentaire à cet horizon, résultat déjà mis en avant par l'étude publiée par RTE au printemps 2021[9].

Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, l'analyse des perspectives d'accélération de la décarbonation à l'horizon 2030 a été approfondie, notamment au travers de l'étude d'une variante spécifique (« Accélération 2030 ») présentée dans le chapitre 3.

Figure 12.18 Émissions évitées supplémentaires en 2030 dans le scénario « accélération 2030 »

	Scénario de référence	Scénario « accélération 2030 »	Émissions évitées supplémentaires dans « accélération 2030 »
Transports terrestres	33 TWh	61 TWh	15 $MtCO_2eq$
Chauffages résidentiels et tertiaires	56 TWh	58 TWh	0,4 $MtCO_2eq$
Industrie manufacturière	113 TWh	116 TWh	0,7 $MtCO_2eq$

9. RTE, 2021, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2021, https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021%20-%20principaux%20enseignements.pdf

Cette variante repose sur des transferts d'usages plus poussés, dans les secteurs du transport, des bâtiments et de l'industrie. Parmi ces différents secteurs, le transport présente en particulier plusieurs caractéristiques qui en font un segment propice pour l'accélération de l'électrification : taux de renouvellement du parc relativement rapide, efficacité économique par rapport à d'autres mesures de décarbonation, dynamique positive déjà engagée en 2020 avec un bond de la part de marché de l'électrique dans les ventes (plus de 10 % des véhicules neufs), accélération prévisible avec le nouvel objectif de fin de vente de nouveaux véhicules thermiques en 2035.

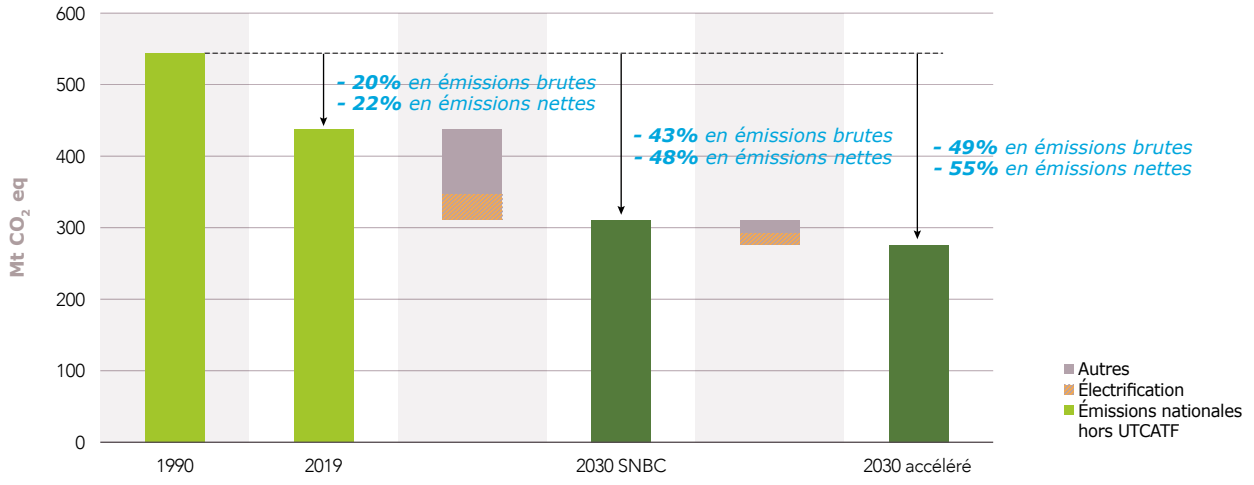
La variante « accélération 2030 » prévoit en conséquence un déploiement plus rapide du véhicule électrique (13 millions de véhicules électriques en 2030 contre 7 millions dans la trajectoire de référence), et dans une moindre mesure une accélération des transferts d'usages vers l'électricité dans le bâtiment et l'industrie. D'autres stratégies consistant à accélérer plus spécifiquement sur le chauffage ou certains procédés industriels sont également envisageables. Par ailleurs, cette trajectoire doit s'intégrer dans un effort plus global d'accélération sur d'autres actions, notamment en matière d'efficacité énergétique et de décarbonation des autres vecteurs : l'accélération de l'électrification constitue en effet un prérequis important pour l'atteinte des nouveaux objectifs mais ne sera pas suffisante à elle seule.

12.2.5.2 L'accélération de l'électrification

L'accélération des transferts d'usage vers l'électricité contribue largement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En reprenant le principe des évaluations présentées ci-dessus, l'analyse montre que la contribution du système électrique à la décarbonation pèse pour 29 % dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 dans la trajectoire de référence et 33 % dans la variante « accélération 2030 ».

Ces évaluations montrent ainsi l'intérêt d'accélérer les transferts d'usages pour contribuer aux nouveaux objectifs climatiques de la France et de l'Europe.

Figure 12.19 Baisse des émissions territoriales à l'horizon 2030



Ces perspectives de renforcement des objectifs de décarbonation ne peuvent s'inscrire durablement que dans une perspective de croissance de la production d'électricité décarbonée sur les dix prochaines années. Si l'analyse avait déjà mis en évidence les marges de production d'électricité dont disposera la France et donc le caractère fortement exportateur du système électrique français à l'horizon 2030, une telle stratégie d'accélération sera favorisée par la mobilisation de l'ensemble des leviers permettant de maximiser la production d'électricité décarbonée. Le nouveau nucléaire ne pouvant être déployé de manière assez rapide pour produire des effets sur les dix prochaines années, les leviers sur le mix électrique consistent essentiellement à développer le maximum d'énergies renouvelables, notamment en suivant voire en dépassant les trajectoires actuelles de la PPE, ainsi qu'à maintenir les réacteurs nucléaires existants.

12.2.6 La France pourrait réduire de manière progressive son empreinte carbone de 50 à 100 MtCO$_2$eq supplémentaires grâce à une stratégie combinée de réindustrialisation et de décarbonation assise sur un parc électrique bas-carbone compétitif

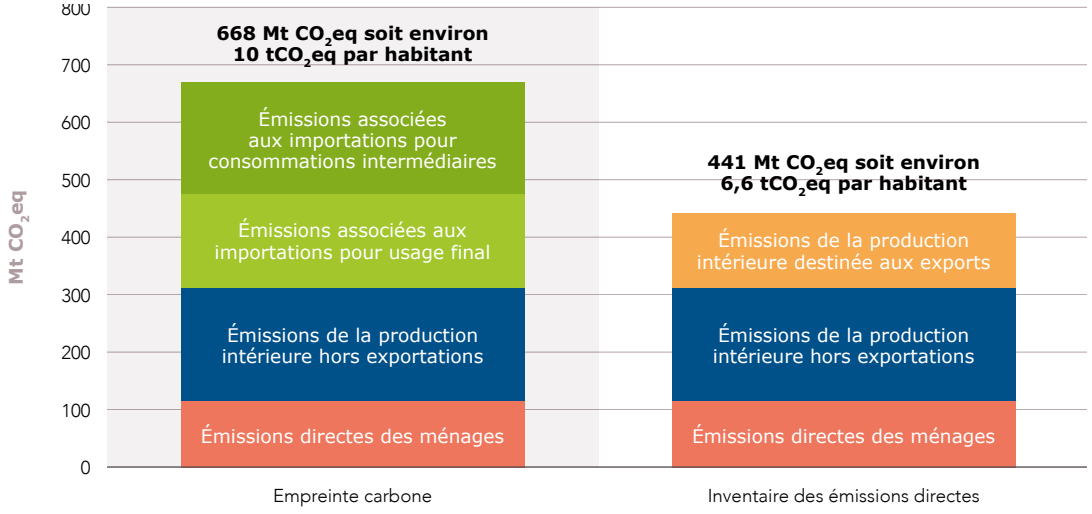
12.2.6.1 L'empreinte carbone : un indicateur qui permet de refléter la pression sur le climat générée par la demande

Au-delà de la seule question des émissions directes, dans un contexte d'accélération de la lutte contre le changement climatique, l'attention se focalise également sur la notion d'empreinte carbone, qui inclut les émissions induites à l'échelle mondiale par la consommation des Français, plutôt que sur les seules émissions nationales.

L'empreinte carbone permet d'apprécier les pressions exercées sur le climat par la demande intérieure française quelle que soit l'origine géographique des produits consommés. Elle est complémentaire de l'inventaire national qui estime les émissions directes. Son calcul n'est pas encadré par des normes reconnues et différentes approches méthodologiques existent. Néanmoins, la modélisation macroéconomique est la méthode[10] privilégiée par la communauté scientifique et les organismes statistiques internationaux ou nationaux, tel que le Service des données et études statistiques (SDES) du Ministère de la Transition écologique en France.

Le GIEC a estimé dans son rapport[11] publié en octobre 2018 un « budget » carbone mondial restant compatible avec une limitation du réchauffement planétaire de 2 °C. Rapporté à la population, le « budget CO_2 » de chaque habitant sur Terre devrait

Figure 12.20 Empreinte carbone de la France *vs* émissions directes en 2019



10. Les calculs d'empreinte carbone réalisés dans ce chapitre s'appuient sur la méthode proposée par le SDES, qui est décrite ici : https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-01/empreinte-carbone-methodologie-012020.pdf
Ils reposent sur l'exploitation de données fournies par le Citepa, par Eurostat, par les Douanes, par l'AIE et par la FAO. Les analyses d'empreinte carbone se restreignent aux trois principaux gaz à effet de serre, c'est-à-dire le dioxyde de carbone (CO_2), le méthane (CH_4) et l'oxyde nitreux (N_2O). L'agrégation en équivalent CO_2 se fait à partir du pouvoir de réchauffement global à 100 ans (PRG) de chacun de ces gaz à effet de serre, chiffres fournis par le GIEC.
11. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (2018), *« Rapport spécial sur le réchauffement planétaire de 1,5 °C »*

être compris entre 1,6 tonne (hypothèse basse) et 2,8 tonnes (hypothèse haute) de CO_2 équivalent par an entre aujourd'hui et 2100. Pour comparaison, en 2017, l'empreinte carbone moyenne par habitant dans le monde était de 4,8 tCO_2eq/an contre 10,1 tCO_2eq/an pour un Français.

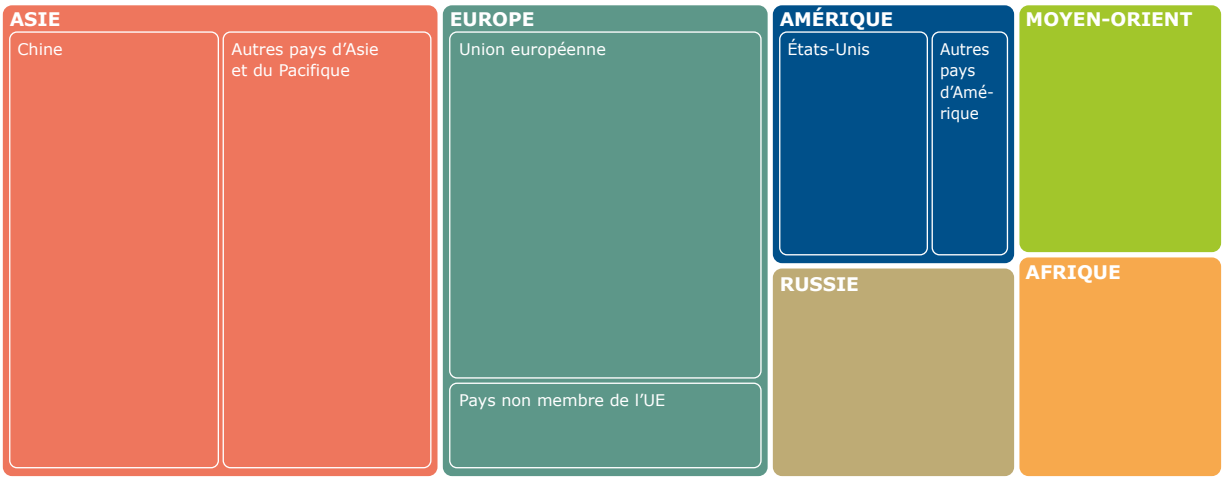
Désormais introduit dans la loi énergie et climat de 2019, l'objectif de réduction de l'empreinte carbone de la France complète les objectifs de réduction sur les émissions territoriales. Les objectifs quantitatifs associés à cette évolution de l'empreinte carbone doivent être précisés dans la prochaine SNBC.

12.2.6.2 Une empreinte carbone en nette diminution dans la trajectoire de référence grâce à la décarbonation progressive de la France et des autres pays

Malgré une baisse des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire français au cours des quinze dernières années, l'empreinte carbone de la France est demeurée globalement stable autour de 700 $MtCO_2eq$ entre 2000 et 2015, même si elle tend à baisser légèrement après 2015. Une partie de ce constat s'explique par l'augmentation des émissions dues aux importations, qui est passée d'environ 285 à 360 $MtCO_2eq$ sur la période 2000-2019. Aujourd'hui, l'empreinte carbone de la France est 1,5 fois plus élevée que les émissions territoriales.

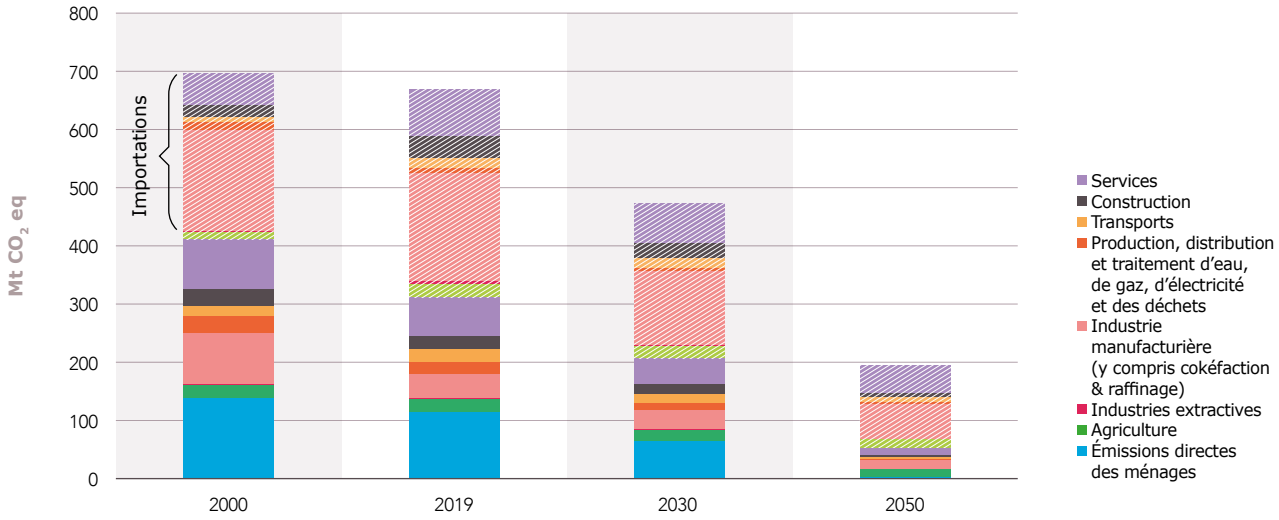
Dans l'Union européenne, les objectifs du nouveau «Pacte vert» incluent la réduction des émissions nettes de 55% en 2030 par rapport à 1990 (contre une réduction de 48% visée auparavant) et l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. La Chine a quant à elle annoncé fin 2020 un objectif de réduction de son intensité carbone (émissions de CO_2 rapportées au PIB) de 65% par rapport au niveau de 2005, et de zéro émissions nettes au plus tard en 2060. Après avoir rejoint de nouveau les signataires de l'accord de Paris, les États-Unis ont affiché en 2021 la volonté de réduire leurs émissions de 50% en 2030 comparé au niveau de 2005 et s'engagent avec leur plan d'action en faveur du climat à atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Mi-octobre, le président de la Russie a également déclaré vouloir atteindre la neutralité carbone au plus tard en 2060.

Figure 12.21 Décomposition des contributions de chaque pays à l'empreinte carbone de la France en 2011



Source : données Haut Conseil pour le Climat et Observatoire Français de la Conjoncture Economique

Figure 12.22 Évolution de l'empreinte carbone de la France dans la trajectoire de référence (en tenant compte de la décarbonation progressive de la France et des autres pays selon leurs objectifs publics)



Ainsi, dans le scénario consommation de référence, une diminution progressive de l'empreinte carbone de la France est attendue, principalement sous l'effet de la réduction des émissions du mix énergétique en France, ainsi que dans les pays depuis lesquels la France importe des produits manufacturés. L'empreinte carbone passe ainsi d'environ 670 $MtCO_2eq$ en 2019 à environ 470 $MtCO_2eq$ en 2030 (-30%) et 195 $MtCO_2eq$ en 2050 (-72%). Le volume des échanges reste globalement proportionnel à la progression du PIB, les importations et les exportations augmentant de manière tendancielle.

À l'horizon 2050, l'empreinte carbone de la France reste significative, notamment du fait des émissions liées aux importations. Ceci s'explique essentiellement par le fait que les objectifs de décarbonation suivent un rythme plus lent dans beaucoup d'autres pays que la France (peu de pays dans le monde ont encore adopté un objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, la plupart ayant à ce jour uniquement des objectifs de baisse à l'horizon 2030) et dans une moindre mesure par le fait que la France continue d'importer des biens dont les procédés de production apparaissent difficiles à décarboner, comme des métaux ou des produits agricoles.

12.2.6.3 Dès aujourd'hui, une relocalisation de la production en France permet d'améliorer l'empreinte carbone de la France

L'industrie française est aujourd'hui toujours alimentée par un mix énergétique majoritairement carboné (65% de combustibles fossiles). Cependant, des efforts sur l'efficacité énergétique de divers procédés de fabrication ont permis de réduire l'intensité énergétique de l'ordre de 30% depuis 2000. De même, l'intensité carbone de l'énergie consommée a baissé de 7% sur cette même période[12], grâce à un recours croissant à la biomasse qui représente aujourd'hui 5% du mix énergétique, à l'électricité

12. Dossier INSEE : *«Une analyse de la baisse des émissions de CO_2 dues à la combustion d'énergie en France depuis 1990»* https://www.insee.fr/fr/statistiques/fichier/3280934/Enviro17d_D3_Emissions-carbone.pdf

déjà bas-carbone et au gaz, des vecteurs moins émetteurs que d'autres énergies fossiles qu'ils remplacent. Enfin, concernant l'électricité, la France dispose déjà d'une production largement bas-carbone, ce qui lui confère un avantage relatif sur ce point par rapport aux autres pays. Bien que l'électricité représente environ 30 % des consommations d'énergie de l'industrie (un niveau comparable à celui d'autres pays européens), il n'en reste pas moins que les émissions indirectes liées à la consommation électrique de l'industrie permettent de réduire l'intensité carbone par unité de valeur ajoutée.

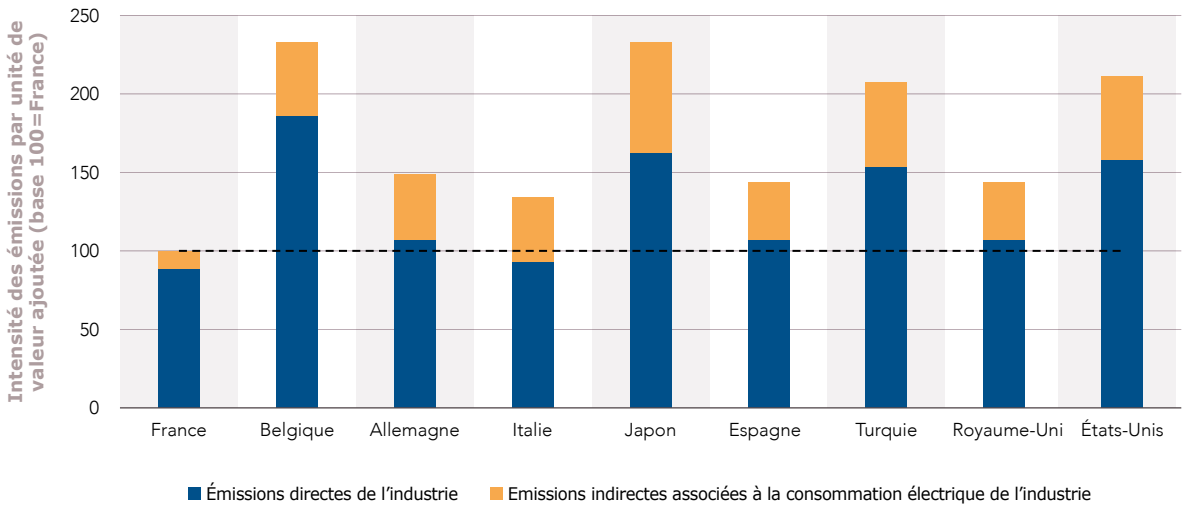
Ainsi, d'ores et déjà l'industrie française est plus performante en termes d'émissions carbone que dans la plupart des pays d'où les biens sont importés. En moyenne, les produits manufacturés importés en France ont une intensité carbone supérieure de 58 % à l'intensité carbone de la production des mêmes produits en France.

Sur le court et moyen terme, l'augmentation de la part de production locale dans la consommation nationale de produits industriels constitue donc un levier significatif pour la réduction de l'empreinte carbone de la France. Si tous les produits manufacturés importés aujourd'hui étaient produits localement, alors l'empreinte carbone serait plus faible d'environ 75 $MtCO_2eq$.

À long terme, l'électrification et le transfert vers des combustibles verts vont permettre de réduire l'intensité en émissions des différentes branches de l'industrie française. **Malgré les ambitions de décarbonation du reste du monde, la France garde jusqu'en 2050 un avantage à relocaliser la production de biens manufacturés si elle tient ses objectifs. Cela est dû à son avantage carbone de départ ainsi qu'au fait que tous les pays depuis lesquels la France importe n'ont pas un objectif de neutralité carbone en 2050.**

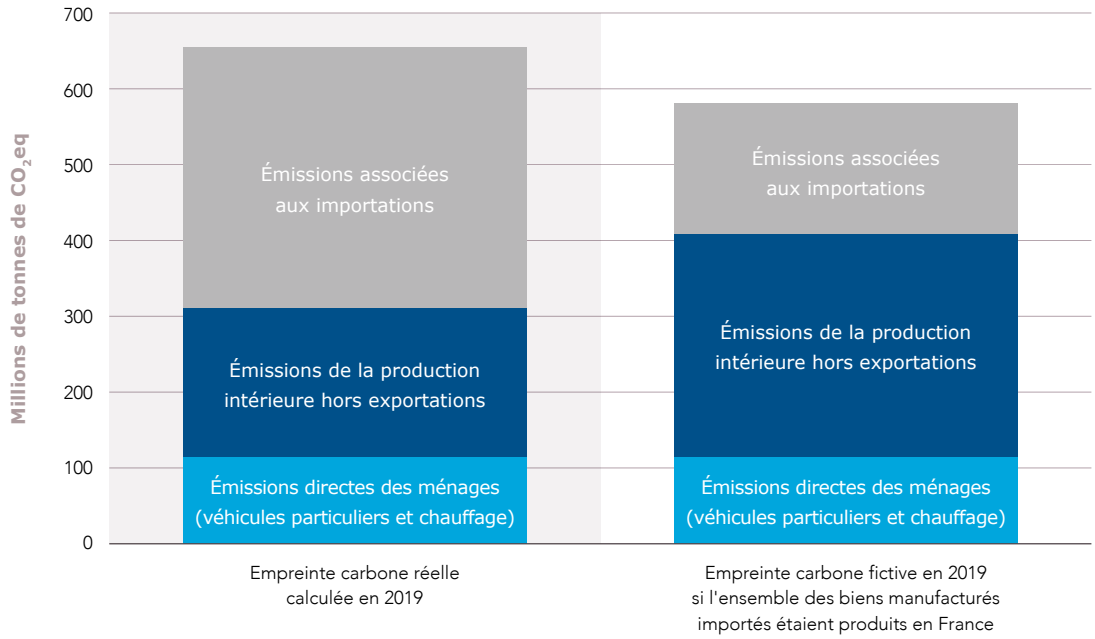
En transposant l'exercice théorique d'une relocalisation totale de la production sur l'année 2050 dans une France neutre en carbone, plus de 65 $MtCO_2eq$ d'empreinte carbone seraient évitées. Cette réduction est inférieure à celle qui aurait été obtenue en 2019 du fait de la réduction de l'intensité carbone dans les pays depuis lesquels la France importe des produits manufacturés.

Figure 12.23 Comparaison des émissions par unité de valeur ajoutée de l'industrie manufacturière (directes de l'industrie et indirectes associées à la consommation d'électricité) (traitement de données AIE)



Source : données AIE

Figure 12.24 Empreinte carbone de la France en 2019 et empreinte fictive 2019 calculée en supposant que l'ensemble des produits manufacturés importés en 2019 avaient été produits en France



12.2.6.4 À l'horizon 2030 et 2050, le bénéfice de la réindustrialisation sur l'empreinte carbone dépend de plusieurs facteurs

Dans le détail, l'effet d'une stratégie de réindustrialisation réaliste sur l'empreinte carbone à l'horizon 2050 dépendra de plusieurs facteurs parmi lesquels :

- l'ampleur de la relocalisation des importations,
- les branches sur lesquels porte la stratégie de réindustrialisation,
- l'évolution du commerce extérieur de la France,
- la trajectoire de décarbonation du mix énergétique français,
- la trajectoire de décarbonation des autres pays, sachant que la plupart des pays industrialisés affichent aujourd'hui des objectifs ambitieux en la matière.

Dans le cas d'une réindustrialisation essentiellement tournée vers le commerce extérieur, la France contribuera à la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans le monde, avec un impact moindre sur l'empreinte du pays. Au contraire, si la réindustrialisation est combinée avec une relocalisation pour une production davantage orientée vers la satisfaction de la demande intérieure, elle se traduirait par une réduction significative de l'empreinte carbone de la France.

L'hypothèse retenue dans le scénario de référence est celle d'une évolution tendancielle du commerce extérieur, sans volonté particulière de relocaliser la production malgré une progression de l'activité industrielle. En revanche, le scénario « réindustrialisation profonde » est caractérisé par une réindustrialisation essentiellement orientée vers l'alimentation de la demande intérieure et la réduction des importations. Dans ce scénario, l'empreinte carbone est d'environ 25 $MtCO_2$eq plus faible en 2030 que dans le scénario de référence, et de 45 $MtCO_2$eq plus faible en 2050. Au total, la trajectoire de réindustrialisation profonde permet d'éviter environ 900 $MtCO_2$eq supplémentaires

Figure 12.25 Évolution de l'empreinte carbone de la France dans la trajectoire de référence, dans le scénario de réindustrialisation profonde et dans le scénario de réindustrialisation profonde accompagné par la trajectoire électrification rapide et l'atteinte des nouveaux objectifs Fit for 55 par les pays de l'Union européenne

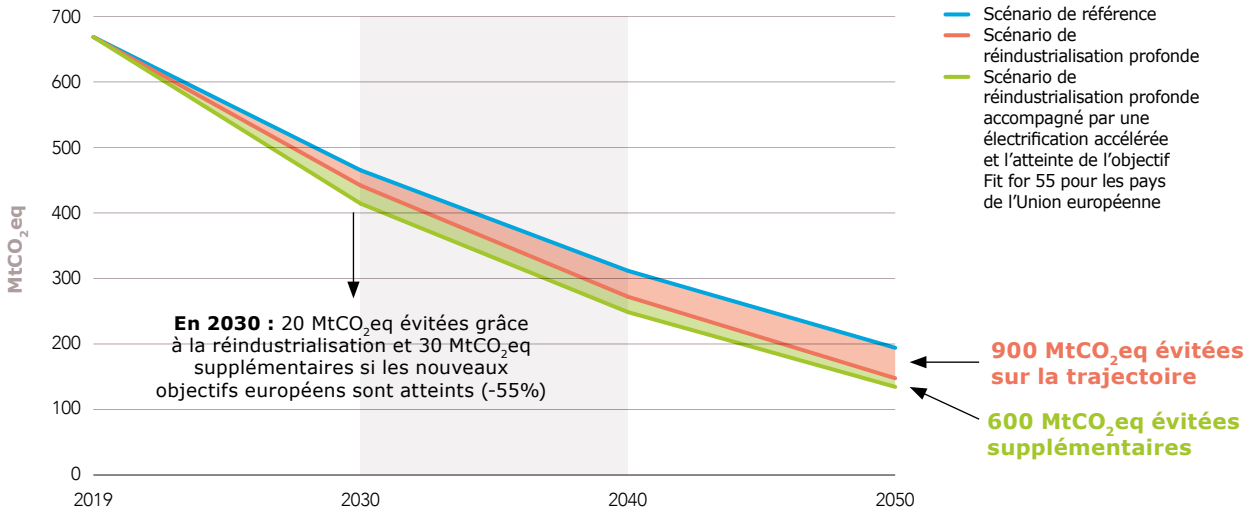
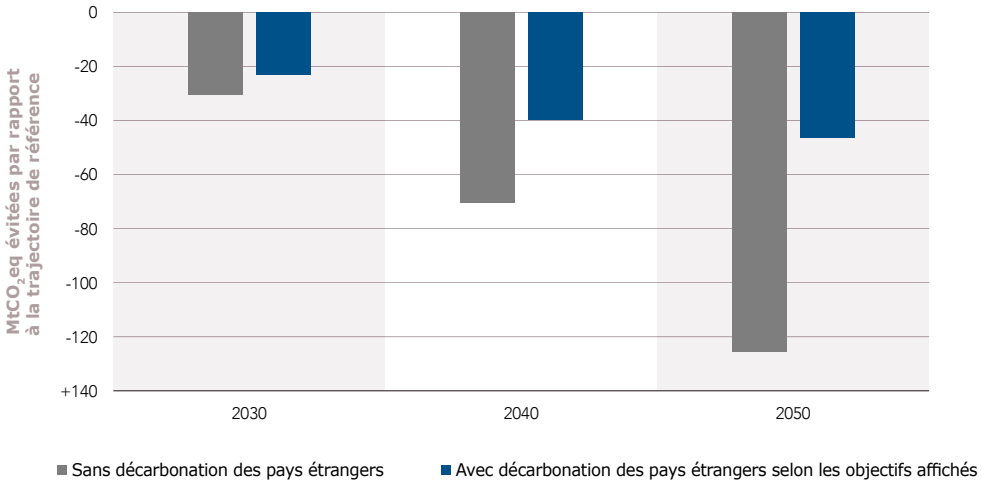


Figure 12.26 Réduction de l'empreinte carbone de la France associée au scénario de réindustrialisation profonde, par rapport au scénario de référence, en fonction de la trajectoire de décarbonation des autres pays (la France respecte la trajectoire de neutralité carbone en 2050 dans les deux cas)



entre 2020 et 2050 par rapport à la trajectoire de référence. L'empreinte carbone d'un français en 2050 serait alors réduite de 2,7 tCO_2eq/hab dans le scénario de référence à 2 tonnes grâce à la réindustrialisation.

Si cette réindustrialisation profonde est combinée avec une accélération du processus de décarbonation en France ainsi que dans les pays de l'Union européenne, en cohérence avec le nouvel objectif plus ambitieux «Fit for 55», le bénéfice observé sur l'empreinte carbone est plus élevé encore, notamment

en 2030. Sur la période 2020-2050, 600 $MtCO_2eq$ supplémentaires pourraient alors être évitées. Ce résultat ne dépend alors pas uniquement de la capacité de la France à réindustrialiser et à décarboner son économie mais aussi de la faculté des pays européens à tenir leurs objectifs climatiques.

Les bénéfices de la réindustrialisation pourraient être par ailleurs encore plus importants dans le cas où les autres pays ne parviennent pas à atteindre leurs objectifs de décarbonation.

Pour illustrer cet enjeu, il est possible d'évaluer un majorant de la réduction de l'empreinte carbone dans le cas théorique où seule la France tiendrait ses objectifs de décarbonation du mix énergétique. Dans cette configuration, l'empreinte carbone de la France en 2050 serait alors d'environ 400 $MtCO_2eq$ dans la trajectoire de référence, et d'environ 275 $MtCO_2eq$ dans un scénario de « réindustrialisation profonde », soit donc un bénéfice de plus de 125 $MtCO_2eq$ à cet horizon.

12.2.6.5 L'augmentation des consommations d'énergie et des émissions de procédés associées à la réindustrialisation devra être couverte par de la production d'énergie décarbonée pour atteindre l'objectif de neutralité carbone

La conséquence du scénario de « réindustrialisation profonde » et de la réduction qu'il permet sur l'empreinte carbone de la France est une augmentation de la consommation d'énergie en France, et notamment d'électricité. Pour être compatible avec l'objectif de neutralité carbone sur les émissions territoriales, la stratégie de réindustrialisation profonde doit en effet s'accompagner d'un accroissement de la production d'énergie décarbonée en France et/ou d'un recours à des imports de combustibles décarbonés (même si cette option n'est pas privilégiée par les orientations de la SNBC et semble en partie contradictoire avec l'esprit de la stratégie de relocalisation) et/ou d'une augmentation des puits de carbone, dans la limite du possible, notamment pour les émissions relatives aux procédés industriels difficiles à décarboner.

Les éléments sur la consommation présentés dans le chapitre 3 montrent en particulier que la trajectoire de réindustrialisation profonde conduirait à augmenter la consommation d'électricité (pour alimenter de manière directe de nouveaux usages énergétiques ou pour produire de l'hydrogène nécessaire aux nouvelles industries) d'environ 100 TWh par rapport à la trajectoire de référence. Ce volume supplémentaire devrait alors être couvert par un développement plus important de la production d'électricité décarbonée et notamment des énergies renouvelables. Différentes variantes du scénario de réindustrialisation, ainsi que certaines projections des fédérations industrielles, peuvent conduire à des estimations encore plus hautes.

À l'horizon 2030, le surplus de consommation serait d'environ 27 TWh. De la même manière que pour la stratégie d'accélération sur l'électrification, cette trajectoire est favorisée par un fort développement des énergies renouvelables et une prolongation de l'essentiel des réacteurs nucléaires existants à cet horizon.

12.3 Les ressources : des tensions possibles sur l'approvisionnement en ressources minérales, particulièrement pour certains métaux, qu'il sera nécessaire d'anticiper

Entre octobre 2021 et février 2022, ce chapitre a fait l'objet d'études complémentaires et des résultats ont été actualisés suite à la mise à jour de plusieurs hypothèses. Les conclusions restent néanmoins inchangées.

12.3.1 La transition énergétique réduit la dépendance liée aux énergies fossiles mais induit des besoins et circuits d'approvisionnement nouveaux en ressources minérales

12.3.1.1 De nouveaux enjeux en matière d'approvisionnement en ressources pour le système énergétique

Le débat sur l'approvisionnement énergétique au XX^{e} siècle a été marqué par des interrogations récurrentes sur la taille des réserves de gaz et de pétrole, l'horizon du pic pétrolier ou encore sur les problèmes de dépendance énergétique aux pays producteurs.

La transition énergétique du XXI^{e} siècle déplace ces questions d'approvisionnement en ressources : un système énergétique décarboné met fin à la dépendance aux énergies fossiles mais nécessite des quantités importantes de ressources minérales, ce qui suscite des questions nouvelles d'approvisionnement et de dépendance.

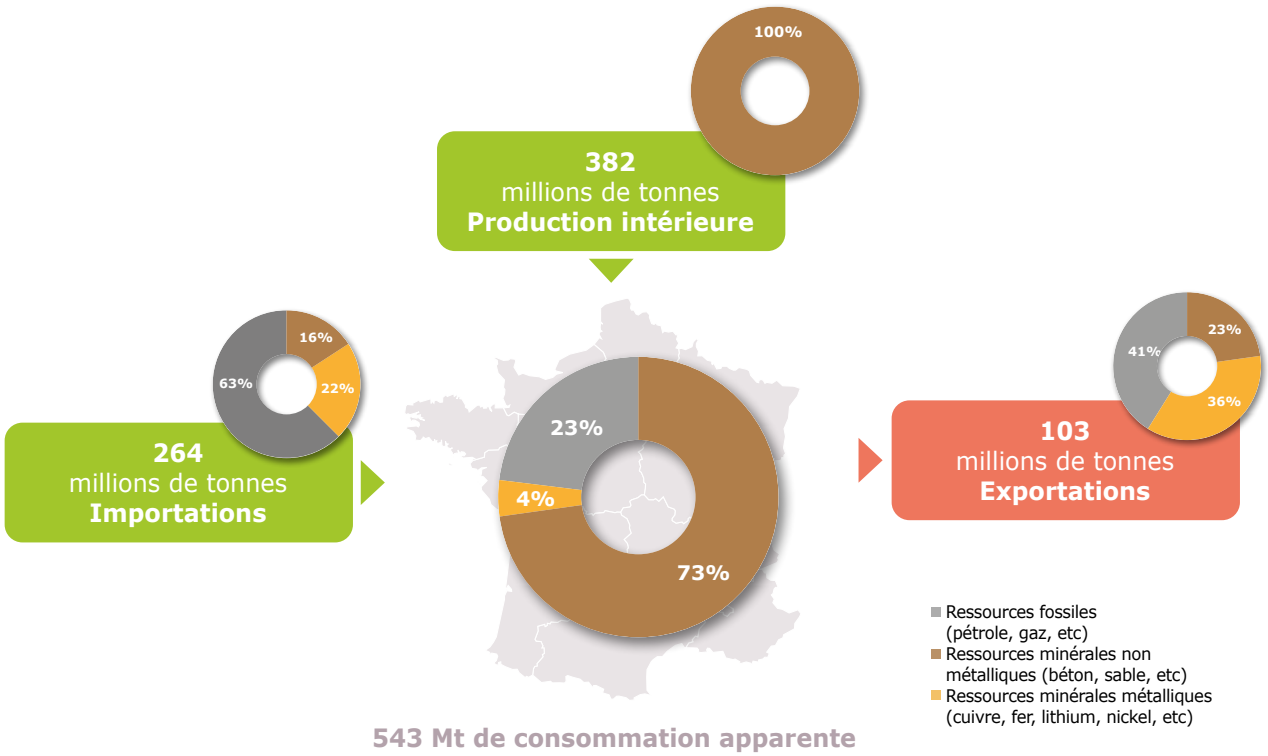
Les transformations du système électrique décrites dans les *Futurs énergétiques 2050* font partie des évolutions qui nécessiteront des besoins importants en ressources minérales. Le développement des énergies renouvelables requiert à la fois des ressources structurelles comme le cuivre, l'aluminium ou l'acier, et d'autres plus spécifiques comme le silicium pour les panneaux photovoltaïques. Le renouvellement éventuel du parc nucléaire ou encore l'adaptation du réseau électrique seront également consommateurs de ressources minérales structurelles (béton, acier, cuivre…). Enfin, l'électrification des usages, notamment à travers le développement des véhicules électriques et leurs batteries, conduira à une demande accrue en métaux critiques comme le cobalt et le lithium.

Toutes les technologies envisagées induisent donc des besoins en ressources plus ou moins importants qu'il convient d'anticiper dans la planification du système. Cette demande accrue en ressources minérales s'inscrit par ailleurs dans un contexte où la France importe aujourd'hui la quasi-totalité des métaux et combustibles qu'elle consomme[13], et où de nombreux autres pays et secteurs en croissance sont également consommateurs de ressources (par exemple, dans le numérique, également mis en avant comme incontournable pour accompagner la transition et lutter contre le réchauffement climatique). Au-delà de l'enjeu d'approvisionnement (économique et géopolitique), les conditions d'extraction des ressources minérales ainsi que la gestion de leur fin de vie constituent également des points d'attention importants sur le plan environnemental et social.

Une réflexion sur la consommation et l'approvisionnement en ressources minérales (métalliques et non métalliques) apparaît donc indispensable à toute prospective sur le système énergétique.

13. «Évolution de la consommation intérieure de matières en France», Ministère de la transition écologique (2021) https://www.notre-environnement.gouv.fr/donnees-et-ressources/ressources/graphiques/article/evolution-de-la-consommation-interieure-en-equivalent-matieres-premieres-rmc

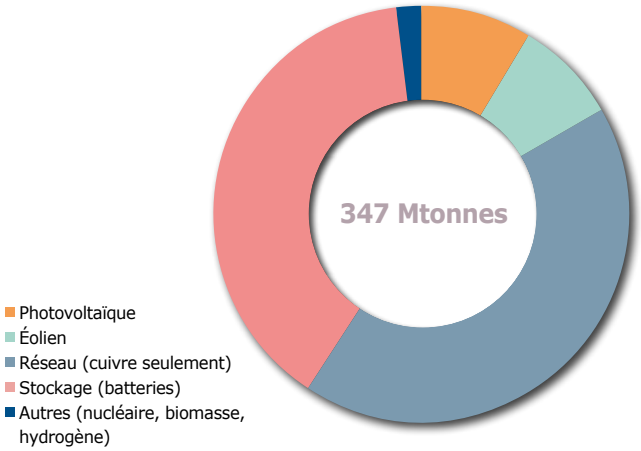
Figure 12.27 Bilan matières (hors biomasse) des imports/exports/production intérieure en France en 2018



Source : «Évolution de la consommation intérieure de matières en France», Ministère de la transition écologique (2021)

12.3.1.2 Des besoins en matières grandissants pour la transition énergétique au niveau mondial

Figure 12.28 Consommation cumulée de ressources minérales (cuivre, cobalt, chrome, nickel, lithium, graphite, manganèse, zinc) entre 2020 et 2040 (dans le scénario SDS de l'AIE)



Source : IEA, 2021, "The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions"

À l'heure où de nombreux pays s'engagent dans une décarbonation profonde de leur économie pour lutter contre le changement climatique et respecter les engagements pris dans le cadre de l'accord de Paris, plusieurs études se sont intéressées à l'évaluation des besoins mondiaux en ressources pour le développement des infrastructures d'énergie et de mobilité.

L'Agence internationale de l'énergie a estimé en 2021[14] que, pour la transition énergétique au niveau mondial, la demande en ressources minérales (cuivre, lithium, cobalt, nickel, terres rares…) serait multipliée par 6 d'ici 2040, dans un scénario compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone mondiale au milieu du siècle (scénario SDS[15]). L'augmentation de ces besoins est principalement due au développement du stockage par batterie (véhicules électriques et batteries stationnaires dédiées au système électrique), à l'évolution des réseaux d'électricité et dans une moindre mesure aux éoliennes et panneaux photovoltaïques.

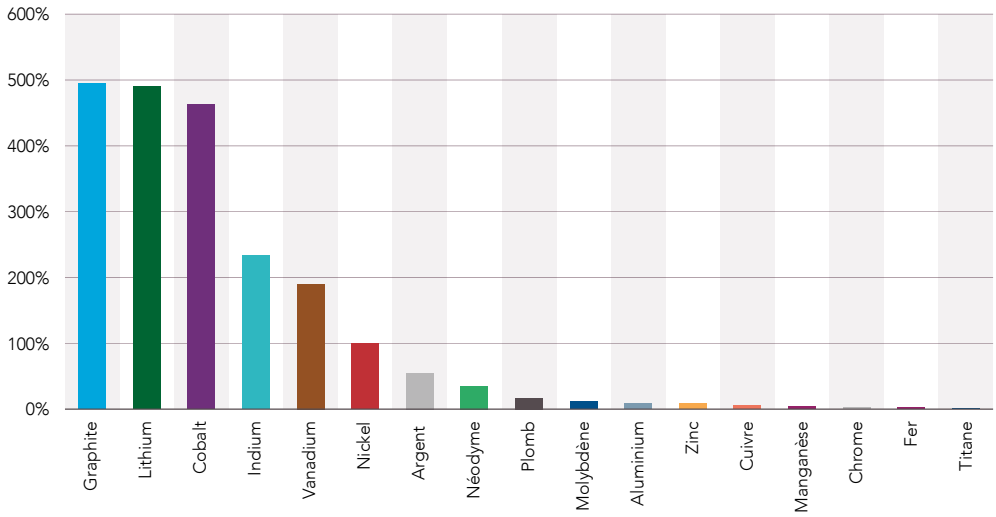
12.3.1.3 Au-delà de l'évaluation de la quantité de ressources nécessaires, des enjeux d'approvisionnement, de relations internationales, de stratégie industrielle et de responsabilité environnementale et sociale sont intégrés à l'analyse

Les analyses sur les ressources au niveau mondial mettent en évidence l'accroissement de la demande en ressources minérales dans les scénarios de transition énergétique. Pour autant, ces résultats d'ensemble doivent être pris avec précaution dans la mesure où ils agrègent des matières pour lesquelles les enjeux sont très différents.

Ainsi, une demande en volume importante pour certaines matières ne pose pas nécessairement de difficultés d'approvisionnement (béton, acier…). À l'inverse, une augmentation de la consommation de certaines matières qui représentent des volumes faibles en absolu peut susciter des enjeux d'approvisionnement beaucoup plus critiques (par exemple pour le cobalt). Ainsi dans un rapport[16] de 2020, la Banque mondiale estime que la consommation de métaux[17] pour la production et le stockage d'électricité dont les batteries de véhicules sera multipliée par 4 d'ici 2050 dans le scénario 2DS[18] de l'AIE et si l'acier, l'aluminium représentent

14. «The Role of Critical World Energy Outlook Special Report Minerals in Clean Energy Transitions», IEA (2021)
15. SDS = «*sustainable development scenario*», repose sur une montée en puissance des politiques et des investissements en matière d'énergie propre qui met le système énergétique sur la voie des principaux ODD (Objectif Développement Durable). Dans ce scénario, tous les engagements actuels de réduction nette zéro sont pleinement réalisés et des efforts considérables sont déployés pour réduire les émissions à court terme : atteinte de la neutralité carbone en 2050 dans les économies les plus avancées, en 2060 en Chine et au plus tard en 2070 dans les autres pays ; IEA, 2021 «WEO-2021»
16. «*Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition*», World Bank group (2020)
17. Aluminium, chrome, cobalt, cuivre, graphite, indium, fer, plomb, lithium, manganèse, molybdenum, néodyme, nickel, argent, titane, vanadium, zinc
18. 2DS = "2°C scenario", le secteur de l'énergie mondiale atteint la neutralité carbone en 2060 grâce à des ambitions poussées de décarbonation par les technologies bas-carbone, atteignant un réchauffement limité à 2°C en 2100 ; IEA, 2017, "Energy Technologies Perspectives 2017"

Figure 12.29 Demande annuelle en 2050 pour la production d'électricité et le stockage en pourcentage de la production de 2018 (dans le scénario 2DS de l'AIE)



Source: «Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition», World Bank group (2020)

des volumes importants, ce sont le graphite, le lithium et le cobalt qui voient leur demande s'accroître le plus fortement.

Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, une évaluation de la consommation de ressources minérales pour l'évolution du système électrique français a été réalisée et montre que, si aujourd'hui les imports de ressources fossiles représentent environ 160 Mt/an, le volume de ressources minérales nécessaire pour le système électrique et les batteries des véhicules sur la période 2020-2050 serait compris entre 6 et 8 Mt/an (dont 15% de ressources métalliques). Cette analyse répond à une demande exprimée de manière récurrente dans la concertation de pouvoir identifier les volumes de ressources nécessaires à chaque scénario.

Cependant, la seule évaluation des quantités de ressources minérales nécessaires à la transformation du système énergétique ne suffit pas à identifier les principaux enjeux en matière d'approvisionnement.

Il apparaît nécessaire de mettre en perspective les volumes requis en identifiant plus précisément les points de criticité associés à chaque type de ressources étudiées : niveau de réserves sur le plan géologique, disponibilité sur le plan technico-économique, dépendance géostratégique, conflit d'usage, caractère recyclable, substituable ou encore impact environnemental et social au niveau des mines d'extraction, etc.

Les ressources étudiées et la grille d'analyse retenue pour préciser les enjeux en matière de criticité sont présentées dans les paragraphes suivants.

12.3.2 Les risques associés à l'approvisionnement des ressources dépendent à la fois de l'évolution des gisements et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l'échelle internationale

12.3.2.1 De nombreuses ressources différentes nécessaires pour l'évolution du système électrique sont étudiées

De très nombreux types de ressources sont nécessaires à la transformation du système énergétique et embarquent des enjeux différents en matière d'approvisionnement.

Afin de concentrer l'analyse sur les problématiques les plus importantes, l'analyse quantitative réalisée par RTE s'est concentrée sur 16 types de ressources, listées dans la figure 12.30. Ces ressources correspondent à celles qui sont requises pour la transition énergétique et qui présentent un enjeu en matière de criticité, identifié en s'appuyant notamment sur les références suivantes :

- la liste de matières premières critiques d'après le comité des métaux stratégiques (COMES) et celle de la Commission européenne (lithium, cobalt, bauxite – pour l'aluminium –, etc.) ;
- les études publiées récemment (AIE, World Bank) ;
- le débat public (béton, uranium, etc.).

La liste des ressources n'est donc pas exhaustive[19] mais a été confortée par la concertation avec les parties prenantes. Parmi ces ressources certaines sont minérales métalliques et d'autres minérales non métalliques. Par ailleurs, certaines peuvent être qualifiées de « structurelles » dans la mesure où on les retrouve dans de nombreux composants tandis que d'autres sont plus spécifiques à certaines technologies.

L'évaluation quantitative a été centrée sur les besoins pour les moyens de production et de stockage d'électricité, pour l'adaptation du réseau de transport électrique, ainsi que sur la demande en ressources des batteries associée au développement du véhicule électrique, dans la mesure où celui-ci conduit à des enjeux spécifiques sur certaines ressources qui se trouvent dans les batteries (cobalt, lithium…).

L'analyse consiste à évaluer à la fois les ressources immobilisées dans l'infrastructure mais aussi l'ensemble des autres ressources mobilisées et déplacées sur l'ensemble du cycle de vie (fabrication, utilisation et recyclage de l'infrastructure). Plus précisément, ceci signifie qu'une fraction des matières utilisées par une usine de production de lingots de silicium est attribuée à un panneau solaire, *au prorata* des quantités de lingots de silicium nécessaires pour le panneau considéré.

Cette méthode s'appuie sur l'approche de cycle de vie et sur les mêmes modèles que ceux utilisés pour les analyses en cycle de vie des émissions de gaz à effet de serre. Les calculs sont menés pour l'ensemble des matières précisées ci-dessus et les résultats sont restitués pour chacune des matières. Ceux-ci ne sont pas ramenés à un indicateur unique agrégeant l'ensemble des masses de différentes matières en une forme de « matière équivalente » comme cela est parfois fait (via l'unité d'antimoine), afin de ne pas masquer les enjeux spécifiques à chacune des matières. La méthode employée se rapproche de l'indicateur MIPS (Material Input per Service-unit)[20].

19. Pour certains métaux comme le chrome, le nickel, le silicium ou encore le manganèse, la consommation pour les alliages n'est pas intégrée à l'analyse quantitative (seule la consommation en tant que composant principal hors alliages est évaluée), faute de données disponibles, comme mentionné dans l'« inventaire des besoins en matière, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique » (ADEME, 2021).
20. L'indicateur MIPS au niveau du produit : Dématérialisation – Mesure par bilans matières et MIPS : L'indicateur MIPS au niveau du produit | Techniques de l'Ingénieur (techniques-ingenieur.fr)

Figure 12.30 Technologies et ressources minérales étudiées

	Batteries	Réseau	Nucléaire	Photovoltaïque	Éolien terrestre	Éolien en mer	Hydraulique	CCG Gaz	Charbon
Aluminium	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Cuivre	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Acier	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Béton	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Terres rares						●			
Argent	●			●					
Silicium		○		●					
Uranium			●						
Zirconium			●						
Graphite	●			●					
Lithium	●								
Cobalt	●								
Manganèse	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Nickel	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Chrome	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Zinc	○	○	○	○	○	○	○	○	○

● Ressource mobilisée dans la structure ou pour le combustible ○ Ressource mobilisée dans des alliages (non quantifiable)

12.3.2.2 La criticité d'une ressource, une notion à géométrie variable

La notion de criticité des ressources fait l'objet d'un nombre croissant de publications scientifiques et est de plus en plus utilisée dans diverses études sur la transition énergétique. Toutefois cette notion n'est aujourd'hui pas définie de manière standardisée et renvoie à des enjeux de natures différentes, déjà évoqués précédemment. Selon le cadre d'application, les indicateurs qui permettent d'aboutir à un niveau de criticité peuvent ainsi être variables et plus ou moins nombreux.

En particulier, le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM) qui est l'établissement public français de référence sur le sujet, exprime la criticité d'une ressource selon deux axes : la disponibilité de la substance et son importance économique. Les facteurs qui influencent ces deux axes peuvent être nombreux. La disponibilité de la substance peut aussi bien dépendre de l'accès géologique à la ressource que des monopoles existants que ce soit au niveau de la production minière ou métallurgique. L'impact social et environnemental de l'exploitation d'une ressource peut également constituer un facteur influent sur la disponibilité de la ressource. De même, l'importance économique pour le territoire concerné dépend à la fois de l'importance stratégique de la ressource dans l'économie et de la capacité de recyclage ou de substitution de la ressource.

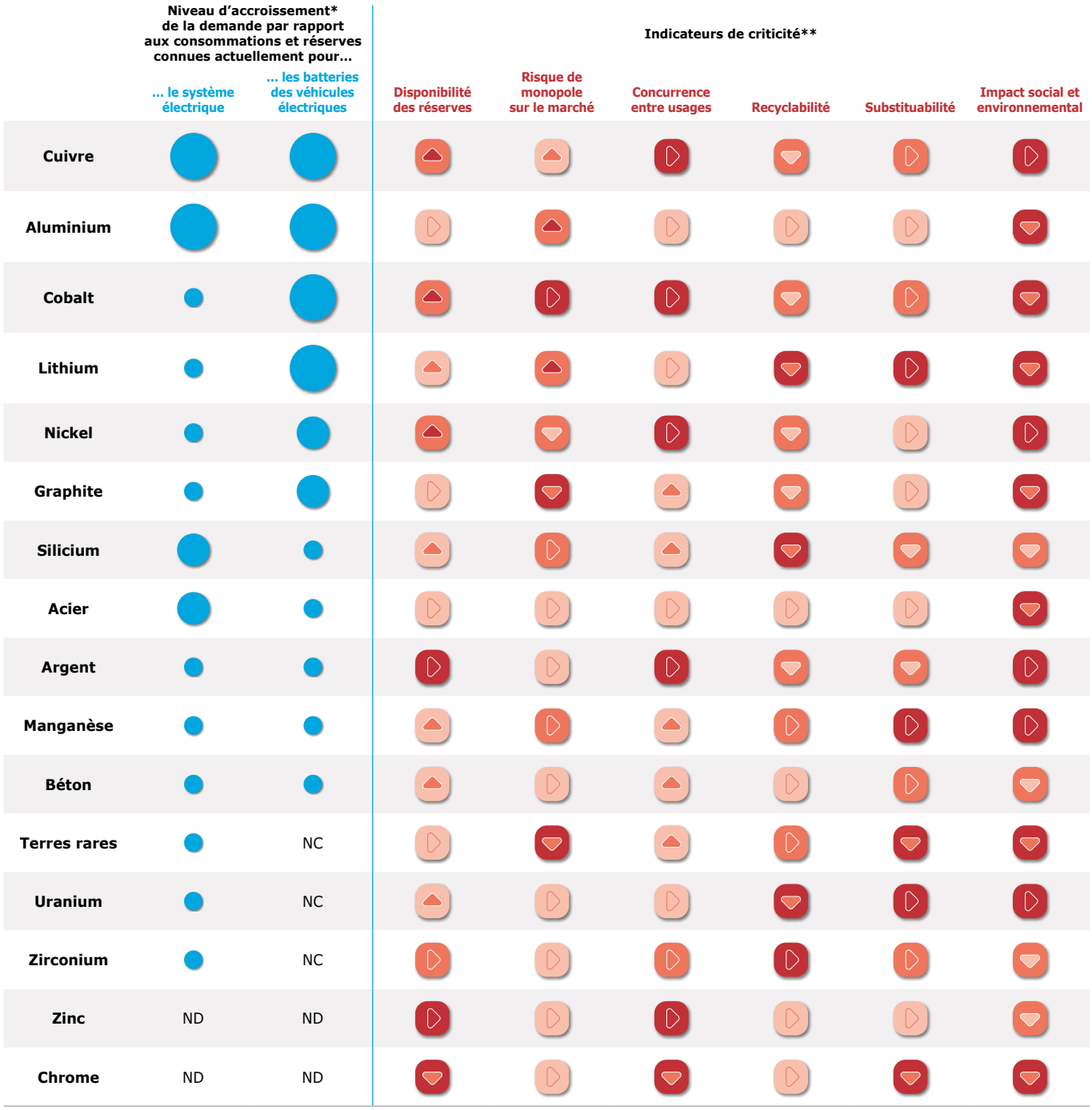
Pour évaluer la criticité des ressources étudiées, RTE a retenu six indicateurs, qui permettent de restituer les principaux enjeux sans pour autant être exhaustifs. Ceux-ci portent sur la disponibilité des réserves[21], le risque de monopole sur le marché, les conflits d'usage de la ressource, la substituabilité, la recyclabilité et enfin sur les impacts sociaux et environnementaux.

L'analyse consiste à préciser l'état de criticité actuel pour chacun de ces indicateurs ainsi que la tendance d'évolution perçue aujourd'hui sur les trente prochaines années. Cette tendance est néanmoins nécessairement incertaine dans la mesure où elle dépend de nombreux facteurs liés à l'évolution réelle des réserves et des mutations énergétiques, industrielles et technologiques à l'échelle internationale.

La figure page suivante présente les valeurs d'indicateurs retenues par RTE. Pour chacun d'eux, un ou plusieurs sous-indicateurs ont été retenus pour permettre de juger du niveau de criticité actuel et de la tendance à venir *(voir en annexes pour plus de détails)*. Les sous-indicateurs ont été déterminés à partir des données disponibles dans la littérature et d'une série d'expertises réalisées par le BRGM. Il en résulte une matrice de criticité, dont la première version publiée dans le rapport d'octobre 2021 a été complétée et mise à jour dans la version finale de l'étude restituée dans le présent rapport (février 2022), notamment pour décrire les enjeux sur l'ensemble des ressources clés considérées. De plus, pour chacune des ressources, la figure indique désormais le niveau d'accroissement de la demande engendré par l'évolution du système électrique dans les *Futurs énergétiques 2050* par rapport aux consommations et réserves connues actuellement.

21. Les réserves minérales désignent la partie économiquement exploitable des ressources minérales mesurées ou indiquées, démontrée par au moins une étude préliminaire de faisabilité

Figure 12.31 Enjeux de criticité des ressources clés en 2019 et les tendances à venir vues d'aujourd'hui au regard des besoins dans les *Futurs Énergétiques 2050*



Niveau de criticité

NC non concerné
ND non disponible

Niveau d'accroissement :
- élevé
- moyen
- faible

Niveau de criticité actuel :
- élevé
- moyen
- faible

Tendance future :
- à la hausse
- stable
- à la baisse

* Indicateurs estimés en fonction des besoins évalués dans les *Futurs énergétiques 2050* et des données disponibles sur les consommations, productions et niveau des réserves et ressources

** Indicateurs construits en fonction des données disponibles à travers la littérature et une série d'expertise réalisées par le BRGM

Clé de lecture : *le niveau de risque d'approvisionnement du cuivre vis-à-vis des réserves actuelles est moyen et risque de devenir élevé dans les prochaines années/décennies ; ses capacités de recyclage sont moyennes aujourd'hui et pourraient s'améliorer dans le futur, tandis que l'exploitation minière du cuivre a un impact environnemental et social (pour les populations riveraines) élevé et risque de le rester dans les années à venir. De plus, dans les Futurs énergétiques 2050, les besoins de cuivre sont élevés par rapport au niveau de consommation actuelle en France (besoins représentant plus de 20 % de la consommation actuelle totale de cuivre, voir partie 12.3.5.1).*

Les exploitations minières génèrent de façon générale des impacts environnementaux, sanitaires et sociaux importants sur les écosystèmes et les populations locales

▸ Enjeux environnementaux

Toutes les exploitations minières ont des impacts environnementaux, qui peuvent être plus ou moins conséquents selon leurs caractéristiques. À titre d'exemple :

- les mines souterraines et les mines à ciel ouvert n'entraînent pas la même consommation d'espace et par conséquent le même niveau de pression sur les écosystèmes locaux (potentielles déforestations, destruction d'habitat, etc) ;
- les techniques d'extraction peuvent différer selon le ou les métaux extraits et conduire à des impacts spécifiques. La pratique de lixiviation in situ, qui a lieu par exemple dans certaines mines de dysprosium (terres rares) dans les provinces du sud de la Chine ou dans les mines d'uranium au Kazakhstan, implique entre autre la contamination des eaux souterraines et de surface du fait de l'utilisation de sulfate d'ammonium. Pour certaines ressources, l'usage de réactifs nocifs peut conduire à ce que ces substances se retrouvent dans les eaux et les sols selon le niveau de contrôle des rejets ;
- l'activité minière génère de nombreux déchets qui selon la qualité du traitement et des contrôles peuvent entrainer des dégradations environnementales ;
- les caractéristiques des sous-sols exploités peuvent entraîner également plus ou moins de pollutions. Par exemple, les gisements dits sulfurés sont sujets au phénomène de drainage miniers acides qui contribue à l'acidification des eaux douces impactant les écosystèmes.

Globalement les risques environnementaux associés aux mines portent à la fois sur les pollutions de l'air, de l'eau et des sols, sur les atteintes à la biodiversité et la santé des populations locales.

▸ Enjeux sociaux

Les activités minières peuvent présenter plusieurs types de risques sociaux en fonction des lieux dans lesquels elles sont implantées :

1) D'une part, le risque associé au droit des travailleurs. Ce risque peut être de plusieurs ordres : travail des enfants, travail forcé, discriminations, etc. S'agissant du travail des enfants, le risque est plus élevé dans les mines artisanales. De manière générale, l'activité extractiviste est source de dégagements nocifs ce qui renforce le besoins de conditions de sécurité strictes pour les travailleurs. Selon les zones géographiques, la gouvernance et la transparence des pays influent sur le respect des conditions de sécurité. Le *Natural Resource Governance Institute* (NRGI) développe un indicateur en ce sens, qui a été repris dans la matrice de criticité ci-contre.

2) D'autre part, les activités minières ont une incidence environnementale importante, notamment pour ce qui concerne les consommations d'eau. C'est le cas par exemple au Chili où il existe d'ores et déjà des conflits d'usages sur la ressource en eau et des réactions de la population locale face à l'impact sur l'écosystème et sanitaire dans les régions désertiques du fait de la présence de mines de cuivre et de lithium.

12.3.3 Les terres rares, souvent évoquées dans le débat, ne présentent en pratique pas d'enjeu de premier ordre du point de vue du système électrique

Dans le débat qui entoure le développement des énergies renouvelables, la question des ressources est souvent réduite à celle des terres rares, avec l'idée que celles-ci présentent une forme de rareté créant une difficulté pour assurer la transition du système électrique.

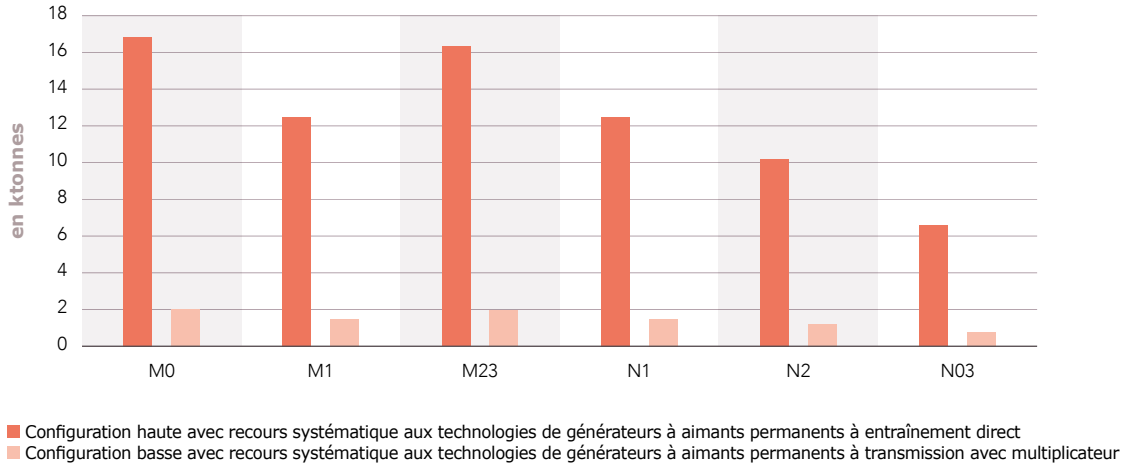
Cependant, l'approvisionnement en terres rares, s'il soulève des questions spécifiques en matière de dépendance à certains pays, ne constitue pas un enjeu de premier ordre pour l'évolution du système électrique.

D'une part, contrairement à leur dénomination, ces métaux ne présentent pas de rareté géologique : ils sont aussi abondants que le cuivre ou le nickel dans la croûte terrestre, même s'ils sont plus dispersés.

D'autre part, les technologies déployées pour la transformation du système électrique sont en pratique peu consommatrices de terres rares. En effet, ces ressources ne sont nécessaires que pour des alternateurs synchrones à aimants permanents qui ne sont utilisés que dans certaines technologies d'éoliennes (essentiellement pour les éoliennes en mer), mais quasiment pas pour les autres filières. En 2019, l'ADEME a ainsi estimé que 6% des éoliennes en France contenaient des alternateurs synchrones utilisant des terres rares[22] (néodyme et dysprosium) dont seulement la moitié avec des générateurs à aimants permanents à entraînement direct qui sont les technologies les plus consommatrices de terres rares. L'essor de l'éolien en mer pourrait conduire à faire augmenter cette part à moyen terme mais des leviers existent pour limiter la demande en terres rares dans les scénarios à l'horizon 2050 avec le recours à des technologies moins consommatrices.

Dans les scénarios les plus ambitieux en matière de développement de l'éolien en mer (M0 et M23 qui prévoient environ 60 GW à l'horizon 2050), la

Figure 12.32 Consommation cumulée des terres rares entre 2020 et 2050 dans les aimants permanents des éoliennes en mer selon deux choix technologiques



22. *«Terres rares, énergies renouvelables et stockage d'énergie – Avis technique»* ADEME (2020)

consommation cumulée sur la période 2020-2050 de l'ensemble des terres rares est estimée entre 2 kilotonnes et 17 kilotonnes, selon le type de technologies privilégiées pour le développement de l'éolien en mer. À titre de comparaison, les réserves mondiales vues d'aujourd'hui s'élèvent à environ 10 millions de tonnes pour le néodyme et 690 kilotonnes pour le dysprosium.

Cette situation ne signifie pas pour autant l'absence d'enjeu de criticité autour de la demande en terres rares de manière générale. Si celles-ci sont peu présentes dans le système électrique, elles sont en revanche utilisées de manière croissante dans certains secteurs et usages comme le numérique, tous les appareils avec de moteurs miniatures, ou encore les LED.

Vu d'aujourd'hui, la disponibilité géologique de ces matières ne semble pas présenter de contrainte importante pour la couverture de la demande. Elle pose néanmoins une question de dépendance géostratégique dans la mesure où la Chine dispose aujourd'hui d'une forme de monopole pour leur extraction et leur transformation. Ceci place notamment le dysprosium comme une ressource à la criticité forte en termes de risque d'approvisionnement selon la classification du BRGM[23].

Les terres rares, les métaux rares, de quoi parle-t-on ?

L'appellation « terre rare » recouvre les éléments situés entre le numéro atomique 57 (lanthane) et le numéro 71 (lutétium) de la table périodique des éléments ainsi que le scandium et l'yttrium. En réalité, ces terres sont des métaux aussi abondants que d'autres comme le nickel ou le cuivre mais beaucoup plus dispersés. Ainsi, si l'on s'en tient à une mesure géologique de la part d'une matière dans la croûte terrestre, exprimée en ppm (parties par millions), les terres rares ne sont donc pas devenues une source de tension géopolitique et économique pour une question de rareté géologique mais parce qu'elles présentent des conditions d'extraction particulièrement difficiles. Ainsi, la criticité des terres rares est principalement liée au quasi-monopole actuel de la Chine pour leur extraction et transformation. En 2017, la Chine réalisait environ 86 % de leur production mondiale[24].

En parallèle, la notion de « rareté » définit du point de vue économique la valeur d'échange d'un bien, donc son prix de marché. Les analystes des prix des matières premières utilisent la définition de « métaux rares » pour les matières présentes en faible quantité dans un petit nombre de pays, qui sont peu substituables et qui, du fait de leur faible concentration dans les alliages produits, présentent des perspectives de recyclage limitées. Certains métaux rares ne sont ainsi pas des « terres rares », comme le cobalt par exemple. Il n'existe pas aujourd'hui de liste standard et unique de l'ensemble des métaux considérés comme rares.

La définition de rareté est donc loin d'être univoque. Il s'agit d'une notion, évolutive dans le temps, qui agrège, comme la criticité, des aspects géologiques, économiques, politiques et environnementaux. Les experts semblent préférer d'ailleurs désormais utiliser la notion de métaux stratégiques plutôt que celle que de métaux rares.

23. *« Fiche de synthèse sur la criticité des métaux – Le dysprosium »* BRGM (2016) https://www.mineralinfo.fr/sites/default/files/documents/2020-12/fichecriticitedysprosium-publique160913.pdf
24. « Mineral Commodity Summaries, Rare Earth » U.S. Geological Survey (2019) https://www.usgs.gov/media/files/rare-earths-mcs-2019-data-sheet

12.3.4 Les besoins en métaux spécifiques pour les batteries constituent un point de vigilance réel surtout pour les véhicules électriques

12.3.4.1 Des batteries aujourd'hui largement consommatrices de métaux critiques comme le lithium, le cobalt et le nickel

Les batteries s'imposent aujourd'hui comme un élément incontournable de la décarbonation des systèmes énergétiques dans le monde, notamment à travers le développement du véhicule électrique. Ce dernier doit ainsi permettre de remplacer les véhicules à essence et diesel, nettement plus émetteurs de gaz à effet de serre (même en tenant compte du cycle de vie des batteries pour les véhicules électriques) et d'autres polluants atmosphériques. Comme présenté à la partie 12.2.4, l'électrification des transports contribuera ainsi à une part très importante de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, en France mais également dans beaucoup d'autres pays.

Plus spécifiquement, les batteries lithium-ion, dont la technologie a progressé et les coûts ont fortement baissé ces dernières années, apparaissent comme la solution privilégiée aujourd'hui pour les véhicules électriques ou encore pour les stockages stationnaires fournissant des services au système électrique.

Pour autant, ces batteries présentent des besoins importants en métaux, et en particulier en lithium, cobalt, nickel, manganèse et graphite. Les consommations de tels métaux peuvent varier selon les technologies précises[25] mais suscitent dans tous les cas un point de vigilance particulier en matière d'approvisionnement. Pour chacune des matières considérées, les enjeux sont variables : disponibilité des réserves géologiques, dépendance géostratégique ou économique ou encore impact environnemental et social associé à leur extraction dans les mines. Ceux-ci sont détaillés dans la suite de cette partie pour le lithium, le cobalt et le nickel en particulier, qui présentent, vu d'aujourd'hui, les problématiques de criticité les plus importantes. Les enjeux identifiés pour le manganèse, le graphite et l'argent sont également décrits par la suite.

12.3.4.2 Une consommation de ressources spécifiques pour les batteries essentiellement dépendante du développement des véhicules électriques et qui peut être modérée grâce à la sobriété énergétique

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, les batteries sont mobilisées de manière importante pour la décarbonation du système énergétique, à la fois pour les véhicules électriques (qui représentent 95 % du parc de véhicules légers à l'horizon 2050) et pour la fourniture de services au système électrique (batteries dites « stationnaires »).

Toutefois, les volumes en jeu pour ces deux types de fonctions sont d'ordres de grandeur très différents. Dans tous les scénarios étudiés, les batteries dédiées à l'équilibrage du système électrique à l'horizon 2050 représentent ainsi entre quelques gigawattheures et quelques dizaines de gigawattheures (voir chapitre 7), soit des capacités sans commune mesure avec celles correspondant au parc de véhicules électriques au même horizon qui atteint plusieurs milliers de gigawattheures.

L'essentiel de l'enjeu autour de la consommation en métaux critiques des batteries porte donc sur les effets associés à l'essor du véhicule électrique. Dans ce cadre, **un des principaux leviers pour réduire la demande en métaux critiques des batteries consiste à accompagner la décarbonation des transports et le développement**

25. Il est possible de distinguer plusieurs technologies de batteries lithium-ion parmi lesquelles :
- NMC (nickel, cobalt, manganèse), les plus répandues pour leur bon rapport poids/énergie et qualité/prix ;
- NCA (nickel, cobalt, aluminium) moins répandue ;
- LFP (lithium, fer, phosphate), technologie aujourd'hui peu répandue mais qui pourrait se développer.

du véhicule électrique d'une approche de sobriété *(voir chapitre 3)*. Celle-ci repose notamment sur le fait de privilégier, lorsque cela est possible, le report modal vers les transports en commun ou des modes «doux» (vélo, marche…), l'autopartage et le covoiturage ou encore le recours à des batteries de petite taille pour les véhicules amenés à faire majoritairement de petits trajets quotidiens.

Le rapport publié par RTE en mai 2019 sur les enjeux autour du développement de la mobilité électrique avait déjà mis en évidence les impacts positifs des leviers de sobriété, notamment en

Figure 12.33 Capacité des batteries stationnaires en 2050 dans les six scénarios et dans les véhicules électriques légers dans les scénarios de référence et sobriété

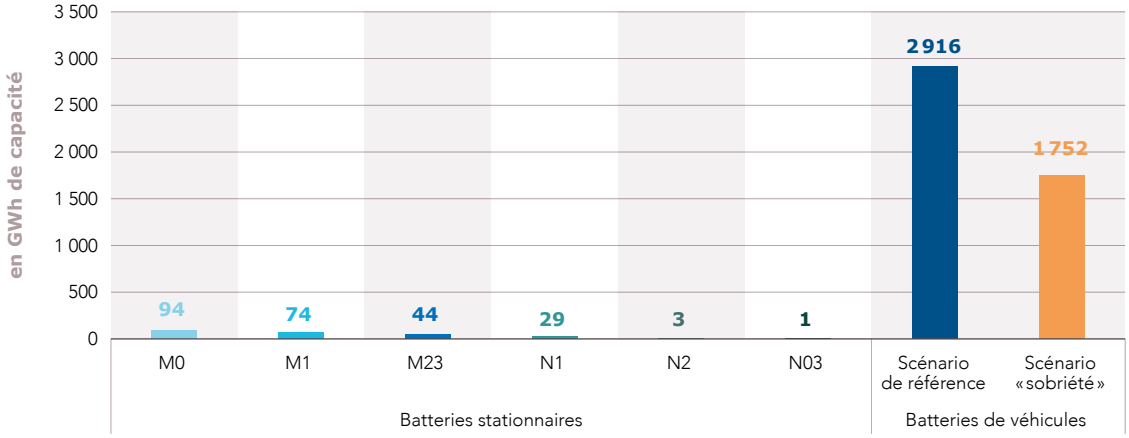
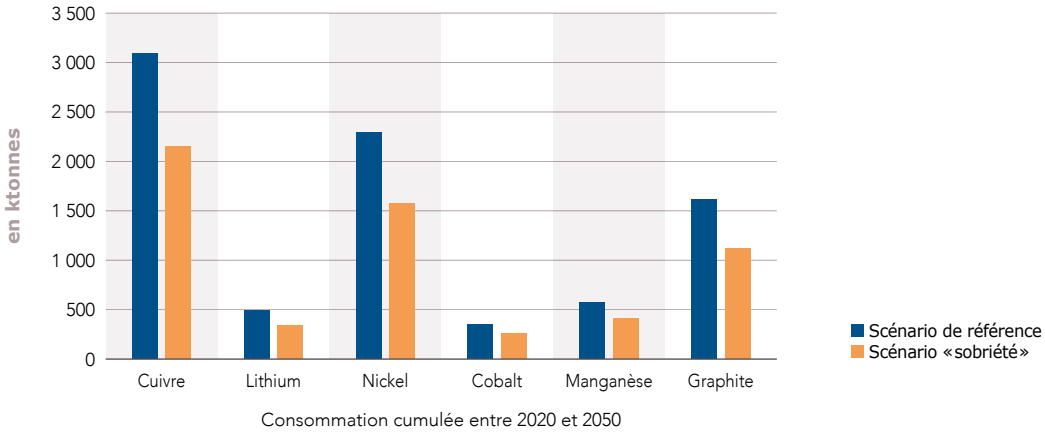


Figure 12.34 Consommations cumulées entre 2020 et 2050 de différentes ressources spécifiques pour les batteries des véhicules électriques légers dans différentes trajectoires de consommation électrique[26]



26. *Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques légers de batteries NMC, sans amélioration des performances technologiques autre que le passage de la technologie NMC 333 à NMC 811 (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution)*

matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'étude *Futurs énergétiques 2050* conforte ce résultat et met en évidence les réductions importantes de consommation de ressources critiques permises par une telle approche.

Dans la trajectoire de référence sur la consommation, la demande en lithium, cobalt, nickel, manganèse et graphite associée au développement du véhicule électrique en France atteint plusieurs centaines de milliers de tonnes, voire plusieurs millions de tonnes en cumul sur la période 2020-2050. **Cette consommation est significativement réduite, d'environ 30 %, dans le scénario sobriété présenté au chapitre 3.**

Au-delà des économies permises par la sobriété, plusieurs autres leviers pourront contribuer à minimiser le besoin en métaux critiques ou à soulager les contraintes en matière d'approvisionnement.

D'une part, il convient de prolonger la recherche sur des technologies innovantes consommant moins de matériaux critiques et de développer le recyclage, notamment pour certaines matières comme le cobalt pour lesquelles des solutions technologiques existent dès à présent.

D'autre part, la recherche de nouveaux gisements pourrait permettre de développer de nouvelles chaînes d'approvisionnement. L'exploration des grands fonds océaniques, évoquée par le gouvernement français dans la Stratégie nationale d'exploration et d'exploitation des ressources minérales, constitue une solution possible pour accéder à de nouvelles réserves en métaux rares (notamment cobalt, nickel et cuivre). Celle-ci présente toutefois de nombreuses incertitudes en matière d'impact environnemental. L'Union internationale pour la conservation de la nature (UICN) a ainsi récemment adopté une motion demandant un moratoire sur l'exploitation minière des fonds marins, qui est également réclamé par de nombreuses associations de protection de l'environnement.

Les incertitudes liées au choix de technologie des batteries dans la mobilité électrique en Europe

Les batteries lithium-ion de type Nickel-Manganèse-Cobalt (NMC) dominent le marché depuis une dizaine d'années car elles ont l'avantage d'avoir une bonne densité énergétique. Mais depuis quelques années, les batteries à base de Lithium-Fer-Phosphate (LFP), donc sans nickel, ni cobalt, sont de plus en plus présentes dans la flotte de véhicules électriques au niveau mondial, et particulièrement en Chine via deux modèles de citadines Tesla[27]. Ce modèle de batterie présente de nombreux avantages comme son coût, sa stabilité, sa tolérance aux charges complètes (qui, à l'inverse, usent les batteries NMC). Toutefois, les constructeurs européens ne semblent pas s'orienter vers cette technologie de batteries. Elle présente un inconvénient non négligeable notamment sur les petites voitures : sa densité énergétique est faible de telle sorte que les batteries LFP sont plus volumineuses et plus lourdes.

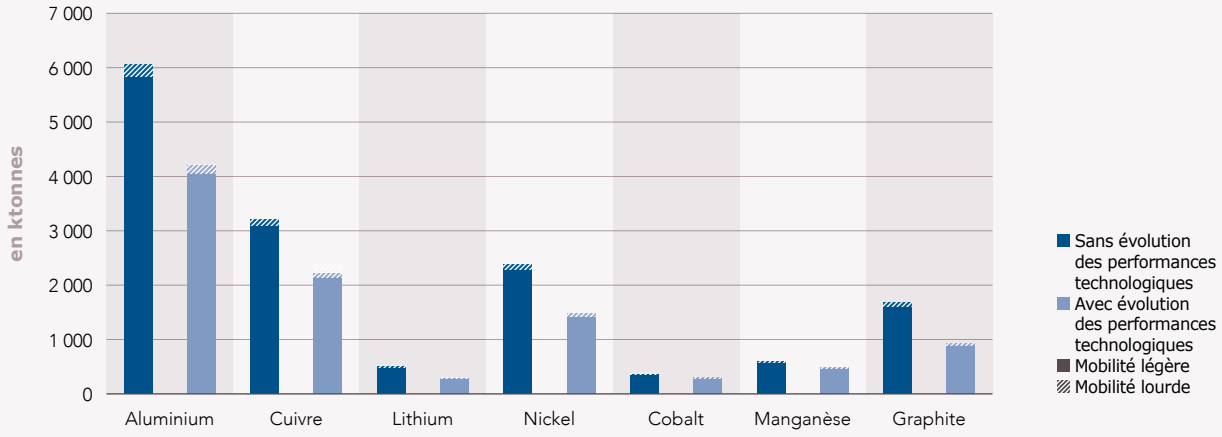
D'autres évolutions technologiques sont attendues d'ici 2030 avec les batteries à électrolyte solide qui présentent l'avantage de consommer moins de cobalt, de gagner en densité énergétique et en puissance de charge. À l'heure actuelle, celles-ci ne permettent toutefois pas de recharge rapide.

27. Au dernier trimestre 2020, 56 % des batteries de véhicules électriques en circulation en Chine étaient des LFP pour 44 % de NMC.

L'amélioration des performances technologiques futures sur les batteries des véhicules électriques pourront réduire les besoins en ressources associées

La recherche sur les batteries destinées à la mobilité ne cesse de progresser pour améliorer les performances mais aussi lever les contraintes liées à l'exploitation de certaines ressources, soit par une amélioration des performances technologiques, soit par un changement de technologie. Il s'agit par exemple de recourir à des batteries LFP à la place des batteries NMC ou encore de passer des batteries NMC 333 au NMC 811[28]. L'amélioration des performances technologiques peut quant à elle passer par l'augmentation de la densité énergétique des batteries. En effet, une amélioration de la densité des batteries NMC de 150 Wh/kg à 250 Wh/kg permet de baisser les besoins de cuivre, lithium et graphite d'environ 30 %, ceux de nickel de 40 % et ceux de manganèse et de cobalt de l'ordre de 20 % *(voir ci-dessous).*

Figure 12.35 Consommations cumulées entre 2020 et 2050 de différentes ressources spécifiques pour les batteries de tous les véhicules électriques dans différentes trajectoires de consommation électrique[29]



La figure ci-dessus montre également que l'accroissement de la demande en batteries pour la mobilité est tiré en quasi-totalité par la mobilité légère (véhicules particuliers et véhicules utilitaires légers), les poids lourds étant moins nombreux et moins électrifiés que les véhicules légers dans la trajectoire de référence considérée.

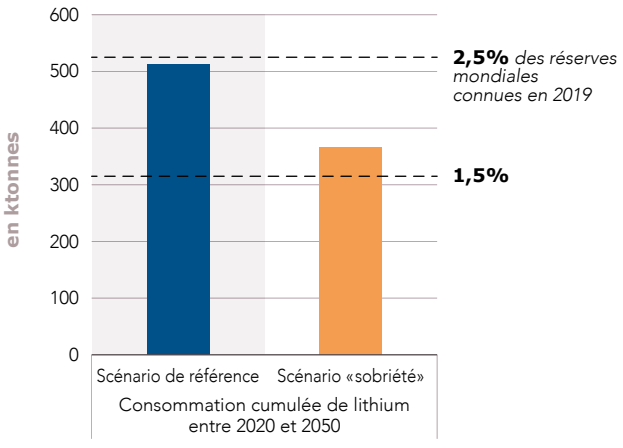
28. La cathode d'une batterie NMC 333 contient 1/3 de nickel, 1/3 de manganèse, 1/3 de cobalt. De façon similaire, la cathode d'une batterie NMC 811 contient 80% de nickel, 10% de manganèse et 10% de cobalt.
29. Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques lourds et légers de batteries NMC, sans et avec amélioration de la densité énergétique et avec des batteries NMC333 en début de période et NMC811 en 2050 (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution)

12.3.4.3 Lithium : une vigilance particulière dans un contexte d'essor du véhicule électrique au niveau mondial, de dépendance croissante à la Chine et de faibles perspectives de recyclage

La demande en lithium a connu une forte croissance au cours des dernières années, portée par le développement des batteries lithium-ion et leur utilisation généralisée dans les appareils électroportatifs et les véhicules électriques. Cette augmentation de la demande, qui devrait se poursuivre et même s'accentuer dans les prochaines décennies, suscite des inquiétudes sur l'approvisionnement en lithium à long terme pour différentes raisons.

En premier lieu, les réserves mondiales de lithium connues à l'heure actuelle pourraient devenir limitées en regard de la croissance de la consommation. Le scénario de référence décrit dans les *Futurs énergétiques 2050* prévoit une demande cumulée en lithium d'environ un demi million de tonnes sur les trente prochaines années pour électrifier 95 % du parc de véhicules légers ainsi qu'une partie des poids lourds et décarboner les transports. Cette demande représente de l'ordre de 2,5 % des réserves mondiales connues de lithium[31], pour les seuls besoins associés aux véhicules électriques français alors même que d'autres secteurs sont également consommateurs de lithium (industrie du verre et de la céramique…) et que la plupart des pays dans le monde prévoient également un développement massif du véhicule électrique. Même dans le scénario de sobriété, la consommation en lithium sur la période 2020-2050 atteindrait un peu moins de 2 % des réserves, ce qui apparaît contraignant étant donné que la France compte aujourd'hui pour environ 1 % de la population mondiale et 2,7 % des véhicules dans le monde.

Figure 12.36 Consommation cumulée de lithium entre 2020 et 2050 dans le scénario de référence et le scénario sobriété pour les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport aux réserves mondiales connues en 2019[30]

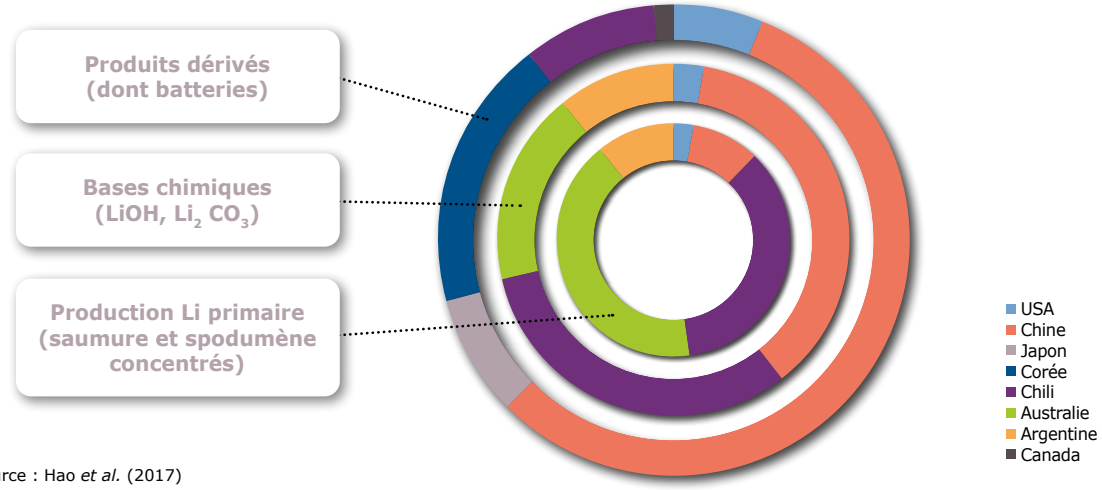


De plus, l'utilisation du lithium dans les batteries apparaît aujourd'hui difficilement substituable dans la mesure où la technologie lithium-ion est largement dominante. Seul un changement technologique serait de nature à diminuer fortement la contrainte sur la croissance de la demande en lithium mais aucune technologie alternative mature ne semble aujourd'hui en mesure de remplacer les batteries lithium. Par ailleurs, les capacités de recyclage visant à réutiliser le lithium dans les batteries en perspective de la fabrication de nouvelles batteries sont aujourd'hui très faiblement développées (l'obtention de lithium de qualité suffisante pour un ré-usage en batteries se faisant à des coûts très élevés).

Sur les plans environnementaux et sociaux, l'extraction et la transformation du lithium suscitent également des inquiétudes dans certaines régions du monde. L'exploitation de la filière «salars» en Amérique du Sud conduit par exemple à des risques de conflits d'usage de l'eau et à une consommation d'espace importante susceptible de perturber la biodiversité. Un autre enjeu majeur porte sur le

30. Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques lourds et légers de batteries NMC, sans amélioration des performances technologiques autre que le passage de la technologie NMC 333 à NMC 811 (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution).
31. *«Mineral Commodity Summaries, Lithium»* U.S. Geological Survey (2021) https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-lithium.pdf

Figure 12.37 Répartition géographique de la production minière et métallurgique du lithium et produits dérivés en 2017



Source : Hao *et al.* (2017)

raffinage, aujourd'hui concentré en Chine et qui est très énergivore et émetteur de gaz à effet de serre.

Enfin, l'approvisionnement en lithium pose des questions de dépendance géostratégique vis-à-vis de la Chine. Celle-ci constitue un acteur majeur intégré dans le secteur du lithium avec deux importantes compagnies, Tianqi Lithium et Ganfeng Lithium Co. La Chine est ainsi devenue le plus gros consommateur de lithium et le plus gros producteur de lithium transformé. Bien qu'elle importe la majorité des ressources qu'elle raffine sur son territoire (dont 75 % de spodumène en provenance d'Australie et 25 % de saumures en provenance d'Amérique du Sud), elle devrait garder à moyen terme une place prédominante avec un fort risque de capter les nouvelles productions de lithium mondiales, malgré l'initiation de stratégies en Europe, aux États-Unis et en Australie.

12.3.4.4 Cobalt : des réserves limitées et une chaîne d'approvisionnement qui repose sur un petit nombre de pays

Le cobalt est aujourd'hui essentiellement extrait à partir des mines de cuivre, nickel et gisements sulfurés. Il constitue désormais une des ressources essentielles pour les technologies de batteries actuellement les plus utilisées pour les véhicules électriques, à savoir les batteries nickel-manganèse-cobalt (NMC). Les évolutions technologiques récentes conduisent à développer des batteries moins gourmandes en cobalt (NMC811), permettant de modérer l'accroissement de la demande, mais le cobalt restera à moyen terme une ressource stratégique pour les batteries rechargeables mobiles à moyen long terme (pour les véhicules électriques mais également pour de nombreuses autres applications comme le numérique) du fait de la stabilité qu'il procure à la batterie.

Il s'agit en outre d'une des ressources présentant aujourd'hui le plus de vigilance en matière d'approvisionnement, pour plusieurs raisons d'ordre géologique et stratégique.

En premier lieu, le niveau de réserves connues ne permet de répondre qu'à quelques dizaines d'années de consommation au rythme actuel tout au plus : le niveau de réserves est passé d'environ 150 ans en 2002 à 50 ans de consommation aujourd'hui, étant donné que les besoins augmentent fortement tandis que le niveau des réserves connues tend à stagner. **À moyen terme, l'accélération du développement du véhicule électrique et du numérique à travers le monde contribuera à accentuer encore la pression sur les réserves de cobalt.**

À titre d'illustration, à l'échelle des besoins français pour la décarbonation des transports, la demande en cobalt s'élèverait, selon l'évolution des parts de marché des différentes technologies (NMC333, NMC622, NMC811…), entre 360 et 1 000 kilotonnes sur la période de 2020-2050 dans la trajectoire de référence. Dans le cas le plus favorable intégrant une évolution vers le recours à des batteries moins consommatrices de cobalt, ceci représente une consommation annuelle d'environ 12 kt/an, soit l'équivalent de 8,5 % de la production mondiale[32] de cobalt en 2019 (uniquement pour les véhicules électriques français).

Dans le scénario sobriété, la consommation annuelle de cobalt est réduite à 9 kt/an, soit 6 % de la production actuelle au niveau mondial, ce qui reste un niveau très important (d'autant que le parc de véhicules français ne représente qu'environ 2,7 % du nombre total de véhicules dans le monde et que cette part devrait baisser à l'avenir).

Pour consolider l'approvisionnement, de nombreuses recherches géologiques sont en cours. Certains gisements commencent aujourd'hui tout juste à être identifiés, en particulier dans les résidus miniers des mines actuelles qui contiennent du cobalt. Les fonds marins riches en cobalt pourraient également être exploités à l'avenir mais cette possibilité reste très incertaine. Dans l'ensemble, les nouveaux gisements attendus pourront atténuer la pression sur le cobalt sans toutefois annuler le caractère critique de cette ressource.

En second lieu, l'approvisionnement en cobalt présente à l'heure actuelle une forte dépendance à un nombre réduit de pays et d'acteurs. Au niveau de la production minière, 72 % du cobalt est produit en République démocratique du Congo (RDC), tandis que la Chine dispose d'un monopole sur le raffinage (production métallurgique). Étant donné les gisements disponibles et les dynamiques actuelles, la RDC et la Chine devraient garder leur monopole à moyen terme.

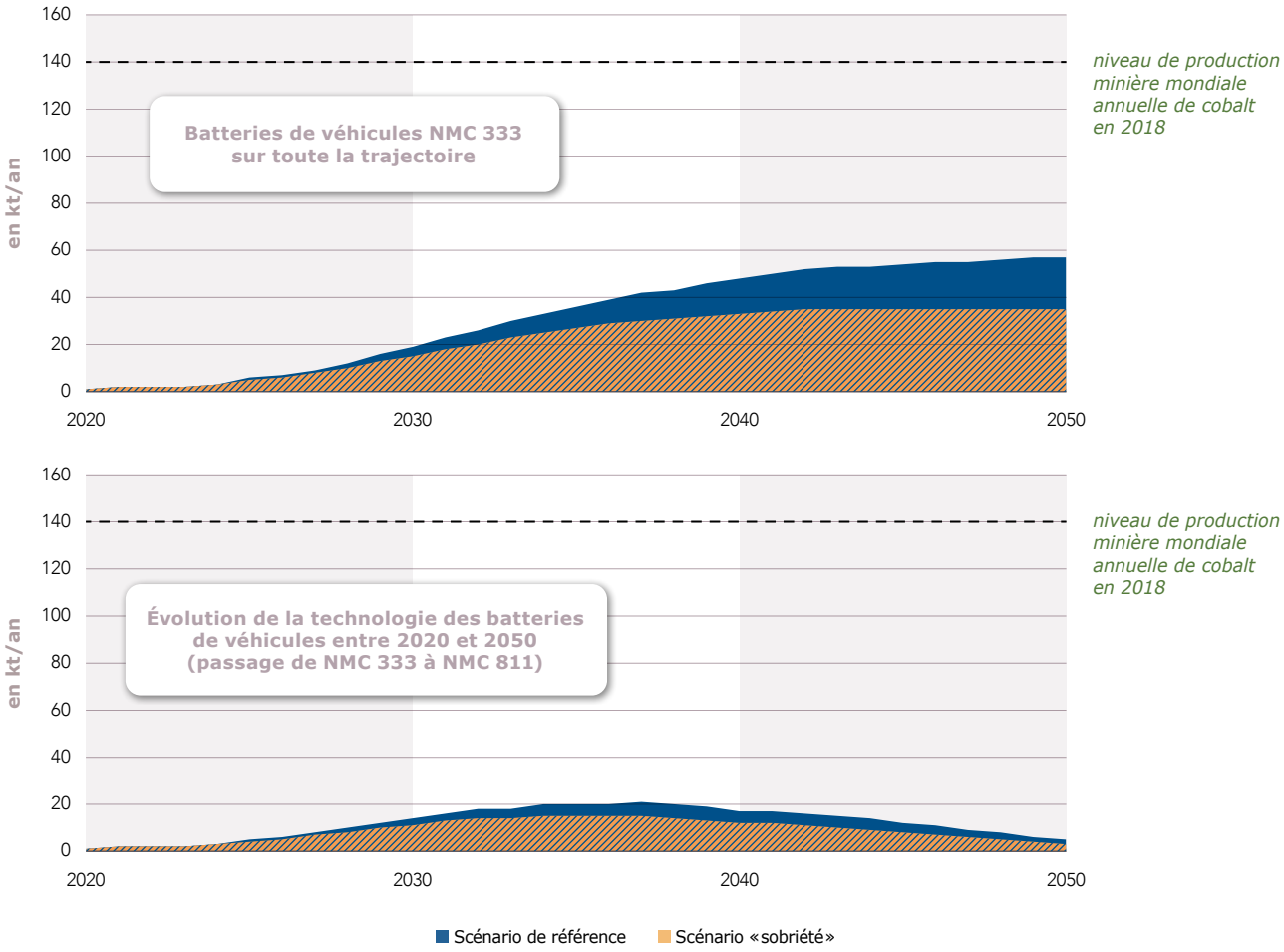
Des capacités de production existent également en Europe et représentent environ 15 % de la production totale actuelle, essentiellement en Belgique et en Finlande. En termes de gisement, le potentiel minier en Europe (notamment en Finlande) pourrait couvrir une large part voire la totalité des besoins du continent (selon l'évolution des besoins), mais aucune stratégie européenne n'est engagée à ce stade pour aller dans ce sens.

En matière de recyclage, des filières existent dès aujourd'hui pour recycler les chutes de production ou les usages en fin de vie. Du fait de la tension croissante sur le cobalt et de l'augmentation de sa valeur sur les marchés mondiaux, le taux de recyclage devrait s'accroître dans les prochaines années contribuant à modérer les tensions sur l'approvisionnement (sans les faire disparaître).

Enfin, le cobalt présente un grand nombre d'impacts négatifs sur le plan social et environnemental. Il génère des risques d'exploitation d'enfants dans les mines artisanales (représentant environ 20 % de la production en République démocratique du Congo) et contribue à alimenter les conflits armés en Afrique[33].

32. «*Mineral Commodity Summaries, Cobalt*» U.S. Geological Survey (2020)
Cobalt Data Sheet – Mineral Commodity Summaries 2020 (usgs.gov)
33. «This is what we die for. Human rights abuses in the Democratic Republic of Congo», Amnesty International (2016).

Figure 12.38 Trajectoire de consommation du cobalt primaire[34] pour les batteries de véhicules électriques dans le scénario de référence et le scénario de sobriété, selon deux évolutions possibles de la technologie de batterie NMC[35]



34. La part de cobalt secondaire dans la consommation est identique à celle d'aujourd'hui, soit 32%
35. Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques lourds et légers de batteries NMC, sans évolutions technologiques autre que le passage de la technologie NMC 333 à NMC 811 dans un cas et sans changement de technologie dans l'autre cas (voir Annexes pour la trajectoire d'évolution)

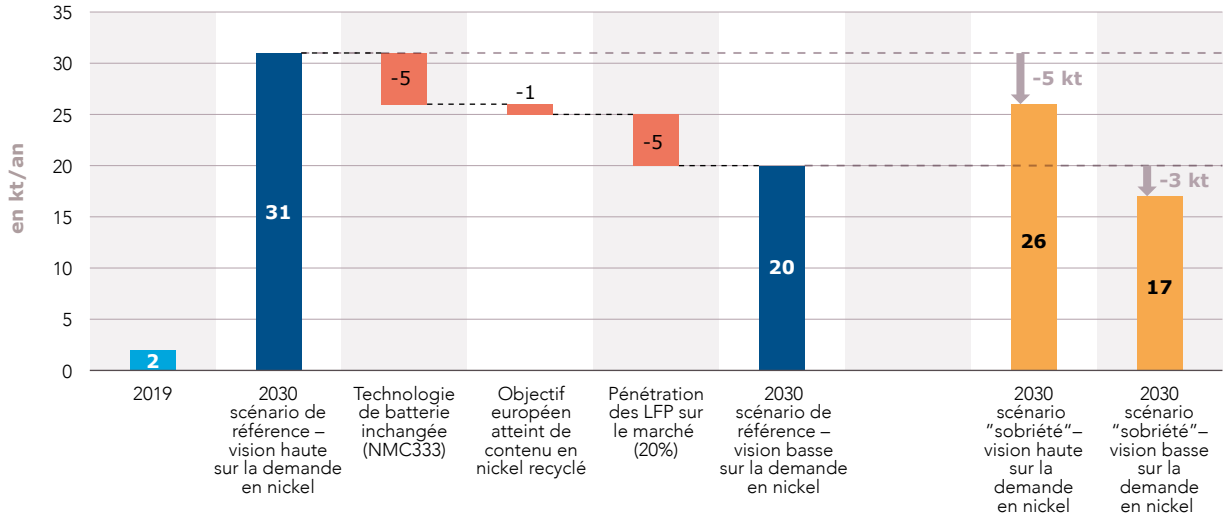
12.3.4.5 Nickel : des tensions possibles sur l'approvisionnement, qui pourraient à terme être réduites grâce à une diversité technologique, un développement des capacités de production de nickel en Europe et de meilleures performances de recyclage

Le nickel est principalement utilisé aujourd'hui dans la fabrication d'aciers inoxydables, pour environ 70 % de la demande globale, alors que le secteur des batteries n'en représente que 6 %. Avec l'essor du marché de la mobilité et les besoins croissants en aciers inoxydables des populations, notamment des pays émergents, la demande en nickel devrait considérablement progresser dans les années à venir. En effet, au niveau mondial, les projections des analystes tablent sur une demande en nickel du secteur des batteries (pour les véhicules et les batteries stationnaires) de l'ordre de 500 kt dès 2025 et qui atteindrait 1 Mt et 1,8 Mt en 2030 et 2040 respectivement[36], comparés à 156 kt aujourd'hui pour les batteries, tous usages confondus.

Toutefois, ces prévisions peuvent varier grandement en fonction des hypothèses retenues. D'un côté, l'évolution des technologies de batteries NMC semble tendre vers un accroissement de la consommation de nickel, et moins de cobalt (passage des batteries NMC 333, dont les cathodes contiennent 30 % de nickel, aux NMC 811, dont les cathodes contiennent 80 % de nickel). De l'autre, l'accroissement de la consommation de nickel pourrait être modéré par exemple par le déploiement de batteries ayant recours à d'autres éléments que le nickel (les batteries LFP – lithium, fer, phosphate – par exemple).

Les stratégies de mobilité retenues (modes de transport, distance parcourues, etc.) ont également

Figure 12.39 Estimation des consommations annuelles de nickel pour les batteries de la mobilité électrique en France en 2030, selon plusieurs hypothèses



Scénario haut : passage des batteries NMC333 à batteries NMC 811 sans recyclage du nickel et sans batteries LFP sur le marché
Scénario bas : technologie NMC333 inchangée, 4% de nickel recyclé dans les batteries et 20% de batteries LFP sur le marché

36. Roskill, 2021 : Fraser, Jake; Anderson, Jack; Lazuen, Jose; Lu, Ying; Heathman, Oliver; Brewster, Neal; Bedder, Jack; Masson, Oliver, Study on future demand and supply security of nickel for electric vehicle batteries, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2021, ISBN 978-92-76-29139-8, doi:10.2760/212807, JRC123439

un effet direct sur les besoins plus ou moins importants de nickel. Dans les *Futurs énergétiques 2050,* les besoins annuels de nickel pour la mobilité bas-carbone en France varient entre 17 kt/an et 31 kt/an en 2030, selon les scénarios (mix électrique et trajectoires de consommation) et les choix technologiques.

Le risque d'approvisionnement actuel du nickel repose d'une part sur des tensions sur les ressources géologiques et d'autre part sur un risque de dépendance à la Chine qui détient une part importante de la production de sulfate de nickel, utilisée pour les batteries.

En effet, la visibilité sur les réserves, au rythme de consommation actuel, est aujourd'hui d'environ 40 ans. Si ce niveau a légèrement augmenté ces dernières années, la croissance attendue de la demande à l'avenir risque d'être plus importante que l'augmentation des niveaux de réserves.

Le risque d'approvisionnement se concentre en outre à l'aval de la chaîne de production. La production minière de nickel est relativement bien diversifiée et répartie entre l'Asie, la Russie, l'Australie, le Canada ainsi que la Nouvelle Calédonie (qui représente 8 % de la production mondiale en 2020 soit environ 190 kt). Il en est de même pour la production des produits intermédiaires de nickel. En revanche, la production finale de sulfate de nickel, utilisé dans les batteries lithium-ion, est dominée actuellement par la Chine (65 % de la production mondiale en 2019).

Toutefois les performances de recyclage et l'arrivée de nouveaux acteurs dans la production de sulfate de nickel pourraient réduire le risque d'approvisionnement. Premièrement, le nickel issu du recyclage représente un quart de la demande totale et est principalement utilisé par l'industrie de l'acier inoxydable. Environ 16 % du sulfate de nickel utilisé dans les batteries est actuellement recyclé en Europe. Les gisements de batteries en fin de vie sont aujourd'hui principalement composés des batteries NiMH et NiCd, et, dans les années à venir, les batteries Li-ion, provenant essentiellement d'appareils électroniques portables, devraient s'ajouter au gisement. Dans son règlement sur les batteries, la Commission européenne a fixé un objectif de 4 % de nickel recyclé dans les batteries en 2030.

Deuxièmement, la production de sulfate de nickel pourrait se diversifier avec le développement de filières australienne et européenne. À titre d'exemple, le producteur de nickel finlandais Terrafame a lancé la production commerciale de sulfate de nickel et de cobalt pour l'équivalent d'environ 170 kt par an de nickel et 7,4 kt de cobalt à pleine capacité en juin 2021.

L'exploitation de nickel, comme la plupart des exploitations minières, a un impact significatif sur l'environnement et les populations locales. Or, l'approvisionnement en nickel pour les filières acier et batteries devient de plus en plus dépendant de pays considérés « à risques » de ce point de vue par l'industrie minière (Indonésie, Philippines, etc.). Parmi les impacts environnementaux, les mines à ciel ouvert situées dans des zones d'importance écologique représentent un enjeu fort vis-à-vis de la préservation de la biodiversité, ainsi que des pollutions de l'eau par les phénomènes de drainage minier acide[37].

37. Le drainage minier acide (DMA) ou encore drainage rocheux acide (DRA) est un phénomène de production d'une solution minérale acide qui s'écoule régulièrement, à la suite d'une production d'acide sulfurique induite par la mise en contact avec l'air de certains minéraux (sulfures métalliques), généralement à l'occasion de grandes excavations (carrières) et travaux miniers ou de stockage de déchets miniers. Il contribue localement au phénomène global d'acidification des eaux douces constaté depuis plusieurs décennies à grande échelle entrainant une réduction de la biodiversité et la contamination des ressources en eau.

12.3.4.6 Manganèse : des risques d'approvisionnement modérés mais des incidences environnementales et sociales notables

Le manganèse est étroitement lié à la ressource en fer, tant pour des raisons géologiques que métallurgiques. D'une part, leurs gisements sont souvent associés du fait de leurs modes de formation similaires. D'autre part, le manganèse est principalement utilisé dans les ferro-alliages (90% de la consommation actuelle) à destination des secteurs du bâtiment et de l'automobile pour leurs propriétés de dureté, d'élasticité, de résistance à l'usure et à l'abrasion. Les aciers peuvent contenir jusqu'à 14 % de manganèse et 6 à 7 % en moyenne. Le reste de la production de manganèse est à destination des batteries et de la chimie.

Les réserves de manganèse sont aujourd'hui estimées à 66 ans au rythme de production et de consommation actuelle. La consommation de manganèse devrait augmenter du fait des besoins croissants d'acier et du développement de la mobilité électrique, et ce, d'autant plus que le manganèse contenu dans les alliages d'aciers n'est pas substituable. Néanmoins, il est d'ores et déjà pour une grande partie recyclé, ce qui modère les risques d'approvisionnement.

Par ailleurs, l'augmentation de la demande de manganèse pour satisfaire le développement de la mobilité électrique devrait être contenue. À l'échelle de la France, la consommation annuelle estimée pour la mobilité électrique, dans le scénario de référence, est de 26 kt, soit 0,1 % de la production mondiale actuelle. Si l'ensemble de la flotte automobile mondiale suivait l'ambition du scénario de référence, à savoir une électrification quasi-complète du parc automobile mondial, cela représenterait une augmentation de consommation de manganèse de seulement 5 %.

Comme pour le nickel, si la production minière est relativement diversifiée (28 % en Afrique du sud, 18 % en Australie et 15 % au Gabon), **la production métallique est beaucoup plus concentrée et principalement située en Chine (70 %). Dans le même temps, il reste nécessaire de surveiller les risques d'approvisionnement associés à la production minière car l'Afrique du sud souffre de problèmes d'infrastructures récurrents,** notamment ferroviaires et portuaires. Port Elizabeth est par exemple l'unique infrastructure portuaire pour assurer les exportations de manganèse du pays, mais sa capacité est insuffisante pour faire face aux hausses récentes de production.

Si les enjeux de criticité pour le manganèse ne sont pas de premier ordre sur les aspects d'approvisionnement, l'exploitation de manganèse représente des enjeux environnementaux et sociaux notables. D'un point de vue social, 10 à 20 % de la production minière est issue de mines artisanales, employant potentiellement des enfants (en Afrique du sud, Chine, Gabon, Brésil, Inde et Ghana). Quant à l'impact environnemental, il est multiple du fait de la consommation d'eau et d'espace importants, notamment sur des sites protégés. De plus, les conditions de stockage de déchets sont parfois insuffisantes entraînant diverses pollutions de l'eau (au Gabon notamment).

12.3.4.7 Graphite : une ressource abondante, substituable mais produite majoritairement par la Chine

Le graphite est un élément indispensable de l'anode de la batterie lithium-ion. Le secteur des batteries consomme environ 9 % de la production mondiale actuellement. Le principal secteur consommateur de graphite aujourd'hui reste la sidérurgie. En effet, le graphite est utilisé principalement comme réfractaire et pour les électrodes des fours à arc électrique des installations sidérurgiques qui permettent la fabrication principalement d'acier, mais aussi de silicium et une part d'aluminium, qui sont des ressources nécessaires au système électrique.

Le graphite étant constitué de carbone, il est soit extrait de mines en tant que substance principale (graphite naturel), soit synthétisé (graphite

synthétique) par graphitisation d'un mélange de ressources fossiles (coke de pétrole et brai de houille précuit[38]). Selon les applications, il est possible de recourir indifféremment au graphite naturel ou au graphite synthétique ou seul un des deux types de graphite peut convenir. Par exemple, seul le graphite synthétique convient pour les électrodes des fours à arc électriques. Les réfractaires et les anodes des batteries sont composées soit à partir de graphite naturel soit de graphite synthétique.

Il existe actuellement une concurrence entre le graphite naturel et synthétique qui permet aux utilisateurs de jouer sur les prix. À première vue, le graphite naturel est moins coûteux que le graphite synthétique qui dépend de ressources onéreuses (comme un type particulier de coke de pétrole – *le needle coke* – qui pourrait encore se raréfier avec la réduction de l'utilisation des combustibles fossiles), mais les étapes de purification après extraction du graphite naturel tendent à rapprocher leur prix final. En plus de pouvoir être obtenu par procédé industriel, dépendant de ressources fossiles, les réserves de graphite naturel sont abondantes, estimées à 300 ans au rythme de production de 2021.

À l'inverse, l'enjeu d'approvisionnement en graphite se situe davantage au niveau de la concentration des acteurs de sa production. En effet, la Chine est non seulement le plus gros consommateur de graphite mais également le premier producteur et exportateur mondial de graphite naturel. Plus particulièrement, le graphite utilisé dans les anodes de batteries est produit presque exclusivement par la Chine ; puis il est consommé pour une partie directement dans le pays par les producteurs d'anodes de batteries lithium-ion tandis que le reste est exporté.

L'extraction du graphite naturel a un impact environnemental significatif, en particulier sur la biodiversité car il s'effectue dans des mines à ciel ouvert contribuant à la déforestation (en Chine, Mozambique, Brésil), au rejet de polluants, à une consommation d'eau importante. D'un point de vue social, hormis les impacts environnementaux sur les populations locales, avec peu de mines artisanales, l'extraction de graphite comporte peu de risque d'exploitation d'enfants.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, la consommation de graphite annuelle moyenne en France estimée pour le système électrique (principalement pour les batteries de véhicules électriques) atteint environ 3% de la production mondiale actuelle, alors même que la France ne représente que 1% de la population mondiale et 2,7% de la flotte mondiale de véhicules. **Cependant, compte tenu de l'abondance de la ressource, l'accroissement de la consommation est un enjeu de second ordre.**

12.3.4.8 Argent : malgré des réserves appauvries, les stocks et les capacités de recyclage pourraient permettre de limiter les tensions sur les besoins futurs

Au sein du système électrique, l'argent est une ressource particulièrement utilisée dans les panneaux solaires mais aussi dans les packs de batteries de véhicules électriques. Ainsi, les besoins identifiés entre 2020 et 2050 sont estimés entre 4 et 8 kt d'argent dont environ 60 à 80% pour les batteries stationnaires et des véhicules électriques. **Néanmoins, l'amélioration des performances technologiques de la filière photovoltaïque pourrait modérer une partie de la consommation d'argent :** le besoin en argent de la filière photovoltaïque pourrait ainsi être divisé par trois.

Parmi toutes les ressources étudiées, l'argent représente l'une de celles dont les réserves sont aujourd'hui estimées les plus faibles, à 20 ans[39] au rythme de production de 2019, d'autant plus que le niveau de production est en baisse depuis 2015[40]. **Toutefois, une tension sur l'approvisionnement**

38. Le coke de pétrole est un coproduit solide des raffineries de pétrole et le brai de houille est produit par la distillation du goudron de houille lui-même issu de la cokéfaction ou de la gazéification de la houille.
39. *«Mineral Commodity Summaries, Silver»* U.S. Geological Survey (2021) – https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-silver.pdf
40. *«Fiche de criticité de l'argent»* BRGM 2021

en argent n'est pas anticipée car une large part de ce métal est utilisée aujourd'hui à des fins financières et spéculatives. Et même si la demande d'argent devait augmenter dans les années à venir, les stocks d'argent pourraient largement couvrir cette hausse.

De plus, le taux de recyclage de l'argent est relativement élevé, si bien qu'en 2019, 17 % de la consommation d'argent provenait du recyclage. Les performances du recyclage pourraient encore s'améliorer comme cela a été le cas au cours des dernières années[41]. En 2020, la hausse des prix de l'argent a encouragé le recyclage de l'argenterie et des bijoux et les gains de recyclage des catalyseurs d'oxyde d'éthylène ont en partie amélioré les capacités de recyclage des ferrailles d'origines industrielles. De plus, la filière d'approvisionnement de l'argent ne présente pas de risques particuliers car les marchés, de l'exploitation minière à la production métallique, sont relativement diversifiés.

En revanche, **les mines d'argent, systématiquement associées à celles de l'or, ont des incidences importantes sur l'environnement** (consommation d'espace, déforestation, pollution des cours d'eau, etc.) et les populations locales (mines artisanales, conflits avec les populations locales, etc.).

41. « *World Silver Survey 2021* » The Silver Institute – https://www.silverinstitute.org/wp-content/uploads/2021/04/World-Silver-Survey-2021.pdf

12.3.5 La croissance de la demande en ressources structurelles, tirée par le secteur électrique mais aussi de nombreux autres secteurs, est susceptible de créer des tensions sur l'approvisionnement de certaines matières comme le cuivre

De nombreuses matières structurelles (cuivre, aluminium, béton, acier) connaissent aujourd'hui un net accroissement de la demande, tiré par différents effets : les besoins pour la transition énergétique (évolution du mix énergétique et des équipements) mais également le développement soutenu des technologies du numérique (internet, objets connectés…) ou encore l'évolution démographique et l'augmentation du niveau de vie qui accroît la demande en bâtiments, transports et équipements divers.

12.3.5.1 Cuivre : un métal critique, consommé dans le secteur électrique et de nombreux autres secteurs, et qui présente un risque de tensions sur l'approvisionnement à moyen terme

Le cuivre est aujourd'hui utilisé dans la plupart des secteurs économiques et notamment dans le secteur du bâtiment, que ce soit pour l'électricité, les télécommunications ou la plomberie, ou encore dans les infrastructures de production et de transport d'électricité. Il est également utilisé dans l'automobile, les biens de consommation, la réfrigération et la climatisation, etc. Le cuivre constitue en conséquence une ressource désormais très stratégique.

Plusieurs organismes mentionnent un point de vigilance concernant l'approvisionnement en cuivre. L'Agence internationale de l'énergie projette par exemple un pic d'extraction autour de 2024 compte tenu des mines existantes, de celles en construction et du besoin de cuivre pour la transition énergétique. L'IFPen estime dans une autre étude[42] que la consommation mondiale de cuivre cumulée d'ici 2050 pourrait dépasser le niveau de ressources connues[43] en 2019[44]. Même en prenant en compte les capacités de recyclage du cuivre (aujourd'hui environ un tiers de la demande mondiale est satisfaite à partir de cuivre recyclé), la consommation de cuivre primaire d'ici 2050 s'élèverait à plus de 80 % des ressources connues en 2019 soit un niveau susceptible de compliquer fortement l'approvisionnement en cuivre.

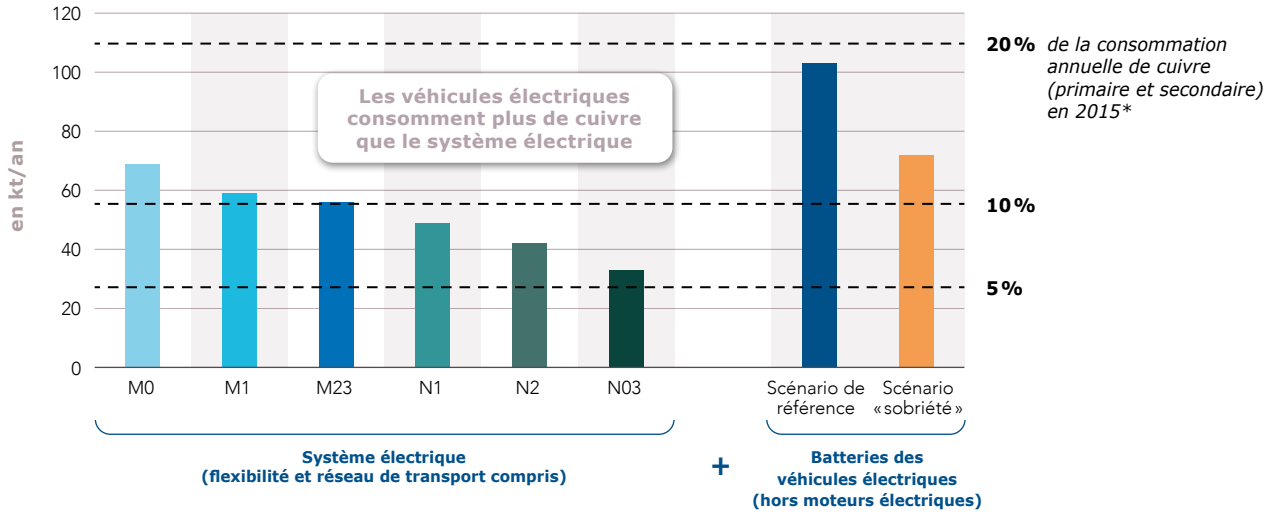
Le niveau de réserves rapporté au volume de consommation du cuivre est stable depuis plusieurs années et estimé à 30-40 ans. Bien que les budgets d'exploration sur les dernières années soient en hausse, le rythme de découverte de nouveaux gisements s'étiole, en particulier depuis 2014. **Le manque de découverte de nouveaux gisements susceptibles de prendre le relais des grands gisements en fin de vie conduirait à de sérieux problèmes d'approvisionnement dans un futur proche, notamment dans un contexte d'accroissement de la demande.** Des fluctuations récentes du prix du cuivre illustrent dès à présent les tensions croissantes sur l'approvisionnement de cette ressource.

Dans ce contexte, le recyclage constitue un levier essentiel pour faire face à l'accroissement de consommation de cuivre. Le niveau de cuivre recyclé en Europe stagne depuis 2005 et si les taux de recyclage pourraient être améliorés, ils sont toutefois conditionnés par la durée d'immobilisation de la ressource consommée durant la durée de vie des infrastructures dans lesquelles elle est intégrée.

En France, la consommation française de cuivre primaire et secondaire était estimée à environ 530 kt en 2015[45]. D'ici 2050, l'évolution du système

42. *«Le cuivre dans la transition énergétique : un métal essentiel, structurel et géopolitique»* Les métaux dans la transition énergétique, n° 2, IFPEN (2020)
43. Les ressources désignent les volumes de ressources minérales connues et contenues dans les sous-sols, tandis que les réserves minérales désignent la partie économiquement exploitable des ressources mesurées ou indiquées, démontrée par au moins une étude préliminaire de faisabilité
44. *«Mineral Commodity Summaries, Copper»* U.S. Geological Survey (2021) https://pubs.usgs.gov/periodicals/mcs2021/mcs2021-copper.pdf
45. D'après données Exiobase + Eurostat – ComExt et BNR

Figure 12.40 Consommation annuelle moyenne de cuivre entre 2020 et 2050 dans les scénarios et les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport à la consommation annuelle de cuivre (primaire et recyclé, tous secteurs confondus) en 2018[46]



* issues des données Exiobase + Eurostat – ComExt et BNR

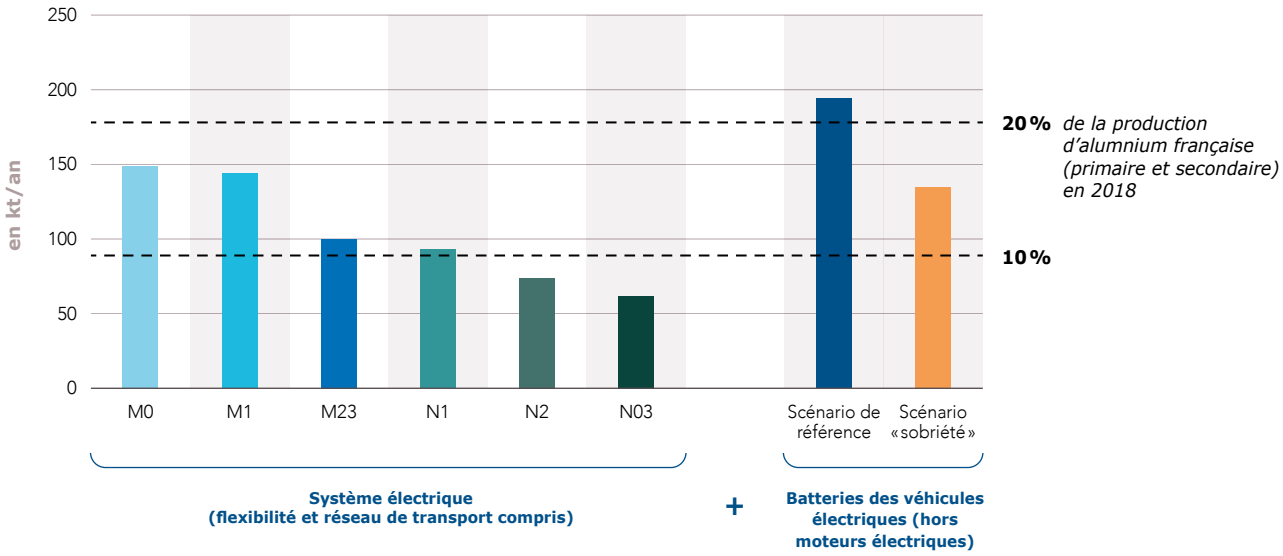
électrique (flexibilité et réseau de transports compris) consommera l'équivalent de 6 à 13 % de la demande française actuelle de cuivre en moyenne chaque année. La demande en cuivre estimée pour les infrastructures de production, stockage et réseau dépend ainsi de manière non négligeable des choix sur le mix électrique : les scénarios avec relance du nucléaire seront en moyenne moins consommateurs de cuivre. Du côté des usages, les véhicules électriques sont également gourmands en cuivre, que ce soit dans les batteries ou les moteurs électriques (pour ne pas utiliser de terres rares). À elles seules, les batteries dédiées à la mobilité électrique conduiraient dans la trajectoire de référence à une demande annuelle de cuivre évaluée à environ 19 % de la consommation actuelle française de cuivre, valeur qui peut être à réduite à 13 % dans le scénario de sobriété.

12.3.5.2 Aluminium : un classement comme matière critique par la Commission européenne mais des enjeux *a priori* moins contraignants que pour le cuivre

En 2020, la Commission européenne a ajouté la bauxite, matière première de l'aluminium à la liste des matières premières critiques (en même temps que le lithium, le titane et le strontium), du fait de plusieurs évènements significatifs qui ont mis en avant la fragilité de la chaîne d'approvisionnement de l'aluminium. En 2018, le marché de l'alumine (substance intermédiaire entre la bauxite et l'aluminium métal) a par exemple été exceptionnellement volatil en raison de plusieurs incidents, comme la diminution de production du quatrième producteur mondial d'alumine suite à décision de justice brésilienne vis-à-vis de manquements aux normes environnementales.

46. Les consommations cumulées sont données pour les véhicules électriques légers de batteries NMC, sans amélioration des performances technologiques autre que le passage de la technologie NMC 333 à NMC 811 *(voir Annexes pour la trajectoire d'évolution)*

Figure 12.41 Consommation annuelle moyenne d'aluminium pour le système électrique et pour les batteries de véhicules électriques sur 2020-2050 et comparaison par rapport à la production annuelle d'aluminium (primaire et recyclée, tous secteurs confondus) en 2018[46]



Si les chaînes d'approvisionnement en aluminium nécessitent donc un point de vigilance, les possibilités de tension sur l'approvisionnement sont de bien moindre ampleur que pour le cuivre. Les réserves en bauxite sont présentes en abondance dans de nombreuses régions du monde. Même si la Chine représente une part importante de la production d'aluminium, des usines sont également présentes dans de nombreux pays. Enfin, l'aluminium possède des propriétés qui rendent son recyclage possible dans de très fortes proportions. La croissance du taux de recyclage serait donc également de nature à atténuer encore d'éventuelles pressions sur l'approvisionnement.

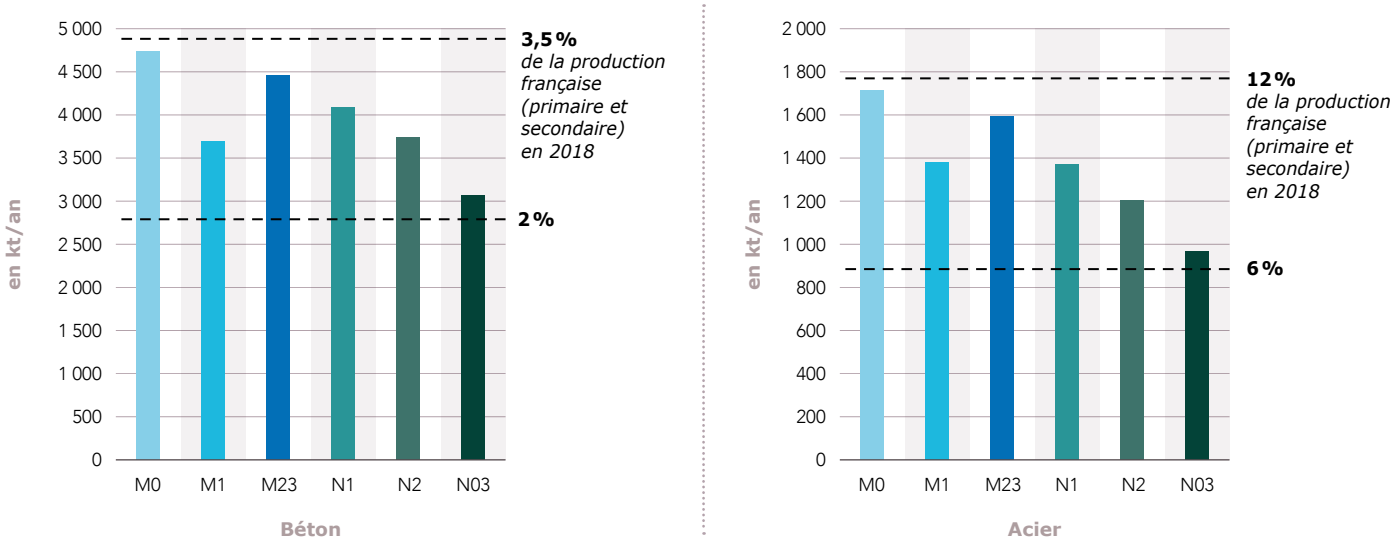
Dans le cadre des scénarios des *Futurs énergétiques 2050*, la consommation d'aluminium augmente pour satisfaire les besoins du système électrique, pour le cadre des panneaux photovoltaïque notamment et les conducteurs du réseau, mais aussi des batteries des véhicules électriques. Ainsi d'ici 2050, la consommation annuelle moyenne d'aluminium pour les batteries de véhicules électriques et les infrastructures du système électrique pourrait être comprise entre 200 et 350 kilotonnes (selon les scénarios de mix et de consommation) soit l'équivalent de 22 % à 38 % de la production française actuelle, ce qui est relativement significatif.

12.3.5.3 Béton et acier : des consommations importantes en tonnage dans tous les scénarios mais une chaîne d'approvisionnement plus facile à maîtriser

Dans le débat public sur l'évolution du système électrique, de nombreuses parties prenantes attirent régulièrement l'attention sur la consommation de béton requise pour la construction de nouveaux moyens de production, que ce soit pour les énergies renouvelables (par exemple, fondations des mâts d'éoliennes) ou encore les centrales nucléaires.

Les volumes de béton nécessaires pour le génie civil accompagnant la construction de nouvelles infrastructures du système électrique sont en effet importants : entre 2020 et 2050, ils sont ainsi estimés autour de 4 millions de tonnes en moyenne, soit de l'ordre de 2 à 4 % de la production française de béton. La consommation de béton est en

Figure 12.42 Consommations annuelles moyennes de béton et d'acier pour le système électrique entre 2020 et 2050 et comparaison par rapport à la production annuelle actuelle en France (primaire et recyclée et tous secteurs confondus)



outre globalement équivalente dans les scénarios avec et sans nouveau nucléaire, les besoins étant en effet significatifs à la fois pour les éoliennes et le nucléaire. La consommation est légèrement plus faible dans M1, du fait d'un recours plus important aux petites installations photovoltaïques qui consomment moins de béton, ainsi que dans le scénario N03, du fait du maintien plus important des réacteurs nucléaires existants à l'horizon 2050 qui conduit en conséquence à un moindre besoin de construction de moyens de production[47].

Du point de vue de l'approvisionnement, le béton suscite moins d'inquiétudes que les matières métalliques. Le béton utilisé est fabriqué en France (son transport longue distance étant plus coûteux que pour d'autres matières) et il n'existe pas de problématiques de réserves. Son utilisation dans le secteur de la construction pourrait en outre se réduire avec les nouvelles réglementations environnementales du bâtiment et le rythme décroissant de construction neuve. De plus, le béton armé des fondations[48] des éoliennes peut aussi être facilement valorisé : trié, concassé et déferraillé, il peut être réutilisé sous la forme de granulats dans le secteur de la construction ou dans les nouvelles fondations éoliennes elles-mêmes.

De la même manière, l'acier reste une ressource relativement locale, bien qu'elle nécessite des approvisionnements en fer. Dans les différents scénarios, les besoins annuels en acier pour le système électrique sur la période 2020-2050 sont de l'ordre de 1 000 kt/an (N03) et 1 700 kt/an (M0), soit autour de 24 % de la consommation annuelle d'acier du secteur du bâtiment et 6 à 12 % de la production totale française. La filière française de l'acier bénéficie par ailleurs d'une capacité de recyclage relativement fonctionnelle, permettant de réutiliser au mieux la matière.

47. Les besoins en béton pour les infrastructures de retraitement et de stockage de déchets nucléaires ne sont pas pris en compte dans le périmètre de cette étude, ni le béton nécessaire à la prolongation de la durée de vie des centrales nucléaires existantes.
48. L'arrêté du 22 juin 2020 introduit dans la règlementation française, l'obligation de démanteler la totalité des fondations sauf dans le cas où le bilan environnemental est défavorable sans que l'objectif de démantèlement puisse être inférieur à 1 mètre de profondeur.

12.3.5.4 Chrome et Zinc : des besoins difficilement quantifiables mais des enjeux limités du fait des très bonnes performances de recyclage

Le chrome et le zinc sont principalement utilisés dans les aciers pour assurer une protection contre la corrosion. Ces substances sont donc utilisées dans de nombreux secteurs comme l'industrie, les transports, l'énergie, etc. La part des métaux présents dans les alliages des aciers, comme le chrome, le zinc, le nickel ou le manganèse, est toutefois difficile à évaluer avec précision et est donc difficilement quantifiable. Néanmoins, leur présence étant liée à la consommation des aciers (le zinc est par exemple particulièrement utilisé pour les pylônes des lignes électriques), leur consommation dans le système électrique devrait s'accroître.

Bien que le zinc et le chrome soient des ressources communes, ces métaux sont tout de même caractérisés par la relative faiblesse de leurs niveaux de réserves (14 ans pour le chrome et 20 ans pour le zinc). Cela s'explique non pas par une rareté géologique ou une complexité plus importante d'extraction, mais par une très bonne capacité technique de recyclage et de réutilisation qui n'encourage pas les acteurs du marché à développer davantage d'exploitations minières. Le risque sur la chaîne d'approvisionnement est limité, bien qu'il y ait plusieurs acteurs majeurs sur le marché (la Chine pour le zinc, la Russie et la France pour la production de chrome), aucune concentration de marché importante ne semble avérée.

L'exploitation minière du chrome et du zinc génère des impacts environnementaux et sociaux. Il existe de nombreuses « petites » mines de chrome sujettes à des risques sanitaires et sociaux dans des zones à fort stress hydrique et l'exploitation minière du zinc peut être associé à diverses pollutions aux métaux lourds via le drainage minier acide notamment.

12.3.6 Un point d'attention doit également être porté à l'approvisionnement en silicium, dans un contexte de forte croissance de la demande liée au développement du photovoltaïque

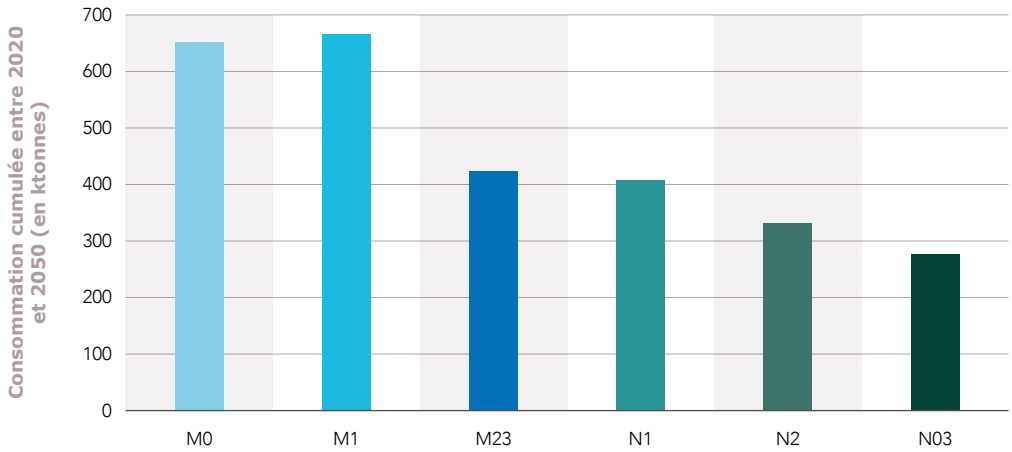
Le marché des panneaux photovoltaïques est aujourd'hui dominé par la technologie de cellules cristallines à base de silicium, du fait de ses caractéristiques favorables en matière de rendement et de coûts de production. Cette filière a connu des améliorations de performance et des baisses de coûts très importantes au cours des dernières années et devrait rester majoritaire sur le marché du solaire à moyen terme.

Au niveau mondial, l'accélération du développement des installations photovoltaïques conduit en conséquence à mobiliser des quantités importantes de silicium métallique, issu de la carboréduction de la silice de haute pureté. En dehors du système électrique, la microélectronique est également devenue un consommateur important de silicium métallique.

Contrairement à d'autres ressources, le silicium ne présente pas de rareté géologique : il est l'un des éléments les plus abondants de la croûte terrestre même si les gisements spécifiques de roches siliceuses de haute pureté exploitables, nécessaires à la production de panneaux photovoltaïques, ne représentent qu'une part des volumes totaux de silicium. Les réserves se situent principalement en Chine mais de nombreux autres pays en possèdent également, dont la France et l'Espagne avec des réserves estimées à plus d'une vingtaine de millions de tonnes. À des horizons de long terme, la tension sur les réserves pourrait s'accroître essentiellement dans des scénarios de forte accélération sur le photovoltaïque et d'absence de découverte de nouveaux gisements de silice haute pureté. Vis-à-vis des besoins pour le système électrique français, les réserves estimées en Europe semblent toutefois suffisantes pour tous les scénarios.

À moyen terme, les tensions attendues sur le silicium sont donc, vu d'aujourd'hui, moins contraignantes que pour le cuivre ou le cobalt. L'approvisionnement en silicium pour le photovoltaïque suscite néanmoins une vigilance particulière. En septembre-octobre 2021, le prix du silicium métallique a bondi de +300 % d'après l'agence Bloomberg. Cette évolution s'explique notamment par un ralentissement de la production chinoise de silicium, du fait d'un rationnement de la

Figure 12.43 Consommations cumulées de silicium métallique pour les panneaux photovoltaïques entre 2020 et 2050, selon les six scénarios



consommation d'électricité dans certaines régions de Chine, ayant conduit à l'arrêt de certaines usines. En conséquence, tous les secteurs en aval de la production de silicium ont été affectés, en commençant par les industriels de l'aluminium, de l'électronique, et par conséquent de l'automobile qui sont déjà concernés par l'envolée du coût de l'acier suite à la reprise après crise du Covid. Quant au solaire, le prix des panneaux photovoltaïques polycristallins pourrait en conséquence également augmenter de manière significative.

Cette situation illustre ainsi la forte dépendance de l'approvisionnement en silicium à la Chine, qui domine le marché de production de silice de haute pureté et de production de silicium métallique. Toutefois la France et la Norvège sont aussi des producteurs significatifs, mais les industriels concernés connaissent aujourd'hui des difficultés économiques (notamment Ferropem en France) et prévoient des fermetures de site à moyen terme. **Sans soutien ni stratégie européenne visant à préserver une part de marché européenne (alors que les réserves et l'outil industriel existent déjà), la Chine pourrait devenir le seul producteur de silicium métallique et de panneaux photovoltaïques dans le monde, fragilisant grandement la sécurité d'approvisionnement de la ressource.**

Du fait du faible prix du silicium métal de haute pureté observé au cours des dernières années, les capacités de recyclage sont aujourd'hui peu développées. Seules les pertes à la découpe des lingots de silicium sont à l'heure actuelle recyclées en boucle courte. L'augmentation de la consommation et des prix du silicium pourrait toutefois favoriser le développement de filières de recyclage, notamment pour le recyclage du «kerf» (poussière de silicium issue de la découpe des lingots en plaquettes solaires et microélectroniques). Le recyclage des installations photovoltaïques en fin de vie reste en revanche plus incertain dans la mesure où la plaquette de silicium est collée à son substrat, ce qui ne permet pas de récupérer la matière en l'état actuel des technologies disponibles.

12.3.7 Des besoins de ressources spécifiques pour l'exploitation des centrales nucléaires qui présentent peu de risques d'approvisionnement sur les prochaines années

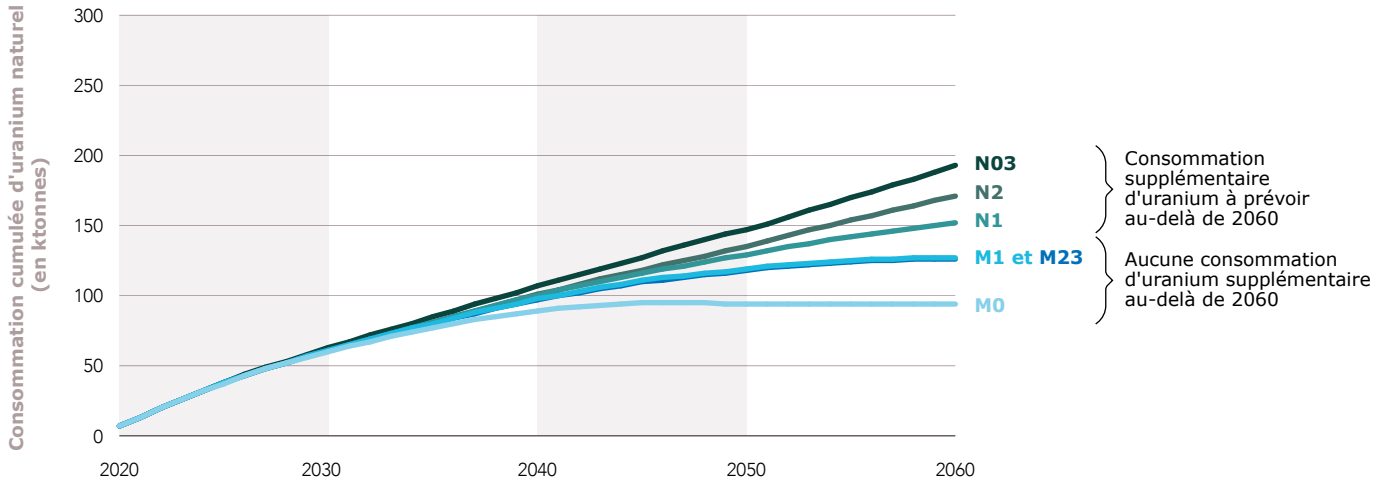
12.3.7.1 Les réserves d'uranium naturel et la chaîne de production en uranium enrichi ne semblent pas soulever de risques d'approvisionnement d'ici 2050

En 2019, les réserves mondiales d'uranium identifiées comme exploitables étaient de l'ordre de 6 800 kilotonnes, représentant plus d'un siècle de consommation au rythme actuel : la consommation d'uranium naturel pour le système électrique français s'élève à environ 8 kilotonnes par an, sur un total d'environ 59 kilotonnes consommées dans le monde[49] chaque année.

Historiquement marquée par des perspectives plus incertaines, la disponibilité des réserves d'uranium naturel à long terme fait aujourd'hui l'objet de moins d'inquiétudes, dans un contexte où de nombreux pays prévoient de fermer leur parc de réacteurs nucléaires et où le nombre de réacteurs en construction reste limité. Si les stratégies de transition énergétique dans certains pays (Chine, Royaume-Uni, Europe de l'Est) pourraient conduire à un nouveau cycle d'investissement dans le nucléaire, aucune pénurie sur l'uranium naturel n'est anticipée à moyen terme.

Dans les différents scénarios de mix de l'étude *Futurs énergétiques 2050*, la consommation d'uranium devrait en outre ralentir de manière plus ou moins importante, sous l'effet de la réduction de la capacité nucléaire et de l'amélioration du rendement permise par les réacteurs de troisième génération de type EPR. Dans le scénario le plus haut en matière de capacité nucléaire (N03), la consommation cumulée d'uranium naturel atteint près de 200 kt sur la période 2020-2060 (5 kilotonnes par an), sous l'hypothèse d'une poursuite de la stratégie de mono-recyclage

Figure 12.44 Consommation cumulée d'uranium naturel entre 2020 et 2070, considérant la poursuite de la politique de retraitement dans les scénarios N et son arrêt en 2040 dans les scénarios M



49. *«Uranium 2020 ressources, production and demand»* Nuclear Energy Agency and International Atomic Energy Agency (2020) – p.77

actuel (des stratégies différentes pourraient légèrement modifier ce chiffre à la hausse ou à la baisse).

Plutôt que sur la question de la disponibilité des réserves, l'approvisionnement en uranium naturel suscite de vifs débats autour de la question de l'indépendance énergétique. D'un côté, certains soulignent le fait que la France est aujourd'hui dépendante d'autres régions du monde pour l'importation d'uranium naturel (produit dans des mines au Kazakhstan, au Canada, au Niger, etc.) ou pour certaines étapes du cycle comme la fluorisation de l'uranium de retraitement. D'autres acteurs indiquent à l'inverse que la France dispose de gisements d'uranium naturel sur son territoire (même si non exploités à l'heure actuelle), de stocks constitués pour plusieurs années de fonctionnement et d'une filière de production, d'enrichissement et de traitement de l'uranium tirée par des acteurs industriels nationaux de premier plan.

Orano détient en particulier une part significative des capacités de production minière réparties dans le monde. EDF s'approvisionne quant à lui auprès de plusieurs fournisseurs pour des questions de diversification.

Sur le plan des matières, au-delà de la question de l'approvisionnement en uranium, l'exploitation de réacteurs nucléaires suscite surtout des interrogations du point de vue de la gestion des combustibles usés et du stockage des déchets radioactifs à long terme. Ces problématiques sont abordées dans la partie 12.4.

12.3.7.2 Zirconium : une ressource indispensable au combustible nucléaire, ne présentant pas d'enjeu particulier

Le zirconium métal, utilisé pour les deux tiers dans l'industrie nucléaire, est élaboré à partir du zircon[50], dont il ne représente que 3 % de sa consommation.

Il s'agit cependant d'un secteur à haute valeur ajoutée : le zirconium métal est utilisé sous forme d'alliages à hautes performances techniques, notamment pour le nucléaire ou encore l'industrie chimique et l'aéronautique. Dans les centrales nucléaires, il sert de composants aux gaines isolantes qui entourent l'uranium enrichi. L'évolution de la demande en zirconium métal, qui s'élevait à 28,5 kt en 2020, est donc très corrélée à l'évolution de la demande des industries nucléaire et aéronautique.

À l'échelle française, la consommation de zirconium pour le système électrique entre 2020 et 2050 est estimée sur l'ensemble de la période entre 6 kt dans M0 où la production nucléaire s'arrête en 2050 et environ 9 kt dans N03 où le parc nucléaire est renouvelé pour atteindre 50 GW en 2050. Étant donné la baisse de la capacité nucléaire observée dans tous les scénarios, la demande de zirconium pour le système électrique français sera dans tous les cas en diminution.

Le zirconium étant un élément relativement abondant dans la croûte terrestre, le niveau des réserves augmente régulièrement avec aujourd'hui une visibilité de 45 ans environ.

Du point de vue de la filière d'approvisionnement, les capacités d'extraction sont situées aux deux tiers en Australie et en Afrique du Sud, tandis que le raffinage s'opère aux deux tiers aux États-Unis et en France. Le marché est ainsi concentré, avec une part de marché substantielle pour la France. Les différentes étapes de la métallurgie du zirconium sont maîtrisées sur le territoire français (par la société Framatome) au-delà des besoins du système énergétique national.

Les exploitations de zirconium sont plus apparentées à des exploitations de sables que de métaux, réduisant ainsi une partie des incidences environnementales. À noter toutefois que les sables exploités pour l'obtention de zirconium génèrent des poussières contenant des éléments radioactifs pouvant affecter la santé des travailleurs.

50. Le zircon sert principalement à la production de céramiques (47 %), de produits chimiques (21 %), de matériaux réfractaires (17 %), de sables de fonderies (12 %) et enfin celle d'éponge de zirconium métal (3 %).

12.3.8 Le scénario de sobriété constitue un levier important pour faciliter la décarbonation mais également pour réduire les tensions sur l'approvisionnement en ressources minérales et limiter les impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation minière

Dans le scénario « sobriété », la hausse de consommation d'électricité est plus limitée que dans la trajectoire de référence (baisse de l'ordre de 90 TWh), grâce à des changements sociétaux et d'organisation collective qui touchent l'ensemble des secteurs de l'économie (bâtiment, transport, industrie).

Au-delà des enjeux techniques et économiques déjà présentés dans les chapitres précédents, le scénario de sobriété contribue à limiter les impacts environnementaux du système électrique et de l'électromobilité (émissions de gaz à effets de serre, épuisement des ressources, etc.) à deux niveaux :

- D'une part, l'effet baissier de la sobriété sur la consommation d'électricité se traduit sur le dimensionnement du système électrique par une diminution des capacités requises de production bas-carbone et de moyens de flexibilité *(voir partie 5.3.1)* et donc des besoins de ressources associées (minérales, sols, eau, etc.).
- D'autre part, l'évolution des usages électriques conduit à une réduction de la consommation de biens et de certains équipements électriques. En particulier, les besoins de mobilité sont fortement limités par rapport au scénario de référence, avec moins de déplacements et de reports modaux au bénéfice des modes de déplacements les moins énergivores (transports en commun, modes de transports doux ou partagés), et induisent en conséquence une diminution du nombre de véhicules particuliers et donc des volumes de batteries associés.

Pour mettre en évidence ces effets spécifiquement sur les ressources minérales, le scénario « sobriété » a fait l'objet d'une évaluation des besoins de matières, tant pour le système électrique que pour les batteries des véhicules électriques.

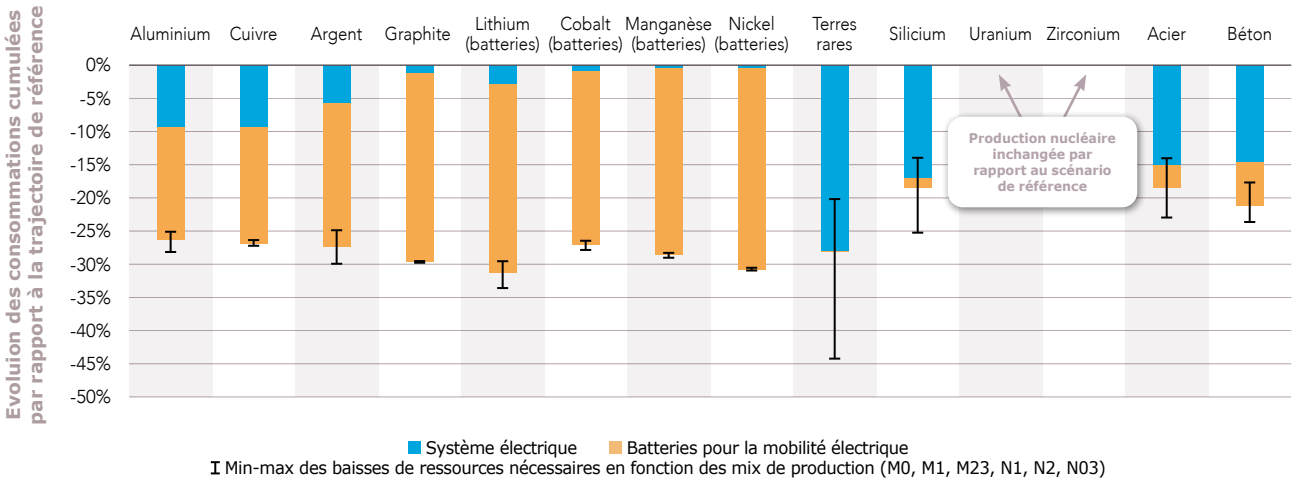
12.3.8.1 Dans le scénario « sobriété », la diminution de la demande en ressources minérales est en proportion légèrement plus importante que la baisse de consommation électrique car elle se concentre sur certains moyens de production et sur la mobilité électrique

L'analyse du scénario « sobriété » en termes de quantité totale de ressources pour le système électrique et les batteries des véhicules électriques montre que celui-ci réduirait en moyenne le besoin de ressources minérales dans une proportion plus importante que celle de la baisse de la consommation électrique (par rapport aux scénarios de référence). Ainsi, le besoin de ressources minérales serait ainsi réduit d'environ 20 %, dont 30 millions de tonnes pour le système électrique et 10 millions de tonnes pour les batteries, alors que la consommation d'électricité n'est diminuée que d'environ 15 %. À l'échelle du système électrique, une économie d'énergie d'environ 1 MWh (soit l'équivalent de la consommation électrique d'un écran publicitaire pendant 6 mois), permet d'économiser 300 kg de matières sur les infrastructures de production et de réseau, sur le périmètre des ressources minérales étudiés, potentiellement davantage en considérant d'autres ressources.

En tonnage global, la baisse des besoins de ressources minérales est principalement tirée par la baisse de 20 % des besoins en béton et acier qui représentent 91 % du volume total des ressources. La réduction des besoins est en réalité variable selon les ressources et selon les scénarios de mix de production.

Seul le besoin de ressources en uranium et zirconium reste inchangé. Cela s'explique par la stratégie retenue pour adapter le mix de production à la consommation électrique du scénario « sobriété », en ajustant le développement des énergies renouvelables au prorata des capacités développées dans chacun des scénarios sur

Figure 12.45 Diminution moyenne des ressources nécessaires au système électrique et à l'électromobilité dans le scénario «sobriété» par rapport au scénario de référence



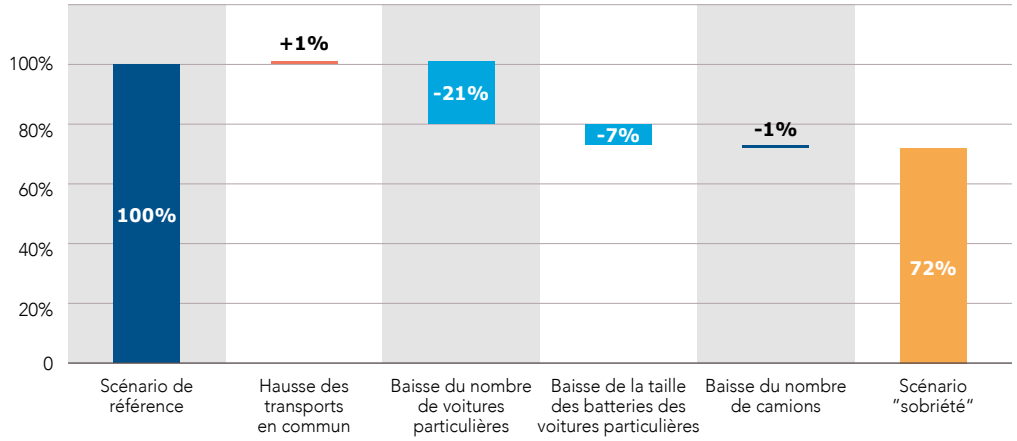
Clé de lecture : *les économies d'aluminium dans le scénario «sobriété» sont d'environ -25%. La baisse des besoins pour le système électrique permettent un baisse d'environ 10% tandis que la mobilité sobre permet d'éviter environ 15%. Selon les scénarios les économies d'aluminium, pour le système électrique et les batteries de la mobilité électrique, varient entre -25% et -28%*

la période 2030-2050 *(voir partie 5.3.1 pour plus de détails)*. Ainsi les trajectoires d'évolution du nucléaire restent inchangées par rapport au scénario de référence tandis que celles des énergies renouvelables, des moyens de flexibilité et réseau sont revues à la baisse.

12.3.8.2 La sobriété dans le domaine des transports réduit les besoins associés aux batteries de véhicules électriques grâce à des véhicules plus petits et une évolution structurante des modes de déplacement

Dans le scénario «sobriété», la combinaison de différents leviers permet d'économiser de l'ordre de 30% de cuivre, aluminium, cobalt, nickel, manganèse, lithium, graphite et argent pour les besoins de mobilité. L'essentiel de cette baisse provient de la réduction du nombre de véhicules et de leur poids. À l'inverse, la hausse des transports en commun, en particulier de l'usage des bus électriques augmente peu le besoin de ressources minérales. La baisse de transport de marchandises dans le scénario «sobriété» n'a par ailleurs pas d'effet significatif sur les batteries de véhicules lourds car leur électrification reste modérée tant dans les scénarios de référence que «sobriété».

Figure 12.46 Évolution des besoins en ressources spécifiques aux batteries (cuivre, aluminium cobalt, nickel, manganèse, lithium, graphite, argent) dans le scénario «sobriété» par rapport au scénario de référence



12.3.8.3 Les moindres capacités de production photovoltaïque et éolienne réduisent les besoins de terres rares, de silicium et de façon plus modeste ceux de cuivre, d'aluminium et d'argent

L'effet baissier de la demande dans le scénario «sobriété» a pour conséquence de réduire nettement le besoin de développement des énergies renouvelables par rapport au scénario de référence. La réduction des besoins de matières associés à chaque filière est d'autant plus importante que celle-ci occupe une part importante du mix électrique. À titre d'exemple, la réduction de la consommation entre les scénarios de référence et «sobriété» induit une réduction de la capacité photovoltaïque de 40 GW dans M1 et de 20 GW dans M23, soit respectivement de l'ordre de -18% et -14%.

Par conséquent, le scénario «sobriété» réduit davantage les besoins de silicium spécifiques à la technologie photovoltaïque pour le système électrique dans les scénarios M0 et M1. La consommation de terres rares, susceptibles d'être nécessaires pour une partie des parcs éoliens en mer, est également réduite d'environ 1300 tonnes, d'autant plus

dans les scénarios M23, N1 et N2 qui présentent des capacités éoliennes en mer plus importantes.

De façon similaire, l'ampleur de la réduction du besoin de cuivre dans le scénario «sobriété» est d'autant plus forte que la part de production éolienne et photovoltaïque est importante dans le mix électrique. La baisse liée à l'aluminium et à l'argent est quant à elle liée à la part de production photovoltaïque dans le mix électrique. Le mix électrique ne contribue toutefois qu'à hauteur de 20-30% des économies qui peuvent être faites sur ces trois ressources dans le scénario «sobriété». La mobilité reste le déterminant principal pour ces ressources.

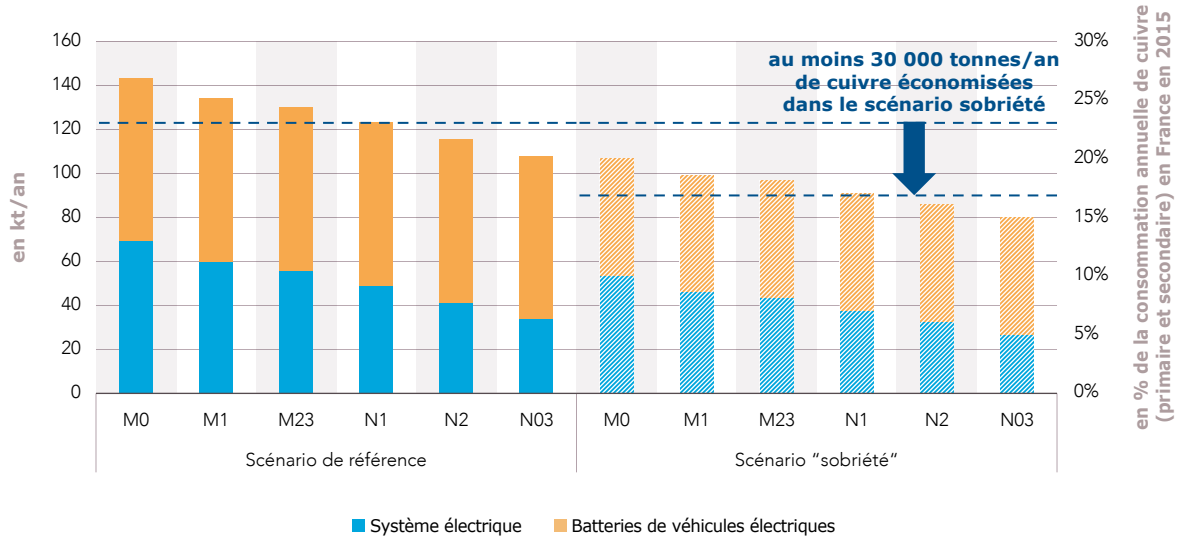
Enfin, les besoins de ressources nécessaires aux batteries stationnaires pour le système électrique, (lithium, nickel, cobalt, manganèse et graphite) baissent dans le scénario «sobriété», notamment les mix à forte part en photovoltaïque, mais dans des proportions tout à fait négligeables au regard des besoins pour les batteries des véhicules électriques.

12.3.8.4 Le scénario «sobriété» permet de réduire les tensions d'approvisionnement identifiées sur les ressources minérales mais une analyse plus complète est nécessaire pour déterminer si elles disparaissent

Si le scénario «sobriété» permet d'alléger la demande de différentes ressources, il ne conduit pas à faire disparaître les points de vigilance sur les risques en matière d'approvisionnement. Notamment, les tensions sur l'approvisionnement du cuivre, du cobalt, du nickel, du lithium et l'aluminium pourraient persister.

Dans le même temps, cette évaluation ne constitue pas une mesure exhaustive des économies de ressources induites dans le scénario «sobriété» car seuls les besoins du système électrique et de mobilité électrique sont étudiés. Or, d'autres secteurs seront également affectés par les efforts de sobriété, avec de possibles économies complémentaires en matière de consommation de ressources.

Figure 12.47 Baisse du besoin de cuivre dans le scénario «sobriété» pour le système électrique et les batteries de véhicules



La baisse du nombre de biens d'équipements (équipements électroniques et électroménagers) contribue par exemple à réduire les consommations de certains matériaux. De même, le scénario «sobriété» suppose des évolutions de modes de vies et des politiques d'aménagement du territoire différentes, qui ont des impacts importants sur les besoins de matériaux pour la construction (pour les infrastructures routières et bâtiments notamment).

À titre d'illustration, une réduction du nombre et de la taille des véhicules réduira d'autant plus le besoin de ressources pour leur fabrication, ce qui s'ajoutera aux baisses évaluées ici. Les véhicules électriques eux-mêmes (hors batteries) contiennent quatre fois plus de cuivre qu'un véhicule thermique[51]. Le besoin de cuivre pourrait donc bien davantage baisser que les 30000 tonnes par an estimées au périmètre de l'étude.

51. «Inventaire des besoins en matières, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique» ADEME 2021

12.3.9 La réindustrialisation profonde du pays pourrait entraîner un accroissement du besoin en ressources nécessaires en France qui serait toutefois en partie compensé par une réduction dans d'autres pays

À l'instar du scénario « sobriété », le mix électrique doit être adapté au scénario « réindustrialisation profonde », cette fois en augmentant les capacités de production renouvelable en France.

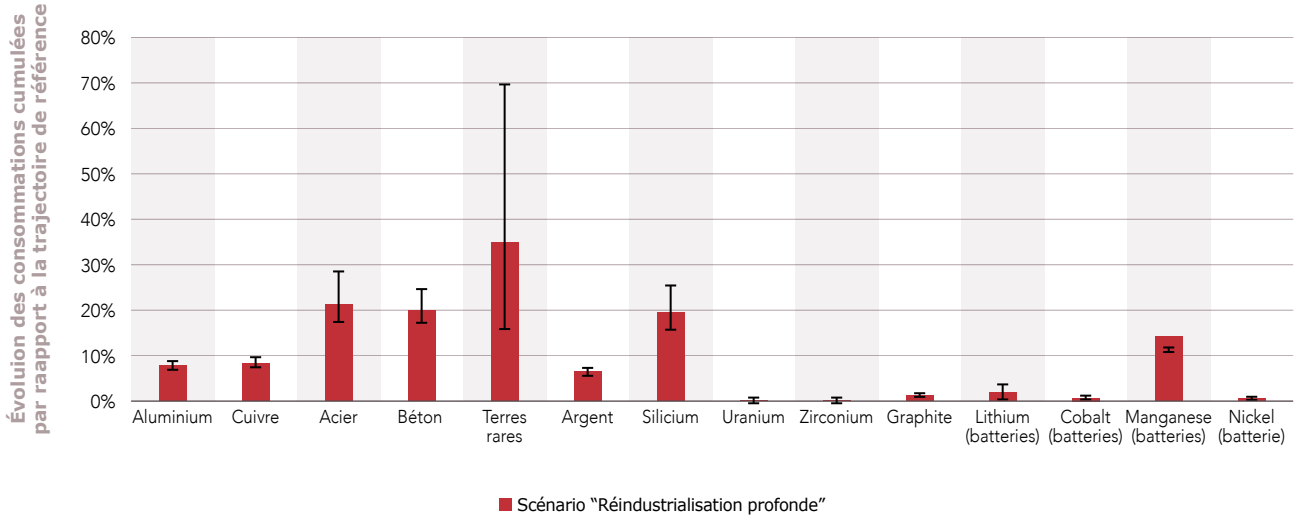
Il en découle un effet haussier sur les besoins de ressources pour l'évolution du système électrique en France. Toutefois, cette augmentation de la consommation de ressources minérales en France serait dans le même temps vraisemblablement compensée par une baisse de la consommation de ressources dans d'autres pays, du fait de l'activité industrielle évitée dans d'autres pays et relocalisée en France. L'effet net dépend du mix auquel la réindustrialisation en France se substitue. Si les capacités de production renouvelable en France nécessaires à l'approvisionnement énergétique de la réindustrialisation se substituent à des capacités de production similaires situées à l'étranger, le besoin de ressources minérales n'est pas modifié (hors effet sur les ressources nécessaires au transport). À l'extrême inverse, si les capacités de production renouvelable en France se substituent à des moyens de production fossile, le besoin en ressources minérales augmente.

En conséquence, contrairement au scénario de sobriété, la consommation de ressources supplémentaires en France dans le scénario de réindustrialisation profonde correspond davantage à un déplacement du besoin qu'à une réelle augmentation ou réduction en absolu.

À l'échelle de la France, le besoin en ressources structurelles (aluminium, cuivre, acier, béton) augmente de 10 à 20 %, tandis que l'augmentation de la demande est d'environ 20 à 70 % pour les terres rares et de 5 à 25 % pour l'argent et le silicium (nécessaire à la filière photovoltaïque), suivant les mix de production. À l'inverse, les besoins de ressources spécifiques aux batteries sont peu modifiés car uniquement déterminés par l'évolution des capacités de batteries stationnaires.

Enfin, l'analyse montre qu'en couplant des efforts de sobriété et de réindustrialisation profonde, l'effet sur la consommation de ressources serait neutre par rapport au scénario de référence, et même baissier pour les matières nécessaires aux batteries des véhicules électriques.

Figure 12.48 Accroissement des besoins en ressources minérales consommées en France dans le scénario de consommation « réindustrialisation profonde » par rapport au scénario de référence



12.4 L'occupation des sols : un enjeu qui porte davantage sur le cadre de vie que sur des questions strictement environnementales comme l'artificialisation

12.4.1 Un débat vif sur l'occupation de l'espace par les infrastructures énergétiques mais avec des enjeux qui dépassent les questions environnementales

12.4.1.1 Des interrogations qui portent sur l'artificialisation des sols, en lien avec l'objectif de protection de la biodiversité mais également sur l'impact paysager ou encore la concurrence d'usages

L'incidence du développement des infrastructures du système électrique sur l'occupation du territoire, et en premier lieu celui des installations renouvelables qui connaissent un développement en forte croissance, constitue un point d'attention croissant du débat public sur l'évolution du mix énergétique.

Toutefois, les points de discussion autour des questions d'occupation de l'espace et les critiques émises à l'encontre de l'une ou l'autre des filières sur ce sujet peuvent porter sur des enjeux de natures très différentes.

D'une part, comme mentionné en introduction du chapitre *(voir partie 12.1)*, **l'attention croissante portée sur la préservation de la biodiversité conduit à un point de vigilance spécifique sur l'artificialisation des sols et de manière plus générale sur les changements d'usages des terres liés à toute nouvelle infrastructure.** Le plan Biodiversité publié par le Gouvernement en 2018, ou encore l'objectif d'atteindre à terme «zéro artificialisation nette», témoigne ainsi de cette volonté publique de réduire l'artificialisation des sols pour protéger la nature et la biodiversité.

Dans ce contexte, la plupart des grandes infrastructures du système électrique suscitent une vigilance particulière en matière d'impacts sur les sols : ce point de vigilance concerne plus particulièrement le développement des grandes centrales photovoltaïques au sol, réputées consommatrices de surfaces, et dans une moindre mesure les éoliennes, le réseau ou encore les nouvelles centrales nucléaires.

L'étude des perspectives de développement du système électrique doit ainsi tenir compte de ces enjeux : pour répondre à une demande spécifique émise dans le cadre de la concertation, RTE a traité de manière approfondie cette question dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*.

D'autre part, d'autres enjeux évoqués dans le débat concernent des sujets sociétaux, d'ordres esthétiques ou patrimoniaux, et touchent plus largement au cadre de vie : il s'agit notamment des questions portant sur la visibilité des infrastructures énergétiques, de leur intégration dans le cadre de vie des français ou encore autour des conflits avec d'autres usages du sol notamment agricoles.

Ces questions doivent également être traitées avec attention pour assurer l'intégration et l'acceptation des énergies renouvelables. Elles sont détaillées dans la suite de cette section mais renvoient également à une problématique plus générale sur l'acceptabilité des infrastructures énergétiques, qui est détaillée dans le chapitre 13.

12.4.1.2 Une étude quantitative fondée sur des analyses bibliographiques et cartographiques détaillées pour identifier les enjeux spécifiques à chaque type d'installation

Le calcul de la surface nécessaire au système électrique nécessite l'identification des surfaces occupées par chaque type d'ouvrage. Cette notion de surface occupée n'est toutefois pas définie de manière standard et peut recouvrir différentes conceptions.

Il apparaît en effet nécessaire de pouvoir distinguer :

- les surfaces *artificialisées* ;
  - dont les surfaces *imperméabilisées*, qui ont un impact fort sur les fonctions hydriques des sols ;
- les surfaces non artificialisées mais *susceptibles de restreindre certains co-usages*.

Cette dernière notion restitue une vision extensive de la surface occupée par les infrastructures électriques. Par exemple pour une éolienne, ceci permet de ne pas se limiter à la seule zone d'implantation du mât, mais d'intégrer dans la surface occupée un rayon autour de cette éolienne dans lequel certains usages peuvent être restreints. Néanmoins ces surfaces accessibles pour d'autres usages recouvrent des réalités contrastées. À titre d'exemple, les surfaces situées autour d'une installation éolienne ou sous des panneaux photovoltaïques ne présentent pas les mêmes opportunités de co-usages.

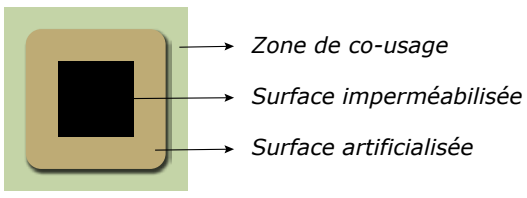
Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, une évaluation des surfaces occupées par le système électrique selon les indicateurs présentés ci-dessus a été réalisée. Cette analyse a été menée en s'appuyant sur des valeurs moyennes associées à chaque filière, calculées sur la base d'analyses cartographiques et d'études bibliographiques.

L'étude s'est ainsi fondée sur des méthodologies de comptabilisation *ad hoc*, dans la mesure où aucune méthode existante ne semblait suffire à restituer l'ensemble des enjeux discutés en concertation.

Ainsi, si les analyses en cycle de vie permettent de rendre compte de l'impact potentiel sur les sols sur tout le cycle de vie des ouvrages, que ce soit d'un point de vue géographique ou temporel, elles ne permettent pas d'identifier finement les impacts sur l'artificialisation des sols en France ou des co-usages possibles. S'agissant des travaux actuels sur le suivi de l'artificialisation, qui s'appuient pour l'instant sur la méthode des fichiers fonciers, ceux-ci ont mis en évidence le caractère ambigu de certaines surfaces dont celles des éoliennes et des centrales solaires photovoltaïques au même titre que celles des carrières ou des terrains militaires entre autres[52]. Ainsi à la connaissance de RTE, aucune méthode reconnue ne permet d'évaluer les surfaces artificialisées, imperméabilisées ou en co-usages.

L'évaluation quantitative des différentes surfaces par technologie a été réalisée à partir de la littérature existante, comme le rapport d'« inventaire des besoins en matières, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique » de l'ADEME, des documents techniques de projets existants[53] (pour le photovoltaïque et l'éolien notamment)

Figure 12.49 Schéma de principe des différentes surfaces étudiées



52. CEREMA, 2019, Mesure de l'artificialisation à l'aide des fichiers fonciers, https://artificialisation.biodiversitetousvivants.fr/sites/artificialisation/files/inline-files/definition%20artificialisation%20FF%20V3.pdf
53. Par exemple les documents de consultation publique ICPE des projets de parcs éoliens retenus dans le dernier appel d'offre CRE (CRE, 2020) ou encore des études d'impact existantes sur le photovoltaïque.

ou encore de relevés cartographiques à partir des ouvrages existants (pour les lignes électriques aériennes[54] par exemple).

Ces travaux constituent ainsi une description inédite de l'occupation du territoire et de l'artificialisation des surfaces par le système électrique.

Les analyses se sont focalisées sur l'occupation des sols terrestres des centrales de production (notamment éoliennes et photovoltaïques) et le réseau de transport d'électricité. Des analyses complémentaires sur l'occupation de l'espace maritime par les énergies marines ou encore sur l'intégration des centrales hydrauliques pourront également faire l'objet de prolongements ultérieurs.

54. Végétation dans l'emprise des lignes aériennes : https://opendata.reseaux-energies.fr/api/datasets/1.0/vegetation-emprise-lignes-rte/attachments/bdr_cggla_vegeo_20190705_zip/

12.4.2 Des enjeux d'occupation de l'espace qui se posent de manière contrastée selon les technologies

12.4.2.1 L'éolien terrestre : une emprise importante, mais une faible part de surfaces artificialisées et de nombreux co-usages possibles

Du fait de leur caractère «vertical» et «diffus», les éoliennes terrestres sont devenues en quelques années l'une des filières de production d'énergie les plus visibles sur le territoire français, là où beaucoup d'autres infrastructures associées aux énergies fossiles (raffineries, centrales thermiques…) sont moins visibles, concentrées dans des zones industrialisées ou encore situées en dehors du territoire français. Cette visibilité fait parfois débat avec des critiques sur l'impact paysager du développement des éoliennes en zone rurale.

L'éolien terrestre fait ainsi l'objet de beaucoup plus de préoccupations sur le plan de l'impact visuel paysager que sur la question de l'occupation des sols.

En effet, même si l'emprise des parcs éoliens est plus importante que d'autres moyens de production (les éoliennes ont des pâles de plusieurs dizaines de mètres et les éoliennes d'un même parc sont espacées en moyenne de 400 mètres, conduisant à des parcs qui ponctuent des zones relativement étendues), les surfaces artificialisées et imperméabilisées sont largement contenues. L'artificialisation ne concerne que les différents équipements composant le parc éolien (poste électrique, piste d'accès, plateforme des éoliennes…)

Figure 12.50 Surface d'un parc éolien – schéma de principe

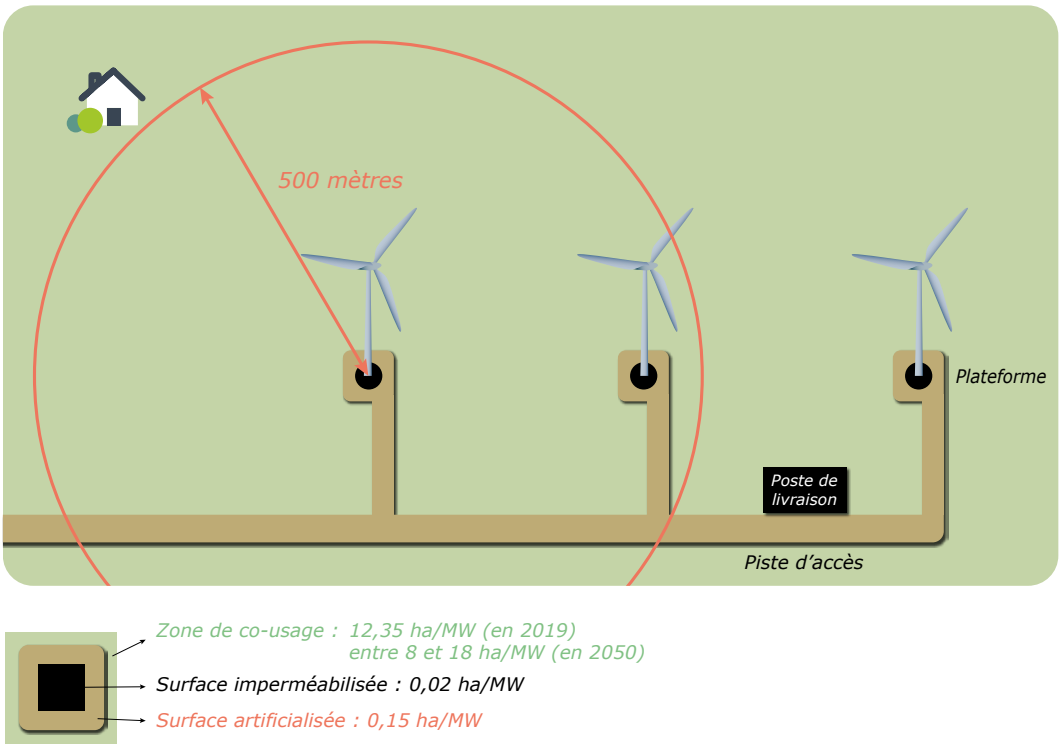


Figure 12.51 Compatibilité des usages avec les éoliennes terrestres

	Éolienne terrestre
Agricole	
Forestier	Pas d'interdiction d'installer des éoliennes au sein d'un massif forestier[55], mais de fortes contraintes liées à la présence importante d'oiseaux et de chiroptères sensibles à la présence des éoliennes[56] (seule l'étude d'impact locale permet de déterminer le niveau d'impact possible ou non).
Naturel hors forêts	Pas d'interdiction d'installer des éoliennes au sein d'une zone naturelle non réglementée, mais fortes contraintes liées à la présence importante d'oiseaux et de chiroptères sensibles à la présence des éoliennes[56] (seule l'étude d'impact locale permet de déterminer le niveau d'impact potentiel).
Résidentiel	Interdiction d'installer des éoliennes à moins de 500 m des habitations.
Tertiaire, industrie	Interdiction d'installer des éoliennes à moins de 300 m des centrales nucléaires et des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE). Distance aux autres bâtiments hors résidentiels traitée au cas par cas par les préfets entre autres, en tenant compte du niveau sonore et des enjeux de sécurité.
Réseau de transport terrestre	Les éoliennes ne peuvent être situées à moins de 100 m des routes et 200 m des voies ferrées.
Réseau d'utilité publique	Les éoliennes ne peuvent être situées à moins de 200m des lignes électriques aériennes
Aérien	Les éoliennes ne peuvent pas être situées à moins de plusieurs kilomètres des zones de radars météorologiques, militaires ainsi que dans les couloirs de l'aviation civile

soit une faible part de l'emprise totale des parcs, tandis que la partie imperméabilisée se limite aux fondations et mâts d'éoliennes et aux postes de livraison électrique (de l'ordre de 0,2 hectare pour un parc éolien de 10 MW).

S'agissant de la surface totale située sous et autour des éoliennes, l'essentiel est disponible pour des co-usages, sous certaines conditions parfois. La surface non artificialisée est compatible sans exclusion avec les usages agricoles. Elle est également, dans une certaine mesure, compatible avec les usages naturels et forestiers, les réseaux de transports et réseaux d'utilité publique et avec les usages tertiaires et industriels (sous réserve d'une autorisation administrative). À l'inverse, ces surfaces non artificialisées ne sont absolument pas accessibles à des usages résidentiels ou aériens.

Au-delà des enjeux sur l'occupation des surfaces et sur le partage avec d'autres usages naturels et économiques, le développement des éoliennes suscite des questions en matière d'impact sur l'avifaune (ensemble des oiseaux des régions considérées). Ces impacts apparaissent relativement bien connus aujourd'hui. La ligue de protection des oiseaux estimait en 2017 qu'une éolienne pouvait être responsable de la mort de 0,3 à 18 oiseaux par an[57]. Ce chiffre est faible en comparaison d'autres causes de mortalité des oiseaux (notamment morts d'oiseaux

55. Par exemple, en avril 2021, le conseil d'État a donné son avis favorable à l'installation d'un parc éolien de 17 mats dans la forêt de Lanouée, en Bretagne.»
56. LPO, juin 2017, Le parc éolien français et ses impacts sur l'avifaune
57. Loss, S., Will, T. & Marra, P. The impact of free-ranging domestic cats on wildlife of the United States. Nat Commun 4, 1396 (2013). https://doi.org/10.1038/ncomms2380

causées par les chats errants ou encore par les voitures[41]). Néanmoins, l'impact sur la faune alentour fait l'objet d'une attention particulière dans le cadre de chaque projet afin d'en minimiser les conséquences. Pour cela, des études d'impact sont systématiquement réalisées en amont de la construction d'un parc éolien pour identifier entre autres les espèces d'oiseaux et de chauves-souris présentes, identifier les impacts potentiels et mettre en place des mesures d'atténuation adéquates[58] (implanter le parc éolien ailleurs, brider les éoliennes en période sensible pour les espèces identifiées, etc.). Si la présence d'espèces sensibles aux éoliennes est très forte, le projet est en général abandonné ou déplacé car jugé non rentable à cause du bridage de leur fonctionnement imposé pour protéger les espèces.

12.4.2.2 Le photovoltaïque au sol : une forte empreinte au sol mais une mutualisation avec d'autres usages qui apparaît possible dans le cadre de modèles « agrivoltaïques »

Les installations photovoltaïques au sol présentent des enjeux nettement différents de ceux associés aux parcs éoliens. Les panneaux solaires au sol sont moins critiqués pour leur impact paysager – il ne s'agit en effet pas de structures « verticales » comme les éoliennes et pylônes mais plutôt des structures « horizontales » – que pour leur consommation d'espace au sol.

À mi-2021, le parc photovoltaïque au sol représentait environ 5 GW (installations sur ombrières de parkings non incluses), et occupait au total de l'ordre de 5000 à 8500 ha, avec une densité moyenne actuelle estimée entre 1 et 1,7 ha/MW[59].

À long terme, l'accélération prévisible du développement du photovoltaïque suscite donc des interrogations sur l'ampleur des surfaces dédiées à ces installations. Dans ce débat, il convient cependant de bien distinguer les différents enjeux associés à l'utilisation des surfaces par les panneaux photovoltaïques, notamment entre les impacts sur la biodiversité et la concurrence avec d'autres usages.

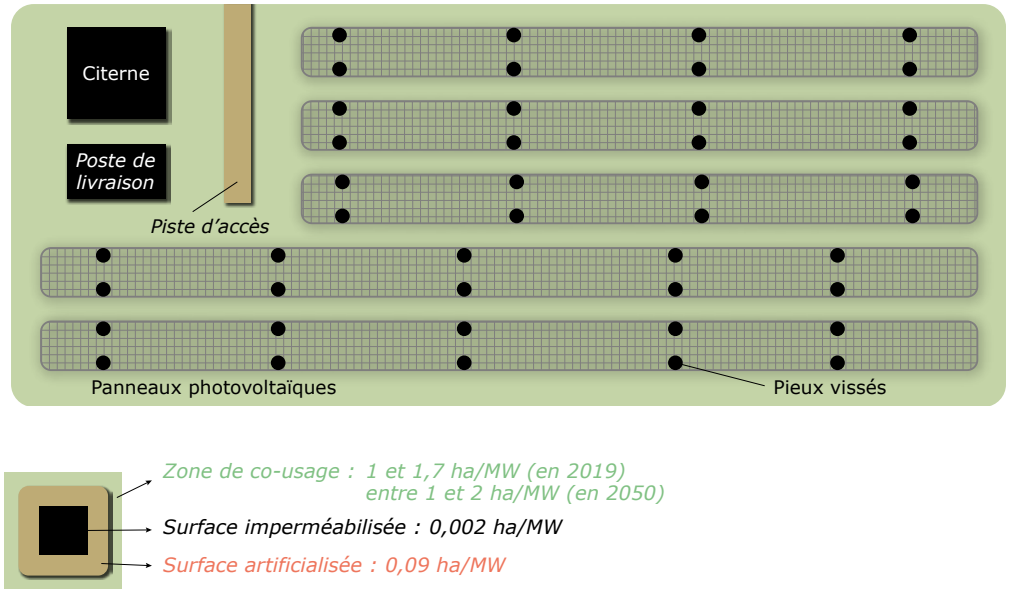
Les impacts en matière d'artificialisation et d'imperméabilisation des sols devraient en particulier rester relativement faibles. D'une part, les parcs photovoltaïques au sol sont aujourd'hui incités à s'installer sur des surfaces déjà artificialisées telles que d'anciennes zones industrielles et décharges afin de limiter leur effet sur la biodiversité. Ce potentiel est toutefois limité et ne pourra suffire à intégrer les volumes de photovoltaïques prévus dans les différents scénarios considérés, d'autant que des difficultés en matière de dépollution ou de concurrence d'usages peuvent compliquer l'installation sur ces surfaces. D'autre part, même en cas d'installation dans des espaces naturels, l'artificialisation des sols reste dans le cas général faible : les panneaux photovoltaïques sont plantés dans le sol à l'aide de pieux et ne sont pas équipés de fondations tandis que l'espace situé sous les panneaux reste à l'état naturel (sauf cas particulier) et laisse plus de liberté à l'usage du sol. Finalement, les surfaces strictement artificialisées se limitent donc aux pieux, aux pistes, à l'espace du poste électrique et des éventuelles citernes (pour le risque incendie et le nettoyage des panneaux). Ceci ne signifie pas pour autant que les parcs photovoltaïques n'ont pas d'impact sur la biodiversité mais l'analyse doit alors dépasser la seule question de l'artificialisation.

Sur le plan de la concurrence d'usages du sol, les panneaux peuvent être nettement plus contraignants. Les centrales photovoltaïques au sol ne permettent pas d'utiliser les espaces à des fins résidentielles[60] ou économiques (hors cas particulier), les réseaux routiers[61] et ferrés ou les milieux forestiers. Sous certaines conditions, elles peuvent en revanche être compatibles avec des surfaces naturelles et agricoles.

58. À noter que l'impact sur la biodiversité fait l'objet d'un suivi, et les informations issues du suivi environnemental périodique doivent être transmises au Muséum national d'histoire naturelle, en complément du dépôt légal des données brutes de biodiversité (sur la plateforme depobio).
59. Valeurs issues de la revue de littérature *(« Évaluation macroscopique du potentiel photovoltaïque mobilisable au sol en région Provence-Alpes-Côte d'Azur. »* CEREMA, (avril 2019) et *« Un mix électrique 100 % renouvelabes ? »* ADEME (2015)) complétée des relevés d'études d'impacts existantes.
60. Ce qui n'est pas le cas du photovoltaïque sur toitures.
61. La première expérimentation de route solaire en Normandie n'a pas répondu aux attentes de production et s'est usée prématurément.

Dès aujourd'hui, plusieurs projets dits agrivoltaïques permettent la cohabitation avec certains usages agricoles comme les prairies ou des surfaces en pâturages. Plusieurs projets agrivoltaïques ont ainsi été sélectionnés dans le cadre des appels d'offres menés par le ministère pour le développement d'installations photovoltaïques innovantes[62]. Une telle compatibilité avec des co-usages agricoles ne va toutefois pas de soi et doit s'organiser en amont du développement pour permettre à la production photovoltaïque de s'adapter à la pratique agricole et non l'inverse. Il s'agit par exemple si besoin de rehausser les panneaux en les installant sur des portiques en hauteur ou encore de les espacer pour laisser une circulation plus aisée entre les panneaux et éventuellement une mécanisation de l'exploitation des surfaces cultivées. Ces installations seraient ainsi compatibles avec un certain nombre de cultures : céréales, vignes, cultures maraîchères… L'« agrivoltaïsme » étant une pratique nouvelle, l'ADEME doit publier très prochainement une étude visant à produire un guide de recommandations à destination des pouvoirs publics à partir de plusieurs retours d'expériences. L'essor de ce type d'installations dépendra donc des avantages et inconvénients identifiés par ce retour d'expérience, ainsi que de l'évolution de la réglementation. À l'heure actuelle, le changement d'usage des terres agricoles pour un usage strictement énergétique est interdit. En contrepartie de la possibilité de partager l'espace avec des usages agricoles, les panneaux photovoltaïques pourraient s'étaler sur une surface plus grande et – du fait des modifications d'orientation des panneaux pour favoriser les cultures étant susceptibles de sous-optimiser la production – voir leur productible réduit. À terme, l'analyse de projets concrets d'agrivoltaïsme permettra de mesurer leur gain environnemental et leur compétitivité par rapport aux installations classiques de photovoltaïques au sol.

Figure 12.52 Surface d'un parc photovoltaïque au sol – schéma de principe



62. Rapports de synthèse (version publique) 2018-2020 de la CRE sur les appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité innovantes à partir de l'énergie solaire des 1re, 2e et 3e périodes

Figure 12.53 Compatibilité des usages avec les panneaux photovoltaïques au sol

	Photovoltaïque au sol	
Agricole	✓	Compatibilité dès aujourd'hui possible avec certaines surfaces agricoles (prairies, vignes, vergers et maraîchage)
Forestier	✗	
Naturel hors forêts	✓	Les pelouses naturelles sont compatibles avec les panneaux photovoltaïques
Résidentiel	✗	
Tertiaire, industrie	✓	Comptabilité dans le cas d'installations photovoltaïques sur les parkings ou sur des friches délaissées
Réseau de transport terrestre	✗	
Réseau d'utilité publique	✓	
Aérien	✓	Interdiction à 300 m autour des pistes d'aéroport en activité, mais pas d'incompatibilité avec les radars

12.4.2.3 La filière photovoltaïque sur toiture : une incidence nulle sur l'occupation des terres

Les installations photovoltaïques sur toiture sont par définition compatibles avec tous les usages équipés de bâti, soit les usages résidentiels, tertiaires et industriels dans la limite de la réglementation vis-à-vis du patrimoine notamment. Celles-ci ne présentent donc pas d'enjeu spécifique en matière d'artificialisation ou de concurrence d'usages.

12.4.2.4 Les filières nucléaire et thermique : des sites qui concentrent des capacités de production importantes mais majoritairement artificialisés et sans possibilité de co-usages

Les sites des centrales nucléaires et thermiques sont généralement situés dans des enceintes clôturées dans lesquelles l'essentiel des terrains sont artificialisés (même si en pratique, il peut exister des zones qui restent végétalisées). La compatibilité avec d'autres usages est très fortement limitée du fait des contraintes de sûreté des installations industrielles.

En revanche, les sites des centrales nucléaires et thermiques concentrent des capacités de production importantes sur des zones restreintes. Ainsi, la densité actuelle des centrales est estimée à environ 0,06 ha/MW soit une surface totale de l'ordre de 4400 ha pour l'ensemble des centrales nucléaires françaises, y compris les centrales nucléaires de première génération dont le démantèlement est prévu à la fin du siècle (surface estimée totalement

artificialisée et à 50 % imperméabilisée). Pour les nouveaux réacteurs, une densité entre 0,03 et 0,06 ha/MW est retenue car elles pourront bénéficier d'une partie des installations existantes. Ces valeurs sont très faibles en comparaison des surfaces totales nécessaires aux énergies renouvelables (notamment de l'ordre de 1 à 1,7 ha/MW pour les parcs photovoltaïques au sol).

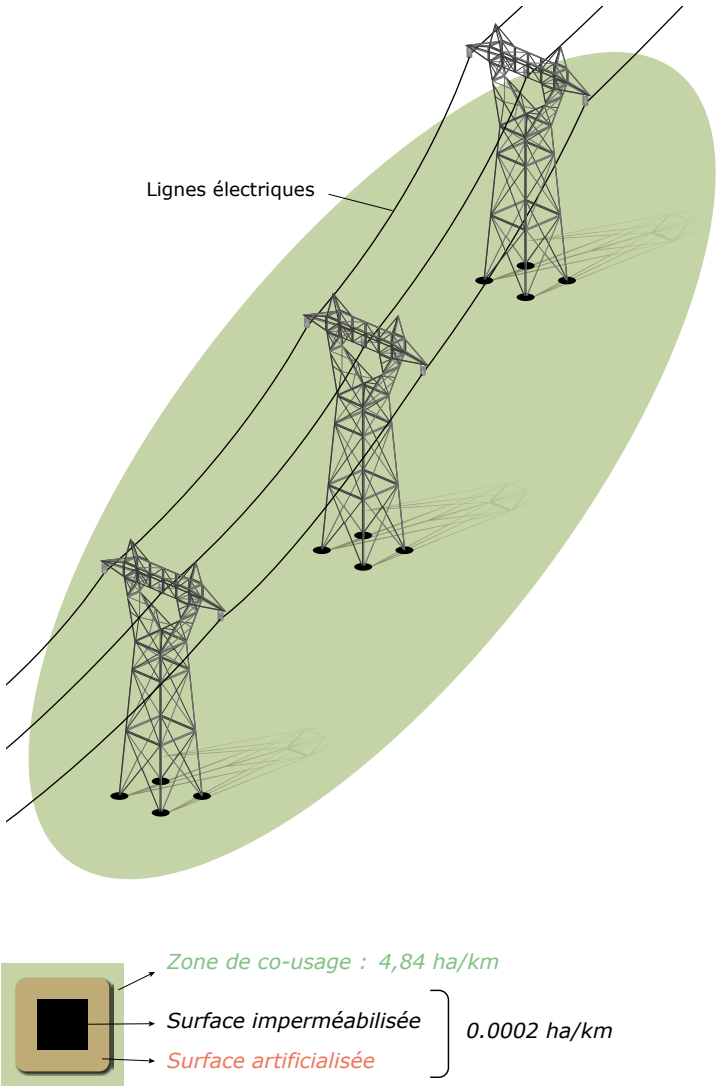
12.4.2.5 Les infrastructures de réseau : une emprise importante, mais une faible part de surfaces artificialisées et de nombreux co-usages possibles sous conditions du respect des distances de sécurité

Les lignes électriques aériennes, composées de pylônes ou poteaux et de câbles, se retrouvent dans une grande partie du territoire français. Pour autant, à part les surfaces supportant les pylônes (dans lesquels de la végétation peut être présente), les surfaces sous les lignes sont accessibles à d'autres usages. La proximité avec les câbles électriques impose toutefois des contraintes de sécurité qui limitent l'espace disponible sous les lignes aériennes. Par ailleurs, ces contraintes de sécurité conduisent à adapter le tracé et la hauteur des lignes aériennes du réseau de transport aux servitudes aériennes.

Sous conditions de respecter les contraintes de sécurité, tous les usages sont possibles hormis les usages forestiers intégrant des arbres de trop grande hauteur et certains usages aériens. Les distances de sécurité varient suivant les niveaux de tension sans distance limitante pour les conducteurs isolés (basse tension), plus de 1 m pour les lignes basse tension nues, jusqu'à de l'ordre de plus de 7 m pour les lignes à très haute tension[63]. Seules les fondations des pieds de pylônes ou des poteaux sont considérées comme artificialisées et imperméabilisées.

Les lignes souterraines sont, elles, composées de câbles électriques isolés et de chambres de jonction visant à raccorder les câbles entre eux. Pour des raisons d'accessibilité aux câbles en cas de défaillance, les bâtiments sont interdits au-dessus des câbles du réseau de transport (à partir de la HTB1, 63 kV et plus), ainsi que les arbres de trop grande hauteur (de l'ordre de 2,5 m et plus). Hormis cela, tout autre usage est possible au-dessus des liaisons souterraines. Aucune surface n'est retenue

Figure 12.54 Surface d'une ligne aérienne – schéma de principe



63. En fonction de l'arrêté technique du 17 mai 2001 décrivant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et du code du travail.

comme artificialisée ou imperméabilisée pour les liaisons souterraines.

À l'intérieur de l'enceinte des postes électriques, si certaines zones peuvent être végétalisées, la majorité des surfaces sont à usage unique du réseau électrique et non végétalisées. Dans le cadre de cette étude, la surface totale du poste est considérée comme 100 % artificialisée bien que dans les faits RTE se soit engagé depuis trois années dans une démarche visant à accroître la préservation de la biodiversité dans les postes de façon progressive[64]. La surface imperméabilisée représente environ 5 % de la surface totale, correspondant principalement aux bâtiments, aux enclos des transformateurs, à quelques accès et zones de stationnement.

Ainsi en 2020, 342 000 hectares cohabitent avec le réseau de transport d'électricité et seulement 4 000 hectares des surfaces sont artificialisés et environ 200 hectares sont imperméabilisés.

Figure 12.55 Compatibilité des usages avec les lignes électriques

	Lignes aériennes		Lignes souterraines	
Agricole	✓		✓	
Forestier	✓	Possibilité d'avoir des lignes en milieux forestiers mais avec nécessité d'entretien de la végétation sous les lignes pour éviter les incidents	✗	
Naturel hors forêts	✓		✓	
Résidentiel	✓	Pas d'interdiction d'avoir des habitations sous les lignes mais distances de sécurité à respecter	✗	
Tertiaire, industrie	✓	Pas d'interdiction d'avoir des habitations sous les lignes mais distances de sécurité à respecter	✗	
Réseau de transport terrestre	✓	Selon les distances de sécurité	✓	
Réseau d'utilité publique	✓		✓	L'arrêté technique[65] établit des distances de sécurité avec les réseaux d'utilité publique (conduites d'hydrocarbures, eau, chaleur, télécommunications, voies de chemins de fer, etc.)
Aérien	✓	Dans le cas d'une présence de servitude aérienne, il est possible d'avoir recours à des pylônes plus petits (et plus massifs pour tenir les contraintes mécaniques) avec une peinture rouge et blanche	✓	

64. RTE s'est engagé dans une démarche d'abandon progressif de l'utilisation des produits phytosanitaires sur ses postes électriques les plus sensibles (proximité de zones d'eau en surface ou souterraines). Lorsque cela est pertinent d'un point de vue économique, cette conversion dite « zéro-phyto » s'accompagne d'un aménagement préalable du poste visant à végétaliser sa surface (« couvert végétal ») ce qui permet de limiter la fréquence d'entretien nécessaire pour garantir le respect des normes de sécurité.

65. Arrêté technique du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

12.4.2.6 Synthèse des possibilités de co-usages entre les différentes infrastructures

	Éolien	Photo-voltaïque au sol	Photo-voltaïque toiture	Centrale thermique & nucléaire	Lignes aériennes	Lignes souter-raines
Agricole	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Forestier	✓	✗	NC	✗	✓	✗
Naturel hors forêts	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Résidentiel	✗	✗	✓	✗	✓	✗
Tertiaire, industrie	✓	✓	✓	✗	✓	✗
Réseau de transport terrestre	✓	✗	NC	✗	✓	✓
Réseau d'utilité publique	✓	✓	NC	✗	✓	✓
Aérien	✗	✓	✓	✓	✓	✓

12.4.3 L'évolution du système électrique et le développement des énergies renouvelables ne conduiront pas, de manière générale, à une forte artificialisation des surfaces en comparaison d'autres usages

12.4.3.1 Des questions autour de la préservation de la biodiversité et en particulier autour de l'artificialisation des sols liée aux nouvelles installations de production d'électricité

Des objectifs de réduction de l'artificialisation des sols pour contribuer à la préservation de la biodiversité

La préservation de la biodiversité s'inscrit désormais comme l'une des causes environnementales majeures du XXIe siècle, au même titre que la lutte contre le changement climatique.

À l'instar du GIEC créé en 1988 pour évaluer l'état des connaissances sur l'évolution du climat, les Nations Unies ont mis en place plus récemment l'IPBES[66], un organisme dédié à la préservation de la biodiversité. Même si les facteurs d'impact sur la biodiversité sont multiples, l'IPBES a identifié, dans son rapport d'évaluation de 2019, le changement d'affectation des terres comme le facteur principal de détérioration de la nature au niveau mondial.

Au niveau national, cette thématique fait également l'objet d'une attention croissante depuis quelques années. En 2018, la France a publié un plan Biodiversité, dans lequel elle s'est fixé un objectif de « zéro artificialisation nette ». **La loi « climat et résilience » promulguée à l'été 2021 a précisé cet objectif, en fixant notamment l'objectif d'atteindre le zéro artificialisation nette à l'horizon 2050 et en prévoyant une division par deux du rythme d'artificialisation sur les dix prochaines années (par rapport à celui de la décennie passée).** Elle décline également les mesures permettant de contribuer à l'atteinte et au suivi de cet objectif.

Après une nette diminution du rythme d'artificialisation entre 2011 et 2015, la tendance des trois dernières années est à la stagnation du rythme sur la base des fichiers fonciers. D'après cette même référence, le rythme actuel correspond à l'artificialisation d'une surface équivalent à celle d'un département comme les Yvelines, soit 20 000 hectares par an correspondant à 0,4 % du territoire national tous les dix ans, causée pour l'essentiel par le développement des zones résidentielles (de l'ordre de 68 % des surfaces concernées).

Dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, RTE a réalisé une évaluation approfondie des surfaces artificialisées et imperméabilisées pour le développement des infrastructures du système électrique (production et réseau de transport d'électricité). Ces indicateurs ne reflètent qu'une partie de la problématique de la biodiversité, celle-ci restant difficile à traiter de manière globale (comme évoqué à la partie 12.1)

Une caractérisation précise des surfaces considérées comme artificialisées qui reste à définir

La loi climat et résilience de 2021 précise que *« l'artificialisation est définie comme l'altération durable de tout ou partie des fonctions écologiques d'un sol, en particulier de ses fonctions biologiques, hydriques et climatiques, ainsi que de son potentiel agronomique par son occupation ou son usage ».* Toutefois, si la notion de surface imperméabilisée est relativement bien caractérisée, celle de surface artificialisée n'est pas toujours précisée.

Dans le cadre de la mise en œuvre de l'objectif de « zéro artificialisation nette », la France s'est dotée d'un observatoire qui permet un suivi de l'évolution des zones artificialisées. Les outils et méthodes utilisés dans le cadre du suivi de l'objectif sur la

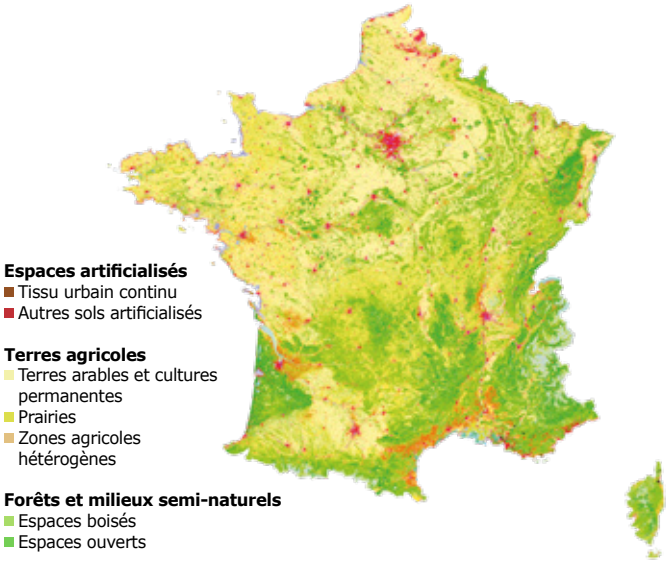
66. L'IPBES est un organisme intergouvernemental indépendant comprenant plus de 130 États membres. Mis en place par les gouvernements en 2012, l'IPBES fournit aux décideurs des évaluations scientifiques objectives sur l'état des connaissances sur la biodiversité de la planète, les écosystèmes et les contributions qu'ils apportent aux populations, ainsi que les outils et les méthodes pour protéger et utiliser durablement ces atouts naturels vitaux.

réduction de l'artificialisation restent cependant encore en construction et évolution, et les chiffres publiés sur le portail de l'artificialisation des sols ne présentent pas de manière spécifique la part prise par le secteur électrique.

De manière plus générale, l'évaluation de l'artificialisation souffre d'un manque de définition partagée sur les surfaces considérées comme artificialisées. La méthodologie retenue pour établir cette comptabilité fait encore l'objet de travaux des services de l'État pour définir de manière plus précise le concept d'artificialisation.

À titre d'exemple, la méthodologie actuelle utilisée dans le portail de suivi de l'artificialisation des sols ne prend pas en compte les éoliennes dans la comptabilité mise en place[67]. Dans le cas des parcs photovoltaïques au sol, elle comptabilise en revanche l'ensemble du parc comme artificialisé alors que la majorité des installations sont *a minima* végétalisées sous les panneaux et que leur impact sur la biodiversité est plus faible que pour beaucoup d'autres zones artificialisées (bâtiments d'habitation, zones industrielles et commerciales, réseaux de transport routier…).

Figure 12.56 Carte CORINE Land Cover 2018



(https://www.geoportail.gouv.fr/donnees/corine-land-cover-2018)

La loi «climat et résilience» prévoit au contraire *«qu'un espace naturel ou agricole occupé par une installation de production d'énergie photovoltaïque n'est pas comptabilisé dans la consommation d'espaces naturels, agricoles et forestiers dès lors que les modalités de cette installation permettent qu'elle n'affecte pas durablement les fonctions écologiques du sol».* Même si les modalités d'application devront être précisées par décret, ceci devrait concerner ainsi la grande majorité des parcs photovoltaïques au sol, pour lesquels les panneaux sont plantés directement dans le sol à l'aide de pieux et en faisant en sorte de laisser l'espace libre sous les panneaux.

67. Mesures de l'artificialisation à l'aide des fichiers fonciers (définition, limites et comparaison avec d'autres sources)

12.4.3.2 La surface artificialisée ou imperméabilisée n'occupe qu'une faible part de la surface du système électrique et qu'une faible part du territoire français

Le système électrique fait aujourd'hui partie intégrante du paysage français, avec des infrastructures facilement identifiables (éoliennes, centrales nucléaires, lignes électriques…). Cependant, il conduit à des surfaces artificialisées qui restent aujourd'hui faibles à l'échelle du territoire.

Avec environ 12 000 hectares artificialisés et moins de 3 000 hectares imperméabilisés, les infrastructures de l'ensemble du système électrique (hors réseau de distribution) représentent de l'ordre de 0,35 % des surfaces artificialisées en France et 0,2 % des surfaces imperméabilisées[68].

À l'heure actuelle, les surfaces artificialisées du système électrique comprennent essentiellement les centrales nucléaires, les postes électriques et les parcs éoliens (les surfaces sous les panneaux photovoltaïques ne sont ici pas intégrées dans l'artificialisation conformément à l'approche adoptée dans la loi « climat et résilience » – seuls les pieux, les chemins d'accès, le poste de livraison ou encore les citernes sont comptabilisées). Pour les parcs éoliens et les postes, les surfaces artificialisées ne sont pour l'essentiel pas imperméabilisées (pistes d'accès en stabilisé minéral ou en terre, revêtement minéral dans les postes électriques…). La quasi-totalité de l'imperméabilisation associée au système électrique (hors réseau de distribution) correspond donc aujourd'hui aux sites des centrales nucléaires.

12.4.3.3 À l'horizon 2050, les surfaces artificialisées pour les infrastructures du système électrique resteront faibles au regard d'autres usages

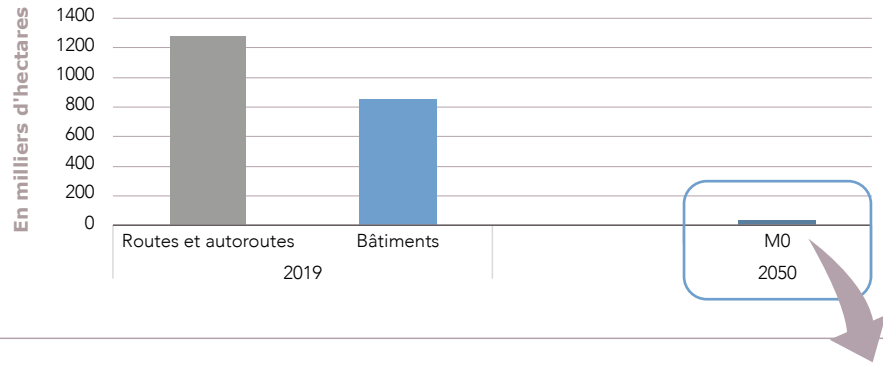
Dans les *Futurs énergétiques 2050*, les surfaces artificialisées et imperméabilisées du système électrique augmentent par rapport à aujourd'hui, et ce, dans tous les scénarios. Cette augmentation s'explique par le développement des énergies renouvelables et l'adaptation du réseau de transport d'électricité.

Dans les différents scénarios à l'horizon 2050, les surfaces artificialisées sont ainsi multipliées par 2 à 5 suivant les hypothèses associées au photovoltaïque au sol et à l'éolien tandis que les surfaces imperméabilisées augmentent de 50 %. À l'échelle du territoire, ces valeurs demeurent faibles, moins de 1 % de la totalité des surfaces artificialisées en France aujourd'hui, et bien plus faibles que l'artificialisation résultant aujourd'hui du réseau routier et des bâtiments.

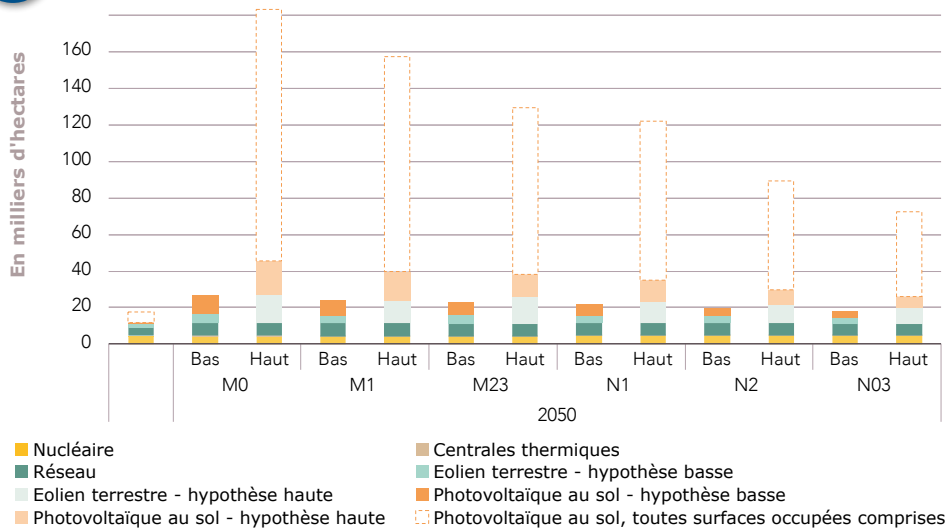
Ce résultat est toutefois très dépendant de la catégorisation des parcs photovoltaïques au sol. Dans le cas où ces installations seraient finalement comptabilisées comme des surfaces entièrement artificialisées, l'artificialisation totale du système électrique serait nettement plus importante. Ceci illustre l'importance de réguler les modes de développement du photovoltaïque au sol vis-à-vis des enjeux sur la biodiversité et l'artificialisation des sols, sujet abordé notamment dans la loi climat et résilience.

68. Surfaces artificialisées : 3,25 Mha selon Corine Land Cover ; 4,32 Mha selon Teruti-Lucas (valeur estimée pour le périmètre France métropolitaine) ; 3,52 Mha selon les fichiers fonciers (valeur estimée)
Surfaces imperméabilisées : 1,9 Mha selon Teruti-Lucas (valeur estimée)

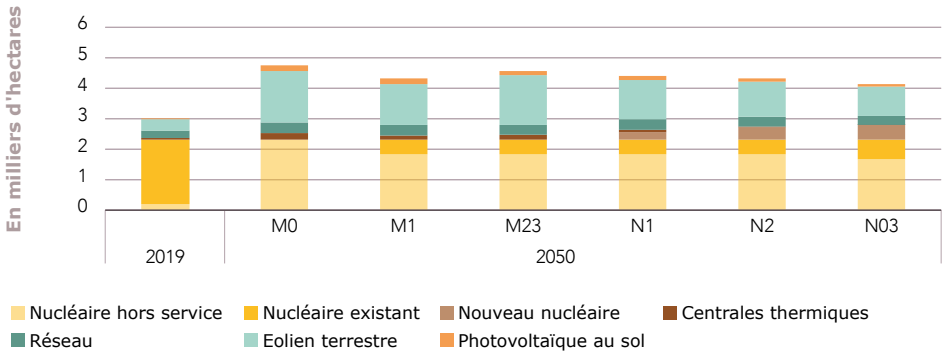
Figure 12.57 Comparaison des surfaces artificialisées et imperméabilisées du système électrique en 2019 et 2050 à celles d'autres infrastructures (routes et bâtiments)



Surfaces artificialisées du système électrique en 2019 et 2050 dans les six scénarios



Surfaces imperméabilisées du système électrique en 2019 et 2050 dans les six scénarios



12.4.3.4 La réutilisation de surfaces déjà artificialisées pour construire de nouvelles infrastructures contribuera à limiter le flux d'artificialisation annuel et ainsi à favoriser l'atteinte de l'objectif de « zéro artificialisation nette »

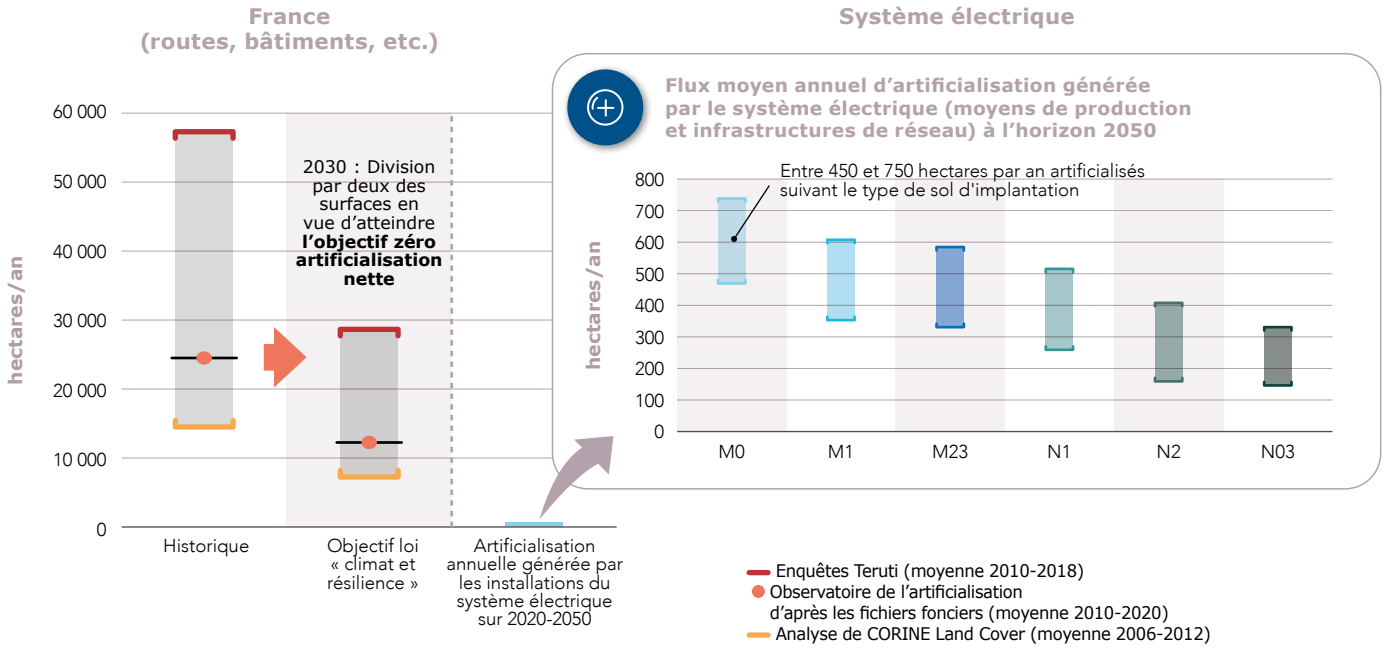
L'enjeu autour de l'artificialisation des surfaces ne porte pas uniquement sur le stock de surfaces artificialisées mais surtout sur le taux d'artificialisation, ou encore flux d'artificialisation, c'est-à-dire le nombre d'hectares qui passent d'un état non artificialisé à un état artificialisé sur une période donnée. En particulier, l'objectif de zéro artificialisation nette que s'est fixé la France en vue de protéger la biodiversité porte bien sur le flux d'artificialisation.

Dans le cas du système électrique, ce flux dépend largement des scénarios mais également des sols qui seront utilisés pour le déploiement des installations éoliennes, photovoltaïques, des infrastructures du réseau et des éventuelles centrales nucléaires.

En moyenne, les scénarios à plus forte proportion en énergies renouvelables sont ceux pour lesquels le flux d'artificialisation est le plus important, tiré par le développement du photovoltaïque, de l'éolien et dans une moindre mesure du réseau. Il atteint jusqu'à environ 600 ha/an dans le scénario M0 contre moins de 250 ha/an pour le scénario N03.

Ces valeurs demeurent faibles en comparaison du rythme actuel d'artificialisation et même par rapport au rythme d'artificialisation cible pour les dix prochaines années : le flux associé au système électrique ne représente ainsi qu'environ 1 à 3% du rythme actuel d'artificialisation et 2 à 6% de l'objectif fixé pour les prochaines années, en

Figure 12.58 Flux d'artificialisation associé aux infrastructures du système électrique (hors réseau de distribution)



Source : CEREMA, 2021, «Les déterminants de la consommation d'espaces».
Nota bene : le volume d'artificialisation varie selon la méthode d'évaluation (fichiers fonciers, enquêtes par sondage).
Conformément à la convention prévue par la loi «climat et résilience», la surface sous les panneaux photovoltaïques n'est ici pas comptabilisée dans les surfaces artificialisées.

prenant le rythme issu des fichiers fonciers retenus comme référence par l'observatoire de l'artificialisation.

En conséquence, le développement des énergies renouvelables est *a priori* compatible avec l'objectif de zéro artificialisation nette. Néanmoins, privilégier le déploiement des nouvelles installations sur des terrains déjà artificialisés contribuera à faciliter l'atteinte de cet objectif.

Les leviers concernent en particulier l'installation de panneaux photovoltaïques qui pourrait intervenir de manière préférentielle sur des surfaces déjà artificialisées comme des anciennes décharges, des terrils, ou encore d'anciennes carrières. Plusieurs études ont mis en évidence des gisements significatifs de friches délaissées susceptibles d'accueillir des centrales photovoltaïques (de l'ordre de 50 GW théorique d'après une étude de l'ADEME[69]) et les développeurs de projets sont dès aujourd'hui incités à utiliser ce type de surfaces via un critère *ad hoc* dans les appels d'offres pour les centrales au sol, comptant pour 9 % de la notation des projets pour leur sélection (le prix du projet comptant pour 70 % et l'empreinte carbone pour 16 %)[70]. Toutefois, le potentiel réellement utilisable en tenant compte des contraintes en matière de dépollution, de réglementation ou de concurrence avec d'autres usages est susceptible d'être limité. Les travaux en cours du CEREMA devraient permettre d'éclairer plus finement les potentiels grâce à l'outil « cartofriche ».

Concernant d'éventuels nouveaux réacteurs nucléaires, un développement sur des sites existants, comme privilégié dans les scénarios étudiés, permettra généralement de limiter l'artificialisation même si, dans certains cas, des extensions de sites seront nécessaires. De même, pour l'installation d'éoliennes, la réutilisation de chemins d'accès dans les zones agricoles ou forestières peut limiter l'artificialisation.

Enfin, s'agissant du réseau, la réutilisation de couloirs existants, le changement de conducteurs, d'autres adaptations « légères » ou encore le recours au dimensionnement optimal pour limiter les besoins de développement du réseau constitueront autant de leviers pour modérer les besoins de nouvelles surfaces. Même si, dans tous les scénarios considérés, de nouveaux postes électriques seront nécessaires, l'espace libre dans des postes existants pourrait également accueillir de nouvelles installations afin de limiter l'artificialisation.

69. *Évaluation du gisement relatif aux zones délaissées et artificialisées propices à l'implantation de centrales photovoltaïques* (ADEME 2019)
70. *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'Installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire « Centrales au sol »*. AO PPE2 PV Sol https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/2021-pv-sol-telecharger-le-cahier-des-charges-en-vigueur

12.4.4 Sur la concurrence d'usages, l'essentiel de l'espace situé sous ou autour des infrastructures électriques est accessible à des co-usages mais sous conditions dans le cas du photovoltaïque au sol

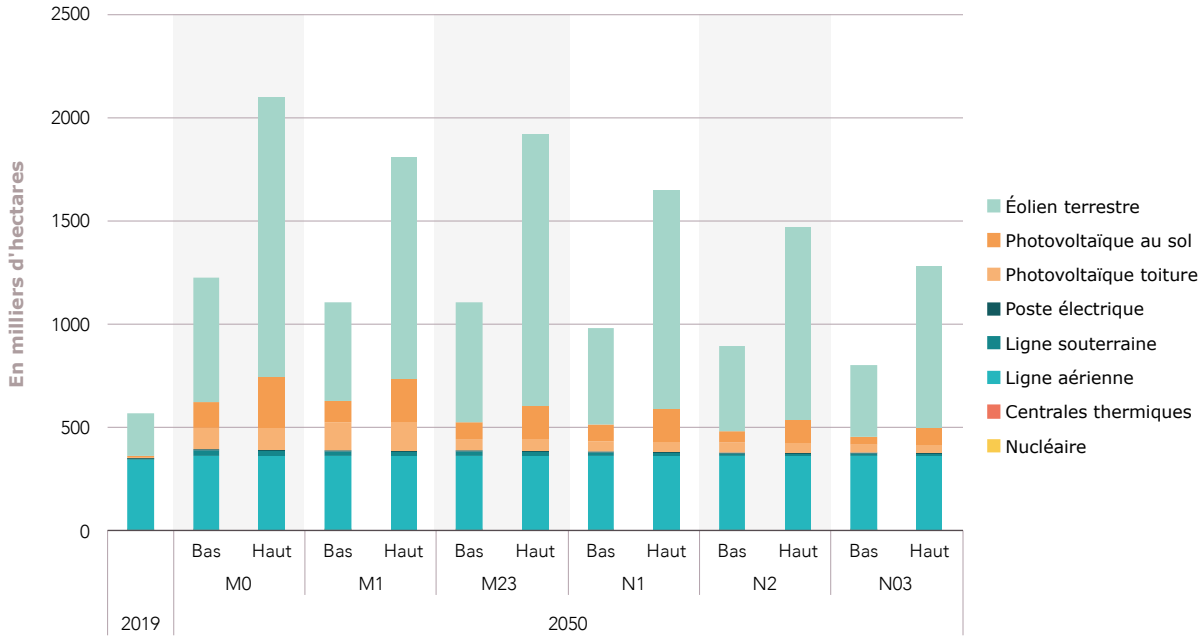
12.4.4.1 Des estimations de la surface totale occupée par le système électrique tendent à occulter le fait qu'une grande partie des surfaces concernées sont partagées avec d'autres usages

Au-delà des enjeux de lutte contre l'artificialisation des sols et de préservation de la biodiversité, le débat public sur l'évolution du système électrique évoque régulièrement l'évaluation des surfaces totales occupées par le système électrique.

Dans son étude sur l'atteinte d'un mix électrique 100 % renouvelable en 2050, l'ADEME avait ainsi estimé la surface nécessaire pour un tel mix à environ 3 % du territoire national[71]. En Allemagne, plusieurs mouvements politiques ont récemment appelé à réserver 2 % du territoire allemand pour l'implantation d'éoliennes (alors que seulement 0,9 % serait accessible aujourd'hui). La convention de calcul retenue dans le débat en Allemagne est ainsi susceptible de différer de celles prises dans la présente analyse.

L'évaluation de ces surfaces ne s'appuie pas toujours sur une même définition partagée et

Figure 12.59 Surface «totale» (y compris co-usages) du système électrique (production, réseau de transport) en 2019 et 2050



71. *«Un mix électrique 100 % renouvelable ?»* (ADEME 2015)

il n'existe pas de méthodologie standard pour calculer la surface occupée par chaque type d'infrastructure.

Une convention possible consiste à définir la surface occupée par une installation donnée (par exemple une éolienne) comme celle qui délimite l'espace dans lequel il n'est pas possible de construire une autre installation du même type. Selon cette approche, la surface totale occupée par le système électrique (production et réseau de transport) atteint entre 1 et 1,6 million d'hectares à l'horizon 2050, soit de l'ordre de 2 à 3 % du territoire métropolitain (contre 1 % aujourd'hui). Elle est globalement plus importante dans les scénarios à forte part en énergies renouvelables («scénarios M»).

Comme le montre la figure 12.53, cette convention tend néanmoins à attribuer une surface très importante à l'éolien terrestre et aux lignes électriques alors même que la surface correspondante est très peu artificialisée et est très largement accessible à d'autres usages, notamment agricoles. À l'inverse, la surface occupée par les panneaux photovoltaïques apparaît plus restreinte alors qu'elle peut être beaucoup plus contraignante pour d'autres usages.

Une analyse approfondie de la surface occupée par le système électrique nécessite donc d'aller plus loin, en regardant notamment les possibilités de co-usages associés aux surfaces concernées.

12.4.4.2 L'essentiel des équipements du système électrique permettent des co-usages agricoles ou naturels, le principal point de vigilance concerne le développement du photovoltaïque au sol

Dans la surface totale occupée par le système électrique, l'essentiel est accessible pour des co-usages agricoles ou naturels. Ainsi, les éoliennes et les lignes électriques qui représentent l'essentiel de la surface occupée selon le calcul réalisé ci-dessus, sont également les infrastructures qui permettent le plus de mutualisation avec les surfaces agricoles ou naturelles, avec peu de restriction sur les activités (même s'il existe des distances minimales aux bâtiments pour les éoliennes et les lignes). Dès aujourd'hui, ces infrastructures sont très majoritairement situées sur des territoires agricoles, et parfois dans des milieux forestiers, semi-naturels, ou encore sur des sols déjà artificialisés (habitations ou zones d'activités situées sous les lignes électriques).

À long terme, le point de vigilance porte plus particulièrement sur les parcs photovoltaïques au sol qui peuvent être très consommateurs d'espace. Sans aménagement spécifique, ces installations peuvent contraindre les autres usages et sont ainsi parfois accusées d'entrer en concurrence avec des usages agricoles ou encore de contribuer à la pression foncière dans certaines régions.

De nouveaux modèles de développement dits «agrivoltaïques» permettent toutefois d'envisager

Figure 12.60 Répartition des types de surfaces sous et aux abords des lignes électriques aériennes et autour des éoliennes en 2019

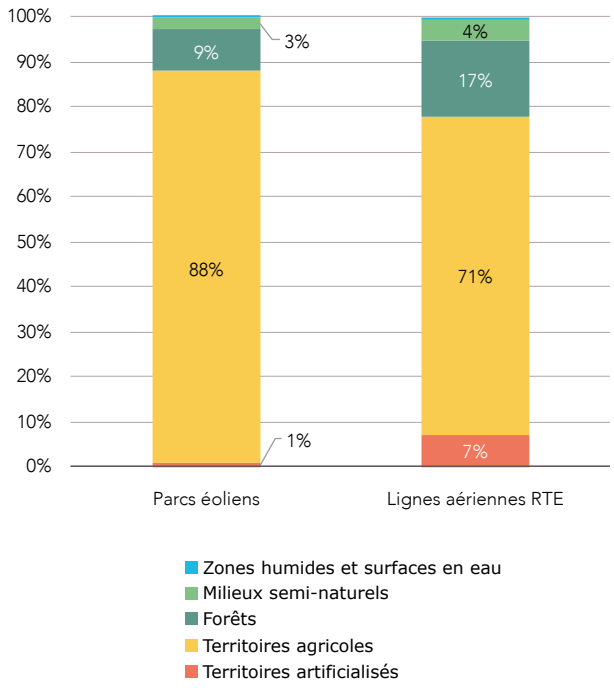
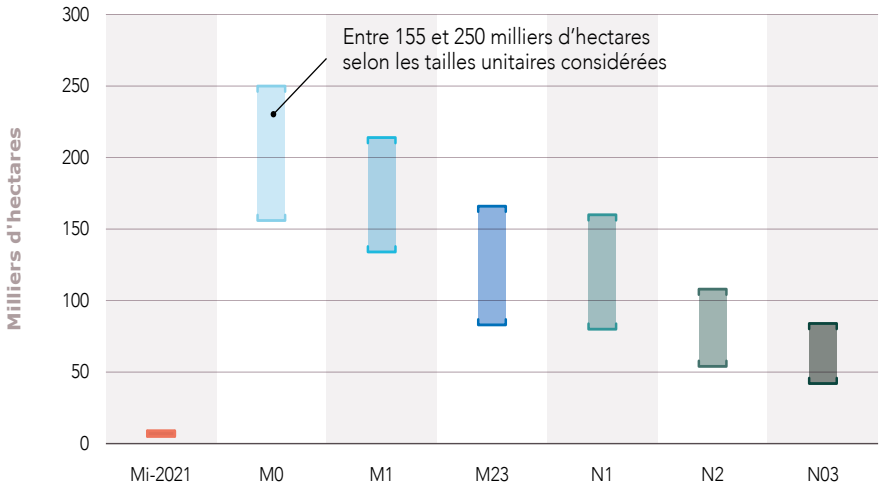


Figure 12.61 Estimation du nombre d'hectares nécessaires pour la production photovoltaïque au sol en 2050



plus facilement des co-usages agricoles *(voir partie 12.4.2)*. En contrepartie, les installations sont susceptibles d'occuper un espace plus important.

Compte tenu de l'incertitude sur la densité des parcs photovoltaïques, en particulier dans le cas de co-usages agrivoltaïques, une fourchette de densité moyenne du parc de centrales photovoltaïques au sol entre 1 ha/MW et 2 ha/MW[72] a été retenue à l'horizon 2050.

Dans les différents scénarios, la surface nécessaire pour l'accueil des panneaux photovoltaïques au sol est estimée à environ 70 000 hectares (scénarios N2 et N03) à de l'ordre de 200 000 hectares (scénario M0). Cette valeur peut paraître importante en absolu mais doit être relativisée : notamment, ces surfaces ne représentent que 0,1 % à 0,3 % du territoire.

Si les espaces abandonnées (friches, ancienne carrière, etc.) ne suffiront pas à accueillir l'ensemble des capacités photovoltaïques, les dynamiques agricoles à venir pourraient constituer des opportunités et des freins. D'une part, la diminution des surfaces agricoles utiles laisse peu de marge à d'autres usages que la production alimentaire, d'autant plus dans un contexte de hausse de la population, d'augmentation de la fréquence des accidents climatiques et de la transition vers des pratiques agricoles biologiques. Et enfin, un maintien des prairies naturelles avec une diminution du nombre d'élevages bovins offre des surfaces potentiellement compatibles avec une production photovoltaïque adaptée (des panneaux photovoltaïques verticaux à faible emprise au sol) tout en maintenant un caractère multifonctionnel du sol : stockage de carbone, biodiversité, paysage, alimentation et production d'énergie.

72. Valeurs issues de la revue de littérature (CEREMA, avril 2019, ADEME 2015) complétée des relevés d'études d'impacts existantes en retenant une dé-densification des parcs de photovoltaïque au sol pour les nouveaux types de parcs agrivoltaïques *(cf. 12.4.2)*.

12.4.5 Sur l'empreinte visuelle et l'impact paysager, un impact spécifique de l'éolien terrestre et du réseau mais qui reste difficile à mesurer

Le développement des grandes infrastructures énergétiques fait aujourd'hui souvent l'objet d'oppositions liées à leur emprise visuelle. Ces oppositions se sont accrues au cours des dernières décennies, en particulier autour du développement des pylônes et lignes électriques et plus récemment des parcs éoliens. Du fait de leurs grandes hauteurs, ces infrastructures ont potentiellement une visibilité portant sur des zones étendues.

L'impact paysager induit par de nouvelles éoliennes ou pylônes reste cependant difficile à objectiver et quantifier, d'une part, car il relève d'une dimension esthétique de nature subjective et d'autre part car l'évaluation de la visibilité doit en théorie intégrer un grand nombre de paramètres (topographie, covisibilité avec d'autres points d'intérêt, prégnance, effet de surplomb…).

Les différents scénarios de mix des *Futurs énergétiques 2050* conduisent tous à un net développement de la production éolienne terrestre en France et donc à une augmentation du nombre de mâts qui ne doit pas être ignorée. Le nombre précis de nouveaux mâts dépendra cependant de l'évolution de la capacité unitaire des éoliennes installées en France. Une augmentation de la taille des turbines permettrait ainsi de limiter le nombre de mâts à construire pour atteindre une capacité totale donnée mais conduirait à des éoliennes en moyenne plus grandes et donc potentiellement plus visibles. Une telle évolution n'est par ailleurs pas possible partout du fait de contraintes réglementaires et d'acceptabilité. En moyenne, le nombre de mâts d'éoliennes en France métropolitaine serait ainsi multiplié par 2 à 4 dans les différents scénarios et pourrait atteindre de l'ordre de 30 000 mâts à l'horizon 2050 dans les scénarios les plus hauts (M0 et M23). Ce chiffre peut être mis en regard du nombre de mâts déjà présents dans d'autres pays européens : en Allemagne, il y avait à fin 2020 déjà près de 30 000 éoliennes terrestres, pour un territoire 35 % plus petit que la France.

Les projections sur l'évolution du nombre de mâts ne permettent toutefois de restituer que très partiellement les enjeux associés à leur visibilité. Dans certains cas, les nouveaux mâts pourraient être

Figure 12.62 Estimation du nombre de mâts d'éoliennes terrestres en 2050 dans les différents scénarios considérés

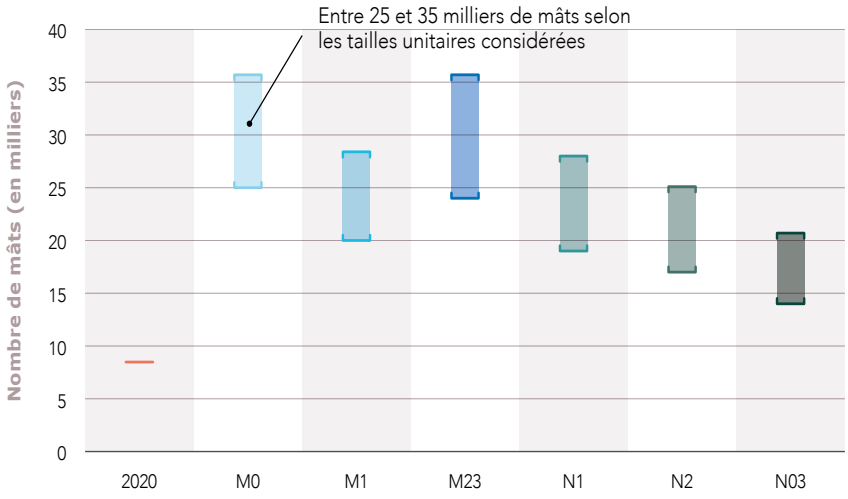
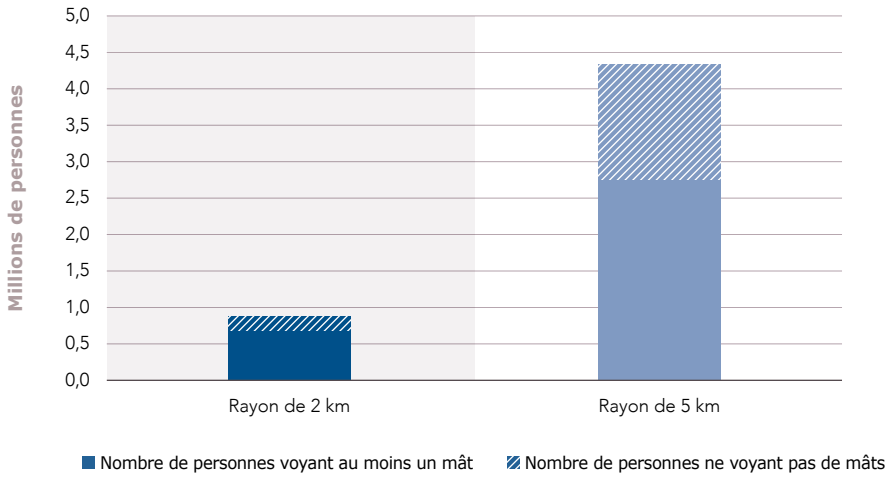


Figure 12.63 Nombre de personnes voyant au moins une éolienne à 2 ou 5 km en fonction de la population dans ce rayon



localisés dans des zones dans lesquelles ils ont un impact visuel limité ou pas d'impact visuel pour les populations locales ou à l'inverse être concentrés dans des zones déjà denses en éoliennes.

Pour apporter un ordre de grandeur sur le nombre de personnes concernées à l'heure actuelle par la visibilité de parcs éoliens, une estimation a été menée en s'appuyant sur une analyse cartographique détaillée intégrant la topographie, la localisation et la taille des parcs éoliens existants. Celle-ci suggère qu'en 2021, environ 2,7 millions de personnes étaient susceptibles de percevoir une éolienne depuis leur résidence principale (dans un rayon de 5 km autour d'un parc éolien), soit moins de 4 % de la population française. Toutefois, les perceptions entre 3 et 10 km dépendent grandement des caractéristiques du paysage alentour, ainsi cette analyse succincte ne peut prétendre à présenter une vision complète de l'impact paysager.

L'estimation de l'impact paysager nécessiterait de disposer des emplacements exacts des éoliennes, d'évaluations paysagères *ad hoc* et d'études de perception, positive, négative ou indifférente qu'a la population locale.

12.5 Les matières et déchets radioactifs : des enjeux spécifiques pour le cycle du combustible et ses installations de stockage, de retraitement et d'entreposage, en fonction des scénarios d'évolution du parc nucléaire

La question des déchets radioactifs cristallise de nombreuses oppositions à l'énergie nucléaire. En effet, les centrales nucléaires, si elles constituent des moyens de production d'énergie bas-carbone, induisent en contrepartie la production de matières et déchets radioactifs qu'il est nécessaire de pouvoir traiter et gérer sur des horizons de très long terme.

Les choix politiques et industriels en matière de prolongation et renouvellement du parc nucléaire, notamment dans les différents scénarios étudiés dans cette analyse, structurent donc, au-delà du parc de réacteurs, l'ensemble des infrastructures nécessaires à la gestion du cycle de vie du combustible nucléaire.

12.5.1 Le cycle de vie du combustible produit des substances variées qui impliquent des modes de gestion spécifiques

Le cycle du combustible nucléaire génère différents types de substances radioactives, dont les modalités de gestion à long terme diffèrent selon leur nature. Le fonctionnement du cycle conduit en particulier à distinguer :

- d'une part, les *matières valorisables*, qui sont vouées à être réemployées, sur la base de techniques industrielles actuelles ou d'évolutions techniques envisageables : ces matières valorisables doivent être entreposées de manière sûre, en attendant leur éventuel traitement et leur réutilisation dans des réacteurs (actuels ou futurs) ;
- d'autre part, les *déchets radioactifs ultimes,* qui ne peuvent être valorisés : ceux-ci doivent alors être conditionnés et stockés de manière définitive.

Dans le détail, l'enrichissement et l'utilisation de l'uranium naturel dans les centrales nucléaires génèrent principalement quatre types de substances radioactives, objets du cycle du combustible et représentés sur le schéma suivant :

- l'uranium appauvri, résidu de l'enrichissement d'uranium,
- les trois types de substances issues du passage du combustible en réacteur, à savoir :
  - 1 % de plutonium,
  - 95 % d'uranium de retraitement (URT),
  - 4 % d'actinides mineurs et produits de fission.

Le plutonium et l'uranium de retraitement sont considérés comme des matières valorisables car ils peuvent, sous certaines conditions, être réutilisés pour la fabrication du combustible :

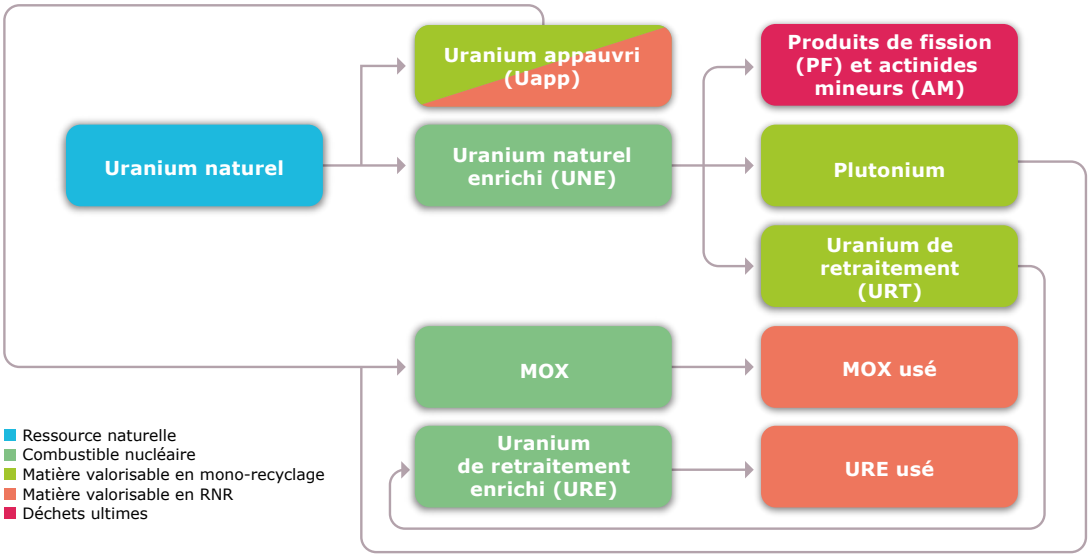
- Le plutonium, une fois séparé, est associé à de l'uranium appauvri pour former le combustible « MOX », utilisé dans les réacteurs certifiés pour en accueillir en tant que combustible. 24 réacteurs de 900 MW sont ainsi dits « moxés » sur l'ensemble des 56 réacteurs actuellement en exploitation dans le parc français.
- À partir de 2023, l'enrichissement de l'uranium de retraitement (URT) en uranium de retraitement enrichi (URE) reprendra – après avoir été arrêté pendant dix ans – afin de faire décroître le stock français d'URT (32 700 tML[73]), aujourd'hui entreposé sur le site de Tricastin. L'uranium de retraitement enrichi est ensuite chargé dans les réacteurs en substitution de l'uranium naturel enrichi (UNE).

73. *tonnes de métal lourd*

À l'heure actuelle, le MOX usé et l'URE usé (après utilisation en réacteurs) sont également considérés comme des matières valorisables, car potentiellement réutilisables en multi-recyclage ou dans des réacteurs à neutrons rapides de quatrième génération (RNR), en France ou dans d'autres pays[74]. Ils sont entreposés dans les piscines de La Hague dans cette attente *(cf. 12.5.4).*

Seuls les actinides mineurs et les produits de fission sont d'ores et déjà considérés par la France comme des déchets ultimes, ne pouvant être valorisés. L'utilisation du combustible nucléaire dans les réacteurs génère également d'autres déchets déchets tels que les structures entourant le combustible nucléaire.

Figure 12.64 Cycle du combustible nucléaire avec retraitement en mono-recyclage et fermeture partielle



74. Trois réacteurs à neutrons rapides alimentent un réseau électrique à ce jour : les réacteurs russes Beloyarsk-3 (BN-600, de 560 MWe) et Beloyarsk-4 (BN-800, de 820 MWe) et le CEFR chinois (20 MWe).

12.5.2 Dans tous les scénarios de mix, l'enjeu des déchets concerne principalement ceux de haute et moyenne activité à vie longue destinés au stockage géologique profond Cigéo

12.5.2.1 Des déchets classés en fonction de leur niveau de radioactivité et de leur durée de vie

Les déchets radioactifs produits par le fonctionnement des centrales nucléaires doivent faire l'objet de mesures afin de protéger l'homme et son environnement contre les dangers qu'ils peuvent présenter.

La gestion des déchets radioactifs est encadrée par la loi[75] : afin d'assurer qu'ils ne créent pas de risque radiologique, les modalités de stockage de chaque type de déchets sont définies en fonction de leur niveau de radioactivité et de leur durée de vie (de façon simplifiée, les déchets dont la durée de vie, c'est-à-dire le temps nécessaire à ce que leur radioactivité devienne négligeable, est de plus de 300 ans sont dits de vie longue et ceux de durée de vie inférieure à 300 ans sont dits de vie courte). Leur gestion est ainsi adaptée à leur nature et la plus sûre possible.

Les producteurs de déchets radioactifs (en particulier les exploitants de centrales nucléaires) ont l'obligation de les caractériser selon une classification qui permet ensuite d'établir les modalités de gestion correspondantes. Six catégories de déchets radioactifs sont ainsi considérées :

- les déchets de haute activité (HA) sont pour l'essentiel issus des combustibles usés après retraitement (actinides mineurs et produits de fission) ;
- les déchets de moyenne activité à vie longue (MA VL) sont principalement issus des assemblages portant le combustible nucléaire, ainsi que des déchets issus d'équipements ou du traitement d'effluents résultant du fonctionnement ou de la maintenance des installations nucléaires ;
- les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL) sont essentiellement des déchets de graphite ou contenant du radium provenant du démantèlement des réacteurs de première génération de la filière uranium naturel graphite gaz (UNGG) construits à partir de 1956 et dont le dernier réacteur s'est arrêté en 1994 à Bugey ;
- les déchets de faible activité et moyenne activité à vie courte (FMA-VC) et les déchets de très faible activité (TFA) sont majoritairement issus de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires ainsi que des installations du cycle du combustible ;
- les déchets à vie très courte (VTC) proviennent principalement du secteur médical ou de la recherche et non de la production électrique et sont gérés par la décroissance naturelle de leur radioactivité.

Dans l'hypothèse d'une poursuite de la politique de retraitement des combustibles usés, la prolongation de la production d'électricité d'origine nucléaire (« scénarios N ») induit une production supplémentaire de déchets HA et MA-VL globalement proportionnelle à la production électrique ainsi qu'une production de déchets TFA et FMA-VC corrélées au nombre d'installations en fonctionnement.

12.5.2.2 Des enjeux et des solutions de gestion différentes selon la catégorie de déchets, avec une attention particulière sur le stockage géologique profond des déchets de plus forte activité

Les enjeux de stockage et le stade de maturité des solutions diffèrent en fonction des catégories de déchets. Des solutions de stockage existent d'ores et déjà, notamment pour les déchets de plus faible activité et de plus courte durée de vie.

Les déchets TFA disposent déjà d'un centre de stockage en exploitation, le centre industriel de regroupement, d'entreposage et de stockage (Cires). L'Andra prévoit la production de 2,2 millions de m^3 de déchets TFA issus de l'exploitation et du

75. Loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs

démantèlement complet des installations nucléaires actuelles. La capacité actuelle du Cires (650 000 m³, mis en service en 2003) était occupée à 63,4 % fin 2020 et pourrait arriver à saturation au cours de la prochaine décennie[76]. L'Andra prévoit ainsi de déposer une demande d'extension de la capacité autorisée du centre en 2022 et, à terme, de nouvelles installations de stockage devront être envisagées. Dans le cadre du PNGMDR, plusieurs pistes pourraient être envisagées : stockage centralisé ou stockage décentralisé potentiellement sur les sites de production de déchets (par exemple des centrales nucléaires).

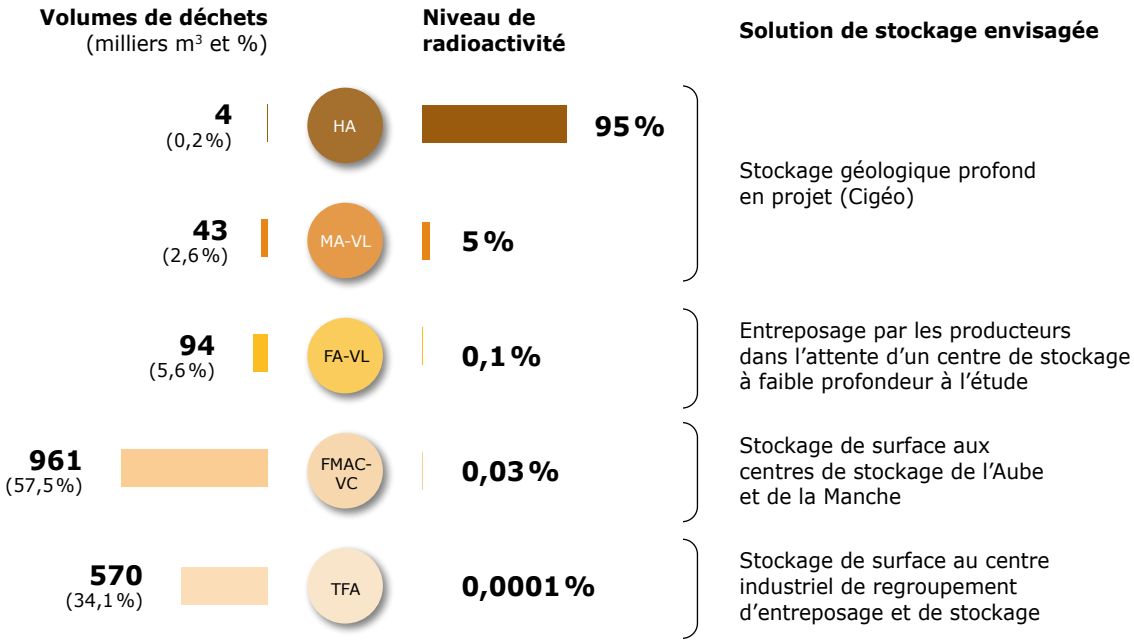
Les déchets FMA-VC sont les plus abondants en volume. Ils sont stockés dans deux centres de stockages de surface, dans la Manche et l'Aube. Le centre de stockage de la Manche a accueilli, entre 1969 et 1994, 527 000 m³ de colis de déchets. Arrivé à pleine capacité, il est aujourd'hui en phase de fermeture. Le centre de stockage de l'Aube (CSA) accueillait, fin 2019, 345 000 m³ pour une capacité réglementaire autorisée de 1 000 000 m³.

Les déchets stockés dans ces centres sont surveillés pendant le temps nécessaire à la décroissance de leur radioactivité jusqu'à des niveaux d'impact négligeables, estimé à environ 300 ans.

À l'inverse, les modalités de gestion des déchets FA-VL, ainsi que HA et MA-VL sont encore au stade de projet. La durée de vie de ces déchets et le niveau de radioactivité de certains d'entre eux représentent des enjeux technique, éthique et économique.

Les déchets FA-VL doivent faire l'objet d'une gestion spécifique du fait de leur longue durée de vie (souvent de l'ordre de plusieurs dizaines de milliers d'années ou plus). Actuellement entreposés par les producteurs, ils ne disposent pas d'un centre de stockage définitif. Cependant, une zone de 10 km² au nord de la communauté de commune de Soulaines fait l'objet d'investigations géologiques et environnementales plus poussées par l'Andra pour un stockage en faible profondeur (quelques dizaines de mètres).

Figure 12.65 Enjeux des solutions de stockage en fonction des catégories de déchets radioactifs en 2019[77]



76. Plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2016-2018
77. Source : Inventaire national des matières et déchets radioactifs 2021

Si les 320 000 tML d'uranium appauvri issu de l'enrichissement du combustible nucléaire devaient être requalifiés en déchets, ils présenteraient des enjeux de gestion de leur stockage similaires à certains déchets FA-VL.

Bien que ne représentant qu'un très faible volume (moins de 3 % de l'ensemble des déchets radioactifs français), les déchets HA et MA-VL sont ceux dont le stockage représente l'essentiel du coût et des enjeux de la gestion des déchets radioactifs. À eux seuls, les déchets HA et MA-VL représentent à terme 85 % des coûts totaux de la gestion des déchets[78].

Ils sont aujourd'hui principalement entreposés sur le site de La Hague *(cf. paragraphe 12.5.4)*. La stratégie de stockage définitif retenue par l'Andra et les pouvoirs publics consiste à terme à stocker ces déchets (HA et MA-VL) dans le centre de stockage en couche géologique profonde Cigéo, dont la déclaration d'utilité publique est en cours d'instruction. Cette solution vise notamment à protéger les populations et les générations futures des déchets radioactifs les plus dangereux en les stockant de manière pérenne dans un site stable fonctionnant de manière passive pour des échelles de temps très longues.

12.5.2.3 Une évaluation simplifiée des volumes de déchets radioactifs dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* soumise à de nombreuses incertitudes et dépendant de plusieurs hypothèses sur l'évolution du cycle du combustible nucléaire

L'intérêt d'une évaluation des volumes de déchets radioactifs dans les différents scénarios de mix a été soulevé à plusieurs reprises par les parties prenantes dans le cadre de la concertation. En effet, l'analyse des choix sur le mix électrique futur doit intégrer cette problématique, dans la mesure où les scénarios se différencient largement sur ce point et où les déchets radioactifs ultimes associés à la production électronucléaire devront être stockés sur des durées extrêmement longues (plusieurs dizaines de milliers d'années). Cette problématique relève ainsi d'un débat de société pour les décisions sur le mix électrique.

Pour répondre à ces demandes émanant de la concertation et éclairer l'ensemble des conséquences associées aux choix publics sur le système électrique, **RTE a réalisé une évaluation de la quantité de matières et de déchets radioactifs dans les différents scénarios des *Futurs énergétiques 2050*. Ce chiffrage est néanmoins un exercice complexe, qui intègre différents scénarios de politique de gestion du combustible, de mix énergétique, ainsi que de larges incertitudes sur les caractéristiques physiques des colis de déchets à entreposer et à stocker. L'évaluation menée par RTE est donc fortement simplifiée et n'a pas vocation à se substituer aux exercices de chiffrage qui sont et seront réalisés par les pouvoirs publics, les exploitants et l'Andra sur le dimensionnement et l'identification des besoins d'infrastructures d'entreposage des combustibles usés et de stockage des déchets. Celles-ci mobiliseront toutes les parties prenantes nécessaires dans le cadre de la mise en œuvre du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.**

De ce fait, l'évaluation de RTE ne traite pas les questions relatives à la capacité de Cigéo à accueillir l'ensemble des déchets ultimes produits dans les différents scénarios de mix électrique étudiés, ni les conséquences sur ses conditions d'exploitation.

L'analyse permet en revanche d'identifier les grandes tendances d'évolution du stock de matières et de déchets radioactifs dans les différents scénarios de production et avec prolongation ou arrêt du retraitement des combustibles, ainsi que les conséquences globales sur la gestion du cycle du combustible et des matières et déchets. Elle permet ainsi de préciser les analyses qualitatives publiées le 25 octobre 2021.

78. Cour des comptes, 2012, Les coûts de la filière électronucléaire

Hypothèses retenues sur la modélisation de la gestion du combustible nucléaire

L'évaluation a été menée sur les six scénarios de mix électrique (dans leur configuration de référence) et avec plusieurs hypothèses sur la poursuite ou l'arrêt du retraitement des combustibles usés. Elle repose sur un certain nombre de simplifications méthodologiques et d'hypothèses qu'il convient de noter :

- En termes de périmètre, l'étude se concentre sur les déchets voués au stockage géologique profond (MA-VL et HA) issus du combustible des parcs électronucléaires envisagés, qui suscite l'essentiel de l'attention *(voir partie 12.5.2 ci-dessus).*

- Les déchets HA et MA-VL issus du démantèlement des centrales en fonctionnement et futures, ainsi que les déchets MA-VL associés à la maintenance des installations nucléaires ou aux grappes de contrôles des réacteurs, sont exclus de l'étude étant donné le peu de données disponibles à date sur leur volume par rapport aux déchets issus du combustible des centrales[79]. De même, les déchets non-encore conditionnés en 2020 issus du démantèlement des installations anciennes ne sont pas modélisés car leur comptabilisation est complexe (elle fait l'objet de travaux en cours dans le cadre du Plan national de gestion des matières et déchets radioactifs) et qu'elle ne dépend pas des choix à venir sur le mix énergétique. Enfin, les déchets liés à la recherche, à la médecine et à la défense nationale conditionnés après 2020, qui ne dépendent pas non plus des choix à venir sur le mix énergétique, ne sont pas pris en compte mais représentent a priori également une faible part des déchets HA et MA-VL produits.

- S'agissant de l'efficacité du parc nucléaire en termes de quantité de déchets induits par quantité d'énergie produite, celle-ci est supposée constante sur la durée d'étude pour les réacteurs existants *(voir figure 12.66)* tandis que l'amélioration de l'efficacité attendue des réacteurs EPR par rapport aux réacteurs de seconde génération est prise en compte, en s'appuyant sur les données remontées par les acteurs de la filière. En l'absence de données disponibles sur les SMR sur ce point, ceux-ci sont assimilés à des EPR.

- S'agissant de la consommation future d'uranium issus du retraitement de combustible usé (URT), celle-ci est supposée correspondre aux annonces déjà faites par EDF[80] sur le sujet sans modification postérieure (4 réacteurs de la centrale de Cruas chargés à l'URE à partir de 2023-2024, puis 3 réacteurs de 1 300 MW en 2027-2028 jusqu'à la fermeture des réacteurs correspondants).

- L'étude repose sur les données de flux de matières et déchets déclarées par les exploitants nucléaires à l'Andra[81] et à l'ASN[82] dans la décennie 2010. Pour la fabrication du MOX, l'analyse suppose, en cohérence avec la pratique actuelle[83], que l'extraction du plutonium issu des combustibles usés n'est réalisée que pour le strict volume de plutonium nécessaire à la fabrication du MOX qui alimente les réacteurs en service : en conséquence, il n'y a donc pas d'accumulation de nouveaux stocks de plutonium. L'analyse prend en compte le décalage temporel de trois ans qui existe entre le chargement de combustible MOX en réacteur et le retraitement du combustible dont est issu le plutonium de ce MOX. Ce

79. Le format des déchets de démantèlement ne sont pas nécessairement standardisés et compactés comme ceux issus du retraitement du combustible.
80. Plan stratégique d'entreprise EDF – octobre 2020
81. Andra, Inventaire national des matières et déchets radioactifs 2013 à 2021
82. Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France 2010 à 2020
83. Rapport IRSN n°2018-00007, Cycle du combustible nucléaire en France - Dossier «Impact Cycle 2016»

décalage joue un rôle important dans l'évolution du besoin d'entreposage de combustibles usés, *a fortiori* dans la perspective d'une réduction du parc électronucléaire. En effet, comme indiqué précédemment, ce décalage implique que la consommation de combustible usé nécessaire à la fabrication du MOX d'un réacteur s'interrompt trois ans avant la fermeture de celui-ci.

- En matière de stratégie d'utilisation de MOX, les hypothèses prises en compte sont homogènes entre les scénarios de manière à pouvoir les comparer sur une même base. L'étude menée dans les *Futurs énergétiques 2050* considère ainsi que, dans chaque scénario, à mesure que les réacteurs « moxés » ferment, EDF entreprend le moxage de nouveaux réacteurs de manière à ce qu'un équilibre soit maintenu entre la quantité de combustible à base d'uranium naturel enrichi usé produite et celle retraitée. Seuls les réacteurs de 1 300 MW et les EPR, pour lesquels les industriels concernés[84] ont indiqué avoir fait des études afin de permettre leur approvisionnement par du MOX, sont considérés comme pouvant en utiliser. Ceci conduit à envisager dans tous les scénarios l'utilisation de MOX dans des réacteurs de 1 300 MW à partir du début de la décennie 2030, comme l'a annoncé EDF, ce qui entraîne l'utilisation du MOX dans 8 de ces réacteurs au maximum à partir de 2040 environ dans les scénarios N. Dans cette logique, l'utilisation de MOX dans le palier de réacteurs EPR apparaît nécessaire à partir du milieu de la décennie 2040 dans les scénarios N et n'est jamais envisagée dans les scénarios M où le retraitement du combustible est supposé arrêté à cette échéance. Les rebuts de fabrication de MOX (correspondant à la part de la production de MOX neuf qui n'est pas conforme à la qualité attendue), estimés à 5 % de la production, sont considérés comme tous entreposés en piscine.

- Sauf mention contraire, la politique de retraitement du combustible est supposée perdurer dans les scénarios N, sans préjuger de la mise en œuvre d'un éventuel multi-recyclage du combustible dans des réacteurs de technologie adaptée. Dans les scénarios M, sans nouveau nucléaire, et dans les variantes des scénarios N où l'arrêt du retraitement est envisagé, il est pris pour hypothèse que les usines de retraitement de La Hague cessent leur fonctionnement en 2040. La consommation du stock historique de plutonium français n'est alors pas considérée pour produire du MOX après 2043 et aucun réacteur ne reçoit de nouveau MOX après cette échéance. Dans cette hypothèse d'arrêt, la production de déchets HA et MA-VL issus du retraitement prend fin mais la production de combustibles usés, qui devraient alors être requalifiés en déchets HA, s'accélère nettement.

- Les volumes de déchets HA et MA-VL estimés correspondent aux volumes de colis standard de déchets vitrifiés (dits CSD-V) et compactés (dits CSD-C) produits sur la période d'étude. Ils sont estimés sur la base de la production de colis de l'usine de La Hague déclarée à l'Andra depuis 2013 par Orano dans son fonctionnement actuel. Les projets nouveaux procédés de conditionnements nouveaux ne sont pas pris en compte.

- Enfin, les volumes de matières et déchets radioactifs estimés à terminaison du parc nucléaire, c'est-à-dire à l'issue de la durée d'exploitation des réacteurs considérés dans les scénarios, supposent une exploitation de 60 ans pour les nouveaux réacteurs. Au-delà de la période d'étude modélisée dans les *Futurs énergétiques* (2020-2060), il est considéré que chaque EPR procède à une recharge de combustible de 80 assemblages tous les 18 mois.

84. Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire - Présentation du « Cycle du combustible » français en 2018, p.90

12.5.2.4 Un inventaire de déchets destinés au stockage géologique de Cigéo susceptible d'être adapté notamment en fonction de l'évolution du parc de production nucléaire

L'inventaire de référence pris en compte pour dimensionner le projet Cigéo (Centre industriel de stockage géologique) prévoit le stockage des déchets nucléaires français HA et MA-VL produits par l'ensemble des installations nucléaires, dont le parc historique de centrales et l'EPR de Flamanville, jusqu'à leur démantèlement.

Dans l'hypothèse d'une poursuite de la politique actuelle de retraitement avec fermeture du cycle du combustible, l'Andra estime que pour le fonctionnement du parc nucléaire actuel et de l'EPR de Flamanville, 83 000 m³ de déchets HA et MA-VL devront être stockés dans les galeries souterraines de Cigéo, représentant 73 000 m³ de déchets de MA-VL et 10 000 m³ de déchets HA. Fin 2020, près de la moitié de ces déchets étaient déjà produits. Ces estimations se basent sur une durée de fonctionnement du parc actuel de 50 ans et une hypothèse de retraitement de la totalité des combustibles usés. Les déchets produits par un éventuel futur parc ne sont pas inclus dans l'inventaire de référence.

Néanmoins, l'inventaire à retenir par l'Andra pour les études et recherches conduites en vue de concevoir le centre de stockage comprend un inventaire de référence et un inventaire de réserve[85]. L'inventaire de réserve prend en compte les incertitudes liées notamment à la mise en place de nouvelles filières de gestion de déchets ou à des évolutions de politique énergétique.

Le centre de stockage Cigéo est conçu pour accueillir les déchets de l'inventaire de référence. En lien avec les propriétaires des substances de l'inventaire de réserve (EDF, Orano et le CEA), **le centre de stockage Cigéo est également conçu par l'Andra pour être en mesure d'accueillir les substances qui figurent à cet inventaire, à condition que, le cas échéant, des évolutions dans sa conception puissent être mises en œuvre en cours d'exploitation à un coût économiquement acceptable.** L'Andra propose pour cet inventaire de réserve l'intégration de combustibles usés, l'intégration des déchets HA et MA-VL qui résulteraient d'une prolongation du fonctionnement du parc ainsi que d'une partie des déchets FA-VL.

Si la demande de déclaration d'utilité publique (DUP) et la demande d'autorisation de création (DAC) sont approuvées, Cigéo pourrait ainsi être mis en service entre 2035 et 2040 pour une durée d'exploitation d'un peu plus de 100 ans. Les premiers colis MA-VL entreraient alors progressivement en stockage géologique tandis que les colis HA y entreraient à partir de la fin du siècle.

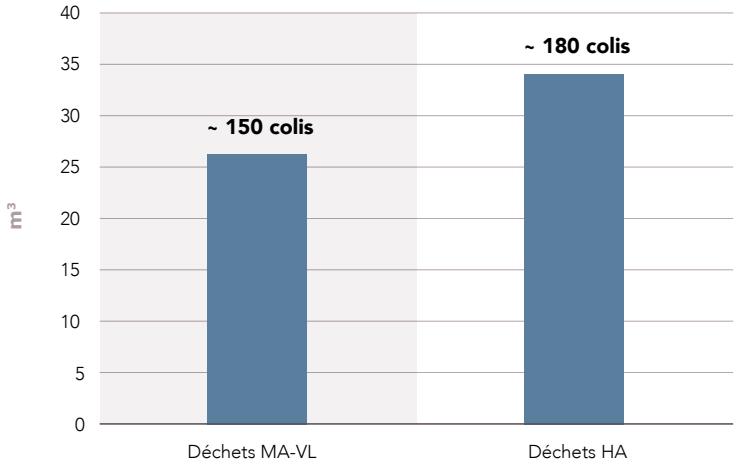
L'Andra indique que la conception de Cigéo, et notamment son développement progressif et l'étude d'un inventaire de réserve laisse ouverte la possibilité de faire évoluer l'inventaire des déchets à stocker dans l'installation. Si, au cours de l'exploitation du centre de stockage Cigéo, une décision était prise par le gouvernement d'y stocker des déchets non compris dans l'inventaire de référence, une demande d'autorisation spécifique serait déposée par l'Andra pour recevoir les colis correspondants et apporter les évolutions nécessaires à l'installation selon le cadre réglementaire en vigueur.

De manière plus générale, le dimensionnement des infrastructures de stockage des déchets radioactifs à long terme dépend largement des choix sur l'évolution du parc nucléaire :

- Les scénarios prévoyant la construction de nouveaux réacteurs (scénarios « N ») impliquent une augmentation du volume de déchets à stocker à long terme. La relance du nucléaire sur plusieurs décennies conduira en effet à générer de nouveaux déchets issus de la gestion du combustible et impliquera de dimensionner les infrastructures de stockage

85. Article D542-90 du code de l'environnement.

Figure 12.66 Estimation en ordre de grandeur du volume de déchets radioactifs HA et MA-VL issus de la production de 100 TWh d'électricité d'origine nucléaire



en conséquence, par exemple en adaptant le projet Cigéo. Les estimations présentées sur la figure 12.66 permettent d'apporter un ordre de grandeur des volumes supplémentaires de déchets occasionnés par la production d'électricité nucléaire ;

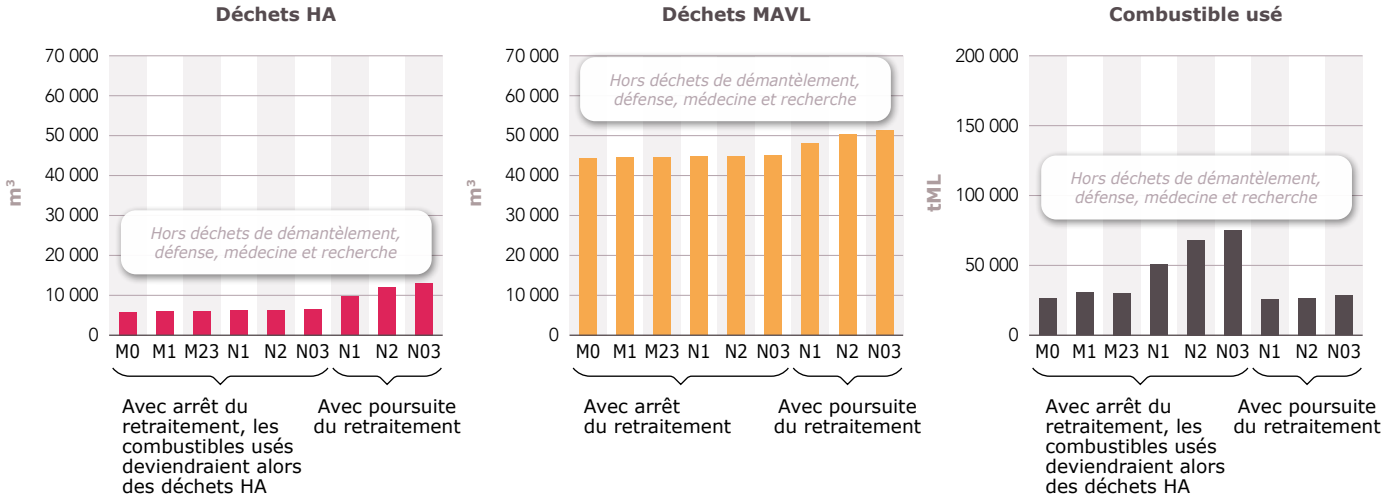
- Les scénarios prévoyant une sortie du nucléaire peuvent avoir des conséquences variées selon les hypothèses considérées concernant la politique de retraitement et le rythme de sortie. En effet, l'arrêt du retraitement implique vraisemblablement de considérer l'ensemble des combustibles usés comme des déchets de haute activité faute de débouchés pour ceux-ci. Un arrêt rapide du nucléaire peut également ne pas laisser le temps de consommer en MOX l'ensemble du plutonium déjà extrait et induire des substances supplémentaires à stocker.

Les estimations de production de déchets radioactifs dans les différents scénarios confirment l'importance de l'adaptabilité de Cigéo et de l'étude d'un inventaire de réserve.

Dans les scénarios « M », ainsi que dans les variantes des scénarios « N » dans lesquelles l'arrêt du retraitement serait décidé, l'augmentation du stock de déchets HA est remplacée par une forte augmentation du stock de combustibles usés. Ceux-ci (UNE usé, URE usé et MOX usé) n'auraient vraisemblablement plus de perspective d'emploi en France et pourraient alors être considérés comme des déchets HA à stocker. Ce type de déchets n'est pas prévu dans l'inventaire de référence de Cigéo, mais figure dans l'inventaire de réserve proposé par l'Andra dans une hypothèse d'arrêt du retraitement. Dans ces scénarios, le volume des assemblages des combustibles usés susceptibles d'être requalifiés en déchets HA est plus important que celui des déchets HA dans leur définition actuelle.

Dans les scénarios « N » et dans l'hypothèse où le retraitement est poursuivi, l'assimilation des combustibles usés, en particulier de l'URE et du MOX usés à des déchets dépend de l'évolution du contexte industriel du nucléaire. Le développement de capacités industrielles à même de les utiliser, telles que des réacteurs à neutrons rapides, pourrait conduire à les valoriser dans de nouvelles centrales à terme. La recherche et le développement de telles capacités est toutefois conduite essentiellement à l'étranger aujourd'hui. Concernant le volume de déchets HA à stocker à terminaison des parcs nucléaires envisagés, celui-ci est également conditionné par le maintien

Figure 12.67 Estimation en ordre de grandeur de la quantité de déchets HA, MA-VL et de combustible usé (hors déchet de démantèlement conditionné après 2020) à terminaison des parcs électronucléaires intégrant les réacteurs mis en service entre 2035 et 2060 dans chacun des scénarios



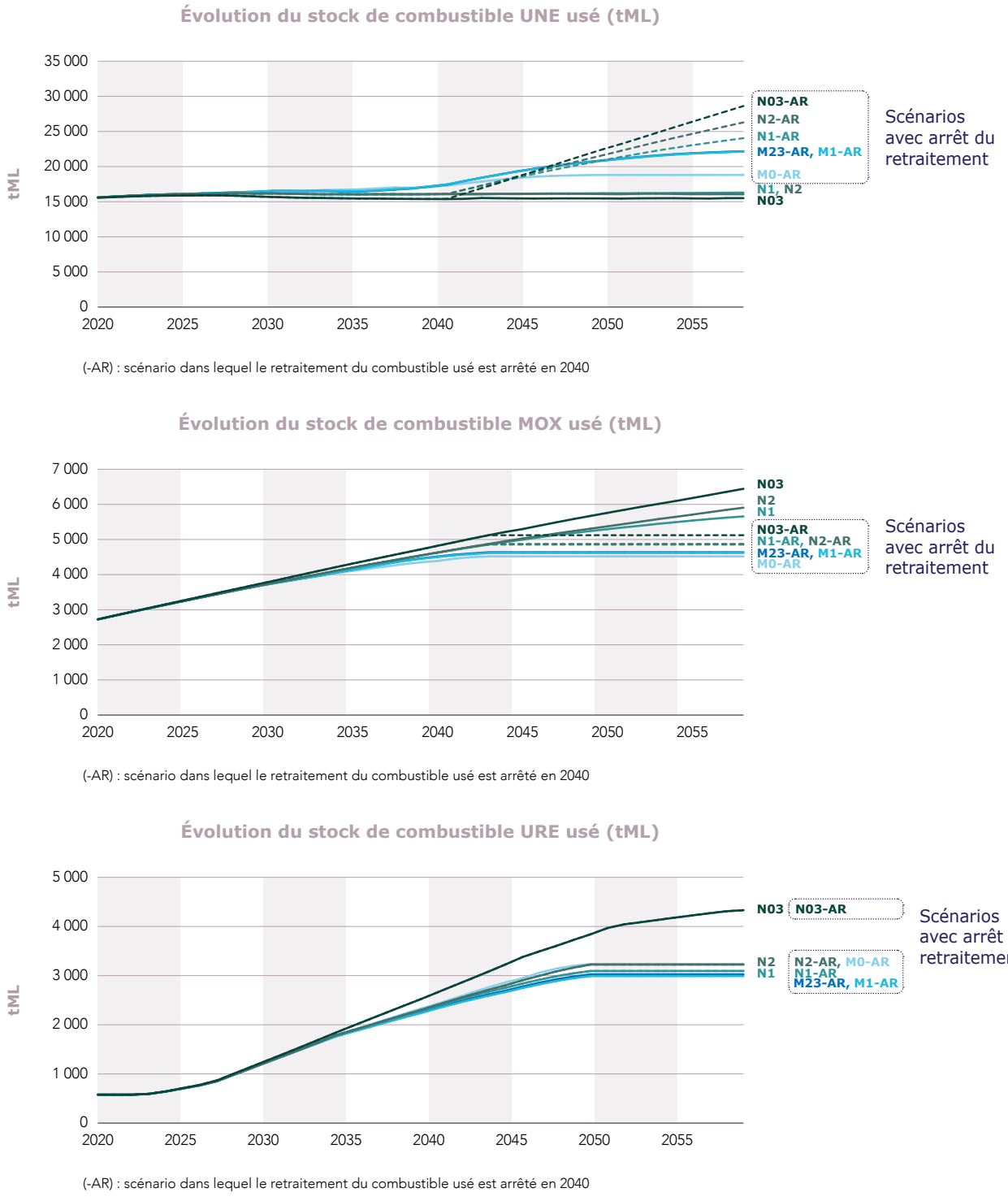
ou non d'installations de retraitement. Dans tous les cas, le volume à terminaison devrait atteindre ou dépasser celui prévu dans l'inventaire de référence, du fait des quantités de déchets supplémentaires générés par les nouveaux réacteurs nucléaires.

Le volume de déchets MA-VL relatifs à l'utilisation du combustible (hors déchets de démantèlement) apparaît quant à lui relativement peu influencé par le scénario énergétique choisi[86]. Ceci s'explique en partie par le stock déjà important de ce type de déchets issus de technologies nucléaires qui ne sont plus utilisées.

S'agissant des volumes de combustibles usés, ceux-ci peuvent se décomposer en différents types (UNE, URE et MOX usés). Il convient de noter que l'évolution de ces volumes est très dépendante des stratégies de traitement-recyclage considérées en hypothèse. En particulier, l'hypothèse de stratégie identique d'utilisation du MOX et de l'URT/URE entre les différents scénarios conduit à ne pas optimiser le volume de combustible usé en fonction de l'évolution du mix électrique. Il conviendrait d'anticiper toute évolution de mix énergétique pour rechercher les optimisations possibles s'agissant de la nature et de la quantité de déchets radioactifs au regard des orientations choisies.

86. Il convient de noter que la non-prise en compte des déchets issus du démantèlement conditionnés après 2020 dans l'analyse (du fait de la difficulté à évaluer les volumes correspondants sur la base de références publiques consolidées) explique en grande partie l'écart entre les résultats présentés ici et les estimations prudentes menées par l'Andra pour les inventaires de Cigéo.

Figure 12.68 Trajectoire de stock français de combustibles usés (tML), en ordre de grandeur



N.B. : *ces trajectoires doivent être étendues pour couvrir la durée de vie supposée de l'ensemble des réacteurs pour retrouver les volumes de combustibles usés estimés à terminaison du parc (figure 12.67)*

12.5.3 Le cycle du combustible : une stratégie de retraitement à clarifier dans les années à venir et des perspectives incertaines de valorisation traitées avec prudence

Le cycle du combustible implique de disposer des infrastructures adaptées au traitement des combustibles usés et à leur éventuel recyclage pour réutilisation dans les centrales. Les enjeux autour de ces infrastructures se posent de façon radicalement différente suivant que les scénarios de mix électriques intègrent ou non de nouveaux réacteurs nucléaires. Dans tous les cas, les exigences de sûreté et de transparence liées aux actions impliquant des substances radioactives nécessitent l'anticipation de la trajectoire du parc nucléaire et des prises de décisions plusieurs années à l'avance pour s'ancrer dans un temps industriel et démocratique long.

Dans les scénarios M, sans nouveau nucléaire, l'enjeu est d'adapter la gestion du combustible à la réduction progressive de la capacité du parc nucléaire actuel et à la sortie complète de l'énergie nucléaire. À l'inverse, dans les scénarios N, avec l'investissement dans de nouveaux EPR2, l'enjeu principal en termes de nature et de quantité de déchets à stocker est celui du renouvellement des installations de retraitement.

Au-delà des décisions de relance ou non d'un nouveau parc nucléaire, les stratégies de retraitement au-delà de 2040 devront impérativement être établies suffisamment tôt pour permettre à la filière d'anticiper ses besoins en capacité de retraitement ou d'entreposage et stockage du combustible usé. À cet égard, l'ASN a ainsi demandé que cette stratégie soit précisée dans la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

Dans l'hypothèse d'une relance du nucléaire, une décision d'investissement apparaît nécessaire au cours des prochaines années pour la mise en service d'une nouvelle usine de traitement des combustibles usés à l'horizon 2040 (ou d'une jouvence complète des usines actuelles) ou bien une décision de changement majeure de la stratégie de gestion des combustibles nucléaires usés.

En cas de non-réinvestissement dans les chaînes de retraitement de l'usine de la Hague, fort probable dans l'hypothèse d'une sortie à terme du nucléaire envisagée dans les scénarios M, une stratégie de requalification du combustible usé non retraité (UNE, URE et MOX usés) serait à déterminer pour en évaluer la gestion comme déchet. Ceci reste toutefois cohérent avec les propositions de l'Andra pour l'inventaire de réserve de Cigéo mais augmente très significativement le tonnage de déchets voués à y être stockés.

En outre, compte tenu de la réorientation des programmes de recherche français sur les réacteurs à neutrons rapides (RNR) avec la mise en veille du projet ASTRID et de l'absence de processus adapté pour retraiter le MOX usé et l'URE usé à une cadence industrielle à court terme, la perspective de réemploi de ces combustibles s'est éloignée dans le temps. Cette stratégie reste toutefois dans la PPE celle de référence pour la gestion de l'aval du combustible nucléaire avec une volonté à long terme d'exploiter ces combustibles usés en multi-recyclage. Comme le demande ainsi l'ASN[87], cet état de fait industriel invite à projeter pour la filière des principes de gestion de ces combustibles usés compatibles avec leur utilisation dans les 30 ans à venir. Cet éloignement des perspectives de recyclage pour les MOX et URE usés a ainsi conduit RTE à un traitement prudent pour ce type de matières dans les études économiques *(cf. chapitre 11)*, comme le fait d'ailleurs EDF pour provisionner des sommes par des actifs dédiés.

87. Avis n° 2020-AV-0363 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 8 octobre 2020.

12.5.4 Dans tous les scénarios, la gestion du cycle du combustible doit être anticipée afin de ne pas affecter la disponibilité du parc nucléaire

Chaque année, l'équivalent du volume de combustible chargé dans les réacteurs est retiré des piscines d'entreposage des réacteurs pour rejoindre les piscines de la Hague. Fin 2019, les piscines de la Hague étaient remplies à un niveau supérieur à 80-90 %. Afin de produire le plutonium destiné à la production de MOX, un certain volume d'uranium naturel enrichi (UNE) usé (souvent analogue à la quantité d'UNE accueillie) est sorti des piscines de La Hague pour retraitement. Ceci implique chaque année un flux entrant-sortant de matières de l'ordre de 8 % de la capacité totale d'entreposage de la piscine.

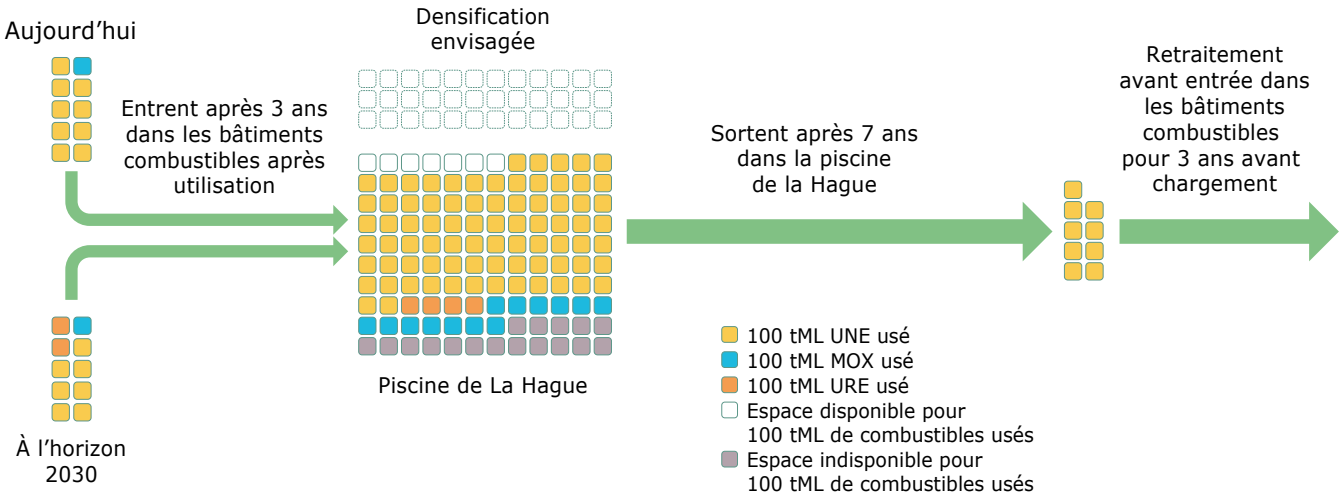
Le MOX usé et l'URE usé, résultant de l'utilisation du MOX et de l'URE comme combustibles, restent entreposés en piscine, conduisant ainsi à l'accroissement des volumes de matières radioactives entreposées à la Hague (un volume de l'ordre de 1 %/an du tonnage de la piscine et à terme pour 2 %/an avec l'entreposage de l'URE usé).

Différentes évaluations[88] prévoient la saturation des piscines d'entreposage de combustible usé à l'horizon 2030. Une marge par rapport au remplissage total des piscines doit être maintenue pour assurer la continuité des chargements et déchargements de combustible dans les réacteurs nucléaires à cet horizon.

Cette dynamique dépend fortement de plusieurs paramètres :

- d'une part, de l'évolution de la stratégie et des capacités de retraitement : en effet, le traitement

Figure 12.69 Remplissage des piscines de la Hague, vision annuelle des flux entrant-sortant (chiffres 2016). Chaque année, le stock s'accroît du volume du MOX usé et de l'URE usé.

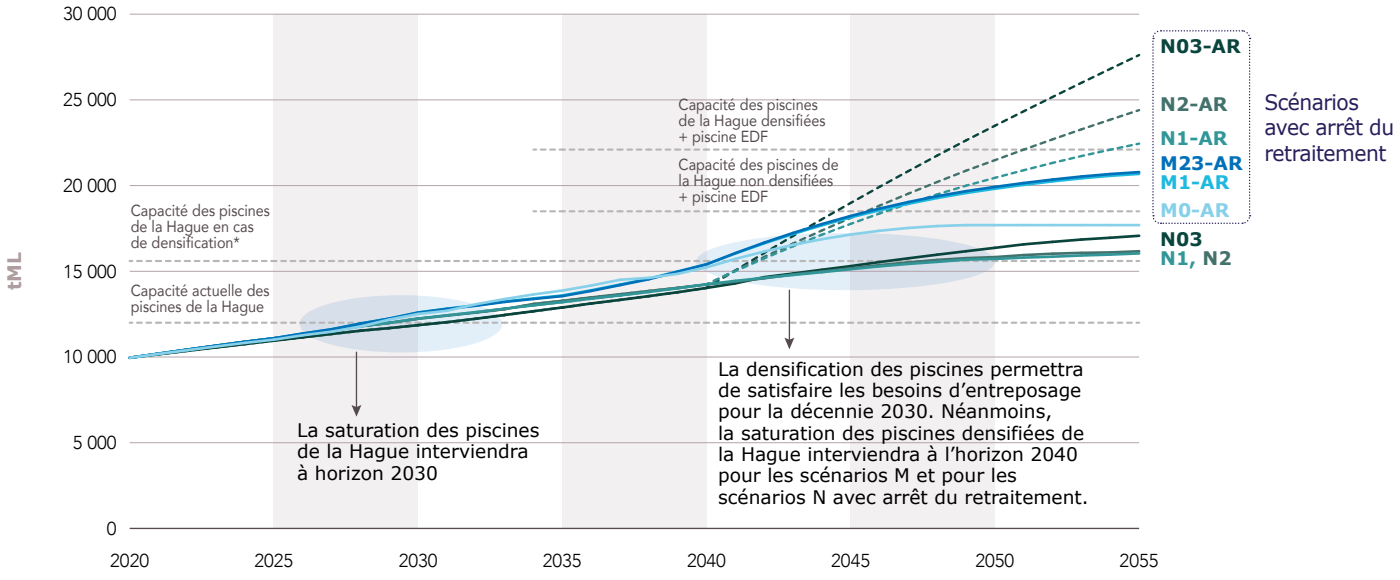


88. *«Avis n°2020-AV-0363 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 8 octobre 2020 sur les études concernant la gestion des matières radioactives et l'évaluation de leur caractère valorisable remises en application du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2016-2018, en vue de l'élaboration du cinquième plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs».*
«Plan national de gestion des matières et des déchets radioactif 2016-2018».
«Clarification des controverses techniques. Note de synthèse 21 mars». Débat public plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, 5e édition 2019-2021.
«L'aval du cycle du combustible nucléaire. Les matières et les déchets radioactifs, de la sortie du réacteur au stockage», Cour des comptes (2019).

et recyclage du combustible usé à base d'UNE conduit globalement à entreposer une moindre quantité de combustible usé à terme. En l'absence de nouvelles capacités d'entreposage de combustible usé, l'arrêt ou la diminution du retraitement peut conduire à une saturation plus rapide des piscines d'entreposage et *in fine* contraindre la production nucléaire faute de possibilité de déchargement/rechargement. En effet, la production d'une tonne de MOX consomme huit tonnes de combustibles UNE usés. En d'autres termes, la non-consommation d'une tonne de MOX requiert d'entreposer sept tonnes supplémentaires de combustible usé par rapport au fonctionnement actuel. Tant que de nouveaux entreposages ne sont pas disponibles, cette contrainte nécessite donc de maintenir un nombre suffisant de réacteurs capables d'accueillir du MOX (et donc éventuellement de « moxer » de nouveaux réacteurs nucléaires à mesure que les premiers réacteurs moxés de 900 MW ferment) et de conserver la capacité de retraitement de la Hague.

- et d'autre part, à l'avenir, des perspectives qui seront données aux matières valorisables d'URE usé[89] et de MOX usé. En effet, ces deux substances irradiées, aujourd'hui considérées comme des matières valorisables, s'accumulent progressivement dans les piscines de la Hague et pourront représenter une partie majoritaire du remplissage du volume d'ici l'horizon 2030-2040 sans qu'une perspective de retraitement

Figure 12.70 Besoin d'entreposage de combustible usé hors centrale nucléaire



* À date, cette densification n'est pas acquise et il n'est pas garanti qu'elle soit pérenne

(-AR) : scénario dans lequel le retraitement du combustible usé est arrêté en 2040

NB : *l'en-cours de combustible usé présent en centrale nucléaire, qui était d'environ 8800 tML fin 2019, est supposé constant pendant la période.*

89. Article 10 de l'arrêté du 23 février 2017 pris en application du décret n° 2017-231 du 23 février 2017

ne soit aujourd'hui décidée. En tout état de cause, leur valorisation n'étant pas envisageable avant plusieurs décennies, le Ministère de la transition écologique a prescrit à EDF de déposer une demande d'autorisation pour un nouvel entreposage de combustible usé. EDF prévoit ainsi la construction d'une piscine d'une capacité de l'ordre de 6 500 tML pour assurer l'entreposage à long terme du combustible usé de façon centralisée à l'horizon 2035.

Les évaluations simplifiées réalisées par RTE confirment l'importance d'anticiper les évolutions nécessaires des infrastructures d'entreposage et de gestion du combustible usé.

En particulier, la construction d'un nouvel entreposage de combustible usé apparaît ainsi nécessaire dans l'ensemble des scénarios étudiés, qui prévoient tous un maintien de la production nucléaire sur la décennie 2030-2040. Cette perspective est en particulier intégrée à l'analyse économique des scénarios *(voir partie 11.3.1.5)*.

Dans l'attente de la construction d'une piscine d'entreposage centralisé de combustibles usés par EDF, Orano envisage la densification de sa piscine de La Hague dans la décennie à venir afin de pallier un risque de saturation qui remettrait en cause la disponibilité du parc nucléaire. **Dans tous les scénarios, une telle densification des piscines de La Hague semble nécessaire compte tenu de l'annonce par EDF d'une mise en service au plus tôt en 2034 d'une nouvelle piscine d'entreposage d'une capacité de 6 500 tML.**

À long terme, dans les variantes des scénarios « N » prévoyant un arrêt du retraitement, le rythme d'accroissement des besoins d'entreposage de combustible usé au-delà de 2040 deviendrait beaucoup plus soutenu qu'il ne l'est aujourd'hui. Compte tenu des délais de mises en œuvre de tels projets, dépassant la décennie, dans les scénarios avec la poursuite de l'exploitation du nucléaire mais l'arrêt du retraitement, la construction d'une capacité d'entreposage analogue à celle du projet de piscine d'EDF devrait être entreprise peu après la mise en service de celle-ci.

À l'inverse, dans l'hypothèse d'une pérennité de la politique de retraitement, la mise en service d'un tel ouvrage n'apparaît pas indispensable avant plus de 20 ans au moins en cas de densification des piscines actuelles de La Hague, si les autorités de sûreté et de sécurité nucléaires se prononcent favorablement.

Compte tenu de l'arrivée en fin de vie d'une grande partie des installations de retraitement de la Hague à l'horizon 2040, des investissements dans ces infrastructures seront nécessaires dans le cas d'une relance d'un programme nucléaire (« scénarios N »), si la politique de retraitement du combustible est poursuivie. Ces coûts sont pris en compte de manière systématique dans l'analyse économique *(voire partie 11.3.1.5).*

12.5.5 La consommation des matières issues du retraitement (plutonium, uranium de retraitement) doit être pilotée

Le fonctionnement du cycle du combustible nucléaire induit la production de matières radioactives variées, dont les perspectives de valorisation peuvent se situer à différents horizons. Il faut par exemple environ 13 ans entre la sortie d'un combustible usé d'un réacteur et le chargement en réacteur d'un combustible MOX fabriqué à partir de son plutonium *(voir figure 12.67)*. De même, l'uranium issu du retraitement du combustible usé peut être entreposé plusieurs dizaines d'années avant d'être utilisé. Enfin, l'uranium appauvri n'a de perspectives de valorisation en quantités significatives que dans des contextes industriels sensiblement différents du contexte actuel (recours massif à des réacteurs à neutrons rapides, fortes tensions sur la ressource en uranium naturel, etc.) peu susceptibles d'advenir avant plusieurs décennies[90].

Les matières issues du retraitement (plutonium, URT, rebut de fabrication de MOX) n'étant pas destinées à un stockage définitif, leur conditionnement comme déchet requerrait des travaux de recherche et développement potentiellement importants[91]. Or les stocks français de ces matières sont importants et correspondent à plusieurs années de consommation du parc électronucléaire actuel. La diminution de la production d'électricité d'origine nucléaire d'ici 2050 qui est prévue dans tous les scénarios a pour conséquence d'allonger la durée nécessaire à la consommation des matières radioactives valorisables afin d'éviter qu'elles ne soient requalifiées comme déchets.

Une réduction pérenne de la production d'électricité d'origine nucléaire s'accompagnerait donc d'un allongement des durées nécessaires à la consommation des matières issues du retraitement qu'il convient de piloter sur le long terme en tenant compte des quantités déjà constituées. Une relance du nucléaire en France doit également conduire à continuer de piloter en conséquence la valorisation des matières radioactives et la gestion des déchets radioactifs produits par le fonctionnement des installations.

90. Avis n° 2020-AV-0363 de l'Autorité de sûreté nucléaire du 8 octobre 2020 sur les études concernant la gestion des matières radioactives et l'évaluation de leur caractère valorisable remises en application du plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs 2016-2018, en vue de l'élaboration du cinquième plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs.
91. Séparation transmutation des éléments radioactifs à vie longue, CEA, Décembre 2012

12.6 La pollution atmosphérique : la décarbonation génère des bénéfices importants pour la santé humaine en réduisant les émissions de particules et de polluants

La pollution atmosphérique est à l'origine de nombreuses conséquences négatives sur la santé humaine (maladies, décès prématurés). Elle constitue donc l'un des enjeux environnementaux majeurs auxquels la France fait face aujourd'hui.

Dans le cadre de la concertation et des réunions du conseil scientifique de l'étude, cette problématique est apparue progressivement comme un sujet à part entière de l'analyse environnementale des *Futurs énergétiques 2050*, notamment dans la mesure où la transformation du système énergétique entraîne des conséquences importantes sur l'évolution des émissions de polluants atmosphériques.

Celle-ci a eu un retentissement particulier dans le contexte de la pandémie de Covid-19 où la santé humaine est apparue comme un enjeu majeur.

En effet, la transformation du système énergétique ne conduit pas uniquement à une diminution des émissions de gaz à effet de serre ; elle réduit également les émissions de polluants atmosphériques et engendre à ce titre des co-bénéfices conséquents, notamment en matière de santé public. Il s'agit là d'un enjeu important, parfois négligé dans les différents scénarios de décarbonation alors qu'il offre des bénéfices tangibles pour les habitants, et peut en tant que tel être intégré à la prise de décision publique.

12.6.1 La pollution atmosphérique demeure à ce jour un enjeu majeur de santé public, même si son incidence diminue depuis les années 1990

12.6.1.1 La pollution atmosphérique est responsable d'environ 7 % des décès en France avec des coûts sanitaires de l'ordre de plusieurs dizaines de milliards d'euros

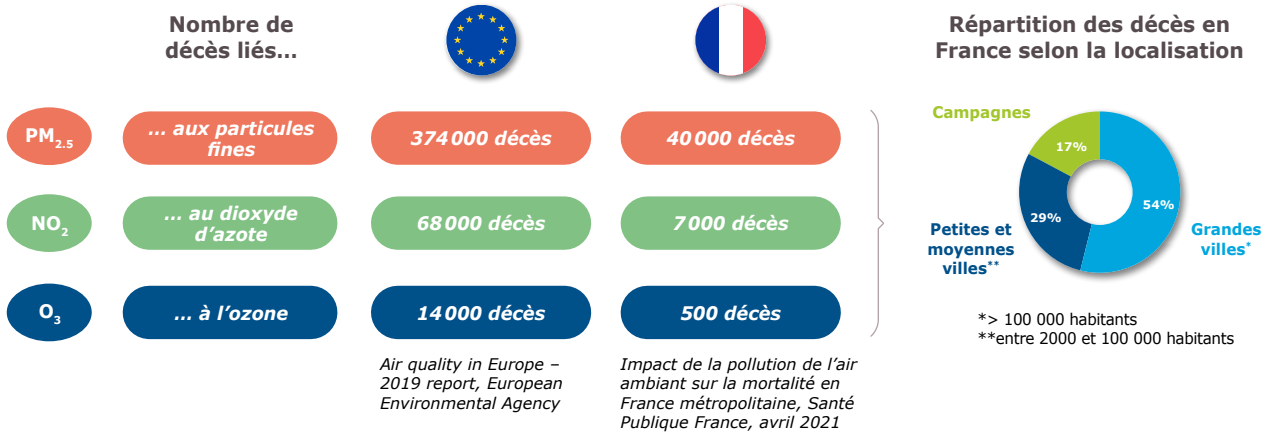
La pollution atmosphérique est un enjeu majeur de santé public. En effet, elle constitue le premier risque sanitaire d'origine environnementale en Europe et en France, notamment dans les zones urbaines. La pollution de l'air réduit l'espérance de vie de la population et provoque des maladies et des troubles respiratoires (comme des infections respiratoires aiguës), cardio-vasculaires (comme les accidents vasculaires cérébraux et les cardiopathies) et des cancers. Les impacts sur la santé peuvent se manifester à court ou à long terme.

L'exposition chronique aux polluants atmosphériques est particulièrement problématique pour la santé, notamment chez les personnes sensibles (enfants, personnes âgées, asthmatiques, malades du cœur et du poumon, etc.). Or, en prenant en compte les valeurs guides de l'Organisation mondiale de la santé (OMS) qui donne des recommandations en termes d'exposition, plus de 90 % de la population urbaine européenne est exposée à des polluants dans des concentrations supérieures aux niveaux de qualité de l'air supposés nocifs pour la santé (en moyenne journalière ou annuelle selon les polluants considérés)[92].

En Europe et en France, les trois polluants considérés comme les plus problématiques sont les particules fines de diamètre inférieur à 2,5 µm ($PM_{2.5}$) le dioxyde d'azote (NO_2) et l'ozone (O_3). D'après l'Agence européenne pour l'environnement[92], la pollution atmosphérique

92. Air quality in Europe – 2019 report, European Environmental Agency

Figure 12.71 Nombre de décès imputables à la pollution atmosphérique en Europe (données 2019) et en France (données 2016-2019)



provoque plus de 400 000 décès prématurés par an en Europe (EU-28). En France, chaque année (sur les années 2016-2019) près de 40 000 décès seraient attribuables à une exposition de la population aux particules fines ($PM_{2.5}$), et 7 000 décès à une exposition de la population au dioxyde d'azote (NO_2), représentant respectivement 7 % et 1 % de la mortalité totale annuelle[93].

Au cours de la dernière décennie, la pollution atmosphérique a baissé (-30 % d'émissions de $PM_{2.5}$ primaires entre 2008 et 2016[94]), contribuant ainsi à réduire le nombre de décès prématurés associés : d'après Santé publique France[95], la mortalité liée aux $PM_{2.5}$ est ainsi passé d'environ 48 000 morts par an en 2007-2008 à environ 40 000 sur les années 2016-2019. Plus récemment, Santé publique France estimait que le premier confinement de l'année 2020 a permis de limiter la mortalité liée aux $PM_{2.5}$ et au NO_2, grâce notamment à la baisse de la circulation routière[96].

En France, la pollution de l'air est ainsi la troisième cause de mortalité derrière le tabac et l'alcool. Elle touche en particulier les grandes villes : l'exposition aux $PM_{2.5}$ représenterait une perte d'espérance de vie moyenne de près de 8 mois pour la population âgée de plus de 30 ans, et même de près de 2 ans dans les secteurs urbains les plus pollués.

D'après plusieurs études réalisées ces dernières années, le coût des impacts de la pollution de l'air sur la santé en France se chiffre en dizaines de milliards d'euros par an. Au-delà de la mortalité directe engendrée par la pollution atmosphérique, les dépenses de soin liées à des maladies en lien avec la pollution atmosphérique sont importantes.

Par ailleurs, au-delà de l'impact sanitaire, l'émission de polluants a également des impacts sur :

- les écosystèmes (flore, faune, qualité de l'eau et des sols, services rendus, etc.) : les polluants peuvent entraîner des nécroses des plantes et

93. Impact de la pollution de l'air ambiant sur la mortalité en France métropolitaine, Santé Publique France, avril 2021
94. Rapport national d'inventaire format SECTEN, CITEPA, édition juillet 2021
95. Impacts de l'exposition chronique aux particules fines sur la mortalité en France continentale et analyse des gains en santé de plusieurs scénarios de réduction de la pollution atmosphérique, Santé Publique France, juin 2016.
Peu de données sur la mortalité causée par la pollution atmosphérique sont disponibles avant 2007.
96. Impact de la pollution de l'air ambiant sur la mortalité en France métropolitaine, Santé Publique France, avril 2021

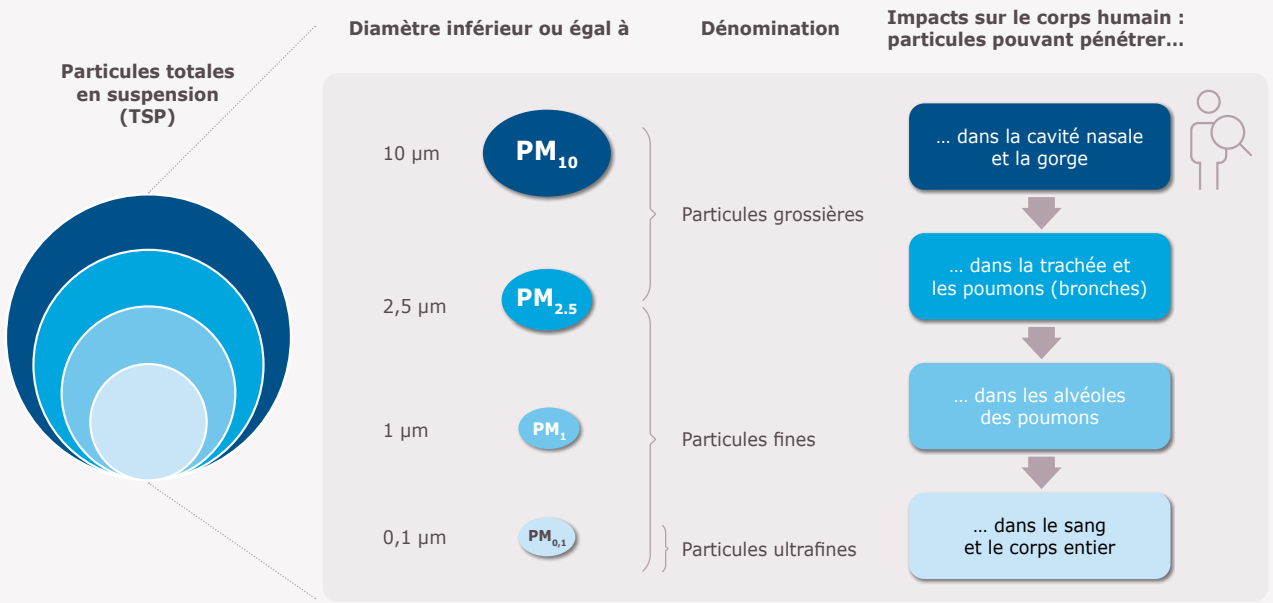
Plus les particules sont fines, plus elles sont dangereuses pour la santé. Les particules $PM_{2.5}$ représentent un excellent marqueur de la pollution car elles ont un impact significatif sur la santé.

Les particules (ou particules totales en suspension dites «TSP») sont constituées d'un mélange de différents composés chimiques et minéraux en suspension dans l'air. Elles peuvent être émises directement dans l'air (particules dites primaires) ou bien être issues de réactions chimiques complexes à partir de gaz précurseurs dans l'atmosphère (NO_x, COVnm[97], SO_2 et NH_3) et sont alors qualifiées de particules secondaires. Ainsi, dans l'air ambiant, les particules présentes sont à la fois primaires et secondaires. Les particules peuvent être d'origine mécanique (broyage, concassage, érosion, abrasion, etc.), chimique, thermique ou biologique (pollens, champignons, bactéries, etc.).

Les particules peuvent être de différentes tailles et sont classées selon leur diamètre : les particules entre 2,5 et 10 µm sont dénommées particules grossières, celles de diamètre inférieur à 2,5 µm sont qualifiées de particules fines.

Plus les particules sont fines, plus elles sont dangereuses pour la santé car elles peuvent atteindre les alvéoles pulmonaires et pénétrer dans le sang pour les plus fines d'entre elles. Les particules $PM_{2.5}$ sont suffisamment fines pour pénétrer au plus profond des poumons (dans les alvéoles), s'insérer dans la circulation sanguine et ainsi affecter les organes.

Figure 12.72 Les différents types de particules et leurs impacts sur le corps humain



97. COVnm : Composés Organiques Volatiles non méthaniques.

affecter leur croissance. Les polluants qui affectent le plus les écosystèmes sont l'ozone (O_3), l'ammoniac (NH_3) et les oxydes d'azote (NO_x).
- le bâti : la pollution de l'air a des effets sur les matériaux des bâtiments (perte de calcaire liée aux pluies acides, perte de transparence du verre suite aux émissions, etc.)
- l'agriculture : la pollution entraîne une diminution de la production et de la qualité des produits.

12.6.1.2 La transition du système énergétique conduit à transformer des secteurs aujourd'hui fortement émetteurs de polluants atmosphériques et dégage des co-bénéfices liés à la diminution de la pollution

Certains usages énergétiques sont à l'origine de la formation de quantités importantes de polluants : le chauffage résidentiel et tertiaire pour les émissions directes de $PM_{2.5}$, le transport routier pour les émissions de NO_x, l'industrie manufacturière pour les émissions de SO_2, l'agriculture pour les émissions de NH_3 *(voir le détail à la partie 12.6.2)*.

Trois de ces secteurs (chauffage, transport routier et industrie) sont tout particulièrement affectés par les stratégies de décarbonation de l'énergie étudiées dans les *Futurs énergétiques 2050* : en conséquence, l'évolution des émissions de certains polluants est très fortement liée à la décarbonation du secteur énergétique.

C'est la raison pour laquelle un des volets de l'analyse environnementale des *Futurs énergétiques 2050* a été consacré à l'évolution de la pollution atmosphérique : il s'agit ainsi d'étudier dans quelle mesure les leviers de décarbonation peuvent contribuer à la diminution de la pollution atmosphérique à long terme et d'identifier les éventuels enseignements en matière de politiques publiques.

Sur le plan économique, dans la mesure où certains leviers de décarbonation permettent de limiter les émissions de polluants atmosphériques au-delà du CO_2 (fermeture des centrales au charbon, disparition progressive des véhicules diesel et essence…), il apparaît utile de prendre en compte les bénéfices sanitaires comme externalité positive dans leur évaluation économique *(cf. partie 11.9.4).*

12.6.1.3 La pollution atmosphérique locale provient d'une multitude de polluants d'origine primaire ou secondaire, avec des interactions physico-chimiques et météorologiques complexes à modéliser

La pollution atmosphérique est difficile à modéliser et à anticiper car elle résulte d'interactions complexes et concernent de nombreux polluants :

1. **Il n'existe en effet pas de relation simple entre les quantités de polluants émises et les niveaux de concentration de ces polluants à un endroit donné.** Plusieurs paramètres complexes et interdépendants (phénomènes physico-chimiques et météorologiques) influent sur la dispersion ou la concentration des polluants. Plusieurs facteurs météorologiques peuvent être aggravants (soleil et vent faible, nuits froides suivies de journées chaudes qui ne permettent pas la dispersion des polluants) ainsi que des facteurs humains (intensité de la circulation routière, épandages agricoles au printemps, chauffage lors des vagues de grand froid, etc.). Par ailleurs, la pollution atmosphérique est un phénomène local mais également régional voire international. En effet, les polluants atmosphériques émis dans un pays peuvent voyager dans l'atmosphère et impacter négativement la qualité de l'air d'un autre pays. La répartition des polluants et leur origine peuvent être très différentes d'un territoire à l'autre. Par exemple dans la vallée de l'Arve, les PM_{10} proviennent à 64% du chauffage au bois dans le secteur résidentiel[98], alors qu'en Île-de-France, le

98. Plan de protection de l'amosphère de la vallée de l'Arve 2019-2023

chauffage bois résidentiel ne représente que 30% des émissions de PM_{10}[99].

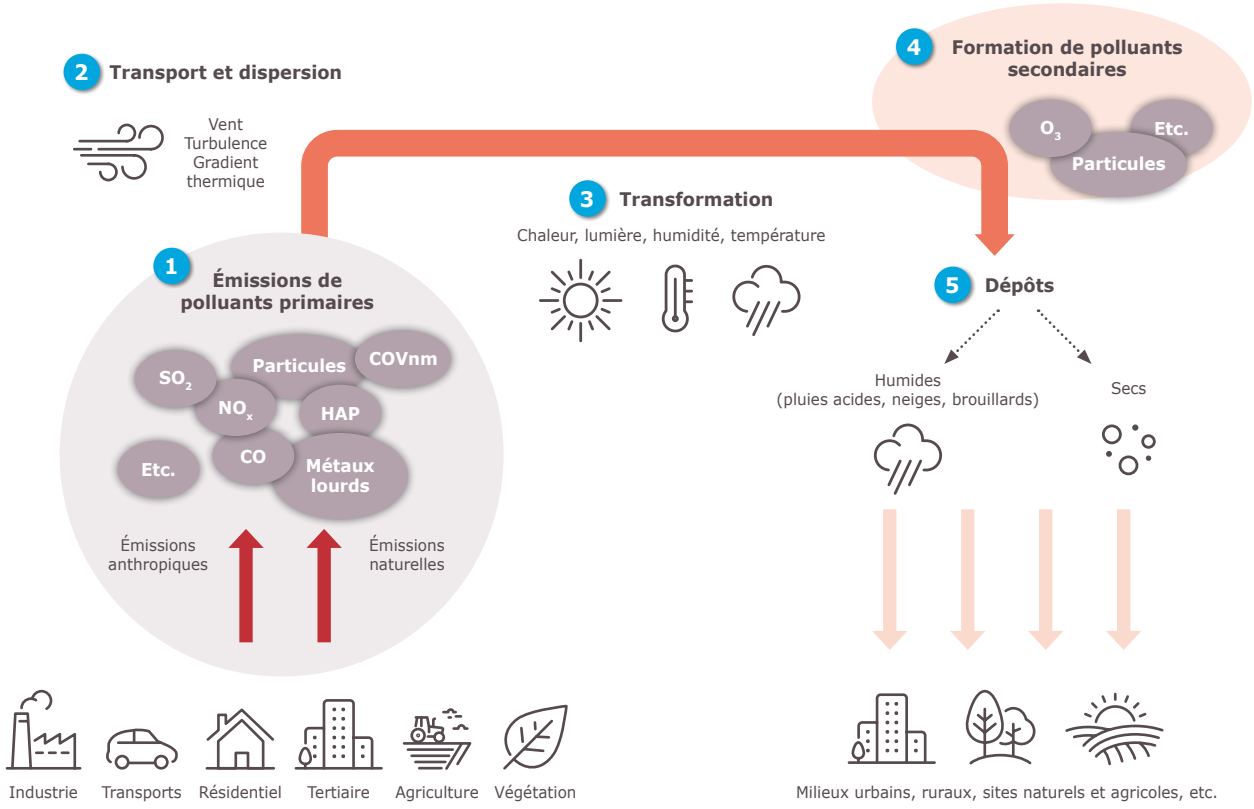
2. Il existe beaucoup de types de polluants atmosphériques car les sources d'émissions sont très nombreuses. Les polluants atmosphériques peuvent être d'origine :

- naturelle : les éruptions volcaniques, les poussières portées par le vent, la dispersion de sédiments marins et les émissions de composés organiques volatils des végétaux, etc.
- ou anthropique : tous les secteurs d'activités sont concernés (industrie, transports, agriculture, secteurs résidentiels et tertiaires, etc).

3. Enfin, deux catégories de polluants atmosphériques sont à considérer :

- les polluants dits primaires, émis directement : monoxyde d'azote (NO), dioxyde de soufre (SO_2), monoxyde de carbone (CO), particules (ou poussières), dioxyde d'azote (NO_2), métaux lourds, composés organiques volatils (COV), hydrocarbures aromatiques polycycliques, etc. ;
- les polluants dits secondaires, issus de transformations physico-chimiques entre polluants, dépendant de conditions météorologiques : ozone (O_3), particules, etc.

Figure 12.73 Illustration des principes d'émissions, transformation et dépôts de polluants



99. Les particules, dossier Airparif, avril 2021

L'ozone (qui provoque le « smog ») est un polluant secondaire issu de réactions chimiques et favorisé par des conditions climatiques spécifiques

L'ozone n'est pas une substance directement émise dans l'air. Il s'agit d'un polluant secondaire qui provient de réactions chimiques entre des polluants dits « précurseurs d'ozone », dont les NO_x et les COVnm. Des températures plus élevées entraînent une stagnation de l'air, conduisant l'ozone à rester plus longtemps au même endroit et augmentent par conséquent l'exposition humaine et l'impact sur la santé. L'ozone se forme, de façon générale, à la fin du printemps et en été. Le réchauffement climatique devrait accroître la formation et la concentration d'ozone.

L'ozone a un impact sur la santé humaine. Il entraîne une irritation des voies respiratoires et des yeux, une baisse des performances physiques et une détérioration de la fonction pulmonaire. Ses effets sont très variables selon les individus.

12.6.1.4 Des politiques publiques sont engagées depuis plusieurs décennies pour réduire les émissions des principaux polluants atmosphériques

L'enjeu de réduction des polluants atmosphériques n'est pas nouveau et fait l'objet de politiques publiques à l'échelle nationale et internationale depuis plusieurs décennies, afin de limiter les conséquences en matière sanitaire.

Les instruments de politique publique sont de différentes natures : objectifs nationaux et européens, réglementations sectorielles, dispositifs de surveillance, etc.

12.6.1.4.1 Des objectifs de réduction fixés au niveau national pour cinq polluants ($PM_{2.5}$, NO_x, SO_2, COVnm et NH_3)

Dans les années 1960-1970, les impacts significatifs des polluants, notamment du SO_2 sur les forêts et les lacs (pluies acides) dans les pays de l'hémisphère Nord ont incité 32 États à signer une Convention sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance (CLRTAP). Dans le cadre de cette convention, le protocole de Göteborg, signé en 1999 et amendé en 2012, fixe des objectifs nationaux de réduction pour cinq polluants ($PM_{2.5}$, NO_x, SO_2, COVnm, et NH_3) pour les pays signataires.

Ces objectifs sont repris dans le droit européen par la directive 2016/2284 (dire directive NEC) qui vise à réduire de 50% la mortalité prématurée due à la pollution atmosphérique au niveau européen d'ici 2030. Celle-ci oblige par ailleurs les États membres à mettre en place :

- un système d'inventaires nationaux d'émissions de polluants atmosphériques, réalisé en France par le CITEPA[100] ;
- un plan d'action national de réduction des émissions de polluants atmosphériques.

En France, l'État a adopté un nouveau Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA) en mai 2016, afin d'améliorer la qualité de l'air[101]. Celui-ci fixe des objectifs nationaux aux horizons 2020 et 2030, récapitulés dans le tableau ci-dessous.

Figure 12.74 Objectifs nationaux de réduction des polluants atmosphériques. Les objectifs 2010 sont exprimés en valeur absolue, les objectifs 2020 et 2030 sont exprimés en pourcentage par rapport à 2005

	Émissions 2005 (kt)	Objectifs 2010 (kt)	Objectifs 2020 (%)	Objectifs 2030 (%)
			Année de référence : 2005	
Particules fines ($PM_{2.5}$)	247 kt	NA*	-27%	-57%
Oxyde d'azote (NO_x)	1420 kt	810 kt	-50%	-69%
Dioxyde de soufre (SO_2)	462 kt	375 kt	-55%	- 77%
Composés organiques volatils non méthaniques (COVnm)	1 178 kt	1050 kt	-43%	-52%
Ammoniac (NH_3)	621 kt	780 kt	-4%	-13%

* La première version du protocole de Göteborg signée en 1999 ne fixait pas d'engagements sur les $PM_{2.5}$ pour 2010

Données SECTEN (CITEPA) pour l'année 2005.

100. Association et opérateur d'Etat pour le compte du Ministère de la transition écologique, le CITEPA satisfait aux obligations de reporting des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre de la France
101. Arrêté du 10 mai 2017 établissant le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques

12.6.1.4.2 Des réglementations sectorielles pour les transports routiers, la combustion d'énergie et le chauffage

Pour répondre aux objectifs réglementaires de réduction de la pollution et de préservation de la santé de la population, plusieurs secteurs à l'origine d'émissions significatives font l'objet de réglementations spécifiques, notamment :

- les transports routiers pour lesquels il existe des directives européennes sur la qualité des carburants ainsi que des règlements pour les émissions liées aux moteurs (normes Euro) ;
- la combustion d'énergie, régie par deux directives européennes selon les niveaux de puissance considérés : directive MCP *(Medium Combustion Plant)* et directive IED *(Industrial Emissions Directive)* et documents associés ;
- le chauffage domestique, pour lequel les appareils font l'objet de normes spécifiques limitant les émissions de polluants.

Ces différents textes fixent des valeurs limites d'émission (VLE) à ne pas dépasser par polluant et constituent aujourd'hui le principal vecteur réglementaire de réduction de la pollution atmosphérique.

D'autres mesures viennent compléter la réglementation spécifique à la pollution atmosphérique : des mesures fiscales comme la TGAP (taxe générale sur les activités polluantes) et des incitations financières avec des aides d'Etat (crédit d'impôt transition énergétique, bonus pour l'achat d'un véhicule électrique, primes à la conversion, indemnité kilométrique vélo, etc.).

12.6.1.4.3 Des dispositifs locaux de surveillance de la qualité de l'air

Au-delà des objectifs nationaux et des réglementations sectorielles, il existe également en France une réglementation qui impose une surveillance plus localisée de la qualité de l'air et qui concerne les polluants suivants : PM_{10}, $PM_{2.5}$, NO_x, SO_2, ozone, monoxyde de carbone, benzène, plomb, arsenic, cadmium, nickel, mercure et hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP).

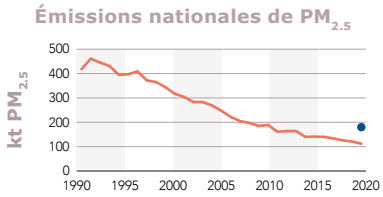
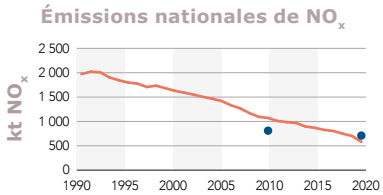
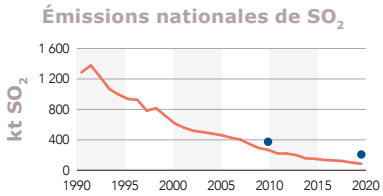
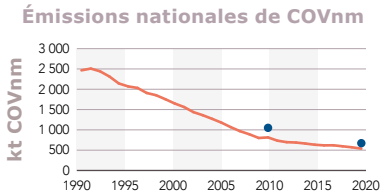
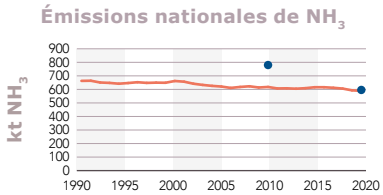
Pour ces polluants, il existe plusieurs obligations : un dispositif de surveillance de qualité de l'air et d'information de la population sur la qualité de l'air, des normes sanitaires à respecter (exprimées en microgramme/m^3), des plans d'actions à mettre en œuvre dans les zones pour lesquelles des dépassements de normes sanitaires sont observés. En particulier, les Associations agréées de surveillance de la qualité de l'air (AASQA) sont missionnées par l'État pour surveiller et évaluer la concentration des polluants réglementés à l'aide d'un réseau de stations de mesures (plus de 600 réparties sur le territoire national) et d'outil de modélisation. Elles calculent et publient chaque jour un indice de la qualité de l'air appelé indice ATMO, accessible sur l'ensemble du territoire français[102], à partir de la concentration dans l'air de cinq polluants : SO_2, NO_2, ozone (O_3), PM_{10} et $PM_{2.5}$.

102. https://atmo-france.org/la-qualite-de-lair-dans-votre-region/

12.6.1.5 Malgré des émissions de polluants atmosphériques en nette baisse depuis les années 1990, des épisodes de pollution subsistent notamment dans les grandes villes

Suite à la mise en place des différentes réglementations sectorielles, on observe depuis les années 1990 une nette diminution de tous les polluants atmosphériques visés par le protocole de Göteborg (avec des objectifs de réduction au niveau national), notamment dans les secteurs industriels, résidentiels et dans les transports routiers.

Figure 12.75 Évolution des émissions des 5 polluants visés par le protocole de Göteborg

Évolution 1990-2020 et principaux facteurs de diminution	Trajectoires d'évolution et objectifs nationaux de réduction
$PM_{2.5}$ ↘73 % • amélioration des performances pour le chauffage bois • mise en place de techniques de dépoussiérage dans l'industrie • normes Euro dans le secteur routier (filtres à particules)	
NO_x ↘71 % • normes Euro dans le transport routier (mise en place de pots catalytiques) • renouvellement progressif du parc de véhicules, et ceci malgré l'accroissement du trafic	
SO_2 ↘93 % • diminution de la teneur en soufre des combustibles • diminution de l'utilisation des combustibles fossiles (efficacité énergétique, remplacement par des énergies bas-carbone) • réglementation des émissions des installations industrielles	
COVnm ↘78 % • mise en place de pots catalytiques et filtres à charbon dans les réservoirs dans les transports routiers • utilisation de produits à plus faible teneur en solvant dans les installations de combustion • baisse des émissions issues des procédés dans l'industrie	
NH_3 ↘11 % • baisse du cheptel • baisse de la quantité d'engrais azotés épandus	

— Évolution des émissions
• Objectifs nationaux de réduction (2010, 2020)

Source des données : données SECTEN 2020 (CITEPA)

NB : dans ces graphiques, les émissions de l'agriculture pour les NOx et les COVnm ne comprennent que celles émises par le brûlage de résidus de récolte et celles en lien avec les consommations énergétiques du secteur. Pour l'agriculture, c'est en effet sur ces deux types d'émissions que les objectifs de réduction de la directive 2016/2284 se sont initialement basés pour le NOx et les COVnm. Les NOx et COVnm issus des cultures et de l'élevage ne sont pas comptabilisés dans les objectifs de réduction et donc non pris en compte ici.

En matière de volume d'émissions nationales annuelles, les objectifs de réduction fixés pour l'année 2020 ont tous été atteints.

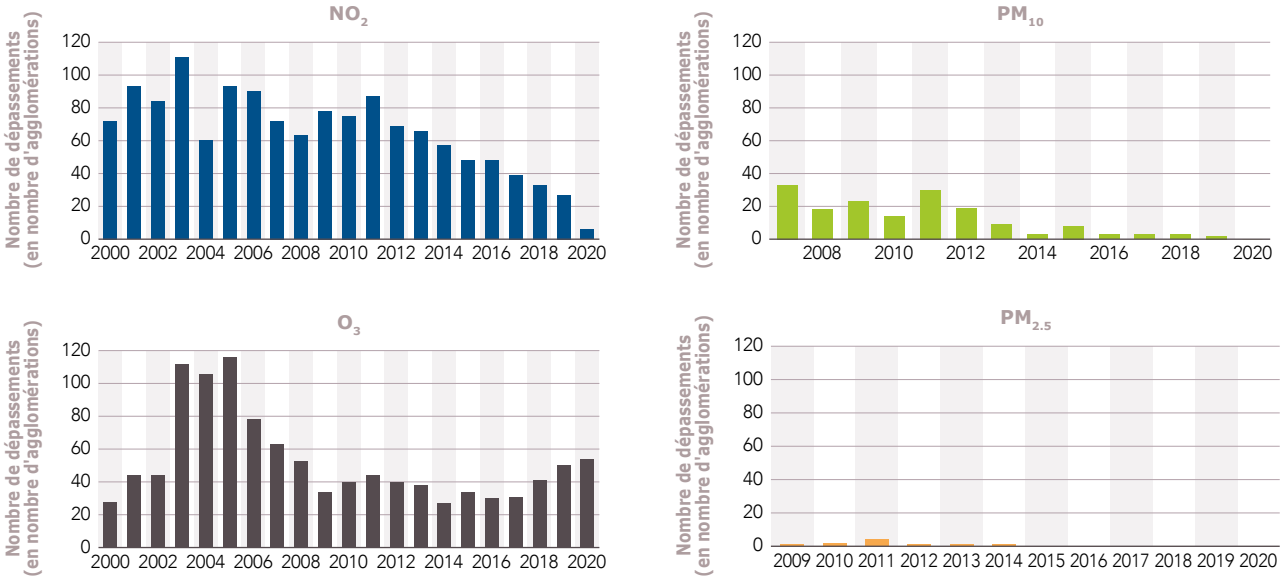
En conséquence, la qualité de l'air s'améliore progressivement dans les villes françaises ces dernières années, hormis pour l'ozone[103]. En dix ans, le nombre d'agglomérations ne respectant pas les seuils réglementaires en NO_2 et en particules (PM_{10} et $PM_{2.5}$) a considérablement diminué. S'agissant de l'ozone, des dépassements de concentration d'O_3 sont observés à la fois en milieu rural et dans les agglomérations et ne diminuent que peu depuis les années 2000, voire augmentent à nouveau ces dernières années (notamment du fait d'épisodes de canicule de 2018 à 2020).

Malgré une nette amélioration de la situation au cours des dernières décennies, il subsiste donc en France des épisodes de pollution dans certaines agglomérations (NO_2, particules et ozone).

La Commission européenne a engagé ces dernières années plusieurs procédures d'infraction contre la France, pour non-respect des valeurs limites de concentration des PM_{10} et du NO_2. Ainsi, le 24 octobre 2019, la France a été condamnée pour la première fois par la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) pour dépassement de manière systématique et persistante depuis 2010 de la valeur limite de concentration pour le NO_2 dans plusieurs agglomérations. Par ailleurs, le Conseil d'État a récemment condamné l'État français à payer 10 M€ à plusieurs associations pour n'avoir pas pris de mesures «*suffisantes*» afin de se conformer aux exigences européennes en terme de qualité de l'air (pour les particules et le NO_2).

De nombreux autres pays européens sont également concernés par des dépassements des valeurs limites d'émission. En 2019, 23 pays de l'UE font l'objet de dépassements locaux des seuils pour au moins l'un des trois polluants (PM_{10}, NO_2 et O_3). Outre la France, plusieurs autres pays comme la Pologne, l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie, la Hongrie et la Bulgarie ont ainsi été condamnés par la CJUE pour des dépassements de concentration en NO_2 ou en particules.

Figure 12.76 Évolution des dépassements des seuils réglementaires de qualité de l'air fixés pour la protection de la santé dans les agglomérations pour les polluants NO_2, O_3, PM_{10} et $PM_{2.5}$



Bilan de la qualité de l'air 2020, Ministère de la Transition écologique

103. Bilan de la qualité de l'air 2020, Ministère de la Transition écologique

12.6.2 Pour étudier l'impact des *Futurs énergétiques 2050* sur la pollution atmosphérique, RTE a déterminé les trajectoires d'émissions de quatre polluants principaux (hors agriculture, produits chimiques et procédés) pour les différents scénarios simulés

Pour répondre aux demandes d'éclairage sur les impacts de la transformation du système énergétique en matière de pollution atmosphérique, RTE a mené une analyse détaillée de l'évolution des émissions de polluants dans les différents scénarios. Cette évaluation s'est concentrée sur les substances et les secteurs les plus importants dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* et repose sur les principes suivants :

- **l'analyse quantitative porte sur les émissions de quatre polluants primaires principaux** (SO_2, NO_x, COVnm, $PM_{2.5}$) issus d'émissions directes (émises directement dans l'atmosphère). Ces polluants sont ceux qui ont le plus d'impacts pour la santé, qui font l'objet d'objectifs nationaux[104] et qui contribuent directement ou indirectement aux dépassements réguliers constatés dans certaines grandes agglomérations ;
- **l'analyse s'est en outre centrée sur des secteurs fortement émetteurs pour la production d'énergie** (chauffage pour les bâtiments, transports routiers et combustion dans l'industrie), qui peuvent bénéficier d'actions d'électrification permettant de diminuer l'émission de polluants[105]. Le secteur de la production d'électricité, bien que contribuant de façon marginale aux émissions de polluants atmosphériques, a également été considéré, dans la mesure où les *Futurs énergétiques 2050* ont un impact direct sur l'évolution de ce secteur ;
- l'analyse proposée par RTE porte uniquement sur des émissions de polluants atmosphériques territoriales (émissions résultantes d'une activité ayant eu lieu sur le territoire français). L'analyse en cycle de vie n'a pas été réalisée, car la pollution atmosphérique est avant tout un sujet local, voire régional (et dans une moindre mesure transfrontalier) ;
- enfin, l'évaluation s'est concentrée sur les émissions directes de polluants (polluants primaires). La formation d'ozone et de particules $PM_{2.5}$ d'origine secondaire résultent de transformations physico-chimiques complexes qui n'ont pas été modélisées.

La figure 12.77 récapitule les caractéristiques de chacun des polluants primaires retenus.

Les quatre secteurs étudiés (production d'électricité, chauffage, transports routiers et combustion dans l'industrie) représentent entre deux tiers et les trois quarts des émissions de $PM_{2.5}$, NO_x, SO_2 et environ 29 % des émissions de COVnm, comme illustré sur la figure 12.78. Les autres émissions de COVnm proviennent de l'usage de solvants dans le secteur domestique (peintures, aérosols), de procédés dans l'industrie et d'émissions dans le secteur de la construction.

Cette répartition montre que le chauffage représente une source majeure d'émissions de $PM_{2.5}$, le transport routier contribue fortement à la production de NO_x tandis que la combustion dans l'industrie représente quant à elle l'essentiel des émissions de SO_2. En revanche, le secteur de la production d'électricité représente dès aujourd'hui une très faible part des émissions considérées pour tous les polluants, du fait de la part importante de la production nucléaire et renouvelable qui ne contribue pas aux émissions des polluants étudiés ici ainsi que de la fermeture progressive des centrales au fioul et au charbon engagée ces dernières années.

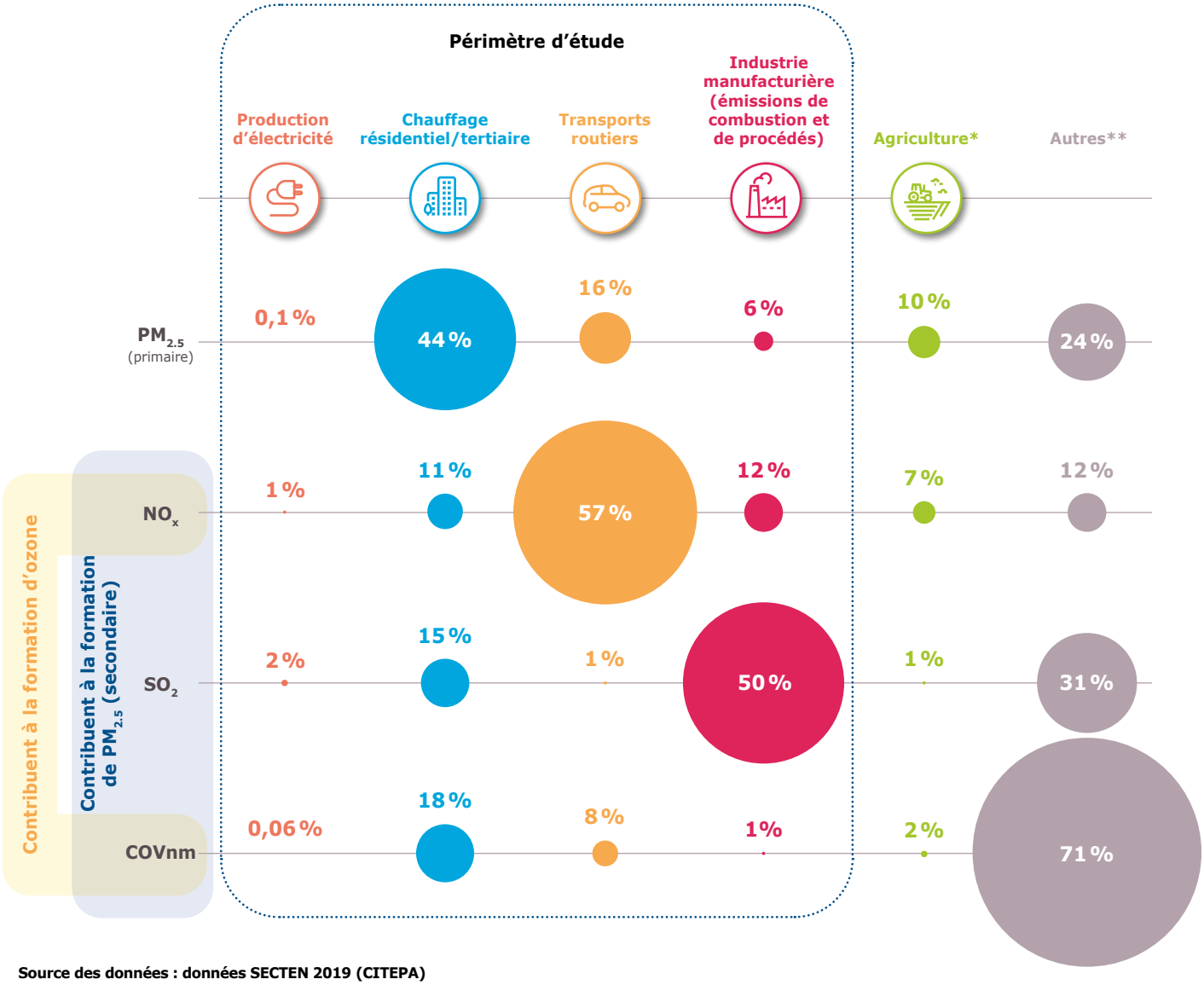
104. L'ammoniac (NH_3) qui bénéficie également d'un objectif de réduction au niveau national n'a pas été retenu dans l'analyse car il est produit à 94 % par le secteur agricole, notamment par l'utilisation de fertilisants azotés et par le cheptel.

105. Il convient de noter que la décarbonation de la production d'hydrogène (remplacement du vaporeformage par l'électrolyse) n'entraîne pas de gain substantiel d'émissions liées au procédé sur les polluants hormis sur le CO_2 (selon les données de la base OMINEA du CITEPA). Les émissions de procédés de la production d'hydrogène par vaporeformage n'ont donc pas été retenues dans l'analyse des polluants atmosphériques, contrairement à l'analyse réalisée sur le CO_2.

Figure 12.77 Caractéristiques, origine et impacts sur la santé des 4 polluants ($PM_{2.5}$, NO_x, SO_2 et COVnm) retenus dans l'étude

Dénomination	Caractéristiques	Origine	Impacts sur la santé
$PM_{2.5}$	Ces particules peuvent être primaires (issues de rejets directs dans l'air) ou secondaires (issues de recombinaison chimique entre polluants : NO_x, NH_3, SO_2, COVnm) dans l'atmosphère. Les particules fines peuvent rester en suspension, stagner dans l'air pendant plusieurs jours voire quelques semaines et voyager sur de longues distances.	Issues d'activités de combustion (bois notamment), de l'industrie (chantiers de construction, sidérurgie, carrières), du transport (lié à la combustion et l'abrasion), de l'agriculture. **Premier émetteur :** 	Les particules peuvent provoquer ou aggraver des maladies cardiovasculaires et pulmonaires, des infarctus et des arythmies. Elles peuvent aussi provoquer des cancers.
NO_x	Les oxydes d'azote comprennent le NO_2 (dioxyde d'azote) et le NO (monoxyde d'azote). Les NO_x contribuent à l'acidification, à l'excès de retombées azotées (eutrophisation), à la formation de particules secondaires et interviennent dans la formation de l'ozone troposphérique.	Issus principalement lors de la combustion. Les transports routiers (véhicules diesel notamment) représentent plus de 50 % des émissions. **Premier émetteur :** 	Les NO_x affectent directement le système respiratoire (asthme, infection pulmonaire) et contribuent à la formation de particules, de pluies acides et d'ozone.
SO_2	Gaz incolore, le SO_2 participe à l'acidification de l'air et peut former un brouillard et des aérosols d'acide sulfurique et de sulfates. Il est un précurseur de particules secondaires.	Issus essentiellement du processus de combustion des combustibles fossiles soufrés (charbon, lignite, coke de pétrole, fioul lourd, fioul domestique, gazole, etc.) et certains procédés industriels **Premier émetteur :** 	Le SO_2 est toxique avec une odeur pénétrante et fortement irritant pour les yeux et les voies respiratoires. Le SO_2 contribue à la formation de particules, de pluies acides.
COVnm	Les Composés Organiques Volatiles non méthaniques sont des espèces organiques gazeuses issues des phénomènes de combustion, d'évaporation, de réactions chimiques ou biologiques. La notation COVnm est utilisée afin de distinguer le méthane (gaz à effet de serre (CH_4)) des autres COV.	Issus de l'utilisation de solvants à usage domestique, de procédés industriels impliquant des solvants, d'équipements de combustion domestiques au bois, de la construction, de la distribution des carburants	Les COVnm réagissent avec les NO_x, sous l'effet du rayonnement solaire, pour former de l'ozone troposphérique. Ce sont aussi des précurseurs de particules secondaires. Les COVnm ont également des effets sanitaires directs : difficultés respiratoires, irritations oculaires, certains COV sont cancérigènes.

Figure 12.78 Répartition des émissions de polluants selon les secteurs d'activités



Source des données : données SECTEN 2019 (CITEPA)

* Dans ce schéma, les émissions de l'agriculture pour les NO_x et les COVnm ne comprennent que celles émises par le brûlage de résidus de récolte et celles en lien avec les consommations énergétiques du secteur. Pour l'agriculture, c'est en effet sur ces deux types d'émissions que les objectifs de réduction de la directive 2016/2284 se sont initialement basés pour le NO_x et les COVnm. Les NO_x et COVnm issus des cultures et de l'élevage ne sont pas comptabilisés dans les objectifs de réduction et ne sont donc pas pris en compte ici.

** Autres : industrie de construction, émissions de procédés dans l'industrie, raffinage du pétrole, traitement des déchets, utilisation de peinture et aérosols dans le secteur domestique ou tertiaire, transports autres que routiers, etc.

12.6.3 Au cours des prochaines années l'électrification et le remplacement des véhicules et des chauffages individuels au bois par des équipements plus récents contribueront à diminuer nettement les émissions de polluants

12.6.3.1 Les transformations du système énergétique considérées dans les *Futurs énergétiques 2050* permettent de tenir les objectifs de réduction des NO_x, SO_2 et $PM_{2.5}$ à l'horizon 2030

Les analyses réalisées montrent que les émissions de $PM_{2.5}$, NO_x, SO_2, COVnm des quatre secteurs étudiés[106] sont amenées à diminuer dans les prochaines décennies, sous l'effet conjugué de plusieurs facteurs : les actions d'électrification et d'efficacité énergétique, le renforcement de la réglementation et des valeurs limites d'émission autorisées ainsi que le renouvellement des installations ou du parc de véhicules.

Sur les secteurs modélisés, les baisses d'émissions sont très significatives pour les $PM_{2.5}$, les NO_x et le SO_2. Les actions de transformation du système énergétique considérées dans la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050* permettent ainsi de tenir les objectifs nationaux de réduction d'ici à 2030 pour ces trois polluants (sous réserve que les émissions n'explosent pas sur les secteurs hors du périmètre d'étude).

En revanche, pour les COVnm, la baisse liée à la transformation du système énergétique est mineure par rapport aux volumes actuels d'émissions. En effet, l'essentiel des émissions de COVnm n'est pas lié à l'énergie et provient d'autres secteurs que ceux modélisés (en particulier l'utilisation de solvants dans le secteur résidentiel/tertiaire et les procédés dans l'industrie). L'électrification des usages contribue ainsi de manière marginale à la réduction des COVnm et d'autres actions seront sans doute nécessaires pour atteindre les objectifs à l'horizon 2030.

Il convient de noter que ces projections portent sur une évaluation au niveau national et ne permettent pas d'anticiper ou de prévoir d'éventuelles baisses de concentration de la pollution au niveau local. La pollution locale devrait toutefois également se réduire, vu les baisses d'émissions globales envisagées.

12.6.3.2 L'évolution des émissions de polluants dépend peu des scénarios sur le mix de production électrique et beaucoup plus de l'évolution des usages énergétiques

De manière générale, l'évolution des émissions pour les différents types de polluants considérés est logiquement dépendante des transformations des secteurs les plus fortement contributeurs :

- les émissions de $PM_{2.5}$ dépendent au premier ordre de l'évolution du chauffage résidentiel et tertiaire (notamment chauffage au bois) et, dans une moindre mesure, de l'évolution du transport routier ;
- les émissions de SO_2 évoluent essentiellement en fonction du parc d'équipements de combustion dans l'industrie ;
- les émissions de NO_x dépendent fortement de l'évolution du transport routier (normes d'émissions, renouvellement du parc, électrification, évolution des déplacements et report modal).

À l'inverse, la production d'électricité, qui représente dès aujourd'hui une part minime des émissions avec la disparition progressive de la production à partir de charbon et de fioul et le renforcement des normes environnementales, a très peu d'impact sur l'évolution de la pollution atmosphérique. **En conséquence, les six scénarios de mix considérés dans les *Futurs énergétiques 2050* ne sont pas différenciés du point de vue de l'indicateur de pollution atmosphérique.**

Les différences entre scénarios s'observent donc essentiellement sur les différentes trajectoires de consommation (notamment dans les scénarios « accélération 2030 » ou encore « sobriété »).

106. Pour la suite de l'analyse, les émissions des autres secteurs n'ont pas été modélisées et sont représentées par défaut avec les mêmes valeurs qu'en 2019 pour toutes les autres années dans tous les graphiques suivants.

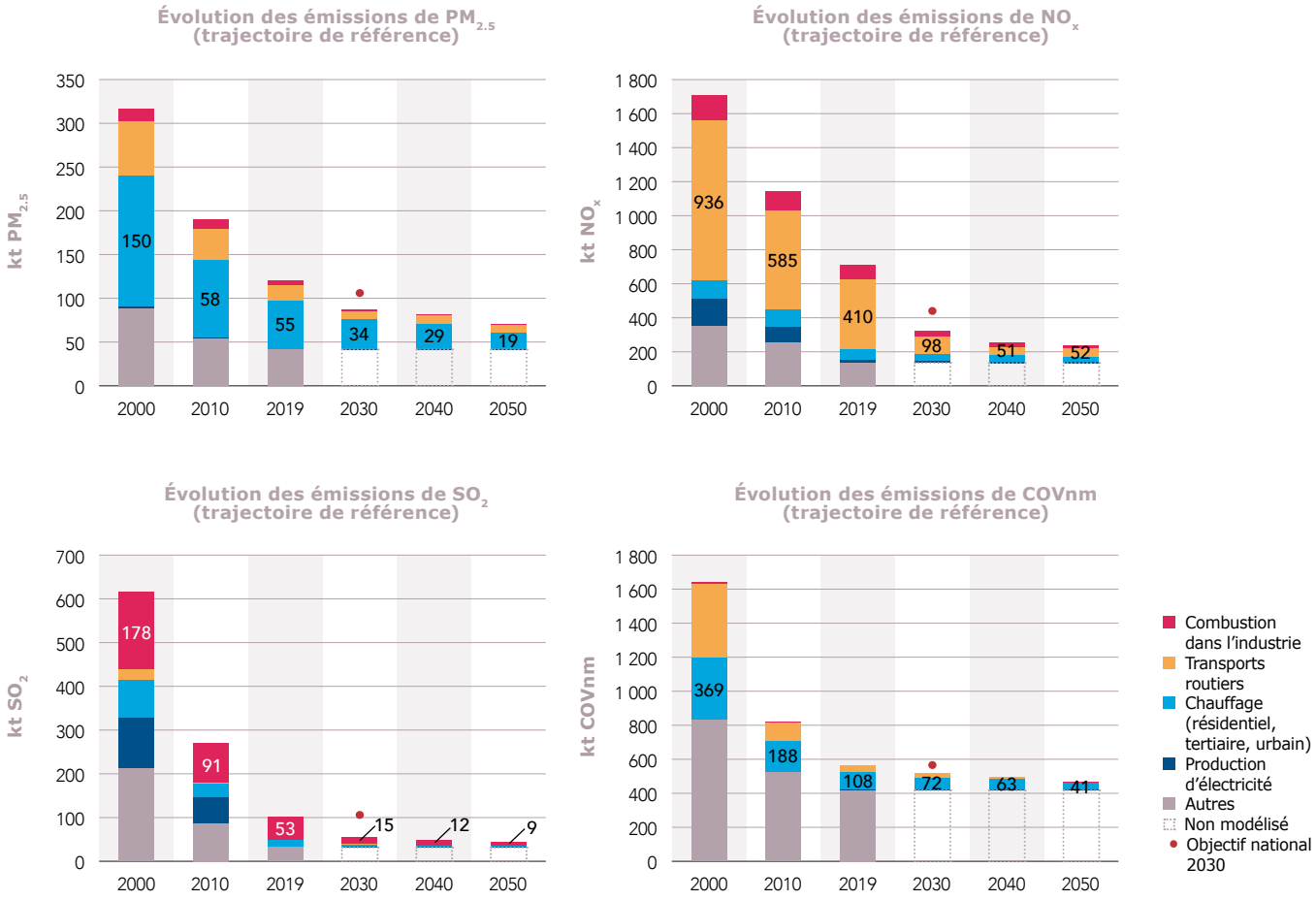
12.6.3.3 La baisse des émissions de polluants associées au système énergétique interviendra essentiellement sur la période 2020-2030 et se poursuivra sur la période 2030-2050 mais à un rythme plus limité

Pour tous les polluants, l'analyse met en évidence qu'une très forte baisse des émissions doit être atteinte à l'horizon 2030 si les politiques publiques annoncées produisent leurs effets. L'évolution serait plus limitée au-delà.

- **Pour les $PM_{2.5}$: baisse d'environ 30 %** entre 2019 et 2030 (et de 40 % entre 2019 et 2050)
- **Pour les NO_x : baisse d'environ 55 %** entre 2019 et 2030 (et de 65 % entre 2019 et 2050).
- **Pour le SO_2 : baisse d'environ 45 %** entre 2019 et 2030 (et de 55 % entre 2019 et 2050).

En effet, les transformations anticipées à l'horizon 2030, en matière d'électrification mais également sur le renouvellement des équipements (parc de

Figure 12.79 Sources des émissions directes de polluants de 2000 à 2019, puis en projection jusqu'en 2050



Source des données :

Années 2000, 2010 :
- *données SECTEN 2019 (CITEPA)*

Année 2019 :
- *pour les 4 secteurs modélisés : émissions recalculées à partir des facteurs d'émission de la base de données OMINEA (CITEPA)*
- *pour les secteurs autres: données SECTEN 2019 (CITEPA)*

Année 2030, 2040, 2050 :
- *pour les 4 secteurs étudiés: projections réalisées à partir de facteurs d'émission prospectifs fournis par le CITEPA*
- *pour les secteurs autres: non modélisé, les données de 2019 sont conservées par défaut*

véhicules, chaudières industrielles…) ou encore sur l'évolution des chauffages au bois les moins performants permettent de traiter l'essentiel des émissions sur les dix prochaines années *(voir détails ci-après)*. Ainsi, même si la décarbonation de l'économie (et en particulier l'électrification) est amenée à se poursuivre au-delà de 2030, ces leviers auront moins d'effets sur les émissions de polluants.

Sur le plan méthodologique, les facteurs d'émission utilisés dans les calculs sont issus du CITEPA (base OMINEA) pour l'année 2019 *(cf. annexe relative au chapitre 12.6).* Pour l'évaluation prospective, des facteurs d'émission ont été fournis à RTE par le CITEPA pour les années 2030, 2040 et 2050, soit en tenant compte de l'évolution de la réglementation (valeurs limites d'émission des secteurs réglementés) soit par extrapolation (par exemple pour le chauffage bois individuel). Aucune des réglementations considérées n'imposant des valeurs limites d'émission au-delà de 2030, ces dernières ont été considérées constantes entre 2030 et 2050 pour les secteurs concernés.

12.6.3.4 L'enjeu sur la pollution atmosphérique porte essentiellement sur le remplacement de certains équipements anciens et peu performants auquel l'électrification des usages contribue

Les réductions d'émissions projetées dans les graphiques présentés ci-avant s'expliquent par de multiples évolutions des secteurs résidentiel, tertiaire, industriel et des transports. De manière générale, le principal enjeu sur l'évolution de la pollution atmosphérique porte sur le remplacement d'équipements anciens et peu performants : disparition ou remplacement des véhicules diesel et essence les plus anciens pour la réduction des NO_x, des chauffages au bois en foyers ouverts/foyers fermés anciens et peu performants pour la réduction des $PM_{2.5}$ et des équipements industriels les moins performants d'un point de vue environnemental pour la réduction du SO_2.

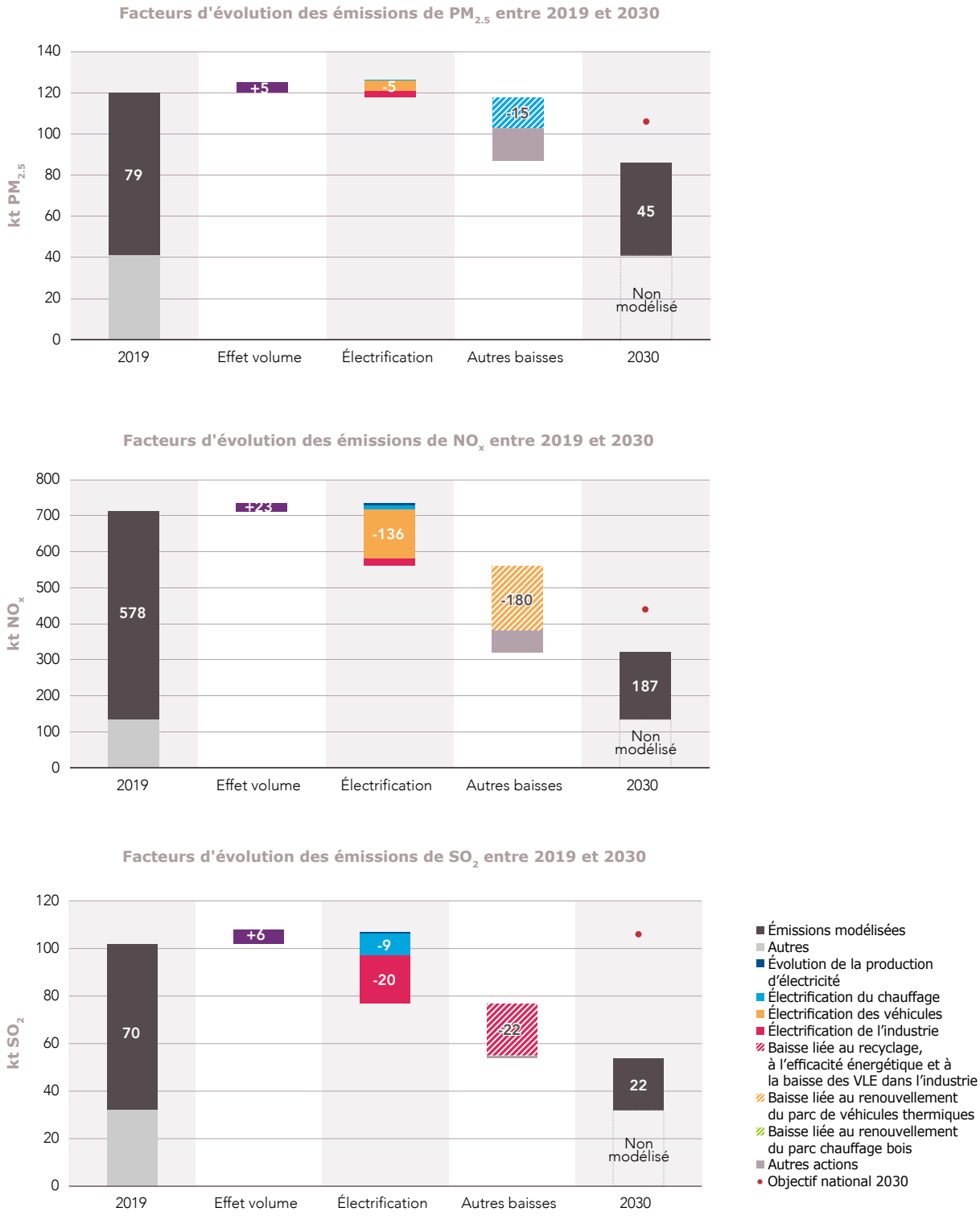
Dans ce cadre, l'électrification des usages constitue l'une des solutions contribuant de manière significative au remplacement de ces équipements les plus anciens et donc à la diminution des émissions de polluants atmosphériques qui en découle.

Dans le détail, la part des effets de l'électrification dans les baisses d'émissions évaluées diffèrent selon les polluants.

Pour les $PM_{2.5}$, le principal levier de réduction repose sur l'évolution du chauffage au bois résidentiel et en particulier la réduction du nombre de foyers ouverts ou de foyers fermés anciens, notamment utilisés en chauffage d'appoint ou en chauffage d'agrément. Ces dispositifs, qui équipent un grand nombre de résidences aujourd'hui sont en effet à l'origine de la grande majorité des émissions de $PM_{2.5}$. Les équipements les plus performants (notamment les chaudières à bois) sont nettement moins contributeurs aux émissions de particules fines. En conséquence, la diminution des émissions de polluants associée au chauffage résidentiel est compatible avec une croissance de la part du bois comme source de chauffage principal, dès lors que cette croissance passe par des équipements performants et que, dans le même temps, l'utilisation des équipements les plus émetteurs comme les foyers ouverts se réduit progressivement. Les actions d'électrification dans le chauffage résidentiel et tertiaire n'auront quant à elles qu'un effet marginal sur les émissions de $PM_{2.5}$ dans la mesure où le développement du chauffage électrique se fera essentiellement en substitution aux énergies fossiles plutôt que pour remplacer du chauffage au bois.

Cette stratégie, intégrée dans la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050*, présente toutefois des incertitudes. En effet, la Stratégie Nationale Bas-Carbone étant concentrée sur l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, elle vise essentiellement le remplacement des chaudières à source d'énergie fossile et la réduction de la consommation mais ne traite pas la question des chauffages aux bois peu performants ou en foyers ouverts. Le Ministère de la Transition

Figure 12.80 Facteurs d'évolution des émissions de $PM_{2.5}$, NO_x et SO_2 entre 2019 et 2030



écologique a lancé en juillet 2021 un plan d'action spécifique visant à réduire de 50 %, entre 2020 et 2030, les émissions de $PM_{2.5}$ issues du chauffage au bois domestique, en favorisant le remplacement d'appareils non performants. Dans un contexte de tension sur la ressource en bois et de volonté de réduire encore plus fortement les émissions de particules fines, d'autres leviers possibles résident dans la hausse de l'électrification (en substitution à certains chauffages au bois comme prévu par la SNBC de 2020) ou dans un effort accru de maîtrise de la demande (rénovation du bâti ou sobriété).

L'évolution du transport routier contribue également aux baisses d'émissions de $PM_{2.5}$ mais dans une moindre mesure. Par ailleurs, les baisses d'émissions ne proviennent pas que du développement des véhicules électriques (environ 14 % de la baisse totale des $PM_{2.5}$ à 2030) mais également de la part plus importante de véhicules moins émetteurs, via l'effet mécanique du renouvellement du parc de véhicules essence et diesel par des véhicules aux normes actuelles. Les émissions de particules fines associées à ce secteur resteront en outre globalement stables à partir de 2030 si aucune amélioration n'est apportée sur les émissions liées à l'abrasion, celles-ci constituant un socle d'émissions résiduelles.

Pour les NO_x, l'électrification des véhicules contribue largement à la diminution des émissions totales et représente environ un tiers des baisses d'ici 2030 dans la trajectoire de référence. L'électrification du chauffage et de l'industrie permet également des réductions d'émissions, mais dans des volumes toutefois plus limités. L'évolution des émissions de NO_x dépend également d'autres changements dans le secteur des transports routiers, notamment de la pénétration progressive des véhicules les moins émetteurs via l'effet mécanique du renouvellement du parc. La trajectoire présente une particularité entre 2040 et 2050, avec une légère augmentation liée à la croissance du nombre de poids lourds roulant au biogaz (qui sont plus émetteurs de NO_x que les poids lourds diesel selon les données du CITEPA) dans la trajectoire modélisée.

S'agissant du SO_2, l'électrification contribue assez largement à diminuer les émissions, avec près de deux tiers des baisses projetées sur le secteur énergétique d'ici 2030. Le principal levier correspond au remplacement de la combustion d'énergies fossiles dans l'industrie par des solutions électriques. Dans une moindre mesure, l'électrification du chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire contribue aussi à cette réduction.

Enfin, comme indiqué précédemment, l'évolution des émissions de COVnm dépendra essentiellement de secteurs et d'usages qui ne sont pas liés à la production d'énergie : utilisation de solvants dans le secteur domestique et tertiaire et procédés industriels essentiellement. L'amélioration des performances environnementales et du rendement énergétique du chauffage bois individuel contribue néanmoins pour quelques pourcents de baisse d'ici 2030.

12.6.3.5 La réduction des émissions de polluants atmosphériques pourrait également être légèrement accentuée avec l'accélération de la politique d'électrification des véhicules

Dans le cadre des nouveaux objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés par le Pacte vert européen (-55 % net en 2030), le déploiement de nombreux leviers de décarbonation comme l'électrification des usages devra être accéléré.

Cette perspective est étudiée dans la variante de consommation « accélération 2030 » qui prévoit une accélération du rythme d'électrification de nombreux usages, notamment dans la mobilité électrique mais également dans l'industrie et le bâtiment. En particulier, l'accélération du développement des véhicules électriques intégrée dans cette trajectoire s'inscrit en cohérence avec un prolongement de la dynamique enclenchée en 2020-2021 sur les ventes de véhicules électriques neufs (qui représentent désormais près de 15 à 20 % des immatriculations) et avec le nouvel objectif européen sur la fin de la vente de véhicules thermiques

neufs à l'horizon 2035. Dans cette configuration, à l'horizon 2030, le nombre de véhicules électriques en France atteint 13 millions d'unités contre 7 millions dans la trajectoire de référence.

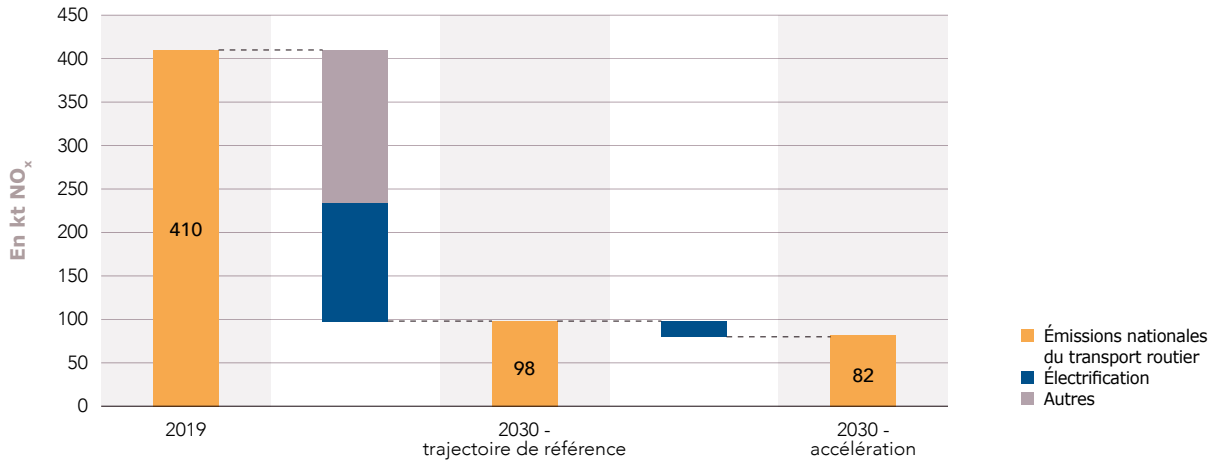
Cette accélération de l'électrification, en particulier dans les transports, contribue à diminuer encore les émissions de polluants atmosphériques à l'horizon 2030.

Ainsi, dans la variante « accélération 2030 », une réduction supplémentaire des émissions de NO_x de près de 20 kt pourrait être atteinte à l'horizon 2030, ce qui représente environ 5 % du niveau d'émissions du transport routier en 2019. Cette réduction de pollution atmosphérique pourrait être légèrement accrue en ciblant le remplacement des véhicules diesel, responsables aujourd'hui de 96 % des émissions de NO_x.

Cet écart est plus limité que dans l'analyse du différentiel entre le point 2030 de la trajectoire de référence et le point 2019 (-76 %) pour les transports routiers. Ceci s'explique par le fait que la différence entre la trajectoire de référence et la trajectoire « accélération 2030 » consiste en un plus fort développement du véhicule électrique plutôt qu'un renouvellement par des véhicules thermiques aux normes plus strictes (en anticipant également l'arrivée de nouvelles normes suivant l'amélioration tendancielle de l'efficacité énergétique) en 2030. Ainsi, l'effet supplémentaire de l'électrification des véhicules est réduit lorsqu'il est évalué par rapport à une situation future dans laquelle les normes des véhicules ont déjà été améliorées et non par rapport à une situation actuelle (avec un nombre important de véhicules anciens et fortement émetteurs).

Ainsi, la transition vers l'électricité (véhicules électriques, hybrides rechargeables voire hydrogène) d'ici 2030, contribuera non seulement à participer à l'effort accru de décarbonation de l'économie prévu par le nouvel objectif climatique du pacte vert européen, mais elle aura également un effet positif sur la diminution de polluants atmosphériques et donc sur la santé humaine (bien que cet effet soit limité si les véhicules électriques se substituent à des véhicules diesel ou essence aux meilleures normes).

Figure 12.81 Baisse des émissions de NO_x dans le transport routier à l'horizon 2030 dans le scénario de référence et dans le scénario « accélération 2030 »



12.6.4 L'analyse sectorielle détaillée permet d'identifier l'effet des différents leviers de réduction des émissions de polluants atmosphériques dans chacun des secteurs

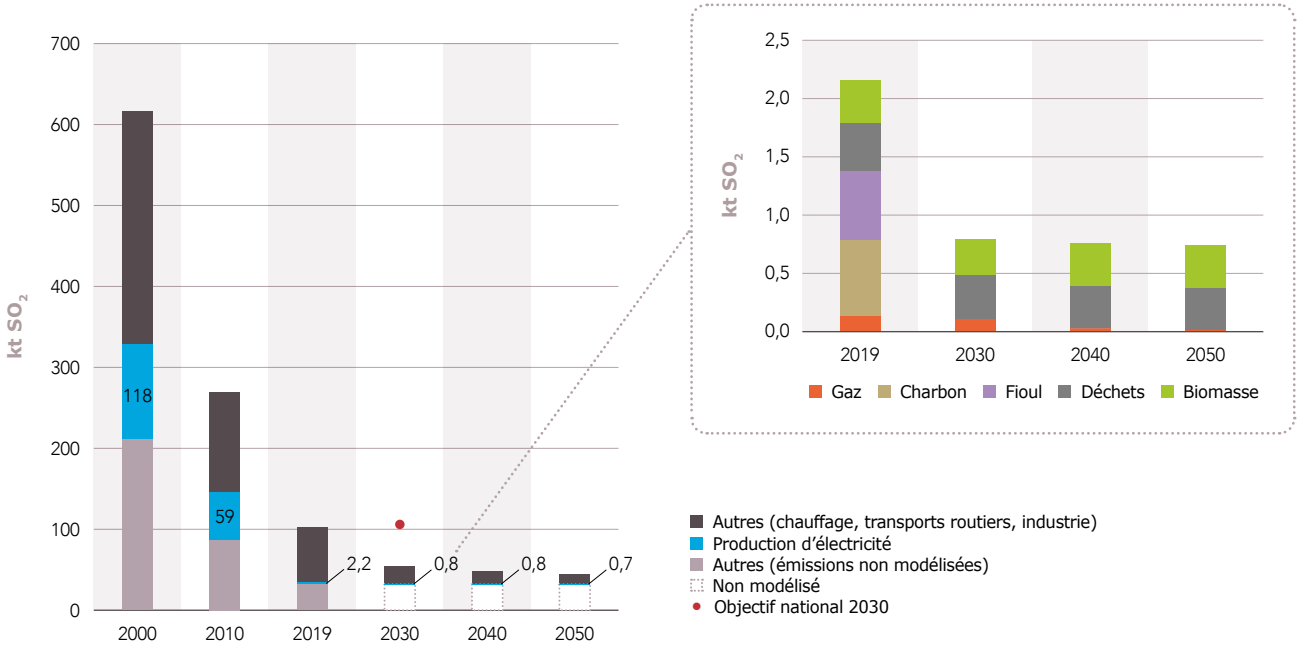
12.6.4.1 Production d'électricité : des émissions de polluants dès aujourd'hui limitées du fait de la quasi-disparition des centrales au charbon et au fioul, et qui vont encore se réduire à l'avenir avec la fermeture des dernières installations

En France, la part de la production d'électricité dans les émissions de polluants atmosphériques est faible depuis de nombreuses décennies. Dès 1990, la production d'électricité ne contribuait que pour un cinquième des émissions de SO_2, 5 % des émissions de NO_x et pour une part mineure des émissions de $PM_{2.5}$ et de COVnm. Or, depuis 1990, les émissions de SO_2 de la production électrique ont chuté de 99%, celles de NO_x de 92 %, celles de $PM_{2.5}$ de 94 %. Ceci s'explique par la fermeture des parcs de production fonctionnant au charbon et au fioul et par le renforcement de la réglementation des émissions des installations industrielles (directive IED) qui a conduit à la mise en place de systèmes de traitement des fumées et à la diminution de la teneur en soufre des combustibles (pour les émissions de SO_2).

L'essentiel de la baisse de la pollution atmosphérique liée à la production d'électricité a donc déjà eu lieu ces trente dernières années. Le secteur de la production d'électricité est aujourd'hui devenu un contributeur presque négligeable à l'émission de polluants en France : il représente 2 % des émissions de SO_2, 1 % des émissions de NO_x et moins de 1 % des émissions de COVnm et $PM_{2.5}$.

La situation est différente de celles observées dans d'autres pays européens. Par exemple, en

Figure 12.82 Évolution des émissions de SO_2 et zoom sur les émissions de la production d'électricité selon le type de combustible utilisé



Allemagne en 2019, les émissions de SO_2 issues de la production d'électricité et des réseaux de chaleur représentaient un tiers des émissions nationales[107] de SO_2 (soit 99 kt), principalement en lien avec les centrales au charbon.

Sur les prochaines décennies, ces émissions vont encore diminuer avec l'arrêt progressif des dernières centrales fonctionnant au charbon et au fioul, ainsi que la réduction progressive de l'utilisation du méthane pour la production d'électricité. En 2050, les émissions résiduelles concernent uniquement la combustion de biomasse, de gaz décarboné et de déchets, qui représentent une part minime du mix électrique dans tous les scénarios (socle résiduel reprenant les orientations de la SNBC, sans développement massif de l'utilisation de la biomasse pour la production d'électricité).

Les baisses d'émissions de polluants liées à la production électrique sont donc pratiquement identiques pour tous les mix de production du scénario de référence. Les émissions de polluants pourraient être légèrement plus élevées dans les scénarios à haute part d'énergies renouvelables si leur bouclage en flexibilité était assuré par des centrales thermiques fonctionnant au biométhane ou au gaz fossile[108], mais ces différences entre scénarios resteraient toutefois marginales à l'échelle des volumes nationaux.

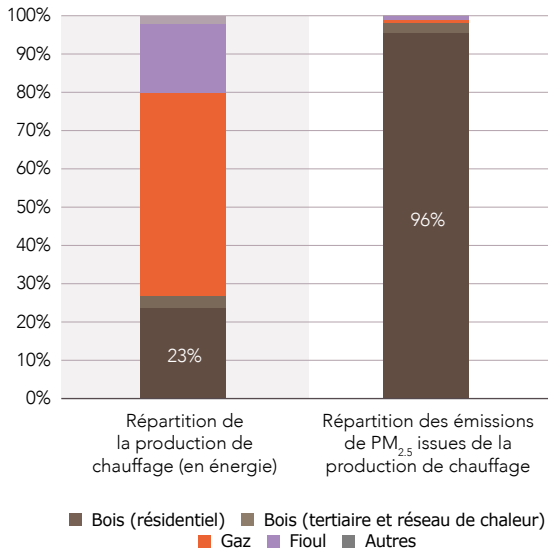
12.6.4.2 Chauffage : un enjeu autour du renouvellement des installations individuelles de chauffage au bois, qui constitue aujourd'hui le principal contributeur aux émissions de $PM_{2.5}$

12.6.4.2.1 Le chauffage au bois dans le résidentiel, constitué à 50 % d'appareils anciens, est un contributeur majeur aux émissions de $PM_{2.5}$

Le parc actuel de chauffage au bois dans le résidentiel est composé de 6,5 millions d'appareils[109] et représente 80 TWh de chaleur (quantité stable depuis plusieurs années). La PPE prévoit d'atteindre 10 à 11 millions de logements chauffés au bois à l'horizon 2028, sans augmenter la part de consommation énergétique nationale du bois, en favorisant des appareils avec de bons rendements.

L'utilisation du bois-énergie en remplacement de combustibles fossiles permet de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre et donc de lutter contre le changement climatique. Sur le plan des émissions de polluants atmosphériques, le chauffage bois individuel dans le secteur résidentiel représente en revanche presque la moitié des émissions de $PM_{2.5}$ au niveau national (et près de 20 % des émissions de COVnm) : il convient donc de pouvoir orienter le développement du chauffage

Figure 12.83 Répartition de la production de chaleur (hors électricité) dans le résidentiel/tertiaire et des émissions de $PM_{2.5}$ selon le type de combustibles utilisés



107. Émissions de polluants atmosphériques | Agence fédérale de l'environnement (umweltbundesamt.de)
108. Il convient de noter qu'en l'absence de données fiables, les émissions de centrales fonctionnant à l'hydrogène ont été considérées comme nulles.
109. Données SECTEN 2019 (CITEPA)

au bois vers les installations les plus performantes et les moins émettrices, pour limiter les effets sur la pollution atmosphérique.

La plupart des émissions (environ 80 %) proviennent des équipements les plus anciens (foyers ouverts et foyers fermés antérieurs à 2002), fortement émetteurs de particules fines alors qu'ils ne représentent que 50 % du parc de chauffage au bois. Ces équipements émettent en effet 30 à 100 fois plus de particules fines que les équipements les plus récents[110].

Les chaudières au bois dans le secteur tertiaire et les réseaux de chaleur ne contribuent quant à elles que de façon très marginale aux émissions de particules fines, du fait des valeurs limites d'émission exigeantes définies dans la réglementation relative aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

Depuis une vingtaine d'années, différentes actions ont été mises en place par les pouvoirs publics et les acteurs de la filière pour réduire les émissions de polluants associées au chauffage au bois. **Grâce aux aides financières (Fonds AirBois, Ma Prime Rénov', certificats d'économie d'énergie…) et au label Flamme Verte (créé en 2000 avec la participation de l'ADEME et des fabricants), le parc se renouvelle progressivement et devient de plus en plus performant.**

En 2018, plus de 35% du parc d'appareils est ainsi âgé de moins de 5 ans[111] (hors foyers ouverts). D'après les données 2019[112], la vente de chaudières bois (moins émettrices) progresse aussi fortement au détriment de la vente de foyers fermés/inserts, poêles et cuisinières. Les émissions de $PM_{2.5}$ liées au chauffage bois ont ainsi été réduites de près de deux tiers en 20 ans.

Afin de renforcer cette tendance, le Ministère de la Transition écologique a lancé en juillet 2021 un plan d'action pour réduire de 50 %, entre 2020 et 2030, les émissions de $PM_{2.5}$ issues du chauffage au bois domestique, en favorisant l'utilisation d'équipements performants et de combustible de qualité. Ce plan d'action repose sur plusieurs mesures : sensibilisation du grand public à l'impact sur la qualité de l'air du chauffage avec des appareils peu performants, renforcement et simplification des dispositifs d'accompagnement (notamment financiers) pour accélérer le remplacement des appareils peu performants (l'objectif fixé est de remplacer 600 000 appareils non performants entre 2021 et 2025), amélioration de la performance des nouveaux équipements de chauffage au bois (évolution du label Flamme Verte), promotion de l'utilisation d'un combustible de qualité (notamment le bois présentant un faible taux d'humidité).

Des collectivités locales ont également pris des mesures face aux émissions provenant du chauffage au bois dans certaines zones les plus concernées par les épisodes de particules fines, avec des restrictions ou des interdictions de l'usage de cheminées à foyer ouvert (par exemple, dans la vallée de l'Arve).

110. Calculs RTE d'après Le bois énergie et la qualité de l'air, ADEME et Flamme Verte, dossier de presse 2015
111. ADEME, étude sur le chauffage domestique au bois, août 2018
112. Suivi du marché 2019 des appareils domestiques de chauffage au bois, données Observ'er, juillet 2020

12.6.4.2.2 D'ici 2050, les émissions de $PM_{2.5}$ du chauffage diminueront grâce au renouvellement des appareils individuels au bois par des modèles plus performants et grâce à la diminution de l'utilisation du bois en chauffage d'appoint ou d'agrément

À l'horizon 2050, les émissions de $PM_{2.5}$ issues du chauffage devraient diminuer de deux tiers à l'horizon 2050, du fait de différents effets antagonistes.

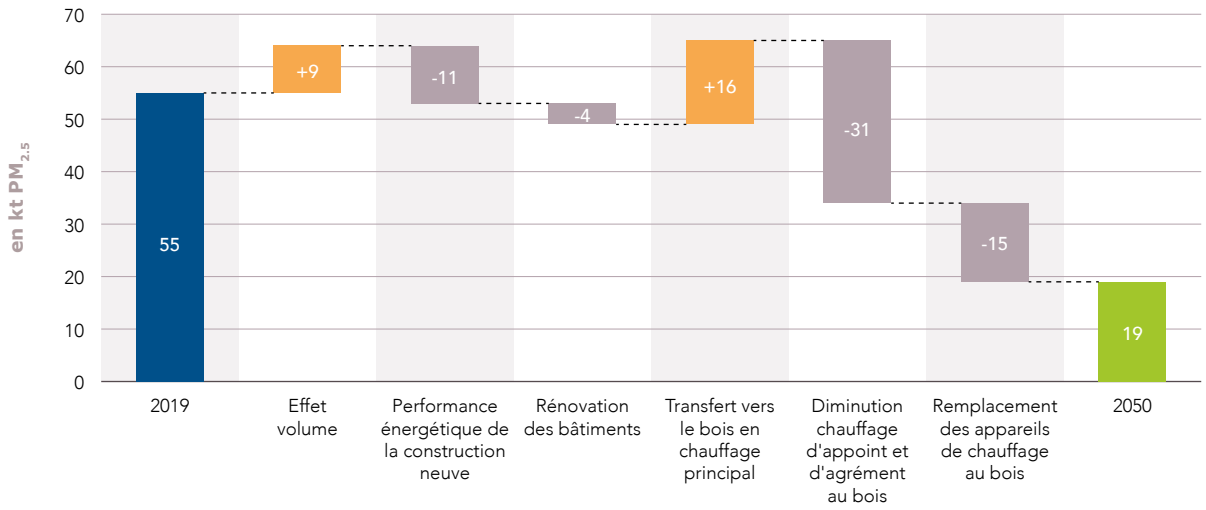
Deux facteurs contribueront à la hausse des émissions : l'augmentation du nombre total de logements ainsi que l'augmentation de la part de logements chauffés au bois (en tant que source de chauffage principal), pour suivre les orientations de la SNBC et les nouvelles réglementations du bâtiment en vue de décarboner le chauffage. Toutefois, le déploiement de nouveaux chauffages au bois s'accompagnera de normes exigeantes sur la performance énergétique (efficacité des équipements et isolation du bâti) et sur le taux d'émissions de particules, ce qui devrait limiter l'augmentation des émissions de particules liées à ces nouvelles installations.

À l'inverse, d'autres facteurs devraient contribuer à baisser fortement les émissions de $PM_{2.5}$ du chauffage au bois domestique et feront plus que compenser les effets haussiers mentionnés ci-dessus. **L'enjeu majeur dans les années futures portera sur la baisse de l'utilisation du bois en tant que chauffage d'appoint ou d'agrément et le renouvellement progressif des appareils de chauffage au bois.** En effet, le chauffage d'agrément (constitué notamment des foyers ouverts) présente souvent les plus mauvaises performances environnementales du parc[113].

Ces évolutions contribueraient en outre à maximiser le service rendu par le chauffage au bois dans un contexte où le volume de biomasse est limité. L'hypothèse retenue dans les modélisations suppose ainsi une forte baisse de la consommation du bois comme chauffage d'appoint ou d'agrément (alors qu'il représente aujourd'hui de l'ordre de 50 % de la consommation de bois de chauffage).

Enfin, le remplacement progressif du parc de chauffage individuel (amélioration du rendement et de

Figure 12.84 Facteurs de diminution des émissions de $PM_{2.5}$ du chauffage entre 2019 et 2050



113. ADEME, étude sur le chauffage domestique au bois, août 2018

la performance énergétique des appareils) amènera également une forte diminution des émissions.

L'électrification interviendra faiblement dans la baisse des émissions de $PM_{2.5}$ du chauffage dans la mesure où elle cible essentiellement le remplacement de chaudières alimentées au gaz ou au fioul et non celui des chauffages au bois (alors même que le parc moyen d'appareils individuels au bois émet quasiment 200 fois plus de $PM_{2.5}$ que le gaz et 100 fois plus que le fioul[114]). A terme, une électrification plus importante du chauffage résidentiel pourrait néanmoins contribuer à limiter le recours au bois-énergie pour le chauffage et donc à réduire les émissions de particules fines résiduelles associées au chauffage.

12.6.4.3 Transport routier : le renouvellement et l'électrification du parc de véhicules permettront de diviser par 8 les émissions de NO_x d'ici 2050 et de réduire les émissions de $PM_{2.5}$ liées à la combustion

12.6.4.3.1 Malgré une forte baisse constatée depuis 30 ans, les transports routiers restent un contributeur majeur aux émissions de NO_x et représentent aussi une part non négligeable de particules fines

Les émissions du transport routier sont issues de la combustion des carburants pour les quatre polluants considérés dans l'étude, et plus spécifiquement de l'évaporation de l'essence pour les COVnm ou encore des phénomènes d'abrasion (freins, pneus, route) pour les $PM_{2.5}$.

Au cours des dernières décennies, les normes Euro progressivement introduites sur tous les véhicules neufs de l'Union européenne depuis les années 1990 ainsi que des directives sur les teneurs en soufre du diesel et de l'essence ont permis d'abaisser largement les émissions des différents polluants. Les normes Euro ont ainsi progressivement

Figure 12.85 Valeurs limite en gramme par kilowatt-heure (g/kWh) des NO_x et des particules pour les poids lourds, bus et cars *(source Ministère de la Transition écologique)*

Normes	Année de mise en application	NOx (g/kWh)	Particules (g/kWh)
Euro 0	1990	14,4	-
Euro I	1993	9	0,36
Euro II	1996	7	0,15
Euro III	2001	5	0,13
Euro IV	2006	3,5	0,02
Euro V	2009	2	0,02
Euro VI	2013	0,4	0,01

114. Voir les données de la base OMINEA du CITEPA

imposé l'installation de pots catalytiques à partir de 1993, puis la mise en place de filtres à particules à partir de 2010. Ces normes, dépendantes du type de véhicules ainsi que de l'énergie utilisée, sont renouvelées et renforcées en moyenne tous les 4 à 5 ans.

Globalement, l'introduction de normes, le renouvellement du parc de véhicules et la réduction du nombre de véhicules roulant au diesel ont conduit à une baisse des émissions de polluants du transport routier depuis 1990 (-71 % sur les $PM_{2.5}$, -67 % sur les NO_x, -99 % sur le SO_2, -95% sur les COVnm), malgré une croissance du trafic.

Le transport routier reste tout de même un contributeur majeur aux émissions de NO_x (avec 57 % des émissions au niveau national), et un contributeur significatif aux particules fines. **Ces émissions proviennent quasi-exclusivement des véhicules diesel** (96 % des émissions de NO_x tous véhicules diesel confondus, alors qu'ils représentent de l'ordre de deux tiers des kilomètres parcourus).

Les $PM_{2.5}$ sont issues dans des proportions similaires à la fois de la combustion mais également de phénomènes d'abrasion (freins, routes, pneumatiques). Les émissions de particules liées à l'abrasion dépendent d'une multitude de facteurs : poids du véhicule, style de conduite, composition des freins, composition des pneus, composition du revêtement de la chaussée et quantité de poussières à la surface de la route. Avec l'accroissement du trafic routier, les émissions dues aux phénomènes d'abrasion sont en hausse depuis les années 1990 alors que les émissions liées à la combustion sont en baisse, du fait de l'introduction des filtres à particules imposés par les normes Euro. À l'inverse, à l'heure actuelle, les normes Euro ne réglementent pas les particules fines liées à l'abrasion.

12.6.4.3.2 D'ici 2050, l'électrification des véhicules apporte une contribution significative à la diminution des émissions de NO_x du transport routier (-40 %)

Les émissions de NO_x issues du transport routier devraient diminuer significativement en 2050, par la combinaison de facteurs principalement à la baisse.

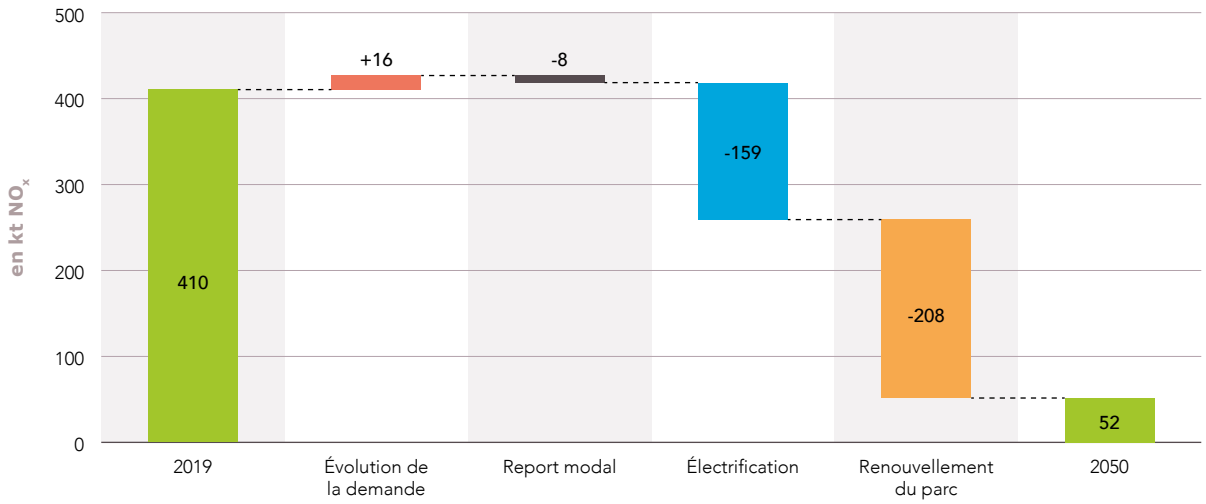
D'un côté, la distance moyenne parcourue par les personnes et les marchandises est attendue en augmentation, dans la continuité des tendances actuelles. De l'autre, en revanche, plusieurs autres facteurs devraient contribuer à faire baisser les émissions de NO_x :

- le report modal se traduit par un transfert des déplacements en voiture vers les transports en commun et la mobilité douce, et un report des transports de marchandises par camions vers le fret ferroviaire ;
- le recours aux véhicules électriques et poids lourds à hydrogène qui n'émettent pas de NO_x (émissions de combustion) va s'accroître. L'électrification progressive du parc de véhicules contribue à réduire d'environ 40 % les émissions de NO_x du secteur d'ici 2050 ;
- le renouvellement progressif du parc permet de remplacer les véhicules les plus polluants (notamment diesel) par des véhicules neufs conformes aux dernières normes Euro[115]. Cette substitution apporte une réduction décisive en permettant de réduire les émissions de plus de la moitié.

Ainsi le renouvellement du parc de véhicules anciens par des véhicules neufs et l'électrification constituent les principaux facteurs de diminution des émissions. L'essentiel de la baisse des émissions interviendra entre 2019 et 2030, les véhicules les plus polluants n'étant plus supposés circuler à cette date.

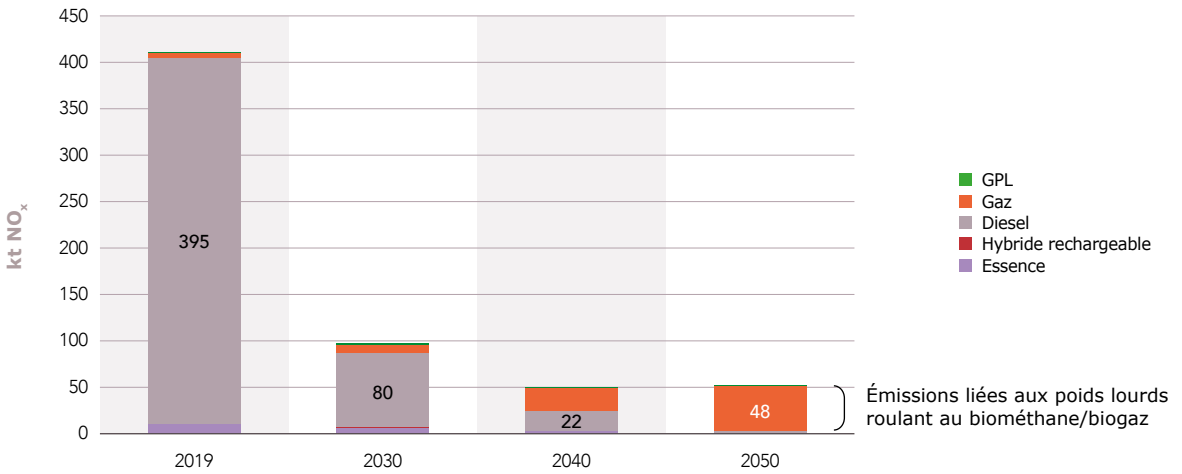
115. Afin d'obtenir la répartition prospective des véhicules selon les différentes normes Euro, RTE s'est basé sur les projections jusqu'en 2050 de l'IFSTTAR (Institut français des sciences et technologies, des transports, de l'aménagement et des réseaux). Cette projection estime par exemple qu'il n'y aura plus de véhicules particuliers diesel roulants avec des normes Euro inférieures à la norme 3 en 2030 et uniquement des véhicules thermiques roulants avec les dernières normes (norme 6) en 2050. Par ailleurs, la modélisation réalisée anticipe également l'arrivée de nouvelles normes en suivant l'amélioration tendancielle de l'efficacité énergétique, qui tend à limiter les émissions de polluants atmosphériques.

Figure 12.86 Facteurs de diminution des émissions des NO_x dans le transport routier entre 2019 et 2050



En 2050, les émissions seront nettement réduites par rapport à aujourd'hui et ne représenteront plus qu'un dixième des émissions de 2019. Alors qu'en 2019, 96 % des NO_x sont émis par des véhicules diesel, à l'horizon de la neutralité carbone, l'essentiel des émissions résiduelles seront liées à des poids lourds roulant au biométhane (bio-GNV), la part de véhicules roulant au diesel étant alors quasi nulle.

Figure 12.87 Émissions de NO_x dans le transport routier par type d'énergie



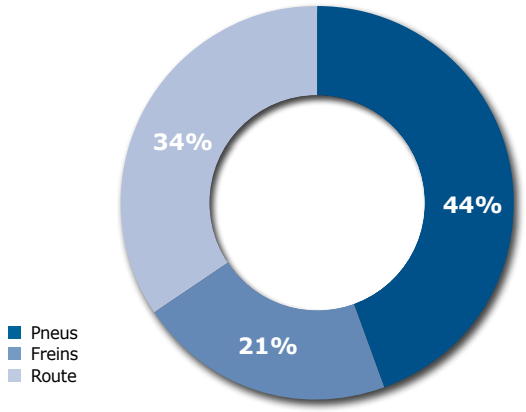
12.6.4.3.3 D'ici 2050, l'électrification des véhicules contribue à diminuer d'un quart les émissions de particules fines mais des émissions résiduelles liées à l'abrasion persisteront

Les émissions de $PM_{2.5}$ du transport routier devraient quant à elles baisser de moitié à l'horizon 2030, puis rester stables entre 2030 et 2050. La moitié de cette baisse est attribuable à l'électrification, l'autre moitié est liée au renouvellement du parc.

Dans le détail, deux types d'émission sont à distinguer :

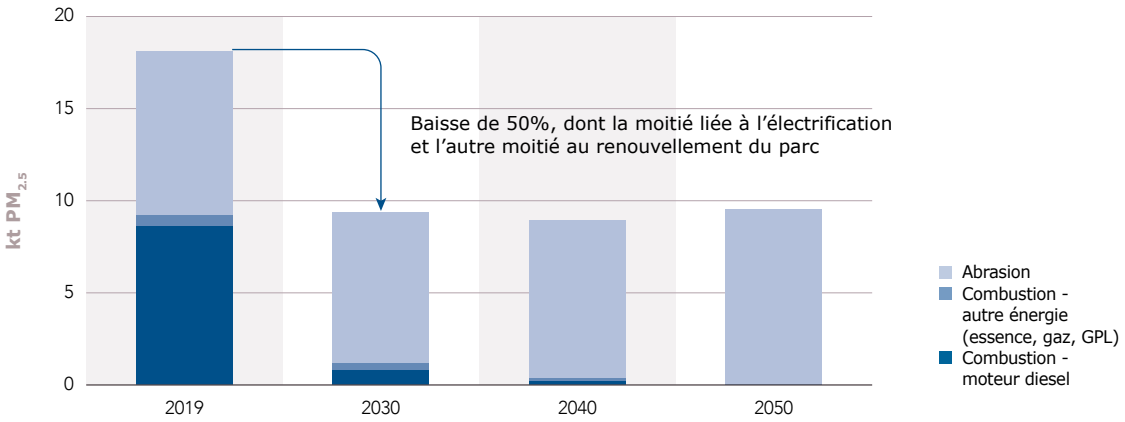
- les émissions liées à la combustion qui diminuent fortement pour tous les véhicules (surtout pour les véhicules diesel), voire disparaissent quasiment à partir de 2040 avec la sortie des énergies fossiles et en particulier du diesel ;
- les émissions de $PM_{2.5}$ liées à l'abrasion (i.e. émissions issues de phénomènes de frottement et d'usure liés aux pneus, freins et aux routes[116]) restent en revanche stables, voire pourraient augmenter avec le poids des véhicules. En effet, les voitures électriques du fait du poids des batteries pourraient avoir tendance à émettre plus de particules fines lors du freinage[117] que les véhicules thermiques. Les émissions de $PM_{2.5}$ liées à l'abrasion représenteront à long terme l'essentiel des émissions de $PM_{2.5}$.

Figure 12.89 Répartition des sources d'émissions de $PM_{2.5}$ liées à l'abrasion dans le transport routier



Source : données CITEPA

Figure 12.88 Émissions de $PM_{2.5}$ dans le transport routier



116. Données CITEPA
117. Non-exhaust Particulate Emissions from Road Transport, An Ignored Environmental Policy Challenge, rapport de l'OCDE, 2020

L'enjeu à long terme portera donc davantage sur la maîtrise des émissions résiduelles de $PM_{2.5}$ liées à l'abrasion. Afin de limiter ces émissions, plusieurs solutions peuvent être envisagées : alléger les véhicules, réglementer la composition des pneus[118] ou encore développer des dispositifs permettant de récupérer les particules émises avant qu'elles ne soient rejetées dans l'air ambiant.

En ce qui concerne les freins, la nouvelle norme Euro 7 (dont l'entrée en vigueur est prévue en 2025) devrait introduire pour la première fois des exigences en termes d'aspirations de particules fines liées aux freins.

Des améliorations des facteurs d'émission liés à l'abrasion sont donc à prévoir dans les années à venir, sans qu'elles puissent être précisément évaluées aujourd'hui. Par prudence, ces facteurs d'amélioration n'ont pas été intégrés dans l'analyse présentée ici.

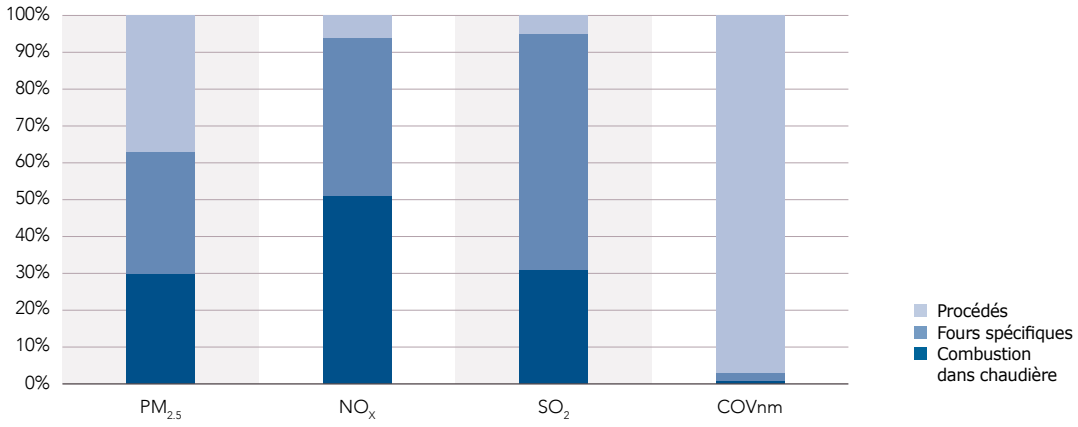
12.6.4.4 Industrie manufacturière : l'électrification permettra de poursuivre la baisse des émissions de SO_2 liées aux procédés de combustion

12.6.4.4.1 Malgré une forte baisse constatée depuis 30 ans, la combustion dans le secteur industriel reste un contributeur majeur aux émissions de SO_2

Les émissions de polluants de l'industrie manufacturière proviennent essentiellement de l'utilisation d'énergie (combustion dans les chaudières, turbines, moteurs et fours), mais aussi de réactions chimiques ou mécaniques qu'impliquent certains procédés industriels.

Les émissions liées aux activités de combustion de l'industrie ont considérablement diminué depuis les années 1990 : -61 % de $PM_{2.5}$, -58 % de NO_x, -87 % de SO_2, et -65 % de COVnm. La baisse observée s'explique par l'évolution du mix énergétique (utilisation croissante du gaz naturel), la réduction de la teneur en soufre de certains produits pétroliers, en particulier le fioul lourd et le fioul domestique, la mise en place de réglementations contraignantes (directive IED)

Figure 12.90 Répartition des émissions 2019 de l'industrie manufacturière



118. Non-exhaust Particulate Emissions from Road Transport, An Ignored Environmental Policy Challenge, rapport de l'OCDE, 2020

et la mise en place progressive de systèmes de traitement des effluents (filtres, dépoussiéreurs, etc.).

La combustion dans le secteur industriel reste cependant un contributeur majeur aux émissions de SO_2 (52 % des émissions totales). Elle contribue dans une moindre mesure aux émissions de NO_x (10 %) et de $PM_{2.5}$ (11 %). Les émissions de SO_2 et de NO_x produits par l'industrie manufacturière le sont majoritairement en lien avec la combustion. Les émissions totales de $PM_{2.5}$ du secteur sont issues de la combustion pour environ deux tiers, le reste étant produit par les procédés eux-mêmes. Les émissions de COVnm dans l'industrie sont issues à 97 % des procédés (applications de peinture, imprimerie).

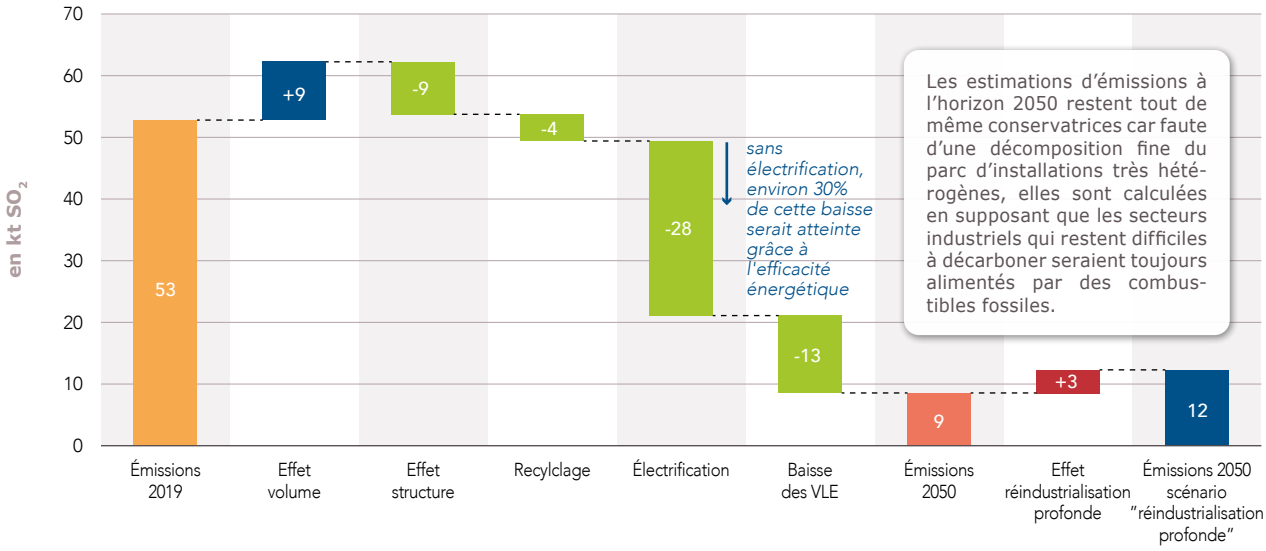
Compte tenu de leur part très majoritaire dans les émissions de l'industrie (sauf pour les COVnm), l'analyse dans les *Futurs énergétiques 2050* s'est concentrée sur les émissions de polluants provenant de la combustion.

12.6.4.4.2 D'ici 2050, l'électrification des activités de combustion de l'industrie permet de diminuer de moitié les émissions de SO_2 du secteur

Même si l'activité industrielle connaît une croissance soutenue dans le scénario de référence en maintenant sa part dans le PIB, les émissions de SO_2 devraient diminuer d'ici 2050 car l'ensemble des autres facteurs ont un effet baissier sur celles-ci :

- l'effet structure : la croissance de l'industrie se porte principalement sur des secteurs moins énergivores (équipements électriques et électroniques, matériel de transport…) tandis que l'activité de certaines des branches les plus énergivores et émettrices doit baisser (réduction de l'usage d'engrais azotés, des besoins en ciment et matériaux de construction…) ;
- le recyclage, supposé se développer dans le scénario de référence, est moins énergivore que la filière primaire de production et contribue ainsi à réduire les émissions associées à la combustion dans certains secteurs (acier, verre, papier-carton…) ;

Figure 12.91 Facteurs d'évolution des émissions de SO_2 liées à la combustion dans l'industrie



** Baisse des VLE = baisse des valeurs limites d'émission (leur baisse est liée à des normes environnementales de plus en plus contraignantes via les Directives IED et MCP)*

- les actions d'électrification, comme la mise en place de chaudières électriques, de pompes à chaleur et d'autres techniques électriques matures (résistances, conduction, induction, compression mécanique de vapeur, etc.) en substitution d'équipements fonctionnant à partir de vecteurs énergétiques fossiles, notamment dans les secteurs de l'agro-alimentaire, du verre, du papier/carton, de la chimie ainsi que la sidérurgie et métallurgie, permettent de diminuer de moitié les émissions de SO_2 d'ici 2050 ;
- l'amélioration des techniques de filtration et de traitement des fumées : le renforcement des valeurs limites d'émissions imposé par la directive IED (installations de puissance supérieure à 50 MW) ainsi que l'application de la nouvelle directive MCP (installations de puissance comprise entre 1 et 50 MW) d'ici 2030 permettront également de baisser les émissions d'environ un quart. Cela ne présage pas de l'arrivée de nouvelles normes entre 2030 et 2050.

Les estimations d'émissions à l'horizon 2050 restent par ailleurs conservatrices car faute d'une décomposition fine du parc d'installations, qui sont très hétérogènes, elles sont calculées en supposant que les secteurs industriels qui restent difficiles à décarboner seraient toujours alimentés par des combustibles fossiles. Des analyses plus détaillées sur le parc des installations industrielles seraient nécessaires pour estimer précisément les émissions de polluants qui résulteraient de l'utilisation de combustibles décarbonés (biomasse, biométhane, hydrogène…), conformément à la SNBC.

12.6.4.4.3 La réindustrialisation profonde n'entraînerait pas d'augmentation d'ordre de grandeur des émissions de SO_2

Sous ces hypothèses, la réindustrialisation profonde entraînerait une augmentation modérée des émissions de polluants en comparaison aux niveaux actuels. A titre d'illustration, une hausse de l'ordre de 3 kt de SO_2 et 7 kt de NO_x pourrait être observée en 2050 dans cette trajectoire par rapport à celle de référence. Elle concernerait principalement la sidérurgie et la chimie organique. En effet, la consommation d'acier comme matière première augmente assez fortement dans plusieurs branches, et la chimie organique est un secteur énergivore et difficile à électrifier mais dont la relocalisation en France, notamment pour la production de produits pharmaceutiques de base, est souhaitable.

Ces émissions supplémentaires provenant d'industries en France viendraient se substituer à des émissions de polluants dans d'autres pays dans lesquels ces industries auraient été localisées. Leur volume relatif sera fonction des objectifs et des normes respectives en France et dans les pays concernés.

13

L'ANALYSE SOCIÉTALE

13

L'ANALYSE SOCIÉTALE : REPRÉSENTER LES DYNAMIQUES SOCIÉTALES DE LA TRANSITION ET LEURS IMPLICATIONS SUR LES MODES DE VIE

13.1 Les *Futurs énergétiques 2050* décrivent des choix énergétiques majeurs pour les décennies à venir, qui constituent autant de choix de société

13.1.1 Des implications sociétales associées aux différents scénarios qui touchent à toutes les composantes du système énergétique : modes de vie et de consommation d'énergie, acceptabilité des moyens de production

L'objectif de neutralité carbone et de sortie des énergies fossiles en 2050 implique des transformations structurantes et inédites pour la société française pour les trois prochaines décennies. Les *Futurs énergétiques 2050*, qui décrivent différentes options possibles pour y parvenir, reposent ainsi sur des modifications profondes des modes de consommation et de production d'énergie, comme en témoignent les éléments présentés dans les chapitres 3 et 4. Sur le plan de la production, ces transformations apparaissent d'une ampleur sans précédent depuis les années 1970 en réaction au premier choc pétrolier et qui avait conduit à un vaste mouvement de développement de la production électronucléaire, combiné à des actions d'efficacité énergétique et d'électrification de certains usages.

Au-delà des considérations techniques ou économiques, les décisions de politiques publiques qui sous-tendent les différents scénarios reposent sur des choix de société importants. RTE a donc proposé, dès la phase de cadrage de l'étude, de décrire et d'analyser des scénarios reposant sur des choix politiques et sociétaux contrastés, et non de chercher à calculer un mix électrique « optimal » comme le suggéraient certains acteurs.

Les scénarios étudiés se différencient ainsi selon :

- l'évolution des modes de vie et de consommation, en particulier en ce qui concerne la diffusion de la sobriété énergétique,
- les politiques publiques en matière de réindustrialisation,
- le choix de relancer ou non un programme nucléaire et, le cas échéant, l'ampleur d'un tel programme,
- ou encore le modèle de développement de la production électrique (système reposant sur des installations diffuses portées par des acteurs locaux *vs* système reposant sur des grandes installations renouvelables).

Le travail d'analyse entrepris dans le présent chapitre répond à une forte demande exprimée dans le cadre de la concertation, au cours de laquelle de nombreux participants ont souhaité que soient approfondies les dimensions sociétales autour de la sobriété ou de l'acceptabilité des moyens de production notamment. Le volet « sociétal » des travaux a fait l'objet d'un espace de discussion en propre avec l'ensemble des parties prenantes intéressées (GT5 « Dynamiques sociétales »), et s'est matérialisé par l'étude de variantes dédiées – dont un scénario « sobriété » spécifique – ainsi que par l'explicitation des conditions sous-jacentes aux différents scénarios, restituées dans la suite de ce chapitre.

13.1.2 Des politiques publiques sur l'énergie historiquement tournées vers l'indépendance énergétique, désormais centrées sur la lutte contre le changement climatique et la transition écologique

Durant les années 1970-1980, les politiques publiques sur l'offre et la demande d'énergie en France avaient pour objectif principal de favoriser l'indépendance énergétique, notamment en réaction aux chocs pétroliers successifs. Ainsi le lancement du programme électronucléaire de seconde génération a-t-il été motivé par un souhait d'indépendance énergétique et de compétitivité de l'économie française. Cependant, les mesures déployées à cette époque ont également visé la demande d'énergie, avec en particulier l'apparition des premières réglementations thermiques des bâtiments.

L'ensemble de ces mesures a conduit à une transformation significative du paysage énergétique français au cours des années 1980 et du début des années 1990.

À partir de la fin du XX^{e} siècle, et face aux alertes concernant l'urgence climatique (conférence de Rio en 1992), les politiques énergétiques ont évolué et sont devenues – sur le plan des objectifs sinon des faits – déterminées de manière croissante par l'enjeu de la lutte contre le changement climatique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Ce nouveau contexte comporte des ambitions communes avec celles poursuivies par le passé, dont l'objectif de réduction progressive de l'utilisation des énergies fossiles.

La finalité des objectifs de transition énergétique a ainsi changé de nature. Si la question de la protection du climat et de l'environnement a toujours été présente dans les débats portant sur l'énergie et dans certaines oppositions à des grands projets, elle constitue désormais le fondement des politiques énergétiques.

Ce changement de contexte modifie les termes du débat sur l'évolution du système énergétique. À titre d'exemple, les discussions intervenues au cours des deux ans de concertation menée par RTE autour de l'étude *Futurs énergétiques 2050* ont fait émerger un débat très intense sur l'efficacité et l'efficience des politiques sur l'offre et la demande d'énergie pour atteindre les objectifs de décarbonation. À l'inverse, la problématique de la diversification des sources de production d'énergie, très présente dans le débat au début des années 2010, a été beaucoup moins centrale que plusieurs années auparavant.

Ces nouveaux objectifs de lutte contre le changement climatique, qui découlent notamment de l'accord de Paris de 2015, impliquent de prendre des décisions structurantes concernant le mix énergétique dans les années à venir. Du fait des délais inhérents à la mise en œuvre de mesures sur la consommation et la production d'énergie ou à la construction de nouvelles infrastructures, le système énergétique des trente prochaines années se décide en grande partie dès maintenant.

Dans le même temps, au cours des dernières décennies, les débats sur l'évolution du système énergétique ont fait émerger un souhait des citoyens d'être plus largement impliqués dans les choix de transition[1], en soulignant la nécessité de prendre en compte les impacts sociétaux à toutes les échelles au-delà des arbitrages technico-économiques. La volonté de participation aux décisions en matière de transition énergétique s'accompagne également d'une forte demande de justice sociale. Ces éléments sont désormais intégrés dans la réflexion sur la construction des politiques publiques par des organismes internationaux comme l'OCDE[2].

1. Qui s'est exprimé par exemple en France à travers des tribunes comme celle portée par dix associations « Pour un débat démocratique sur nos choix énergétiques » (L'Obs, 30 novembre 2021), par une volonté de concertation plus large sur l'éolien, ou dans les pays voisins par des référendums d'initiative populaire concernant les choix énergétiques (Suisse, Italie). On peut également mentionner la recommandation récente de la CNDP en ce qui concerne le débat public sur le nucléaire.
2. Par exemple, voir « *The inequalities-environment nexus. Towards a people-centred green transition* ». OECD green growth papers, mars 2021.

Concrètement, l'implication des parties prenantes et des citoyens se traduit par l'organisation de concertations publiques autour de chaque projet d'infrastructure au niveau local ou encore des consultations sur les objectifs de politique énergétique nationale. À ce titre, les travaux de la Convention citoyenne pour le climat, qui a réuni un panel de 150 citoyens au cours des années 2019 et 2020 pour articuler des propositions de mesure afin d'atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, ont été souvent mentionnés dans la concertation, notamment pour alimenter le débat sur les mesures possibles en matière d'efficacité et de sobriété énergétiques.

C'est dans ce cadre, et avec la volonté de porter une attention spécifique aux implications sociétales des différentes trajectoires énergétiques et aux propositions des différents acteurs du débat sur la décarbonation de l'énergie en France, qu'ont été élaborés les *Futurs énergétiques 2050* de RTE.

L'analyse sociétale des différents scénarios des *Futurs énergétiques 2050* met en exergue trois types de rupture qui peuvent relever des choix de société :

- les *modes de consommation d'énergie :* politiques de déploiement de l'efficacité énergétique, évolution des modes de vie et sobriété, choix de réindustrialisation, etc. ;
- les *modes de production d'énergie :* débat sur les sources d'énergie à privilégier, sur leurs impacts et les modalités de leur déploiement ou encore sur les conséquences en matière de politique industrielle ;
- les prérequis sur la *flexibilité du système :* acceptabilité d'une « flexibilisation » de certains usages électriques (véhicules électriques, chauffage…), niveau de sécurité d'approvisionnement visé, etc.

13.1.3 La consommation : tous les scénarios sont marqués par une forte maîtrise de la demande en énergie ainsi que par des transferts d'usages, qui reposent sur de nombreux choix individuels et collectifs (investissements, modes de vie…)

Les projections de consommation d'électricité sur lesquelles se fondent les *Futurs énergétiques 2050* mettent en évidence plusieurs ruptures en vue d'atteindre la neutralité carbone.

D'une part, il s'agit de baisser la consommation d'énergie totale de 40 % d'ici 2050 – soit l'objectif poursuivi par la SNBC. Cette trajectoire a suscité des débats lors de la concertation, et elle en suscite toujours aujourd'hui dans le débat public. Une baisse de cette ampleur ne peut être atteinte que via un net renforcement des actions d'efficacité énergétique dans tous les secteurs de l'économie, en s'appuyant sur les trois leviers mentionnés au chapitre 3 : performance énergétique des équipements ménagers et des procédés industriels, isolation des logements, et remplacement des moteurs ou chaudières fonctionnant avec des énergies fossiles par des équipements électriques à meilleur rendement (voiture électrique, pompe à chaleur).

La sobriété énergétique peut également permettre d'aller au-delà de l'objectif de -40 % de consommation d'énergie finale et/ou d'y parvenir plus rapidement, en s'appuyant sur une organisation repensée des liens entre société et consommation d'énergie.

D'autre part, il convient de remplacer l'utilisation d'énergies fossiles par des énergies bas-carbone, au travers de transferts d'usages. Les équipements fonctionnant à l'électricité sont amenés à prendre une place croissante dans l'économie française.

De telles évolutions de la consommation énergétique passent dans tous les cas par des décisions politiques majeures et par une implication des ménages et entreprises dans cette transition. Les actions d'efficacité énergétique et de transferts d'usages nécessitent ainsi un déploiement d'équipements ou des travaux spécifiques chez les particuliers et dans les entreprises, tandis que la sobriété implique un engagement fort de l'ensemble des acteurs dans de nouveaux modes de vie et de consommation d'énergie.

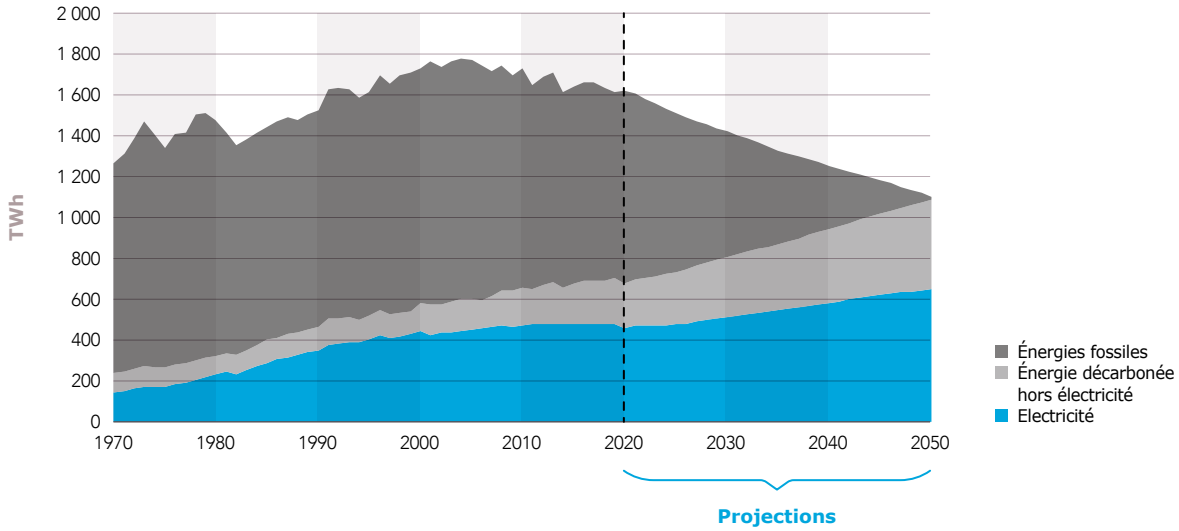
Différents leviers doivent être mobilisés pour y parvenir. Les politiques publiques en matière de maîtrise de la demande, historiquement centrées sur la réglementation des bâtiments (première réglementation thermique dès 1974) et l'efficacité dans l'industrie, se sont progressivement élargies avec par exemple une plus grande sensibilisation et information des consommateurs. La sensibilisation et les incitations économiques envoyées aux consommateurs ne peuvent toutefois suffire pour produire un impact significatif sur la demande d'énergie et sont en outre parfois vécues comme des injustices sociales, comme l'a montrée la crise des gilets jaunes en France. Les analyses mettent ainsi l'accent sur le triptyque sensibilisation/incitation/obligation[3] :

- des actions accrues de sensibilisation et d'information des consommateurs, en lien avec les thèmes du changement climatique et de la protection de l'environnement ;
- des subventions et incitations économiques (par exemple : aides à la rénovation, primes à la conversion, aides à la formation à certains métiers dans l'efficacité énergétique…) ;
- ou encore des mesures législatives et réglementaires contraignantes (par exemple : réglementation environnementale des bâtiments, étiquettes énergétiques, taxes, etc.).

Les dynamiques et enjeux peuvent être de nature différente selon les transformations envisagées (efficacité énergétique, sobriété, transferts d'usages vers l'électricité).

3. Maresca Maresca, B., Picard, R., & Dujin, A. (2009). La consommation d'énergie dans l'habitat entre recherche de confort et impératif écologique. CREDOC, Cahier de recherche, 264. https://www.credoc.fr/download/pdf/Rech/C264.pdf

Figure 13.1 Évolution historique et projetée (2018-2050) de la consommation finale d'énergie et la consommation totale d'électricité en France



L'évolution de la consommation d'ici 2050 sous-tend plusieurs enjeux sociétaux :

1. **Maitrise de la consommation d'énergie (-40% d'ici 2050) :**
   - → **Efficacité énergétique :** comment engager les acteurs économiques dans des actions d'efficacité énergétique (rénovation des bâtiments, remplacement des dispositifs de chauffage, réduction de la consommation unitaire liée à l'éclairage, l'électroménager ou le numérique, etc.) ?
   - → **Sobriété :** quels leviers pour engager les acteurs économiques vers des modes de consommation plus responsables et plus sobres ? Quelle implication des citoyens ?
2. **Transferts d'usages (environ +35% d'électricité d'ici 2050, développement de l'hydrogène bas-carbone) :**
   - → **Électrification :** quels leviers activables pour accélérer l'électrification des usages (dans le chauffage, la mobilité, les procédés industriels…) ? Quel rythme d'adoption de ces usages par la population ?
   - → **Développement de l'hydrogène bas-carbone :** quelle perception par les acteurs économiques du rôle de l'hydrogène (sécurité, performance énergétique, usages prioritaires, etc.) ? Quels leviers activables pour favoriser le développement de l'hydrogène bas-carbone dans l'industrie, et quels secteurs privilégier ?

13.1.3.1 L'efficacité énergétique apparaît comme indispensable pour l'atteinte des objectifs climatiques et suppose le déploiement de politiques publiques et d'actions ambitieuses de la part de l'ensemble des acteurs économiques

L'efficacité énergétique vise à une maîtrise de la consommation d'énergie par des améliorations et des innovations techniques : performance thermique des bâtiments, rendement des moteurs, efficacité des équipements industriels et ménagers. Les mesures associées peuvent ainsi être déployées avec un effet limité sur les modes de vie, et ont même généralement des impacts positifs sur la qualité de vie, sur le plan de la santé (voir par exemple la diminution des polluants atmosphériques évoquée en partie 12.6), du confort ou de réduction de la précarité énergétique (isolation des logements).

Ces actions peuvent concerner l'ensemble des secteurs et des usages mais leur mode de déploiement peut varier fortement d'un usage à l'autre : normes ou étiquettes énergétiques pour favoriser les équipements peu énergivores dans l'éclairage ou l'électroménager par exemple, prime ou crédit d'impôt pour certaines actions de rénovation thermique des bâtiments.

Dans la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050*, le potentiel d'efficacité énergétique est fortement mobilisé, alors même que des décalages sont aujourd'hui constatés entre les ambitions d'efficacité énergétique et la réalité de son rythme de déploiement, notamment dans le secteur de la rénovation des bâtiments.

En effet, si l'efficacité énergétique des équipements électroménagers ou des véhicules particuliers peut être améliorée via le renouvellement tendanciel des équipements (durée de vie de quelques années à quelques dizaines d'années), elle est plus difficilement atteignable dans le secteur du bâtiment pour lequel le taux de renouvellement du parc est plus limité (de l'ordre de 1 à 2 % par an). L'amélioration de la performance thermique des bâtiments passe donc nécessairement par des actions de rénovation du bâti. Les *Futurs énergétiques 2050* prévoient ainsi, dans la trajectoire de référence, un doublement du rythme annuel de rénovation, qui doit passer d'environ 400 000 rénovations aujourd'hui à 700 000 à 800 000 sur la période 2030-2050, ainsi qu'une hausse de la performance de ces rénovations.

Au-delà des mesures pouvant être mises en œuvre par les individus à leur échelle, ces derniers ont besoin de dispositifs collectifs en appui à leur action permettant de dépasser un certain nombre de blocages (aversion au changement, à la perte, au risque, etc.) vis-à-vis de mesures d'efficacité. Il s'avère ainsi nécessaire d'articuler des outils, des acteurs et des échelles d'action différentes pour encourager l'adhésion des individus à ces dispositifs[4].

13.1.3.2 La sobriété énergétique est un levier qui doit être envisagé bien que sa perception dans le débat public soit très clivante

Contrairement à l'efficacité énergétique, fondée sur l'amélioration de la performance technique des équipements, **la sobriété énergétique touche à l'implication des individus dans leurs comportements et pratiques de consommation mais également à l'organisation collective de la société et aux modes de vie.**

Si la définition du concept de « sobriété énergétique » et les contours des actions qui en découlent soulèvent encore des débats, de nombreux scénarios de transition intègrent l'évolution des comportements et de modes de vie comme un levier en tant que tel, complémentaire de la transition vers des énergies bas carbone, pour atteindre les objectifs climatiques. Plusieurs secteurs et gisements de sobriété ont ainsi été évoqués dans la concertation sur les *Futurs énergétiques 2050* : diminution des déplacements et recours accru à des modes de transports doux, modération dans la consommation de certains biens et services, mutualisation des équipements, baisse de la température de chauffage, etc.

Toutefois, **la concertation a également fait émerger un débat fortement polarisé sur la nécessité et l'intérêt de la sobriété pour atteindre les objectifs de transition énergétique.**

D'un côté, certains indiquent que l'urgence climatique rend indispensable une évolution vers des modes de vie plus sobres, qui devrait se traduire dans les trajectoires énergétiques. Certaines contributions ont ainsi souligné que les gisements de sobriété induits par une transformation des modes de vie étaient sous-estimés, notamment au vu de la prise de conscience progressive par les citoyens des enjeux associés à la transition énergétique et au changement climatique.

De l'autre, certains acteurs ont souligné que la désirabilité ou l'acceptabilité des différentes mesures ou évolutions envisagées en matière de sobriété étaient particulièrement incertaines (par exemple, interrogations sur l'acceptabilité de la baisse de la température de chauffage de 1 °C dans les logements), et proposé de ne pas en tenir compte.

4. Martin et Gaspard, « Changer les comportements, faire évoluer les pratiques sociales vers plus de durabilité ».

Comme précisé au chapitre 3, RTE a traité cet enjeu en consacrant un volet spécifique des *Futurs énergétiques 2050* à la sobriété via un scénario dédié dans lequel sont précisément décrites les conditions de réalisation du scénario. L'analyse des prérequis et des conséquences du scénario sobriété en matière de consommation et d'évolution des modes de vie est restituée dans la suite de ce chapitre *(partie 13.2).*

13.1.3.3 La décarbonation de la consommation énergétique suppose un transfert d'usages des énergies fossiles vers l'électricité et les autres énergies bas-carbone

La transformation du système énergétique repose également sur des transferts d'usages massifs vers les énergies bas-carbone (dont l'électricité), dans tous les secteurs de l'économie : bâtiments avec notamment le développement des pompes à chaleur électriques, transport via le véhicule électrique et le recours accru au train et aux transports en commun ou encore industrie.

Si l'électrification des procédés dans l'industrie relève essentiellement de considérations technico-économiques, certains transferts d'usages (par exemple dans le domaine des transports) peuvent induire des changements sociétaux importants tant au niveau des individus que de l'organisation des modes de vie.

Par exemple, le rapport au véhicule individuel et l'usage auquel il est destiné (déplacement de proximité versus longs trajets) pourraient se retrouver modifiés par une éventuelle perception de limitations de son autonomie. Le report modal vers le train ou les transports en commun peut influer sur les rythmes de vie des individus. Enfin, même au niveau collectif, le développement des transports collectifs et la diffusion des bornes de recharges électriques peuvent conduire à repenser l'espace public et son organisation.

Au cours des dernières années, plusieurs acteurs ont émis des doutes sur la faculté à accélérer le déploiement du véhicule électrique, étant donné les contraintes, ou a minima la perception des contraintes, induites par la recharge des batteries : autonomie limitée, peur de la panne, manque d'infrastructures de recharge. Ces incertitudes, même si elles persistent, sont moins relayées dans les réunions de concertation et ne sont plus vues comme bloquantes pour l'électrification des transports. En outre, la part de voitures électriques dans les ventes de véhicules neufs observée dans de nombreux pays européens a fortement augmenté en 2020 et 2021, y compris en France, et se rapproche de la trajectoire d'accélération de l'électrification présentée dans le chapitre 3[5]. Ces éléments conduisent à rassurer sur la capacité de la filière à enclencher le passage à l'électrique. L'ampleur et le rythme d'accélération du développement du véhicule électrique induit toutefois des réflexions sur l'évolution des emplois de la filière automobile ou encore sur la capacité de financement de la transition vers la mobilité électrique de la part des ménages les plus modestes.

Enfin, d'autres usages comme le chauffage sont également amenés à être électrifiés en vue de l'abandon des énergies fossiles. La réglementation thermique des bâtiments neufs joue bien sûr un rôle important pour y parvenir, mais la trajectoire impose surtout d'agir sur les bâtiments existants. Les enjeux de ce secteur ont été étudiés conjointement par RTE et l'ADEME dans leur rapport de décembre 2020 : la réduction des émissions dans le secteur du bâtiment à hauteur des exigences de la neutralité carbone ne sera rendue possible qu'avec des politiques publiques fortes en matière de rénovation, alliant incitations économiques et accompagnement des ménages et entreprises.

5. En 2021, les véhicules électriques et hybrides rechargeables ont représenté 15% des ventres de véhicules légers en France (véhicules particuliers et véhicules utilitaires légers) [source : AVERE, baromètre des immatriculations]. Dans la trajectoire «accélération 2030» présentée dans le chapitre 3, la part dans les ventes s'élève à 16% cette année-là.

13.1.4 La production électrique : un débat encore fortement clivé autour des énergies renouvelables et du nucléaire, avec des enjeux d'acceptabilité qui concernent toutes les filières

La seconde rupture identifiée dans les *Futurs énergétiques 2050* porte sur l'évolution des modes de production d'énergie et en particulier du mix électrique, avec des questions autour de «l'acceptabilité» du développement des différentes technologies.

Historiquement, au sortir de la deuxième guerre mondiale, l'énergie a été considérée comme une des pierres angulaires de la politique de reconstruction menée par l'État. Le développement des infrastructures énergétiques, perçu comme facteur de progrès, de modernisation du pays et d'augmentation du niveau de vie de ses habitants, a dès lors constitué un axe fort de la planification économique organisée par l'État via le Commissariat général au plan, à un niveau largement centralisé.

Le système sociotechnique de l'énergie a par la suite fait l'objet de mutations importantes tout au long de la fin du XXe siècle et du début du XXIe siècle, qui se sont notamment caractérisées par l'introduction progressive de nouvelles sources d'énergie dans le système existant (nucléaire, gaz naturel puis énergies renouvelables).

En France, les débats relatifs à l'énergie se sont régulièrement orientés sur la question du mix électrique, alors même que l'électricité ne représente encore aujourd'hui qu'une part modérée de la consommation finale d'énergie (~25%, *voir chapitre 1 pour plus de détails)*. Les discussions menées dans le cadre de la concertation ont confirmé ce point d'attention spécifique concernant le mix électrique, avec un clivage fort entre les différentes parties prenantes.

Cette particularité peut s'expliquer par le fait que la production d'électricité constitue aujourd'hui l'une des rares sources de production d'énergie primaire présente sur le territoire national[6] (avec le bois et autres énergies renouvelables thermiques), notamment depuis la fin de l'exploitation des mines de charbon et des gisements de gaz naturel. L'exploitation des hydrocarbures étant invisible sur le territoire, **le choix du mix électrique constitue aujourd'hui l'un des objets principaux du débat public dans la mesure où les politiques énergétiques ont un impact direct sur le développement des infrastructures associées.**

Au cours des dernières décennies, les termes du débat sur la planification du mix électrique ont néanmoins fortement évolué, en suivant les transformations de la structure des modes de production ainsi que l'évolution des problématiques sur l'approvisionnement énergétique et l'environnement.

Comme évoqué précédemment, l'évolution du système électrique a en particulier été marquée par le développement du parc électronucléaire (et l'accélération de son développement) à la suite des chocs pétroliers des années 1970, en visant en premier lieu à renforcer l'indépendance énergétique de la France par rapport au pétrole. Cette phase a conduit en parallèle à la décarbonation de la production d'électricité en France, avant même que la lutte contre le changement climatique ne soit au cœur des politiques publiques de l'énergie.

Avec le nucléaire et l'hydraulique, la France bénéficie ainsi de longue date d'un mix électrique largement bas-carbone. Toutefois, les risques et impacts sur l'environnement associés au parc nucléaire et à sa prédominance dans le mix électrique suscitent une opposition de la part d'une partie de la société civile, depuis plusieurs décennies. Les débats autour du nucléaire se sont ponctuellement renforcés, notamment au moment des accidents de Tchernobyl (1986) et de Fukushima (2011).

En France, ces divergences de vue sur l'énergie nucléaire ont donné lieu à un débat sur la réduction

6. EnR électriques et énergie nucléaire, selon la convention qui consiste à comptabiliser l'énergie nucléaire comme provenant de France (même si l'uranium est importé). Les coûts d'approvisionnement en uranium ne représentent qu'une très faible part des coûts de production d'électricité.

de sa part dans le mix électrique et sur la diversification des sources de production d'électricité, qui s'est accentué avec le développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) dans le monde depuis le début du XXIe siècle. C'est explicitement avec l'idée d'une « réappropriation citoyenne », et suite à un débat national sur la transition énergétique ouvert à tous, que la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a été votée en 2015, conduisant à l'établissement d'un objectif de réduction de la part de nucléaire dans le mix électrique (initialement fixé pour 2025, puis reporté à 2035 par la loi énergie-climat). Cette politique visait à s'appuyer sur une forte maîtrise de la demande d'électricité combinée à un développement accru des énergies renouvelables et du gaz.

Dans le même temps, la nécessité d'accélérer la lutte contre le changement climatique a progressivement modifié les perspectives sur le système électrique. **L'accroissement de l'ambition de réduction des émissions de gaz à effet de serre (notamment, le passage de l'objectif « facteur 4 » à celui de neutralité carbone d'ici 2050) conduit ainsi à une croissance du besoin en électricité à long terme et à la nécessité de limiter fortement les émissions du secteur énergétique.**

De manière caricaturale, plusieurs visions s'opposent sur la planification du mix pour atteindre ces objectifs, allant de la revendication d'un système « 100 % renouvelable » à celle d'une trajectoire où il serait mis fin à tout nouvel investissement dans l'éolien ou le solaire. Dans le débat médiatique sur l'énergie, la promotion d'un mode de production d'énergie est souvent associée au dénigrement de l'autre. Ce clivage est apparu de manière marquée dans les réponses à la consultation publique et les échanges en réunions de concertation organisées entre 2019 et 2021 sur les *Futurs énergétiques 2050*, même si les propositions ont souvent été plus nuancées.

Au-delà des enjeux technico-économiques présentés dans les précédents chapitres, la concertation a mis en évidence l'importance des problématiques sociétales dans le choix des scénarios d'évolution du mix électrique. Une grande partie des contributions a ainsi porté sur l'ampleur du développement des différentes filières de production d'électricité mais également sur l'organisation du système productif, sur la gouvernance des projets ou encore sur la répartition territoriale des infrastructures de production.

En particulier, la question de « l'acceptabilité » du développement des différentes technologies a généré de nombreux commentaires et a été évoquée de manière récurrente dans les différentes réunions des groupes de travail. De nombreux participants à la concertation ont ainsi émis des interrogations sur la capacité à multiplier les constructions de nouveaux moyens de production avec l'assentiment de l'ensemble des Français ainsi que des populations locales.

Sans chercher à trancher le débat sur le degré d'acceptabilité des différents types d'infrastructures par les citoyens, l'approche proposée par RTE consiste à présenter plusieurs scénarios contrastés du point de vue des choix de société sur le mix électrique, en vue d'éclairer le débat sur le fonctionnement du système électrique dans ces différentes configurations.

En complément de la description des différents scénarios sur les plans techniques, économiques et environnementaux, l'analyse des dynamiques sociétales a conduit à approfondir la problématique de l'acceptabilité des infrastructures de production d'électricité, afin de mettre en évidence ses fondements et ses ressorts dans le cadre du débat sur la transition énergétique. Cette analyse s'est appuyée sur une revue de littérature large, en vue d'expliciter les conditions de réalisation de chacun des scénarios étudiés. Elle est détaillée dans la suite du chapitre, à la partie 13.3.

13.1.5 La flexibilité de la consommation : une composante déterminante dans l'analyse du fonctionnement du système électrique et dont la dynamique de développement dépendra fortement de l'acceptabilité des consommateurs

Une troisième rupture possible identifiée dans les *Futurs énergétiques 2050* porte sur le développement de la flexibilité de la demande. Comme détaillé au chapitre 7, l'équilibre offre-demande en électricité nécessitera à long terme le développement de nombreuses solutions de flexibilité, d'autant que les énergies renouvelables variables sont appelées à occuper une place croissante dans le mix électrique européen. Les solutions de flexibilité jouent ainsi un rôle déterminant dans le fonctionnement technique du système électrique à long terme ainsi que dans l'analyse économique du coût des scénarios.

Si pour plusieurs des solutions de flexibilité considérées les conditions de développement dépendront essentiellement de considérations économiques (batteries, centrales à gaz…), **l'essor de la flexibilité de la demande électrique sera fortement influencé par l'acceptabilité des consommateurs, en particulier dans le cas de la flexibilité de la demande chez les particuliers.** La flexibilité de la demande permet de réduire le coût du système pour la collectivité, présentant également un bénéfice économique pour les consommateurs, mais elle peut être perçue comme une forme de pénurie ou de privation par certains. Ainsi, l'acceptabilité de la flexibilité de la demande résidentielle à long terme présente de nombreuses incertitudes[7].

D'une part, le développement de la flexibilité de la consommation électrique s'inscrit dans un contexte d'évolution des usages électriques, avec l'apparition de nouveaux usages présentant des opportunités de flexibilisation comme la recharge des véhicules électriques. Certains usages font l'objet d'un pilotage permettant de valoriser la flexibilité pour le système électrique, depuis déjà de nombreuses années : il s'agit en particulier de l'eau chaude sanitaire, pour laquelle l'essentiel des installations électriques fait l'objet d'un asservissement tarifaire qui déclenche la recharge des ballons d'eau chaude en heures creuses. S'agissant de la recharge des véhicules électriques, la capacité de pilotage dépendra fortement des comportements des consommateurs et de leur rapport à ce nouveau type de véhicule : souhait de disposer d'une batterie complètement chargée dès que possible ou volonté d'optimiser la recharge sur le plan économique, ou encore appétence pour la flexibilité en vue de contribuer à l'insertion des énergies renouvelables, etc.

D'autre part, l'évolution des technologies ainsi que des dispositions réglementaires ou tarifaires jouera un rôle déterminant dans le développement de la flexibilité de la consommation électrique. En effet, les modalités de déploiement et d'activation de cette flexibilité peuvent être variées (flexibilité activée via des dispositifs automatiques gérés par des agrégateurs spécialisés ou restant à la main du consommateur, de manière quotidienne ou seulement dans les situations de forte tension comme moyens exceptionnels…), de même que les incitations et finalités pour les consommateurs (incitations économiques via un signal-prix, volonté de favoriser l'autoconsommation d'une production renouvelable locale, volonté de contribuer à l'équilibre du système électrique et à la transition énergétique…). Les nouvelles technologies de l'information et de la communication, avec en particulier le développement des compteurs communicants ou encore la domotique, constituent des moyens de faciliter l'accès à la flexibilité des usages électriques, avec toutefois des incertitudes sur l'appropriation effective de ces technologies par les usagers : celles-ci peuvent constituer un atout pour faciliter l'activation de la flexibilité en limitant les gestes à opérer par les utilisateurs mais peuvent aussi être difficilement acceptées par certains consommateurs (rejet de la technologie dans l'organisation de la vie des ménages).

7. Du point de vue de la théorie microéconomique, la flexibilité de la demande serait acceptée si le gain économique pour le consommateur était supérieur à la perte d'utilité dérivante de la modification du profil de consommation (plus un éventuel coût des équipements de pilotage).

13.1.6 L'approche méthodologique : une analyse sociétale approfondie sur trois problématiques ayant fait l'objet de débats vifs dans le cadre de la concertation

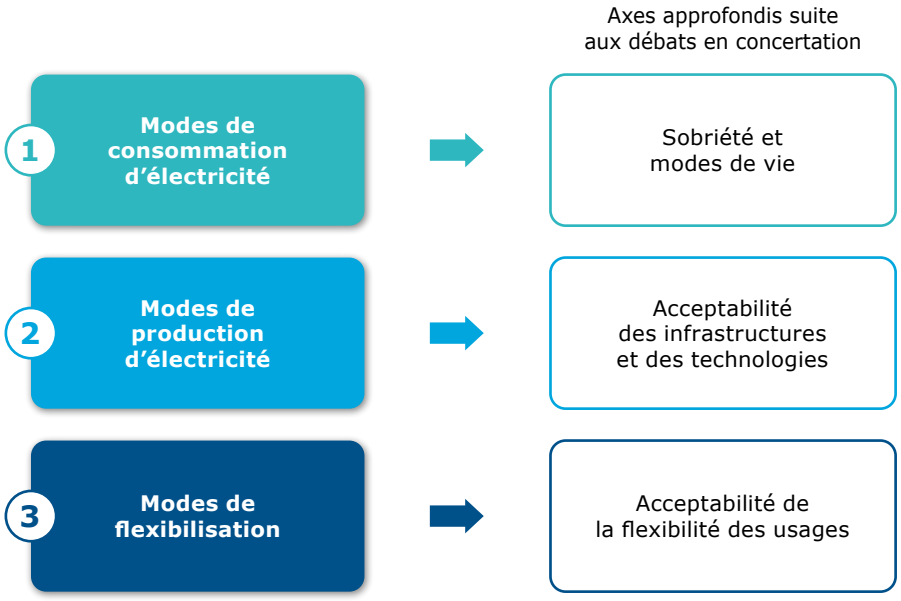
Les dynamiques sociétales associées à l'évolution des modes de consommation et de production couvrent finalement un champ très large de problématiques.

Sans prétendre à restituer de manière exhaustive les enjeux sociétaux associés aux différents scénarios de transition du système énergétique considérés, l'analyse menée dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* s'est resserrée autour de trois grandes problématiques d'étude. Ces problématiques sont celles qui ont généré le plus de remarques au cours de la concertation (réunions des groupes de travail et réponses à la consultation publique) et qui ont montré des clivages assez forts entre les parties prenantes :

1) L'évolution des modes de vie au prisme de la sobriété ;
2) L'acceptabilité des infrastructures et des technologies de production d'électricité ;
3) La flexibilité des usages électriques.

Sur ces différents volets, les travaux menés ont consisté à analyser les ressorts des dynamiques sociétales sous-jacentes et à expliciter les conditions et enjeux relatifs à chacun des scénarios considérés. Les résultats de ces travaux sont restitués dans la suite du chapitre.

Figure 13.2 Problématiques sociétales approfondies dans le chapitre 13



13.2 La sobriété : une opportunité pour maîtriser la demande d'énergie et atteindre la neutralité carbone, qui implique une transformation majeure des comportements individuels, des modes de vie et des organisations collectives

13.2.1 La sobriété est désormais bien identifiée comme un levier en tant que tel, complémentaire aux solutions technologiques, pour atteindre les objectifs climatiques en réduisant la demande d'énergie

Le défi posé par la contrainte climatique nécessite une transformation complète des modes de production et de consommation d'énergie. Cette transformation est souvent présentée sous l'angle des *solutions techniques ou technologiques* à mobiliser pour y parvenir.

Dans le scénario de référence des *Futurs énergétiques 2050*, la neutralité carbone est atteinte en mobilisant ce type de solutions techniques et technologiques. C'est le cas pour réduire la demande (efficacité énergétique dans le bâti et les équipements) et pour modifier la structure de l'offre d'énergie en substituant aux énergies fossiles des technologies de production bas-carbone (énergies renouvelables, nucléaire mais aussi biométhane, biocarburants, etc.).

Or les dynamiques considérées en matière de déploiement de ces solutions sont très exigeantes, ce qui peut soulever des doutes quant à la capacité à les traduire en pratique. À titre d'exemple, l'accélération du rythme de rénovation par rapport aux tendances passées (présentée dans le chapitre 3), la forte accélération du développement des énergies renouvelables et le développement de nouveaux réacteurs nucléaires (discutés dans le chapitre 4), ou encore le développement massif des usages énergétiques de la biomasse prévu par la SNBC (bois pour le chauffage, biométhane en substitution au gaz fossile dans le bâtiment, biocarburants pour la mobilité lourde) apparaissent vu d'aujourd'hui comme des défis majeurs.

Indépendamment de toute considération morale, il existe un risque que ces rythmes ne puissent être atteints. Ceci conduit à examiner d'autres leviers pour adapter la consommation aux limites physiques ou techniques à l'utilisation de sources d'énergie bas-carbone, via une évolution des modes de vie. Agir sur les besoins énergétiques dans le sens d'une plus forte sobriété des comportements y participe.

Le débat autour des conséquences des différents scénarios de neutralité carbone sur les modes de vie a émergé largement dans la concertation sur les *Futurs énergétiques 2050*, et s'est cristallisé autour de la notion de *sobriété* avec des clivages très nets.

Les réponses à la consultation publique du printemps 2021 ont tout particulièrement mis en évidence ce clivage, avec de nombreux commentaires reçus sur les trajectoires de consommation et leur lien avec les choix de société et de politique énergétique. Une partie des remarques collectées a porté sur la prise en compte des gisements de sobriété induits par une transformation des modes de vie dans les trajectoires de consommation, jugés à la fois sous-estimés par certains répondants et surestimés par d'autres. En particulier, un nombre significatif de contributeurs ont directement remis en question certaines hypothèses ou implications des trajectoires de la SNBC sur les modes de vie (par exemple, interrogations sur l'acceptabilité de la baisse de la température de chauffage de 1 °C dans les logements) et leur caractère désirable.

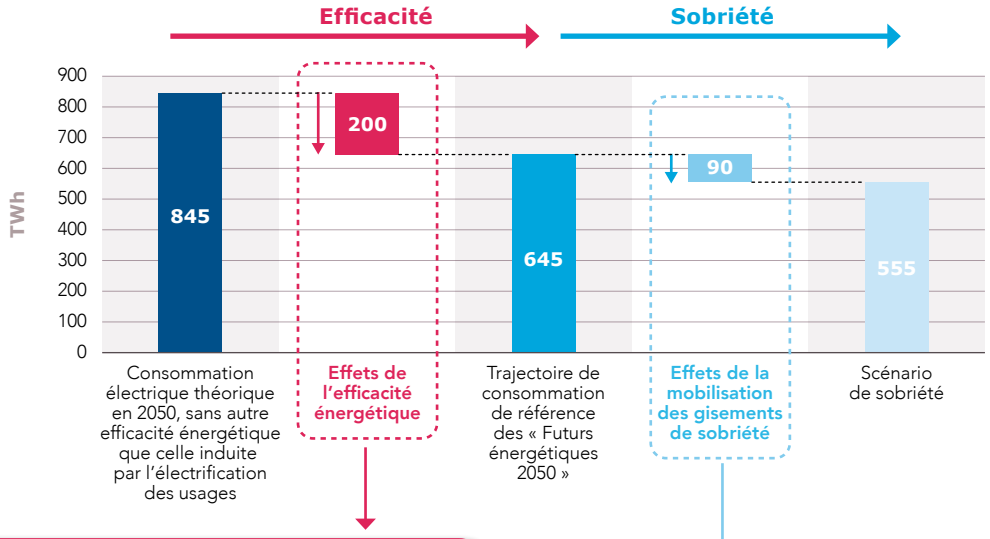
Il s'agit de questions lourdes, les discussions faisant systématiquement ressortir des commentaires portant à la fois (i) sur les modes de vie souhaitables en tant que tels et (ii) sur

les modes de vie compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone, du fait des limites précitées.

Ceci permet de préciser la nature du travail restitué dans cette partie du rapport, et qui concerne uniquement le second point mentionné ci-dessus. Il s'agit donc, par la suite, de rendre compte de la façon dont certaines évolutions sociétales – telles que celles regroupées sous le terme générique de «sobriété» – peuvent influer sur l'atteinte de la neutralité carbone.

Sur le plan scientifique, il n'y a en effet pas de doute sur l'intérêt de faire infléchir les modes de consommation vers davantage de sobriété pour

Figure 13.3 Effets attendus de l'efficacité énergétique et de la sobriété sur le niveau de consommation d'électricité à l'horizon 2050



1 **Réduction des consommations unitaires des équipements :** électroménager, éclairage, informatique.

2 **Mise en œuvre de politiques publiques volontaristes :** rénovation thermique des bâtiments (doublement du rythme de rénovations), normes sur les nouveaux bâtiments (RE 2020), décret tertiaire, utilisation privilégiée des pompes à chaleur.

3 **Renforcement mécanique de l'efficacité énergétique lors de l'électrification :** véhicules électriques et pompes à chaleur offrent des performances énergétiques très supérieures à celles des véhicules thermiques ou des chaudières à combustibles fossiles.

Habitat : augmentation de l'habitat partagé, limitation volontaire de la consommation de chauffage (-1° C) et d'eau chaude.

Travail et commerces : recours au télétravail associé à une limitation des surfaces de bureaux, moindre équipement en matériel informatique.

Déplacements : diminution des transports individuels au profit du covoiturage, réduction de la vitesse moyenne de circulation et de la taille des véhicules.

Activités industrielles : réduction des besoins de l'industrie agro-alimentaire si adoption d'une alimentation moins transformée, réduction de la production de biens grâce à l'allongement de la durée de vie des équipements.

réduire la consommation des ressources (fossiles ou matérielles). Il reste à s'entendre sur la signification réelle de ce terme, le détail des mesures qu'il peut recouvrir, et les modalités pratiques de mise en œuvre associées. Cette analyse, fortement demandée par les participants à la concertation, vise à être transparent sur les transformations structurantes de la société sur lesquelles repose la sobriété, afin que celles-ci puissent être anticipées et assumées.

L'analyse a été conduite dans le cadre d'un scénario « sobriété » dédié en complément du scénario de référence. Ce scénario a été croisé avec tous les scénarios de mix et non uniquement avec certains d'entre eux au nom d'une association a priori (par exemple entre choix des énergies renouvelables et sobriété, lien que la concertation n'a pas permis d'établir et qui est contesté par certains participants).

13.2.2 La « sobriété énergétique » correspond à une modération du recours aux ressources via des changements des modes de vie, avec un contenu normatif plus ou moins précis selon ses utilisations dans le débat public

La sobriété est un thème clivant, et le terme même ne bénéficie pas d'une compréhension commune. Il s'ensuit que débattre de la sobriété expose fréquemment à des réactions extrêmes. Parmi celles-ci figure la mobilisation du registre de la décroissance, du retour à la bougie ou au Moyen-Âge par ceux qui refusent le principe de ce type d'approche. À l'opposé, des visions très positives voire iréniques de la « société sobre » ont parfois été exposées, avec une grande difficulté à aborder les conditions concrètes associées. Ces postures rendent le débat difficile, et ne favorisent pas une discussion sereine au niveau collectif concernant les orientations à prendre pour réaliser la transition énergétique.

Premièrement, **ce manque de consensus autour d'une définition partagée de la sobriété conduit à une confusion courante avec la notion *d'efficacité énergétique,* laquelle correspond à la diminution de consommations énergétiques permise par un dispositif technique pour un service rendu équivalent.**

Dans le débat public, les deux notions sont souvent regroupées derrière l'objectif apparemment consensuel de réduction des consommations d'énergie. Ainsi, de nombreux discours appelant à la sobriété dans le secteur du bâtiment proposent généralement d'y parvenir en isolant mieux les logements, ce qui relève du domaine de l'efficacité énergétique (un logement mieux isolé permet de consommer moins à niveau de confort équivalent) et non de celui de la sobriété (qui impliquerait de se chauffer moins, ou de disposer de moins d'appareils électroménagers individuels).

Deuxièmement, une fois les deux notions d'efficacité et de sobriété bien séparées, cette dernière demeure parfois difficile à caractériser.

Sur le plan de l'histoire des idées, la notion de sobriété peut se rattacher à des traditions philosophiques, morales et religieuses différentes et donner lieu à une large gamme de lectures. Cette diversité d'origines et d'intérêts permet de comprendre pourquoi la sobriété des uns peut différer de celle des autres. Les diverses compréhensions de la notion de sobriété convergent vers l'idée d'une modération organisée des recours aux ressources pour éviter la « surconsommation » mais divergent en revanche sur ce qu'il convient de qualifier de sobre ou non, dans un monde où les besoins, les envies, les contraintes des individus sont différentes.

La notion de sobriété est présente dans la stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC). Dans la SNBC, la sobriété est définie de façon succincte : *« [Elle] consiste à consommer avec modération les biens et services à forts impacts environnementaux (typiquement réduire sa température de chauffage) »* et se décline de plusieurs manières : via des écogestes, de la sensibilisation des usagers ainsi que de l'éducation des citoyens.

Dans le débat français actuel, certaines institutions issues de la société civile (telles que Virage Énergie, négaWatt, Le Labo de l'économie sociale et solidaire) ont joué un rôle majeur dans la promotion du concept de sobriété en cherchant à lui donner un statut directeur dans la discussion sur l'énergie et le climat. Les scénarios de l'association négaWatt sont ainsi construits autour de la notion de sobriété et ont fait beaucoup pour populariser cette notion.

L'ADEME a publié en 2019 un « Panorama de la sobriété » et construit largement ses récents scénarios autour de la notion. Elle définit la sobriété comme relevant de « démarches multiples, dont le dénominateur commun est une recherche de « moins », de modération des biens et des services produits et consommés, tout en recherchant un « mieux », notamment une augmentation de la qualité de vie et du bien-être – où le « mieux » et le « moins » sont des notions relatives ». **Cette définition expose bien toute la difficulté qui entoure le concept de sobriété : en ne « fixant » pas de manière précise ce qui est entendu par « moins » et « mieux », elle laisse ces notions à l'interprétation de chacun.**

Pour certains économistes, cette recherche du « mieux » par la sobriété peut être vue comme utopique, dans la mesure où en cherchant une rupture avec l'équilibre économique tendanciel, elle ne peut qu'aboutir à une diminution de l'utilité collective. Selon ce point de vue, les bénéfices de la sobriété pour la collectivité doivent être mis en regard de la perte d'utilité qui dériverait des changements de modes de vie. D'autres à l'inverse voient dans la sobriété une manière de favoriser le réalignement de l'intérêt individuel et collectif en générant des externalités positives qui ne seraient sinon pas valorisées par le système économique actuel.

La notion de sobriété est souvent associée, dans les discours, à d'autres revendications. Ainsi en est-il des questions de justice et d'équité, considérées aujourd'hui comme centrales dans la réflexion sur les politiques publiques. Sur le plan théorique, l'ambiguïté autour du « moins » ne doit pas conduire à l'écueil consistant à vouloir limiter uniquement la consommation « des autres », ni de celles des citoyens déjà fortement contraints et aujourd'hui en situation de précarité énergétique. Sur le plan pratique, il est néanmoins difficile d'imaginer la façon de « répartir la sobriété » entre les citoyens *(voir paragraphe 13.2.4 ci-dessous).*

Cet exemple souligne, enfin, la dimension morale du concept de sobriété. Ces liens peuvent renvoyer à des traditions de philosophies anciennes – la sobriété peut ainsi être associée à la notion de vertu développée dans la philosophie antique, au souci de tempérance dans la recherche d'excellence. Mais cette définition la positionne comme une démarche individuelle, alors que la mise en débat récente de la notion tend au contraire à en faire un projet collectif résultant d'un choix de société, bien que la question de la morale individuelle et/ou collective fasse l'objet de controverses structurelles en philosophie, anthropologie et sociologie.

Cette dimension morale est peu mise en avant dans les discours publics ou politiques sur la sobriété, qui se réfèrent la plupart du temps à l'action de l'État (souvent pour lui reprocher de ne pas mener de politique de sobriété). Pourtant, même si la puissance publique a un rôle important à jouer pour coordonner les actions et rendre possible des « choix sobres », viser une société sobre implique un travail de nature philosophique permettant d'assumer une inversion par rapport à la tendance passée à l'accumulation de biens matériels.

13.2.3 Il n'existe pas de consensus sur les modalités concrètes à adopter pour déployer un scénario de sobriété

Clarifier le contenu opérationnel de la notion de sobriété et envisager ses modalités concrètes de déploiement apparaît une façon de sortir de certaines des ambiguïtés présentées dans la section précédente.

De manière schématique, deux catégories de sobriété peuvent être distinguées :

- **D'un côté, une sobriété qui reposerait essentiellement sur des changements volontaires initiés par les citoyens à l'échelle individuelle ou collective** (par exemple autour de communautés partageant la volonté de s'engager dans un nouveau mode de vie sobre). Cette évolution est alors par définition « choisie » et se met en place via de nouvelles normes sociales et la volonté de petits groupes. L'effet de ces actions sur la consommation d'énergie globale peut être important si ces nouveaux modes de vie sont adoptés à l'échelle de l'ensemble de la société, mais limité si une partie voire une majorité de la population y demeure hostile.
- **De l'autre, une sobriété où les modes de vie évolueraient par la contrainte, par exemple via des réglementations s'appliquant aux individus et aux organisations.** La sobriété est alors le résultat d'obligations délibérées, dans le cadre collectif. Un système de prix intégrant des incitations fortes peut également s'apparenter à une contrainte, en particulier pour une partie de la population qui pourrait se retrouver dans une condition de « sobriété subie ». Les questions de justice sociale ne s'appréhendent pas de la même façon selon le cadre choisi : dans le cas où l'incitation à la sobriété résulte d'un mécanisme de marché exposant les acteurs économiques au prix de l'énergie associé à une tarification du carbone reflétant son coût social, les individus demeurent libres d'arbitrer sur la façon de réduire leur budget carbone mais potentiellement au prix du creusement des inégalités (les ménages les plus modestes étant ceux dont les dépenses énergétiques contraintes sont les plus élevées en proportion de leurs revenus).

Entre ces deux archétypes, par essence schématique, plusieurs leviers d'action apparaissent possibles pour favoriser la réduction de la consommation d'énergie : information et pédagogie auprès des consommateurs, développement d'infrastructures favorisant des modes de consommation plus sobres, etc.

Dans le cadre de la concertation, de nombreux participants ont plaidé pour ne pas restreindre la sobriété à un changement des comportements individuels mais plutôt à penser l'évolution des modes de vie à plusieurs échelles. En effet, les comportements et pratiques énergétiques individuelles sont plus ou moins contraints ou encouragés par un contexte socio-économique, culturel ou matériel donné. Par exemple, l'adoption du vélo suppose un changement de comportement individuel, qui a une incidence sur les modes de vie à une grande échelle (moyen et temps de transport...) mais présuppose aussi la mise en œuvre de politiques publiques en faveur du vélo (aide à l'achat, vélos en libre services, aménagements cyclables, indemnité kilométrique...).

Malgré cela, envisager la façon dont la société pourrait passer de son état actuel à une situation de plus forte sobriété soulève des questions lourdes.

D'une part, il apparaît que la question économique est traitée de manière paradoxale dans le débat sur la sobriété. La théorie économique prévoit en effet que le niveau optimal de bien-être est déterminé par chacun face au système de prix. Si ces derniers intègrent correctement les externalités – ce qui est possible en ce qui concerne les émissions par une tarification carbone adaptée[8] –, le niveau effectif de sobriété varie selon les personnes concernées et résulte de l'optimisation économique propre à chacun. Dans cette vision, le curseur est déplacé vers

8. La sobriété est susceptible d'apporter des bénéfices vis-à-vis d'autres externalités que celles climatiques (pollution, biodiversité…) qui mériteraient également d'être reflétées dans les prix pour guider les choix des consommateurs.

la sobriété si (i) le prix des externalités est élevé, (ii) le coût de l'énergie est élevé, (iii) les consommateurs sont suffisamment bien informés quant à leurs postes de consommations d'énergie et aux manières de les réduire. Le mode de déploiement à privilégier pour «débloquer le potentiel de sobriété» consiste en conséquence à supprimer les différentes subventions à la consommation d'énergie, à instaurer une fiscalité reflétant le coût collectif du réchauffement climatique (voire d'autres externalités) et à promouvoir l'information des consommateurs sur le sujet.

De telles mesures font parties du corps de doctrine des institutions internationales comme l'OCDE, l'Agence internationale de l'énergie ou la Commission européenne. Elles ont été complétées, ces dernières années, par une réflexion sur la nécessité d'une fiscalité redistributive permettant d'amortir les conséquences de la fiscalité carbone pour les personnes pour lesquelles l'achat d'énergie constitue une dépense contrainte très importante.

La gestion de l'ajustement entre la demande et l'offre d'énergie décarbonée par les prix se heurte, en pratique, à la compréhension commune de l'énergie – et notamment de l'électricité – comme un bien de première nécessité, devant à ce titre être largement accessible à des prix abordables. En France, des «bonnets rouges» aux «gilets jaunes», plusieurs mouvements sociaux se sont, ces dernières années, construits autour de la remise en cause de la taxation des carburants. Cela souligne les grandes difficultés associées à la mise en œuvre pratique de cet instrument.

L'alternative au système de prix consiste à recourir à la prescription. La norme est déjà un outil très utilisé, avec un très grand nombre de mesures sectorielles édictées à l'échelle européenne ou nationale et portant sur une grande variété de sujets. Ces normes semblent bien acceptées quand elles sont de nature technique et touchent par exemple à la performance énergétique des matériels – mais l'on se situe alors dans le domaine de l'efficacité énergétique et non de la sobriété – et plus contestées lorsqu'elles entrent dans le champ de la sobriété. Les mesures proposées par la convention citoyenne pour le climat, et notamment certaines des plus médiatiques comme la limitation de la vitesse maximale sur autoroute, en constituent des exemples récents.

Le débat, politique ou philosophique, entre partisans d'un régime où l'État prescrit davantage les modes de vie pour les rendre compatibles avec le respect des biens communs comme l'environnement et les adversaires d'un régime qu'ils décrivent comme attentatoire aux libertés individuelles et donc non démocratique, dépasse le champ de ce rapport. Pour autant, le système de prix et le système de prescription apparaissent bien comme les solutions permettant d'envisager le déploiement à grande échelle de la sobriété dès lors que celle-ci ne se matérialise pas «spontanément», comme produit d'une posture morale, ou pas assez rapidement pour que la France atteigne l'objectif de la neutralité carbone en 2050.

13.2.4 Le scénario « sobriété » est un scénario en partie contre-tendanciel, qui nécessiterait une inflexion très marquée des modes de vie

Le scénario « sobriété » des *Futurs Énergétiques 2050* constitue un scénario contre-tendanciel sur plusieurs aspects. Les évolutions de la société au cours des dernières dizaines d'années ne tendent pas en effet vers l'idéal d'une société sobre.

Ainsi, la richesse d'ensemble des sociétés occidentales a progressé continûment au cours des dernières décennies en s'appuyant sur la consommation de volumes d'énergie de plus en plus importants, et notamment d'énergie fossiles. Quand bien même la consommation d'énergie française est en légère décroissance depuis une vingtaine d'années, l'évolution des modes de vie semble parfois s'inscrire en contradiction avec les grands déterminants d'un scénario de sobriété :

- L'étalement urbain se poursuit : entre 2007 et 2017, la population a augmenté de 9 % dans les communes rurales périurbaines contre 4 % dans l'urbain ;
- Le nombre de véhicules a crû de manière continue (39 millions de véhicules en 2020, contre 33 en 2000, 21 en 1980, et 6 en 1960), soit un passage de 0,13 à 0,58 véhicule par habitant en 60 ans – même si l'augmentation du nombre de véhicules par habitant a été moins rapide sur la dernière période ;
- Les véhicules sont plus gros et plus lourds (1 233 kg pour le poids moyen d'un véhicule particulier neuf en 2020, contre 1 142 kg en 2000[9]), ce qui contrebalance en partie l'amélioration de leur performance énergétique[10] ;
- Le transport aérien s'est considérablement démocratisé au cours des 20 dernières années, alors qu'il s'agit d'une des actions les plus émettrices de CO_2 ;
- La consommation numérique des Français a elle aussi considérablement augmenté, avec des conséquences environnementales réelles.

Ceci suffit à montrer que **la construction d'un avenir énergétique fondé sur la sobriété des usages ne s'inscrit pas dans la prolongation d'un certain nombre de tendances actuelles.** Il n'est donc pas possible de tenir la sobriété pour acquise.

Un enjeu du débat consiste à passer d'une situation où la sobriété est intégrée aux alternatives présentées au débat public à un état où elle est articulée à une évaluation concrète des actions possibles et de leur incidence sur la consommation d'énergie (toutes les actions de sobriété ne se valent pas sur le plan énergétique) associée à des leviers d'action.

9. Source : Car Labelling ADEME
10. La consommation moyenne des véhicules neufs continue de baisser mais les réductions auraient pu être plus importantes si le poids moyen n'avait pas augmenté.

13.2.5 Le scénario « sobriété » de RTE : une trajectoire construite sur une vision systémique, mobilisant des gisements de sobriété dans l'ensemble des secteurs de l'économie, et dont les conditions sous-jacentes sont détaillées

Dans le cadre des groupes de travail sur les *Futurs énergétiques 2050*, les modalités de déploiement associées à la sobriété n'ont été que rarement détaillées dans les contributions des acteurs. Toutefois, les trajectoires proposées suggèrent une mobilisation combinée de multiples leviers de différentes natures.

L'acception de la notion de sobriété reprise dans les travaux prospectifs de RTE s'entend donc comme un ensemble d'actions visant un recours limité aux ressources et s'appuyant sur des changements de comportements, de modes de vie et d'organisations collectives et non pas exclusivement par l'usage de technologies. Ces changements s'opèrent à différentes échelles[11] :

- À l'échelle individuelle, le principe de sobriété s'inscrit dans les niveaux de besoin en énergie, inscrits dans différentes "sphères de vie" (domicile, travail, lieux publics, transport), et dans les pratiques associées à ces besoins. Si le niveau individuel est le plus représenté dans la documentation existante sur la sobriété et dans sa mise en discours médiatique, il n'en demeure pas moins le plus flou, au-delà de l'établissement d'un ensemble d'écogestes, thème déjà largement popularisé, mais tend à porter l'entièreté de la responsabilité de la sobriété entre les mains des individus[12] ;
- À l'échelle collective, la sobriété énergétique s'inscrit dans les modalités de gestion d'un collectif organisé (écoquartier, projets, bâtiment, etc.), mais aussi plus globalement sur les intentions des organisations (territoires, entreprises, associations, etc.) pour intégrer la sobriété à leur échelle. Elle peut prendre la forme par exemple d'un aménagement du territoire favorable aux modes doux, de lieux d'échange favorisant la réutilisation, le partage entre voisins ou la réparation d'objets… ;
- À l'échelle institutionnelle et politique, la sobriété énergétique s'inscrit dans les objectifs des feuilles de route stratégiques, dans les politiques publiques et dans les dispositifs de gouvernance : stratégies nationales ou régionales, SRADDET, PPE, mais aussi au travers des outils mis en débat dans la *partie 13.2.3.*

Les travaux réalisés par RTE conduisent à expliciter les implications associées à la trajectoire de sobriété et notamment à préciser les évolutions des modes de vie sur lesquelles elle repose.

Représenter les modes de vie dans les exercices de prospective énergie-climat pose un défi méthodologique[13]. Au niveau international, le GIEC affirme dans son cinquième rapport, avec un haut niveau de confiance, qu'une réduction importante des émissions nécessite un ensemble de politiques, institutions et technologies ainsi qu'un changement dans les comportements humains et les modes de consommation[14]. Le sujet est également évoqué dans la construction des *Shared Socioeconomic Pathways*, mais le terme de sobriété est absent dans la plupart des exercices de scénarisation prospective, et notamment dans les scénarios utilisés par la Commission européenne.

Dans l'ensemble, ces exercices font systématiquement face à une difficulté méthodologique pour traduire les dynamiques en faveur de la sobriété dans des projections chiffrées sur l'évolution de la consommation énergétique. L'élaboration et l'analyse quantitative d'un scénario de sobriété sont d'autant plus difficiles qu'aucune évolution des modes de vie considérée ne fait consensus auprès des parties prenantes et que ces évolutions sont par nature en rupture avec les tendances passées. Le choix et l'ampleur des changements de modes

11. Guérineau, M., & Mayer, J. (2020). Projet de recherche – La sobriété énergétique : Quelle(s) trajectoire(s) ? Rapport intermédiaire – Phase 1 « Conceptualiser la sobriété énergétique à partir de sa mise en discours et pratiques ».
12. Voir notamment Martin, S., & Dubuisson-Quellier, S. (2019, mai 21) cité précédemment
13. Voir Saujot, M., & Waisman, H. (2020) précédemment cité
14. Victor, D. G., D. Zhou, E. H. M. Ahmed, P. K. Dadhich, J. G. J. Olivier, H.-H. Rogner, K. Sheikho et M. Yamaguchi. 2014, Climate Change 2014 : Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, chap. Introductory Chapter, Cambridge University Press.

de vie à intégrer dans la trajectoire de sobriété font donc nécessairement débat.

Afin d'apporter un scénario « sobriété » qui soit utile au débat sur le dimensionnement du système électrique et qui reflète des transformations de la société apparaissant aujourd'hui comme les plus accessibles ou comme les plus fortement soutenues par les acteurs et citoyens, RTE s'est appuyé, pour l'élaboration d'un tel scénario, sur de nombreuses données et études issues de la littérature ainsi que sur l'ensemble des contributions reçues dans le cadre de la concertation. Ce travail vise à rendre compte d'un scénario jugé possible voire souhaitable par une partie des participants à la concertation. **L'analyse menée par RTE n'a pas vocation à conclure sur le caractère désirable ou non du scénario mais plutôt à proposer une description détaillée des conditions et des conséquences associées à ce type de trajectoire.**

Dans le détail, l'analyse des dynamiques sociétales mises en œuvre pour la construction du scénario « sobriété » s'appuie sur une étude transversale des modes de vie, selon une vision systémique. Ce scénario ne doit ainsi pas être lu comme une simple accumulation de petits gestes individuels mais comme une transformation de la société cohérente dans son ensemble et reposant sur six axes principaux tels que proposés par l'association *Virage énergie :* relocalisation, suffisance matérielle, décélération, services partagés, activités gratuites et adéquation culture-nature. L'enjeu a ensuite été de quantifier l'impact de ces transformations sur la demande d'électricité. L'approche transversale proposée par Virage énergie a donc été interfacée dans un second temps avec l'approche sectorielle et quantitative de RTE.

Compte tenu des objectifs de l'étude, l'élaboration et l'analyse du scénario de sobriété se sont par ailleurs concentrées sur les actions présentant un effet significatif sur la consommation d'électricité, bien que la notion de sobriété puisse s'appliquer de manière plus large à la consommation d'énergie et de ressources.

Au-delà de l'évaluation de l'effet sur la trajectoire de consommation d'électricité, déjà présentée au chapitre 3, l'analyse réalisée a permis d'expliciter les évolutions de mode de vie associées à ce scénario. Celles-ci sont très structurantes et doivent être assumées sur le plan politique pour avoir une chance de se matérialiser. **En ce sens, le scénario de sobriété repose sur ce qui constitue aujourd'hui un pari fort sur l'évolution de la société, au même titre que certains scénarios considérés dans l'étude reposent parfois sur des paris technologiques ou industriels.**

13.2.5.1 La sobriété dans le secteur résidentiel : une évolution de l'habitat, une mutualisation d'espaces et d'équipements et une maîtrise de certaines consommations énergétiques

Dans le secteur résidentiel, deux principaux gisements de sobriété sont considérés. Il s'agit, d'une part, de la mutualisation et du partage des espaces et équipements dans l'habitat et, d'autre part, de la réduction, consciente et volontaire, de la consommation d'énergie liée au chauffage et à l'eau chaude sanitaire.

Sur le plan de l'habitat, un gisement potentiel de sobriété consiste à freiner le phénomène de décohabitation observé ces dernières décennies. Le nombre d'habitants par ménage tend en effet à décroître depuis de nombreuses années, sous l'effet de l'évolution des modes de vie (augmentation du nombre de familles monoparentales, baisse du nombre d'enfants par foyer, décohabition intergénérationnelle, vieillissement de la population...). Ce nombre est ainsi passé de 2,4 individus par ménage en 1999 à environ 2,2 en 2020 et continue de diminuer. Ceci tend à accélérer la croissance de la demande de surface habitable car le partage d'espaces au sein des foyers se réduit mécaniquement.

Le scénario « sobriété » présenté dans le rapport fait l'hypothèse d'une stabilisation puis d'une légère augmentation du nombre d'individus par foyer sur les trente prochaines années. Cela suppose

notamment que les individus consentent à partager une plus grande part d'espaces habitables, par exemple au sein de colocations générationnelles ou intergénérationnelles, ou encore dans le cadre de communautés élargies. Cette évolution s'inscrit au rebours des tendances passées et en particulier de l'aspiration croissante des personnes pour des maisons individuelles et des grands espaces.

Au-delà du nombre d'individus par ménage, la sobriété peut se concrétiser par un plus fort partage des équipements, par exemple au sein de buanderies collectives comme cela existe déjà fréquemment dans certains pays (Suisse, États-Unis…). Une étude d'ObsoCo, datant de 2019, permet de soutenir cette hypothèse : 32 % des Français interrogés se disaient favorables à « vivre dans un lieu avec d'autres familles ayant décidé de mutualiser leurs ressources, réaliser et financer leur logement au sein d'un ensemble géré collectivement et disposant d'équipements partagés », et 8 % « tout à fait » favorables[15]. Malgré ces chiffres, le recours à l'habitat partagé reste encore marginal aujourd'hui, même s'il tend à se développer depuis quelques années.

Un autre gisement de sobriété dans le secteur résidentiel porte sur la modération consciente et volontaire de la consommation de certains équipements, principalement pour le chauffage ou encore pour l'eau chaude sanitaire. L'hypothèse retenue pour le scénario de sobriété consiste ainsi en une baisse de la température de consigne moyenne dans les espaces chauffés à 19 °C (valeur recommandée depuis plusieurs années par des organismes comme l'ADEME) contre environ 20 °C aujourd'hui, ainsi qu'en une réduction de 30 % de la consommation d'eau chaude sanitaire.

D'après une étude du CREDOC[16], 69 % des Français se déclarent d'accord pour « réduire les consommations d'énergie en France, en renonçant à une partie de leur confort, par exemple en se chauffant moins », et 19 % se disent prêts à le faire. Cette posture peut couvrir divers gestes : diminuer le chauffage, éteindre certains appareils électriques au lieu de les laisser en veille, éteindre les lumières en sortant d'une pièce, etc. Toutefois, là encore, ces volontés peinent à se concrétiser aujourd'hui : une augmentation de la température souhaitée dans le logement a même été observée sur l'historique, passant de 18 °C à 21 °C entre les années 1980 et 2003, avant de se stabiliser à une valeur autour de 20 °C. Ceci montre une certaine inertie dans les comportements de consommation et les représentations sociales autour de la notion de confort[17]. La norme de 20 °C est désormais ancrée dans l'imaginaire collectif, des températures basses étant associées à la maladie.

15. Moati, P. (2019). L'observatoire des perspectives utopiques. Vague #1 Octobre 2019. ObsoCo, avec le soutien de l'ADEME, BPI France, ESCP Europe et E.Leclerc.
16. « Habitants, habitats et modes de vie ». (2013). CREDOC.
17. Brisepierre Gaëtan. (2013). Analyse sociologique de la consommation d'énergie dans les bâtiments résidentiels et tertiaires Bilan et perspectives. ADEME.

Figure 13.4 Hypothèses structurantes des scénarios de référence et de sobriété vis-à-vis des tendances actuelles – secteur résidentiel

Secteur résidentiel

Indicateurs	2019* + tendance récente**	2050 Référence	2050 Sobriété	Tendances favorables et défavorables
Nombre de personnes par foyer	2,17 personnes par foyer (↘)	1,98 personne par foyer (↘ par rapport à 2019)	2,33 personnes par foyer (↗ par rapport à 2019)	⊕ Un gisement important de ménages favorables à la mutualisation d'espaces et équipements *(~40% des Français sondés en 2020)*[18] ⊖ Une tendance à la diminution du nombre de personnes par ménage depuis 1970 *(mariages plus tardifs, divorce, décohabitation intergénérationnelle...)*
Part des logements mutualisés	< 0,001 %	< 1 % (↗ par rapport à 2019)	10% (↗ par rapport à 2019)	⊕ Foisonnement de projets d'habitat participatif *(2020 : ~7000 logements en projet, soit 5 fois la taille du parc actuel)* ⊖ Une aspiration des Français pour la maison individuelle qui n'a cessé d'augmenter depuis les années 1950[19]
Évolution de la température de consigne de chauffage	20 °C (→)	20 °C (→)	19 °C (-1 °C par rapport à 2019)	⊕ 2 Français sur 3 favorables à une réduction des consommations d'énergie en France *(~70% en 2020)*[20] ⊖ Une minorité de ménages effectivement prêts à abaisser leur température de chauffage *(< 20 % en 2020)*[21]
Volume d'ECS L/pers./jr	37 L (↘)	37 L (→ par rapport à 2019)	25L (-32 % par rapport à 2019)	⊕ Une tendance à la baisse de la consommation d'eau à usage domestique depuis plus de dix ans

(*) 2019 ou année disponible la plus proche
(**) Tendance récente, observée au cours des dernières années : à la hausse (↗), à la baisse (↘), stable (→)

18. Moati, P. (2019). L'observatoire des perspectives utopiques. Vague #1 Octobre 2019. ObsoCo, avec le soutien de l'ADEME, BPI France, ESCP Europe et E.Leclerc.
19. Bonvalet, C. (2020, mars 14). Les aspirations des Français en matière de logement en 1945 : Un regard sur l'histoire du modèle pavillonnaire | Politique du logement.com. https://politiquedulogement.com/2020/03/les-aspirations-des-francais-en-matiere-de-logement-en-1945-un-regard-sur-lhistoire-du-modele-pavillonnaire/
20. Les comportements et opinion en matière de consommation d'énergie, étude réalisée pour RTE. (2018). CREDOC.
21. Ibid

13.2.5.2 La sobriété dans le secteur tertiaire : une généralisation du télétravail permettant une réduction des surfaces des bureaux et une limitation de certaines consommations d'énergie

Pour le secteur tertiaire, le scénario sobriété implique de parvenir à une diminution des surfaces des bâtiments tertiaires grâce à un développement du télétravail, sur l'autolimitation des besoins énergétiques au bureau, sur la diminution des surfaces de commerce ou encore sur la limitation des écrans publicitaires dans l'espace public.

Le télétravail constitue ainsi le premier facteur de sobriété dans le secteur tertiaire dans la mesure où il peut contribuer à réduire la demande en surfaces de bureaux et donc les consommations énergétiques associées. Le scénario de sobriété prend ainsi l'hypothèse de 2,5 jours télétravaillés par semaine en moyenne pour les emplois télétravaillables (soit environ un tiers des emplois totaux) contre un jour dans la trajectoire de référence. Cette hypothèse peut conduire à une réduction de la surface des bâtiments tertiaires d'environ 10 %, sous réserve que la surface de bureau s'adapte réellement à ces nouveaux modes de travail.

Le recours au télétravail ne constitue un facteur de sobriété qu'à plusieurs conditions. La première est qu'il se traduise effectivement par une diminution de la surface de bureau. Cela implique qu'il soit organisé de sorte à ce que tous les salariés ne puissent être présents de manière simultanée sur le lieu de travail. En ce sens, il y a des conséquences sociales à la généralisation d'une « sobriété dans les bâtiments par le télétravail » qui méritent d'être explicitées.

Deuxièmement, le développement du télétravail pourrait également avoir les effets inverses, en favorisant un éloignement progressif entre le lieu de travail et le lieu d'habitation. Il s'ensuivrait donc un « effet rebond » venant contrebalancer les gains énergétiques sur les transports, voire entraînant une augmentation de ces derniers.

Les tendances observées ces dernières années traduisaient déjà un développement progressif du télétravail, qui a été très fortement accéléré à l'occasion de la crise sanitaire. Ce contexte pourrait favoriser une généralisation du recours au télétravail dans une optique de réduction des temps de transport et de sobriété énergétique. Une enquête du CREDOC menée fin 2020 montre que parmi les actifs faisant du télétravail, 86 % souhaitaient poursuivre après la crise sanitaire. Selon une enquête plus récente de la DARES, 27 % des salariés pratiquaient le télétravail en janvier 2021, contre 4 % en 2019, et 8 télétravailleurs sur 10 souhaitent le poursuivre[22]. D'autres enquêtes montrent que les télétravailleurs souhaitent réaliser un à trois jours de télétravail par semaine à l'avenir[23,24].

Toutefois, cette généralisation du télétravail reste incertaine. Les effets à long terme du télétravail en matière de productivité, de motivation des salariés, d'équité des salariés concernés restent en effet mal connus.

Un second gisement de sobriété porte sur la maîtrise consciente et volontaire des besoins énergétiques au bureau, de manière analogue aux éco-gestes identifiés dans le secteur résidentiel. Le scénario « sobriété » fait ainsi l'hypothèse d'une diminution de 10 % de la consommation énergétique pour une surface équivalente (chauffage, eau chaude, éclairage, usages numériques…). En particulier, les pratiques de sobriété numérique (durabilité des équipements, suppression des mails, moindre utilisation des moteurs de recherche...) sont aujourd'hui encouragées par un nombre croissant de campagnes de communication sur le sujet. Toutefois, ces pratiques restent encore minoritaires : d'après

22. DARES (2022). « Télétravail durant la crise sanitaire. Quelles pratiques en janvier 2021 ? Quels impacts sur le travail et la santé ? » https://dares.travail-emploi.gouv.fr/publication/teletravail-durant-la-crise-quelles-pratiques-quels-impacts-sur-le-travail-et-sur-la-sante
23. Agence nationale pour l'amélioration des conditions de travail (2021). « Télétravail de crise : Les résultats de notre consultation 2021 » https://www.anact.fr/teletravail-de-crise-les-resultats-de-notre-consultation-2021
24. CSA – Baromètre télétravail annuel 2021. (2021). https://csa.eu/news/barometre-teletravail-annuel-2021/

une enquête menée en avril 2021, 62 % des personnes interrogées admettent ne pas faire attention à l'impact de leurs usages numériques sur l'environnement[25].

Un autre gisement de sobriété spécifique au secteur tertiaire concerne la diminution de la surface globale des commerces, du fait de changements de modes de consommation. Dans le scénario « sobriété » présenté dans l'étude, ces changements s'appuient notamment sur trois dynamiques importantes :

- un développement rapide des points de vente en circuit court (marchés de producteurs, AMAP, ruches, magasins de producteurs…) ;
- une baisse globale de la consommation de biens, grâce aux appels à « moins consommer » et à la lutte contre l'obsolescence programmée (indices de réparabilité…) qui contribuent à réduire la demande de certains biens et services. De manière générale, d'après une étude Greenflex de 2019, 27 % des Français pensent que consommer moins est nécessaire.
- une interdiction de création de nouvelles surfaces commerciales entraînant une artificialisation des sols, comme le prévoit par exemple la loi climat et résilience.

Enfin, le dernier gisement repose sur l'hypothèse d'une disparition progressive des écrans publicitaires. Au-delà des économies d'énergie associées aux écrans eux-mêmes, qui sont faibles, cette mesure pourrait s'inscrire dans une approche globale de régulation de la publicité (discutée à l'occasion de la Convention citoyenne pour le climat) visant à limiter les incitations à consommer. Elle aurait également une forte valeur symbolique pour favoriser la sobriété : les ménages et entreprises seront vraisemblablement plus enclins à limiter leur consommation d'énergie dans le cas où leur environnement n'est pas saturé d'écrans publicitaires. Une telle évolution nécessiterait toutefois une inflexion forte par rapport à la tendance actuelle, le nombre d'écrans publicitaires étant actuellement en forte croissance d'année en année.

25. Des Français encore peu sensibles à leur empreinte numérique mais prêts à faire des efforts ! – Odoxa : Odoxa. (s. d.). Consulté 22 juin 2021, à l'adresse http://www.odoxa.fr/sondage/francais-sensibles-a-empreinte-numerique-prets-a-faire-efforts/

Figure 13.5 Hypothèses structurantes des scénarios de référence et de sobriété vis-à-vis des tendances actuelles – secteur tertiaire

Secteur tertiaire

Indicateurs	2019* + tendance récente**	2050 Référence	2050 Sobriété	Tendances favorables et défavorables
Nombre de jours de télétravail	< 1 jour/ semaine (↗)[26]	1 jour/ semaine (légère hausse par rapport à 2019)	2,5 jours/ semaine (au moins x2,5 par rapport à 2019)	⊕ Massification du télétravail avec la crise sanitaire ⊕ 9 Français sur 10 favorables à la poursuite du télétravail après la crise sanitaire[27] ⊖ Réticence managériale à généraliser le télétravail, effets à long terme ⊖ Effet rebond sur la distance domicile-travail
Évolution des m² tertiaires par branche	999 millions de m² (↗)	1064 millions de m² (+7% par rapport à 2019)	937 millions de m² (-6% par rapport à 2019)	⊕ Réduction du nombre de m² des bureaux rendue possible par le développement du *flex office* et du télétravail
Consommation électrique unitaire par m² des usages spécifiques	59 kWh/m² (↘)	42 kWh/m² (→)	36 kWh/m² (-10% toute branche par rapport à la référence)	⊕ Tendance au développement de la sobriété numérique en entreprise, sous l'effet de campagnes de sensibilisation ⊖ 6 salariés sur 10 admettent ne pas faire attention à l'impact de leurs usages numériques sur l'environnement[28]
Surface de la branche commerce	216 millions de m² (↗)	216 millions de m² (stable par rapport à 2019)	200 millions de m² (-7% par rapport à 2019)	⊕ Développement rapide des points de vente en circuit court[29] ⊖ Augmentation du nombre de grandes surfaces commerciales observée ces dernières années ⊕ Interdiction de création de nouvelles surfaces commerciales entraînant une artificialisation des sols
Pénétration des écrans publicitaires numériques	~9000 écrans publicitaires numériques en 2019 (↗)[30]	Pénétration progressive des écrans publicitaires numériques (~50% du parc existant d'écrans publicitaires)	Pénétration progressive des écrans publicitaires numériques, puis stabilisation en milieu de période et disparition progressive d'ici 2050	⊕ Plusieurs dispositions prévues par la loi climat et résilience et par la loi anti-gaspillage (respect du stop pub, fin de la publicité sur les parebrises, encadrement de la publicité sur les énergies fossiles). ⊕ Proposition par la convention citoyenne pour le climat d'une régulation des affichages publicitaires ⊖ Augmentation forte du nombre d'écrans publicitaires ces dernières années (environ +20%/an)[31]

(*) 2019 ou année disponible la plus proche
(**) Tendance récente, observée au cours des dernières années : à la hausse (↗), à la baisse (↘), stable (→)

26. Télétravail : regards croisés salariés et dirigeants – Le comptoir de la nouvelle entreprise, 19 Février 2019 https://zevillage.net/wp-content/uploads/2019/02/Etude-Teletravail-Malakoff-Mederic-comptoir-Nelle-entreprise-2019.pdf
27. CREDOC. (2020). Fiche prospective—La décélération.
28. Des Français encore peu sensibles à leur empreinte numérique mais prêts à faire des efforts ! – Odoxa : Odoxa. (s. d.). Consulté 22 juin 2021, à l'adresse http://www.odoxa.fr/sondage/francais-sensibles-a-empreinte-numerique-prets-a-faire-efforts/
29. ADEME, juin 2017, «Alimentation. Les circuits courts de proximité». Les avis de l'ADEME.
30. ADEME, septembre 2020, «Modélisation et évaluation environnementale de panneaux publicitaires numériques» https://librairie.ademe.fr/recherche-et-innovation/3871-modelisation-et-evaluation-environnementale-de-panneaux-publicitaires-numeriques.html
31. Idib

13.2.5.3 L'impact de la sobriété sur la consommation énergétique des transports : une généralisation du télétravail et une densification des villes qui contribuent à réduire les déplacements et un recours accru aux modes doux et aux véhicules plus légers

Concernant les transports, quatre gisements principaux de sobriété ont été identifiés dans la revue de littérature et la concertation : réduction des déplacements, report modal, diminution de la vitesse de déplacement et de la taille des véhicules et diminution du nombre de kilomètres du fret.

En premier lieu, la réduction du nombre de kilomètres parcourus en voiture constitue une source d'économie d'énergie importante. Celle-ci repose sur plusieurs évolutions. D'une part, la généralisation du télétravail telle que présentée dans la partie précédente doit contribuer à la réduction des déplacements domicile-travail (dans la mesure où elle ne conduit pas à modifier la localisation de la résidence principale des ménages et à augmenter la distance entre celle-ci et le lieu de travail). D'autre part, **la reconcentration des fonctions de vie au sein des villes (ex : modèle de la « ville du quart d'heure » dans laquelle les différentes fonctions sont accessibles à pied en moins d'un quart d'heure) a également vocation à réduire les besoins de déplacements en véhicules motorisés.** Celle-ci nécessite une transformation des formes urbaines, avec une mixité fonctionnelle plutôt qu'une spécialisation des espaces : densification des villes, augmentation de la part des logements collectifs et augmentation de la fréquence des commerces de proximité. Si certaines villes comme Paris, Nantes ou encore Mulhouse affichent aujourd'hui la volonté de développer ce type de modèle, les tendances récentes associées à l'étalement urbain, à l'aspiration croissante des Français pour la maison individuelle avec jardin[32] ou encore le développement des grandes zones commerciales au détriment des commerces de centre-ville vont aujourd'hui à l'encontre de cette transformation.

Au-delà du télétravail et de l'aménagement urbain, le développement des formes de mobilité partagée, qui se traduit par une augmentation du nombre moyen de passagers par véhicule, présente un intérêt réel pour la maîtrise des consommations énergétiques. Là encore, plusieurs dynamiques soutiennent cette hypothèse : le développement du covoiturage (3 % des trajets domicile-travail et 1,6 % des trajets longue distance en 2020)[33], de la location de voiture entre particuliers, ou encore des associations et clubs d'autopartage (dont le nombre de membres en Europe a doublé entre 2014 et 2016, passant de 2,2 millions à 4,4 millions) en sont autant d'exemples.

Par ailleurs, **la redéfinition des modes de déplacement et le report modal constituent également des leviers possibles de réduction de la consommation énergétique des véhicules particuliers.** Si le scénario de référence en matière de consommation intègre déjà une réduction de la part de la voiture particulière (dont l'utilisation est moins systématique chez les jeunes générations[34] et devient limitée dans certains centres-villes), cette réduction est poussée encore beaucoup plus loin dans le scénario de sobriété dans lequel les déplacements en voitures ne représentent qu'un peu plus de la moitié des distances parcourues en 2050. Elle doit être encouragée par des politiques publiques contraignant les déplacements en voiture et incitant à l'inverse le report vers les trajets en train (notamment pour les longues distances), vers les transports en commun ou encore vers la marche ou le vélo pour les courts trajets. L'essor du vélo, observé depuis quelques années et qui s'est accéléré depuis la crise sanitaire, ainsi que de nombreuses mesures récentes, sont de nature à permettre ce report modal : plan vélo visant à faire passer la part du vélo dans les trajets du quotidien

32. Bonvalet, C. (2020, mars 14). Les aspirations des Français en matière de logement en 1945 : Un regard sur l'histoire du modèle pavillonnaire | Politique du logement.com. https://politiquedulogement.com/2020/03/les-aspirations-des-francais-en-matiere-de-logement-en-1945-un-regard-sur-lhistoire-du-modele-pavillonnaire/
33. Covoiturage : Informations à connaître | Ministère de la Transition écologique. (2020, juillet 9). https://www.ecologie.gouv.fr/covoiturage-en-france-avantages-et-reglementationen-vigueur
34. Les comportements et opinion en matière de consommation d'énergie, étude réalisée pour RTE. (2018). CREDOC.

de 3 à 9 % en 2024, aménagements cyclables et piétons, forfait mobilité durable, développement de réseaux de transports en commun en zone périurbaine, développement de pôles d'échanges multimodaux, etc. Pour parvenir aux parts modales envisagées dans le scénario « sobriété », des politiques publiques allant bien au-delà des mesures envisagées actuellement seraient nécessaires.

La diminution de la vitesse de circulation et du poids des véhicules a également un effet significatif sur la consommation énergétique unitaire des véhicules. Sur la vitesse, certaines tendances récentes vont dans ce sens. La vitesse moyenne de circulation en voiture baisse ainsi depuis le début des années 2000, suite à la mise en place de plusieurs politiques publiques : radars automatiques, limitation de la vitesse à 80 km/h sur routes départementales, développement des zones de rencontres et zones limitées à 30 km/h en ville. Toutefois, la mise en place de nouvelles limitations de vitesse génère aussi de nombreuses oppositions. À titre d'exemple, la réduction de la vitesse maximale à 80 km/h sur les routes départementales mise en place en 2018 a fait l'objet de nombreuses contestations (reprises en particulier par le mouvement des « gilets jaunes ») et a depuis été aménagée sur certains axes. De même, la baisse de la vitesse limite sur autoroutes à 110 km/h constitue l'une des propositions de la Convention citoyenne pour le climat qui n'a explicitement pas fait l'objet d'une traduction législative au sein de la loi climat et résilience adoptée en 2021. **Sur la taille et le poids des véhicules, les tendances récentes marquent une nette augmentation, tirée notamment par la croissance de la part de marché des SUV.** La masse moyenne des véhicules particuliers neufs vendus en France est ainsi passée de 953 kg en 1990 à 1 233 kg en 2020[35]. Si la loi de finances inclut désormais un malus sur le poids des véhicules les plus lourds, celui-ci ne concerne pour le moment qu'une fraction réduite des ventes de véhicules neufs.

S'agissant du transport de marchandises, différentes actions de sobriété pourraient permettre une réduction du nombre de kilomètres parcourus par le fret, notamment par le transport routier. Le développement des circuits courts, qui ont aujourd'hui la faveur de nombreux consommateurs (63 % des Français privilégient par exemple la consommation de produits régionaux[36]), ou encore la réduction globale de la consommation de biens, en sont des exemples importants. Par ailleurs, le scénario « sobriété » inclut un report modal plus important du transport de marchandises, avec en particulier un doublement du fret fluvial et une croissance plus forte du fret ferroviaire au détriment du transport routier, contribuant ainsi à limiter les consommations d'énergie globales. Ces perspectives sont toutefois contrebalancées par la hausse tendancielle de la consommation de biens et l'explosion du commerce en ligne (entre 2017 et 2020, le chiffre d'affaires du e-commerce a augmenté de 37 %)[37] : d'après un rapport de 2019, la croissance de ce secteur pourrait entraîner une augmentation de 36 % des véhicules de livraison dans les centres-villes d'ici 2030[38].

35. ADEME, https://carlabelling.ademe.fr/chiffrescles/r/evolutionMasseMoyenne
36. Golla, M. (2016, avril). Les Français consomment désormais «made in région». https://www.lefigaro.fr/conso/2016/04/27/05007-20160427ARTFIG00008-les-francais-consomment-desormais-made-in-region.php
37. Chiffres-clés E-Commerce—2020. (2020). FEVAD (Fédération E-Commerce et Vente à Distance). https://www.fevad.com/wp-content/uploads/2020/07/FEVAD-RA-2020-CHIFFRES-CLE%CC%81S-V7-min.pdf
38. Fontaine, J. (2020, janvier 19). Le futur de la livraison du dernier kilomètre. Julien Fontaine, consultant freelance, E-Commerce B2C/DTC/Marketplaces depuis 1998. https://julienfontaine.com/2020/01/19/livraison-dernier-kilometre-lmd/

Figure 13.6 Hypothèses structurantes des scénarios de référence et de sobriété vis-à-vis des tendances actuelles – secteur des transports

Secteur des transports

Indicateurs	2019* + tendance récente**	2050 Référence	2050 Sobriété	Tendances favorables et défavorables
Évolution du km annuel moyen en voiture	12 200 km[39] (↘)	11 800 km (-3% par rapport à 2019)	11 600 km (-5% par rapport à 2019)	⊕ Tendance à la réduction des trajets domicile-bureau avec le développement du télétravail ⊕ Engagement affiché par les grandes villes et les collectivités territoriales autour de la « ville du quart d'heure »[40] ⊖ Aspiration des Français pour la maison individuelle qui n'a cessé d'augmenter depuis les années 1950[41] ⊖ Recrudescence de l'attrait pour les espaces verts – moins desservis par les transports en commun – depuis la crise sanitaire
Nombre moyen de personnes par véhicule	1,62 personne (↘)	1,7 personne (+5% par rapport à 2019)	2,2 personnes (+35% par rapport à 2019)	⊕ Développement du covoiturage et du transport à la demande ⊖ Tendance stable voire baissière du nombre de personnes par véhicule observé ces dernières années
Part modale **% Voiture** **% Deux-roues motorisés** **% Vélo** **% Avion** **% Transport collectif**	78,7% (↘) 1,5% (→) 0,6% (↗) 1,7% (↗) 17,6% (→)[42]	70,2% 1,2% 3% 1,4% 24,2%	52,7% 2,4% 3,9% 0,5% 40,5%	⊕ Baisse de la motorisation et développement de l'usage des transports collectifs chez les moins de 25 ans ⊕ Effets escomptés du Plan vélo ⊕ Phénomène de « Flygskam » (honte de prendre l'avion) constaté chez les populations sensibilisées à la protection de l'environnement, depuis 2018 ⊖ Augmentation de la part de l'avion pour les déplacements de voyage *(de 5,4% en 2008 à 9,7% en 2019)*[43]
Évolution des tonnes.km de marchandises	369 Gtonnes.km (2018) (↗)	475 Gtonnes.km (+29% par rapport à 2018)	413 Gtonnes.km (+12% par rapport à 2018)	⊕ Développement de la consommation en circuits courts et de l'appétence pour les produits locaux chez les populations sensibilisées à la protection de l'environnement ⊖ Développement du e-commerce *(+37% de chiffre d'affaires pour le secteur entre 2017 et 2020*[44]*)*
Part modale du fret **% Train** **% Route** **% Fluvial**	9,7% (↘) 88,3% (↗) 2% (↘)	12,4% 85,2% 2,4%	20% 75% 5%	⊕ Effets escomptés du plan d'aide pour le développement du fret fluvial et ferroviaire

(*) 2019 ou année disponible la plus proche
(**) Tendance récente, observée au cours des dernières années : à la hausse (↗), à la baisse (↘), stable (→)

39. Bilan annuel des transports en 2019 : bilan de la circulation (https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/sites/default/files/2020-12/2019_comptes_transports_g_bilan_circulation.xls)
40. Mairie de Paris, « Paris ville du quart d'heure, ou le pari de la proximité », 22 janvier 2021. https://www.paris.fr/dossiers/paris-ville-du-quart-d-heure-ou-le-pari-de-la-proximite-37
41. Bonvalet, C. (2020, mars 14). Les aspirations des Français en matière de logement en 1945 : Un regard sur l'histoire du modèle pavillonnaire | Politique du logement. com. https://politiquedulogement.com/2020/03/les-aspirations-des-francais-en-matiere-de-logement-en-1945-un-regard-sur-lhistoire-du-modele-pavillonnaire/
42. SDES, 2019
43. Comment les Français voyagent-ils en 2019 ? Résultats de l'enquête mobilité des personnes – Ministère de la transition écologique, septembre 2021 https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/comment-les-francais-voyagent-ils-en-2019-resultats-de-lenquete-mobilite-des-personnes?rubrique=60&dossier=1345
44. Source Fevad (Fédération du e-commerce et de la vente à distance)

13.2.5.4 L'impact de la sobriété dans l'industrie : une évolution des modes de consommation de biens, de l'alimentation et de la construction qui réduit les besoins énergétiques de l'industrie

Les effets de la sobriété peuvent également se traduire dans le secteur industriel via une diminution de la demande de biens et d'équipements.

Dans le scénario « sobriété », le moindre besoin de surfaces résidentielles et tertiaires identifié dans les parties précédentes (en lien avec le ralentissement de la décohabitation et le fort développement du télétravail) entraîne par exemple un effet baissier sur l'activité du secteur de la construction. Cet effet est également accru par le recours plus important à des matériaux biosourcés, dont la production est moins consommatrice d'énergie et moins émettrice de gaz à effet de serre. Les tonnages de béton et d'acier diminuent de 50 % par rapport à aujourd'hui dans le scénario « sobriété » contre seulement 35 % dans le scénario de référence.

Un allongement de la durée de vie des équipements réduit également la consommation de biens des ménages et donc la production industrielle associée, avec un bilan sur cycle de vie positif. Cette logique s'appuie sur plusieurs dynamiques : l'émergence de l'écoconception, encadrée par la directive 2009/125/CE, l'amélioration de la réparabilité des équipements (mise en place de l'indice de réparabilité, développement des *repair cafés* ou bricothèques), ou encore le développement massif de la seconde main, permis notamment par les sites et applications de vente de produits d'occasion. Sur ce dernier point, l'enquête « Conditions de vie et aspiration » menée par le CREDOC montre que la part de l'occasion dans les achats a doublé en l'espace de dix ans (17 % en 2005 à 35 % en 2015).

Plus généralement, le scénario « sobriété » implique une stabilisation voire une baisse de la demande en équipements. De manière spécifique, l'activité de la filière automobile diminuerait sous l'effet de la baisse du besoin de voitures individuelles (diminution de 40 % des ventes de véhicules particuliers en 2050 par rapport à 2019) permise par l'évolution des modes de mobilité. Dans ce scénario, la demande se porte aussi plus largement vers les véhicules de petite taille (augmentation de 10 % de part de marché des citadines), réduisant la demande en matériaux associée.

Cette évolution de la consommation de biens nécessiterait toutefois une rupture dans les comportements des Français et/ou les incitations économiques par rapport aux tendances passées.

S'agissant de l'industrie agroalimentaire, plusieurs évolutions des modes de vie conduisent à stabiliser le besoin par personne d'ici 2050 (alors que la tendance est aujourd'hui plutôt orientée à la hausse). Ces évolutions correspondent notamment au développement des circuits courts, à la volonté de privilégier une alimentation saine, de saison et locale ou encore à la diminution de la consommation de viande. Cette dernière a déjà diminué de 10 % par rapport à 1998, mais des débats émergent régulièrement sur la nécessité de faire décroître encore ce niveau de consommation. Entre 1998 et 2018, la part des Français qui se déclarent végétariens a progressé tandis que le flexitarisme et les différentes formes de végétarisme sont très présentes parmi les moins de 35 ans (23 %)[45].

Un autre levier concerne une diminution de la consommation d'emballages très forte dans ce scénario (-70 % pour les plastiques, -15 % pour les emballages en papier-carton), au-delà des tendances déjà intégrées dans la trajectoire de référence. Cette hypothèse peut s'appuyer sur le développement du vrac (47 % des foyers déclarent avoir acheté en vrac au cours de l'année), des circuits courts, des initiatives zéro-déchets ou encore la réduction de la consommation globale de biens. Elle constitue également une forme d'une rupture : en particulier, les tendances récentes sur l'essor du e-commerce ou de la livraison de repas tendent actuellement à augmenter la demande d'emballages.

Enfin, le développement de l'économie circulaire conduit, dans le scénario « sobriété », à une meilleure incorporation de matières premières à recycler.

45. Combien de végétariens en Europe ? Synthèse des résultats à partir de l'étude « Panorama de la consommation végétarienne en Europe », réalisée par le CREDOC pour FranceAgriMer et l'OCHA en 2018. (2019). [Les études]. France AgriMer. https://www.franceagrimer.fr/fam/content/download/62309/document/11_Synth%C3%A8se%20Panorama%20v%C3%A9g%C3%A9tarisme%20en%20Europe.pdf?version=1

Figure 13.7 Hypothèses structurantes des scénarios de référence et de sobriété vis-à-vis des tendances actuelles – secteur industriel

Secteur industriel

Indicateurs	2019* + tendance récente**	2050 Référence	2050 Sobriété	Tendances favorables et défavorables
Dépense annuelle moyenne par personne en produits de l'industrie agro-alimentaire	2500 €/an/pers (↗)	3100 €/an/pers (+24 % par rapport à 2018)	2500 €/an/pers (stable)	⊕ Développement des circuits courts, volonté d'une alimentation saine, de saison et locale ⊕ Diminution de la consommation de viande *(-10% entre 1998 et 2018)*
Consommation annuelle d'intrants azotés dans l'agriculture	2,1 Mt[46] (→)	1,4 Mt (-35 % par rapport à 2019)	0,8 Mt (-60 % par rapport à 2019)	⊕ Développement de la filière bio, TVA réduite sur les engrais bio ⊕ Directive « Nitrates » de l'Union européenne, volet agricole de la Feuille de route nationale pour l'économie circulaire ⊖ Pas de baisse constatée au cours des dernières années
Consommation de plastique d'emballage	2,4 Mt/an[47] (↗)	1,2 Mt/an (-50 % par rapport à 2019)	0,7 Mt (-70 % par rapport à aujourd'hui)	⊕ Développement de la consommation de produits alimentaires en vrac *(47% des foyers déclarent avoir acheté en vrac au cours de l'année)*[48] ⊕ Interdiction des plastiques à usage unique en 2040 *(loi du 10 février 2020 relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire)* ⊖ Multiplication des emballages à usage unique avec la crise sanitaire
Nombre de véhicules particuliers vendus par an	2,2 millions[49] (→)	2 millions (-6 % par rapport à 2019)	1,3 million (-42 % par rapport à 2019)	⊕ Baisse de la motorisation chez les moins de 25 ans ⊖ Aspiration des Français pour la maison individuelle qui n'a cessé d'augmenter depuis les années 1950[50]
Durée de vie moyenne des équipements électroménagers	Dépend des équipements : Lave-linge : ~11 ans Aspirateur : ~8 ans	Lave-linge : ~11 ans Aspirateur : ~8 ans (stable par rapport à 2019)	Lave-linge : ~17 ans (x1,5 par rapport à 2019) Aspirateur : ~9 ans (+15 % par rapport à 2019)	⊕ Développement de l'éco-conception, encadrée par la directive 2009/125/CE, prise en compte des enjeux de réparabilité dans les politiques publiques, lutte contre l'obsolescence programmée ⊖ Pas d'augmentation de la durée de vie des équipements observée au cours des dernières années ⊕ Développement d'achats d'équipements de seconde main *(x2 entre 2005 et 2015)*
Évolution des tonnages de l'acier utilisé pour la construction	~4 Mt/an[51]	~2,5 Mt/an (-38 % par rapport à 2019)	~1,4 Mt/an (-65 % par rapport à 2019)	⊕ Diminution de la construction de logements neufs ⊕ Développement de l'auto-réhabilitation *(40% des travaux réalisés)*[52]
Taux d'incorporation de matières premières à recycler	Acier : 49% Aluminium : 53% Verre : 56%[53] Plastique : 6%	Acier : 80% Aluminium : 70% Verre : 80% Plastique : 35%	Acier : 82% Aluminium : 72% Verre : 85% Plastique : 40%	⊕ Développement de l'économie circulaire *(loi relative à la lutte contre le gaspillage et à l'économie circulaire de 2020)*
Consommation de papier à usage graphique	2,9 Mt (↘)[54]	2,2 Mt (-20 % par rapport à 2019)	1,4 Mt (-50 % par rapport à 2019)	⊕ Recul de l'impression de papier presse *(-3,6% du nombre d'exemplaires de la presse grand public en 2019)* ⊕ Diminution d'impressions liées à la publicité, à la facturation, etc.
Consommation de papier-carton d'emballages	4,7 Mt (↗)	5,1 Mt (+10 % par rapport à 2019)	3,9 Mt (-15 % par rapport à 2019)	⊕ Développement des initiatives zéro déchet dans les entreprises ⊖ Développement du e-commerce et de la livraison à domicile *(+37% de chiffre d'affaires pour le e-commerce entre 2017 et 2020*[55]*)*

(*) 2019 ou année disponible la plus proche
(**) Tendance récente, observée au cours des dernières années : à la hausse (↗), à la baisse (↘), stable (→)

46. Base de données « IFASTAT – Consumption », International Fertilizer Association (IFA) https://www.ifastat.org/databases/plant-nutrition
47. Base de données « Env_waspac – Déchets produits/ Emballages en matières plastiques/Tonnes/France », Eurostat, https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=env_waspac&lang=fr
48. « La tendance du consommer moins pour consommer mieux s'installe », Kantar, 2019 https://monde-epicerie-fine.fr/etude-kantar-2/
49. Données sur les immatriculations de véhicules, Ministère de la vtransition écologique, 2021. https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/donnees-sur-les-immatriculations-des-vehicules
50. Bonvalet, C. (2020, mars 14). Les aspirations des Français en matière de logement en 1945 : Un regard sur l'histoire du modèle pavillonnaire | Politique du logement. com. https://politiquedulogement.com/2020/03/les-aspirations-des-francais-en-matiere-de-logement-en-1945-un-regard-sur-lhistoire-du-modele-pavillonnaire/
51. Données industrielles à propos des aciers – L'Elementarium https://lelementarium.fr/product/aciers/
52. Gaëtan Brisepierre pour Coenove, Décembre 2018 https://www.coenove.fr/lentretien-coenove-gaetan-brisepierre-sociologue
53. Indicateurs clés pour le suivi de l'économie circulaire, Ministère de la transition écologique, https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/economie-circulaire/pdf/pages/partie2/12-incorporation-des-matieres-premieres-de-recyclage-dans-les-processus-de-production.pdf
54. COPACEL https://www.copacel.fr/wp-content/uploads/2021/04/copacel-statistiques-annuelles-2019.pdf
55. Source Fevad (Fédération du e-commerce et de la vente à distance)

13.3 L'acceptabilité des infrastructures et des technologies : un sujet de débat majeur dans un contexte de vaste transformation du système de production d'électricité et du réseau électrique

Tout comme le sujet de l'évolution de la consommation d'électricité en fonction des modes de vie projetés, celui du mix de production d'électricité a fait l'objet de nombreux commentaires dans le cadre de la concertation. Outre leurs conditions technico-économiques de validité, les scénarios impliquent aussi un critère de « réception sociale » des différentes technologies qu'ils mobilisent, condition *sine qua non* à leur déploiement sans heurts sur le territoire.

Pour autant, l'étude n'a pas pour objectif de hiérarchiser les technologies selon leur degré plus ou moins fort d'acceptabilité. L'acceptabilité est un facteur complexe, contextualisé et dynamique dans le temps. Il n'est donc pas possible, à un horizon de trente ans, de tracer avec certitude les différents chemins que prendront les rapports sociaux aux différentes technologies.

Le travail d'analyse sur l'acceptabilité des infrastructures restitué par la suite décrit de manière problématisée les différents arguments discutés dans la concertation.

13.3.1 Un débat de sémantique persistant sur l'emploi du terme d'acceptabilité, qui reste cependant largement mobilisé dans les débats et dans le cadre du déploiement des projets

Le concept d'acceptabilité sociale est un terme très souvent mobilisé par les acteurs du domaine de l'énergie dès qu'il s'agit d'aborder les questions sociétales soulevées par le développement d'infrastructures de production ou de réseau. Plusieurs définitions de l'acceptabilité cohabitent dans le monde académique, mais le terme est communément utilisé pour qualifier de manière englobante tout ce qui relève des réactions, des mobilisations et des relations liant les différentes parties prenantes des projets[56].

Il existe pourtant un débat sémantique vif et récurrent au sein du monde académique, mais également auprès d'un nombre croissant d'acteurs, autour de l'emploi de ce terme et de sa pertinence pour nommer les dynamiques sociétales en lien avec le déploiement des infrastructures énergétiques et des technologies. Cette réticence s'explique du fait notamment de sa charge normative, les chercheurs hésitants entre critique de la notion ou élaboration de notions alternatives. Ainsi, lors des différentes phases de concertation et en particulier en réponse à la consultation publique sur les *Futurs énergétiques 2050*, certains acteurs ont questionné l'emploi du terme d'acceptabilité et proposé d'utiliser celui « d'appropriation (sociale) ». Selon eux, ce terme refléterait une vision moins descendante et technicienne que la notion d'acceptabilité, et permettrait de restituer de manière plus ouverte les possibilités d'engagement des citoyens et du corps social dans la transition énergétique. À l'inverse, de nombreuses parties prenantes ont mobilisé la notion d'acceptabilité dans leurs réponses, notamment pour évoquer les limites posées, selon eux, par certains scénarios de mix électrique sur le plan sociétal.

Cet enjeu sémantique a déjà fait l'objet de nombreuses discussions dans le cadre des groupes de travail dédiés, sans parvenir à établir un consensus. Sans nier les limites du concept d'acceptabilité (caractère descendant et technicien, passivité…), il apparaît que celui-ci reste en pratique celui autour duquel s'engagent les discussions sur les infrastructures et les technologies dans le débat public sur l'évolution du mix électrique[57]. Il a donc été conservé dans la problématisation et la restitution autour des *Futurs énergétiques 2050*.

56. Voir par exemple Upham, P., Oltra, C., & Boso, À. (2015). Towards a cross-paradigmatic framework of the social acceptance of energy systems. Energy Research & Social Science, 8, 100-112.
57. Barbier, R., & Nadaï, A. (2015). Acceptabilité sociale : Partager l'embarras. *VertigO*, Volume 15 Numéro 3. Les auteurs expliquant notamment que *« l'acceptabilité sociale est devenue progressivement un registre de qualification incontournable pour tout dispositif sociotechnique, qu'il soit à l'état de projet ou en fonctionnement» Ils continuent leur proposition en conférant à la notion d'acceptabilité une dimension de «mot de passe» qui permet de circuler et de travailler avec «les multiples mondes sociaux qui la mobilisent».*

13.3.2 Les recherches en sciences humaines et sociales invitent à dépasser le concept de NIMBY, l'acceptabilité étant multifactorielle et dynamique dans le temps

Lorsque le terme d'acceptabilité émerge dans le débat, celui-ci est souvent accolé à la notion de NIMBY *(not in my backyard)* pour tenter d'expliquer les phénomènes d'opposition émergeant lors de la mise en projet des infrastructures. La théorie du NIMBY est fréquemment mise en avant comme une explication spatiale de l'opposition[58], impliquant que la proximité d'une maison avec un projet est une source directe d'opposition à celui-ci.

Réduire l'opposition aux projets au seul fait de riverains qui défendent leurs propres intérêts n'est cependant pas suffisant et des recherches en sciences sociales[59] ont montré que la faible acceptabilité de certains projets ne pouvait être expliquée par le seul égoïsme des individus. De nombreux auteurs, au travers de travaux qui définissent aujourd'hui le champ de la recherche sur l'acceptabilité sociale des projets énergétiques, appellent ainsi à dépasser ce concept de NIMBY. Ils proposent notamment une analyse de la relation entre opposition aux projets et différents facteurs sociétaux.

Par exemple, dans le cas d'un projet éolien terrestre, les facteurs d'acceptabilité qui traduisent les « préoccupations » de la communauté dans laquelle s'implante le projet sont nombreux[60]. L'acceptabilité sociale est complexe et lie de manière très forte une diversité de contextes, de motivations et de profils de communautés locales.

D'autres recherches ont mis l'accent sur l'analyse dynamique de l'acceptabilité de certains projets[61].

Enfin, les recherches[62] les plus récentes visent à ne plus considérer l'opposition comme déviante et donc comme devant être surmontée. Au contraire, elles appellent à aller plus loin que le travail portant sur des facteurs d'acceptabilité en s'intéressant à la mise en politique des projets et à la manière dont les technologies et leurs processus de déploiement recomposent leur environnement. Ces recherches appellent par exemple à considérer la dimension politique des phénomènes d'opposition locale, à envisager une inclusion plus forte des populations locales dans le portage d'infrastructures de production décentralisée ou encore à prendre en compte l'importance du temps et de l'histoire dans le déploiement des énergies renouvelables[63].

58. Devine-Wright, P. (2009). Rethinking NIMBYism : The role of place attachment and place identity in explaining place-protective action. Journal of Community & Applied Social Psychology, 19(6), 426-441.
59. Ellis, G., & Gianluca, F. (2016). The social acceptance of wind energy. Where we stand and the path ahead. (p. 77). European Commission.
60. Ibid.
61. Voir Shindler *et al.* (2002) dans Batellier, P. (2016). Acceptabilité sociale des grands projets à fort impact socio-environnemental au Québec : Définitions et postulats. *VertigO*, Volume 16 Numéro 1. https://doi.org/10.4000/vertigo.16920
62. Voir les travaux de Pierre Batellier (2016) ou de Marteen Wolsink (2011)
63. Batel, S. (2020). Research on the social acceptance of renewable energy technologies : Past, present and future. Energy Research & Social Sciences, pp7-8.

13.3.3 Des dynamiques et des enjeux d'acceptabilité nombreux pour toutes les technologies énergétiques

Si la problématique de l'acceptabilité des infrastructures à long terme se pose pour toutes les technologies, il est difficile de la traiter de manière uniforme tant les problématiques associées à chacune des technologies diffèrent.

En particulier, toutes les technologies se situent aujourd'hui dans des dynamiques différentes et n'ont pas la même place dans le système électrique actuel ou dans les différents scénarios considérés dans les *Futurs énergétiques 2050*, ce qui peut positionner de manière différente la perception actuelle de leur acceptabilité par la population. À titre d'exemple, les grands parcs photovoltaïques au sol sont rarement évoqués dans le débat politique sur l'acceptabilité des infrastructures énergétiques, contrairement à l'éolien terrestre par exemple, mais ils sont aussi plus faiblement développés aujourd'hui, ce qui peut biaiser l'analyse sur l'acceptabilité de ce type de projets à long terme.

Les travaux réalisés par RTE ne visent pas à définir lequel des scénarios apparaît comme le plus acceptable (vu du contexte actuel). En revanche, ils conduisent à expliciter les facteurs d'acceptabilité associés à leur mise en œuvre, tout en ayant conscience que ces facteurs évolueront de manière dynamique dans le temps, avec de nombreuses incertitudes sur l'évolution de la perception des différentes filières par les Français à long terme. Ces travaux s'appuient pour cela sur une large revue de littérature et une analyse des comptes rendus des débats publics organisés sur les projets liés au système électrique.

En particulier, l'analyse a largement porté sur le nucléaire et les énergies renouvelables variables (éolien et photovoltaïque), qui constituent deux objets de débat évidents et importants autour de l'évolution du mix électrique, avec des spécificités pour chacune des filières. Les autres technologies constituant le mix énergétique (biogaz, infrastructures hydrogène, batteries…) ne sont pas exemptes de difficultés en matière d'acceptabilité de leur déploiement sur le territoire, notamment du fait de leur emprise, mais celles-ci sont plus difficiles à caractériser d'autant plus que ces infrastructures restent encore émergentes voire prospectives à ce jour.

13.3.3.1 Les énergies renouvelables : des enjeux d'acceptabilité communs aux différentes filières et d'autres plus spécifiques à l'éolien (à terre ou en mer) et au photovoltaïque

Le développement des énergies renouvelables, nécessaire dans tous les scénarios visant la neutralité carbone en 2050, intervient dans un contexte marqué par un débat public fortement polarisé et par de nombreuses contestations sur la déclinaison territoriale de leur déploiement.

Ainsi, si les filières éoliennes et solaires ont connu ces dernières années un essor significatif, l'ampleur et les modalités des développements futurs et les interactions avec la société suscitent de vives discussions entre les différentes parties prenantes, à toutes les échelles. D'un côté, certains mettent en avant les bénéfices des installations d'énergies renouvelables pour l'économie locale ou encore pour la réappropriation des enjeux énergétiques par les territoires et les citoyens concernés. De l'autre, la problématique de l'acceptabilité des parcs d'énergies renouvelables apparaît de manière prégnante dans le débat sur l'évolution du mix électrique. Les enjeux peuvent se poser différemment selon les filières et selon les types d'installations : des questions d'insertion paysagère et environnementale pour l'éolien terrestre, d'occupation des sols pour les fermes photovoltaïques au sol et de conciliation avec les usages agricoles, de conflits d'usages pour l'éolien en mer, etc.

En matière d'acceptabilité, les débats publics se structurent essentiellement autour des impacts négatifs, avérés ou non, des technologies sur le territoire (par exemple, impacts sur le tourisme,

sur le bruit, sur la santé humaine, sur la biodiversité locale, sur le paysage ou encore la valeur immobilière) bien que les travaux de recherche sur ce sujet n'atteignent pas toujours le consensus ou appellent à poursuivre les travaux afin de mieux les qualifier. L'ensemble de ces impacts considérés négatifs doivent être replacés dans des espaces socio-politiques complexes et des conflictualités plus larges.

S'agissant des énergies renouvelables, de nombreux facteurs conditionnent leur déploiement, mais plusieurs points communs principaux peuvent être mis en évidence.

1) Le déficit de planification ressenti dans les territoires conduit à une vision considérée comme «anarchique» du développement de certaines technologies. Les difficultés à planifier à long terme le déploiement des énergies renouvelables au sein des territoires constituent ainsi un facteur de tension avec les populations locales. Si des documents de planification sont pourtant prévus par le cadre législatif et réglementaire (PPE/SNBC, SRADDET, SCoT, PCAET, PLU…), la complexité et la superposition des plans sans hiérarchie, conduisent souvent à une incompréhension par rapport aux logiques de déploiement territorial et participent d'un climat de défiance. Certaines mesures encouragées ces derniers mois par les pouvoirs publics, comme la réalisation de cartographies de zones propices au développement de l'éolien, ont ainsi vocation à anticiper les enjeux de planification à long terme du déploiement des énergies renouvelables.

2) Le rapport de conflictualité entre le «territoire» et ce qui lui est «extérieur» fait naître un sentiment d'injustice. Cette conflictualité se caractérise par des tendances sociales qui ne s'appliquent pas uniquement aux infrastructures énergétiques et peuvent porter sur de nombreux autres projets ou décisions publiques : clivage urbain/rural, riches/pauvres, eux/nous. Les opposants déplorent ainsi le «sacrifice» de certains territoires plus pauvres, hyper ruraux ou encore peu dynamiques démographiquement quand des territoires plus riches et touristiques semblent épargnés, remettant en question une certaine vision de l'égalité des territoires. Par ailleurs, les populations locales ont parfois le sentiment de supporter des externalités négatives multiples pour lesquelles les compensations existantes ne semblent pas rééquilibrer la balance coûts/bénéfices ce qui constitue à leur sens un déficit de justice distributive[64] notamment dans le cas des projets portés par des promoteurs privés[65]. Elles témoignent aussi d'un déficit démocratique dans le déploiement des projets énergétiques, malgré l'existence de nombreux dispositifs de démocratie délibérative (enquête publique, concertation). Celui-ci se caractérise par un sentiment de ne pas être suffisamment incluses dans les décisions face à des opérateurs visant uniquement à *«décider/annoncer/défendre[66]»* leur projet. Sans chercher à multiplier le nombre de dispositifs de concertation, l'enjeu consiste à trouver des moyens d'intégrer plus largement les riverains dans la prise de décision, la définition précise des projets ou encore leur financement.

3) Le rapport social à l'environnement (i.e. la manière dont les populations locales vont s'approprier et se positionner autour des enjeux environnementaux) se traduit par un sentiment d'incompréhension et parfois de rejet vis-à-vis des projets. Par exemple, l'implantation de certaines installations d'énergies renouvelables sur des zones naturelles ou protégées suscite parfois des interrogations quant à l'intérêt de ces installations par rapport aux impacts sur l'environnement et la biodiversité qu'elles génèrent. Ce type de projets est ainsi amené comme contribuant à la transition globale bien qu'il puisse potentiellement mettre en péril un milieu

64. Pour plus de détail sur la justice énergétique (dont la justice distributive et procédurale) voir les travaux de Sari, R. *et al.* (2017). *Energy justice – A social sciences and humanities cross-cutting theme report* [Cross-cutting theme report].
65. Assemblée Nationale. (2019). Compte rendu n°43, Commission d'enquête sur l'impact économique, industriel et environnemental des énergies renouvelables, sur la transparence des financements et sur l'acceptabilité sociale des politiques de transition énergétique. http://www.assemblee-nationale.fr/15/cr-cetransene/18-19/c1819043.asp
66. Nadaï, A., & Labussière, O. (2010). Politiques éoliennes et paysages (p. 86), p21.

naturel local. Ce paradoxe est à la source du concept de «*green on green*»[67] : une tension entre le local (protection de la biodiversité) et le global (lutte contre le changement climatique). Si la réglementation prévoit des dispositions pour limiter les impacts environnementaux des projets, le manque de connaissances scientifiques par rapport aux impacts de certaines technologies nouvelles contribue à renforcer un sentiment d'incertitude défavorable aux projets.

4) La question du paysage est une de celles les plus abordées dans la littérature concernant le déploiement des projets énergétiques. Elle concerne tout particulièrement l'éolien terrestre, dont l'insertion paysagère est largement débattue à l'échelle nationale, mais peut également se retrouver dans les concertations autour de certains projets éoliens en mer et photovoltaïques. La France se caractérise ainsi par une approche très patrimoniale de ses paysages, fondée sur l'idée que ce qu'il y a à protéger dans le paysage porte essentiellement sur le patrimoine[68]. Cependant, la question du paysage apparaît bien plus complexe et possède un caractère subjectif et contextualisé. Cette part de subjectivité permet aux acteurs d'exprimer leurs rapports au territoire en signifiant ce qui est important pour eux. ces rapports se construisent à la fois avec des «dimensions matérielles du territoire», des «aspects symboliques» mais aussi autour des rapports sociaux établis entre les acteurs individuels ou collectifs. Les oppositions des habitants à des projets rappellent la réalité du paysage vécu, habité, qui va à l'encontre d'une hiérarchisation sur la base de critères dit objectifs des «paysages extraordinaires» sur les «paysages ordinaires» ou du quotidien. La question du paysage est ainsi intrinsèquement liée à celle des identités des habitants vis-à-vis de leur territoire.

Dans la mesure où tous les scénarios de mix considérés dans les *Futurs énergétiques 2050* intègrent une accélération du développement des énergies renouvelables, leur mise en œuvre nécessite une attention particulière à ces différentes dynamiques, et ce d'autant plus dans les scénarios prévoyant une sortie du nucléaire à terme.

En sus de ces différentes problématiques, certains enjeux et dynamiques apparaissent plus spécifiques à chaque type d'énergie renouvelable.

L'éolien terrestre

L'éolien terrestre constitue l'une des principales filières de production renouvelable développées ces dernières années en France, avec des coûts désormais très compétitifs par rapport à d'autres sources d'énergies bas-carbone *(voir chapitre 11).* Bien que soutenu à l'échelle nationale d'après plusieurs enquêtes d'opinion, son essor sur le territoire national suscite néanmoins des inquiétudes de la part d'une partie de la population et fait l'objet d'un débat politique virulent depuis quelques années, qui s'est renforcé au cours des derniers mois de 2021.

Le premier enjeu d'acceptabilité autour du déploiement de l'éolien terrestre porte sur l'impact paysager, régulièrement évoqué dans les débats locaux mais également dans le cadre de la concertation autour des *Futurs énergétiques 2050*. Les éoliennes, par leur verticalité, entraînent nécessairement une covisibilité avec d'autres éléments du territoire, dont parfois des bâtiments classés, dans un rayon de plusieurs kilomètres. Ceci induit des contraintes en matière de localisation et de taille des sites, dans un contexte où la France possède un patrimoine extrêmement riche et accorde une attention toute particulière à sa préservation. Ainsi, certains projets de parc éolien peuvent se voir refuser un permis de construire du fait de la covisibilité ou être contraints dans la taille des éoliennes pouvant être installées. Le droit concernant la covisibilité reste toutefois encore assez flou et laisse ouvertes des questions quant à son application.

Cette problématique fait ressortir l'importance de la localisation des parcs éoliens et appelle un traitement de ce sujet par des professionnels du paysage

67. Warren *et al.* (2005) dans Oiry, A. (2019). Entre la rumeur et l'alerte environnementales : La parole des opposants face aux impacts environnementaux des énergies marines renouvelables sur la façade atlantique française. *Géocarrefour*, 93(93).
68. Nadaï, A., & Labussière, O. (2010). Politiques éoliennes et paysages (p. 86).

afin d'étudier la mise en relation des éoliennes avec les autres éléments du paysage : la topographie, l'hydrographie, l'occupation des sols, les formes et l'organisation de l'habitat et de la végétation. En outre, l'implication des populations dans le choix des zones d'implantation est primordiale. En effet, la notion de paysage est multiple et subjective et ne peut se réduire à une vision trop mathématique[69].

L'acceptabilité de l'éolien terrestre dépasse toutefois largement la seule question paysagère.

Les impacts environnementaux, notamment sur la biodiversité locale et l'avifaune, ou encore les effets sur la santé humaine (bruit…), génèrent aussi des préoccupations chez les riverains et parties prenantes locales. L'application stricte des principes ERC (éviter, réduire, compenser), la mise en place de dispositifs visant à réduire les impacts en matière de bruit ou de sources lumineuses ou encore la réalisation d'études d'impacts approfondies seront ainsi nécessaires pour favoriser le déploiement de l'éolien terrestre, d'autant plus dans les scénarios reposant sur un développement important de cette technologie (scénarios M0 et M23 et dans une moindre mesure scénarios M1 et N1).

La question de la planification du déploiement de l'éolien terrestre à long terme fait aussi l'objet de débats complexes au niveau local, comme déjà évoqué ci-dessus. Malgré plusieurs tentatives de planification (via les zones de développement de l'éolien ou ZDE, finalement supprimées en 2013, puis les schémas régionaux éoliens ou encore via les différents plans mis en place ces dernières années comme les SRADDET ou les PCAET), le développement de parcs éoliens au niveau local s'est heurté aux nombreuses contraintes spatiales qui ont *de facto* limité l'implantation des parcs aux zones de moindre contrainte. Certaines zones propices à l'implantation de ces parcs ont attiré de nombreux développeurs de projets et sont aujourd'hui marquées par une forte densité de petits parcs éoliens. Dans ces territoires, les riverains font parfois état d'un sentiment de saturation ou d'encerclement. Plusieurs mesures et plans d'action mis en œuvre par les pouvoirs publics ces dernières années visent à éviter ce type de difficultés à l'avenir et ainsi parvenir à un développement plus « harmonieux » de l'éolien terrestre. En particulier, la mise en place des schémas de cohérence territoriale (SCoT) comme document de planification opérationnel pour l'éolien[70] déclinant les visions stratégiques des SRADDET et des PCAET, à une échelle pertinente (bassins de vie ou aires urbaines) pour développer une stratégie paysagère, doit contribuer à améliorer l'effort de planification. En outre, pour qu'un fort développement de l'éolien soit compatible avec la préservation du cadre de vie, un allègement des contraintes à son développement sur des parties de territoire doit être envisagé.

La perception des coûts et bénéfices au niveau local associés au développement des parcs éoliens constitue en outre un facteur majeur d'acceptabilité de ces installations. Certains riverains témoignent parfois d'un sentiment de déséquilibre entre les bénéfices (activité économique, revenus de fiscalité, mesures compensatoires…) et les externalités subies du fait de l'installation de parcs éoliens (par exemple, dans le cas des populations impactées et qui ne vivent pas dans la commune d'implantation des parcs) et appellent à une meilleure justice redistributive. Pour répondre à cette problématique, des dispositifs visant à intégrer les populations locales à la gouvernance des projets ou à leur financement (projets « citoyens », financement participatif…) sont désormais encouragés en France. Cette perspective est également vue par certains acteurs comme une opportunité de favoriser la réappropriation des enjeux énergétiques par les citoyens, en s'appuyant sur le caractère diffus des énergies renouvelables comme l'éolien. D'autres dispositions prévoyant par exemple un renforcement des mesures d'accompagnement, ou encore une relocalisation d'activités industrielles relatives à la construction des parcs en vue d'assurer des retombées locales en matière d'emploi, seront également de nature à favoriser l'acceptabilité.

69. Labussière, O. (2007). Le défi esthétique en aménagement : Vers une prospective du milieu : Le cas des lignes très haute tension (Lot) et des parcs éoliens (Aveyron et Aude) [PhD Thesis]. http://www.theses.fr/2007PAUU1005
70. Ministère de la transition écologique et solidaire (2019). « Éolien et urbanisme. Guide à destination des élus. »

Une prise en compte des questions d'acceptabilité dans l'analyse territoriale du déploiement des énergies renouvelables

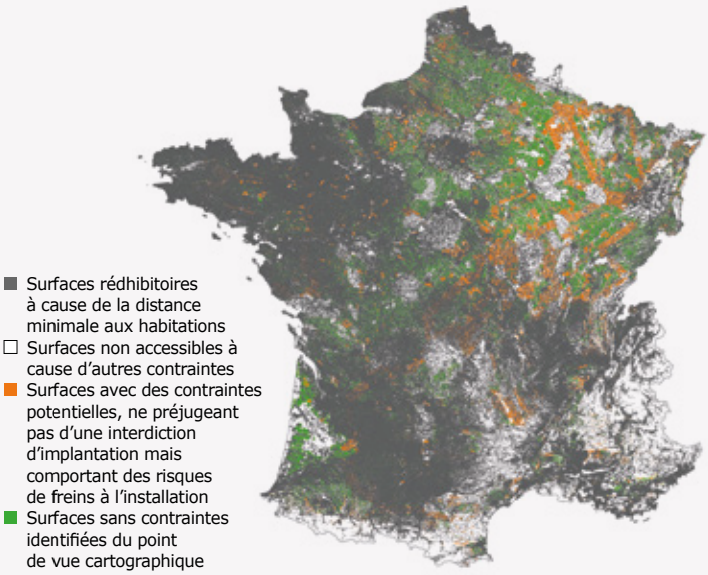
Dans le cadre de l'élaboration des scénarios, un travail spécifique a été mené par RTE pour intégrer les contraintes réglementaires et les aspirations territoriales dans l'analyse du déploiement des installations d'énergies renouvelables sur le territoire national. Celui-ci permet, entre autres, de vérifier que les volumes de capacités installées prévus dans les différents scénarios restent compatibles avec la disponibilité des surfaces pour l'accueil d'énergies renouvelables ou à défaut d'identifier les mesures nécessaires pour accroître l'espace accessible à ces installations.

Ce travail s'appuie sur une analyse cartographique détaillée des surfaces accessibles aux énergies renouvelables, intégrant l'effet des contraintes réglementaires ainsi que de potentielles difficultés d'accès dans certaines zones particulières.

Dans le cas de l'éolien terrestre, la principale contrainte à l'installation de parcs correspond au respect de la distance minimale de 500 mètres à toute habitation (article L. 515-44 du Code de l'environnement). À celle-ci s'ajoute d'autres limites, notamment de nature topographique ou encore des contraintes aéronautiques qui restreignent l'accès des parcs éoliens à de nombreuses zones réservées à l'entraînement en vol ou situées à proximité des radars militaires. Enfin, d'autres zones ne sont pas interdites sur le plan réglementaire mais peuvent présenter des enjeux de différentes natures (proximité à des sites classés, forêts ou aires protégées…) susceptibles de constituer des freins à l'implantation de parcs éoliens.

L'analyse cartographique met en évidence l'importance de la contrainte de distance minimale de 500 mètres aux habitations qui rend inaccessible une large part du territoire métropolitain. **Pour autant, tous les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* restent techniquement compatibles avec cette distance minimale de 500 mètres : aucun scénario ne nécessite ainsi de diminuer la distance minimale aux habitations par rapport à la réglementation actuelle.** En effet, les évaluations présentées au chapitre 12.4 montrent que les parcs éoliens terrestres nécessaires dans les scénarios les plus hauts (M0 et M23) représenteraient de l'ordre de **2 % de la superficie de la France métropolitaine continentale au maximum.** En revanche, ces scénarios les plus hauts impliquent une très forte acceptabilité de l'éolien sur les surfaces disponibles (qui représentent 14 % du territoire). Par ailleurs, le rehaussement de la distance minimale aux habitations (par exemple à 1 000 mètres) conduirait à limiter très fortement la

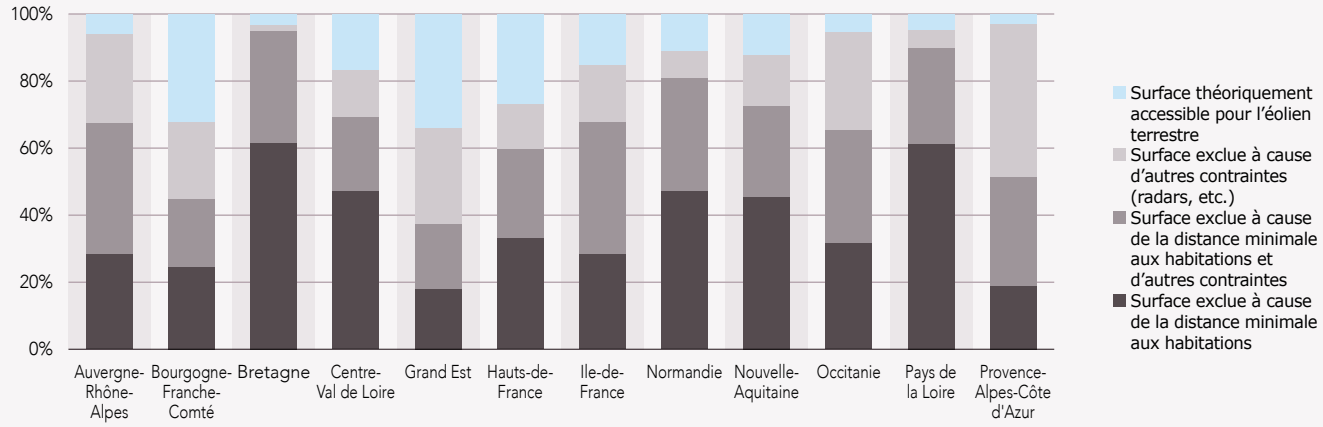
Figure 13.8 Classification des surfaces susceptibles d'accueillir des parcs éoliens terrestres



disponibilité des surfaces pour l'accueil de l'éolien terrestre et rendrait très difficile la réalisation des différents scénarios considérés dans l'étude.

Par ailleurs, l'analyse souligne les disparités géographiques en matière de disponibilité des surfaces pour l'accueil de l'éolien terrestre. À titre d'exemple, les régions Bretagne ou Pays de la Loire sont caractérisées par un habitat très dispersé qui rend difficile l'implantation de parcs éoliens sur une large part de ces régions. À l'inverse, les régions Bourgogne-Franche-Comté, Grand Est et Hauts-de-France sont celles qui présentent les parts de surfaces accessibles les plus importantes. Ces deux dernières régions sont aussi celles dans lesquelles l'éolien est dès aujourd'hui le plus fortement développé. Dans les *Futurs énergétiques 2050*, la répartition géographique des installations à long terme intègre les ambitions des différentes régions, conduisant à rééquilibrer en partie le développement de l'éolien sur l'ensemble de la France.

Figure 13.9 Proportion des surfaces régionales non accessibles pour l'éolien terrestre et détail de la contribution de la contrainte de distance minimale aux habitations à la restriction du gisement. 100% représente la totalité de la surface de la région.



Enfin, le développement de l'éolien terrestre est également contraint par d'autres déterminants, qui relèvent moins de facteurs d'acceptabilité locale que de choix politiques. Il s'agit par exemple des limitations aéronautiques fixées par le ministère de la Défense : si certaines zones d'entraînement au vol ont été déclassées au cours des dernières années et rendues accessibles à l'éolien, d'autres zones sont désormais plus contraintes, notamment celles situées à proximité des radars militaires.

L'ensemble de ces dynamiques et facteurs d'acceptabilité joue de manière importante sur les capacités d'éolien terrestre qui pourront être installées à terme, ainsi que sur leur répartition territoriale et leurs caractéristiques technologiques. L'élaboration des trajectoires de développement de l'éolien terrestre (présentées au chapitre 4), ainsi que de sa répartition territoriale (présentée au chapitre 5), ont tenu compte de ces facteurs et des éléments remontés par les parties prenantes dans le cadre de la consultation. En particulier, ceci s'est traduit :

- par des trajectoires ne dépassant pas les 75 GW d'éolien terrestre en 2050 dans les configurations de référence des scénarios (M0-référence), alors même que le territoire français pourrait techniquement et théoriquement accueillir des capacités supérieures (la densité d'éoliennes dans le scénario le plus haut reste ainsi inférieure à celle observée aujourd'hui en Allemagne) ;
- ou encore par des hypothèses prudentes sur la puissance unitaire des mâts et sur le facteur de charge des installations dans un contexte d'incertitudes sur les contraintes de hauteur qui s'appliqueront aux futures éoliennes déployées en France *(voir partie 4.3.8).*

À l'horizon 2050, l'évolution du contexte politique et sociétal autour de l'éolien terrestre constitue ainsi une incertitude de premier ordre pour les scénarios énergétiques, d'autant plus dans un contexte où cette filière fait l'objet d'un important clivage et d'une forte politisation, avec des prises de positions marquées de la part de certaines personnalités politiques et publiques. À cette incertitude s'ajoute celle du déploiement du *repowering*, qui peut avoir des effets importants sur la capacité éolienne qui pourra être renouvelée à terme, selon les exigences en matière de renouvellement de l'autorisation environnementale des projets.

Le photovoltaïque

La technologie photovoltaïque se décline en des installations de natures assez différentes, avec d'une part des installations sur toitures et d'autre part des grandes installations au sol. Ces deux types d'installations sont caractérisés par des facteurs d'acceptabilité contrastés, notamment en raison de leurs impacts différenciés en matière d'occupation de l'espace.

Pour le photovoltaïque sur toiture, l'enjeu principal est la maîtrise des coûts : ces installations généralement plus petites, notamment dans le cas des panneaux équipant les toitures résidentielles, ne permettent pas de bénéficier des mêmes économies d'échelle que les grands parcs solaires au sol. En revanche, elles font l'objet d'une bonne acceptabilité par l'ensemble de la population et peuvent même favoriser la réappropriation de l'approvisionnement énergétique par les citoyens eux-mêmes, notamment via les modèles d'autoconsommation. L'attrait pour ce type de modèles représente en effet une dynamique positive en faveur du déploiement des énergies renouvelables comme les panneaux photovoltaïques sur toitures. Il se combine à un effet de *spatial spillover* (traduit par « phénomène de contagion » ou « effet de pairs ») induit par une plus grande familiarité avec la technologie et constaté par plusieurs études[71,72].

De manière générale, le caractère diffus du photovoltaïque peut constituer un avantage pour favoriser la participation des citoyens et des acteurs locaux des territoires dans les projets, quel que soit le type d'installation (toitures ou petits parcs au sol). Le développement des installations photovoltaïques peut être organisé à l'échelle de communautés énergétiques locales, ce qui favorise son

71. Notamment Irwin, N. B. (2021). Sunny days : Spatial spillovers in photovoltaic system adoptions. Energy Policy, 151, 112192.
72. Baranzini, A., Carattini, S., & Peclat, M. (2017). What drives social contagion in the adoption of solar photovoltaic technology. Grantham Resaerch Institute on Climate Change and the Environment, GRI Working Papers 270.

ancrage territorial. Il peut également être tiré par des stratégies d'approvisionnement «en direct», notamment au travers des contrats longs termes d'achat d'électricité (PPA ou *power purchase agreement)* souscrits entre producteurs et entreprises consommatrices d'électricité.

Toutefois, le rythme de déploiement du photovoltaïque est longtemps resté limité en France (un peu moins d'1 GW par an au total entre 2014 et 2020) malgré des objectifs fixés par la PPE et des appels d'offres nombreux. On observe une inflexion en 2021 avec 2,7 GW installés, ce qui reste néanmoins en deçà du rythme nécessaire pour atteindre les objectifs PPE pour 2023.

L'acceptabilité à long terme pourra évoluer au fil du déploiement sur le territoire et présente à date encore plusieurs incertitudes. En particulier, l'accélération du rythme de développement du photovoltaïque passe par la mise en service de grands parcs photovoltaïques au sol, qui bénéficient d'économies d'échelle importantes et sont donc privilégiés par les pouvoirs publics au travers de la PPE et des appels d'offres lancés par l'État (avec actuellement une limite à 30 MW_c de puissance installée). Or, le développement de ce type d'installations suscite des inquiétudes quant à son emprise au sol, susceptible d'augmenter l'artificialisation des sols, d'affecter la biodiversité locale ou encore d'engendrer une concurrence d'usages avec d'autres activités notamment agricoles.

Dans ce contexte, les analyses présentées au chapitre 12.4 sur l'occupation des sols sont importantes car elles mettent en évidence la possibilité d'accélérer le développement du photovoltaïque sans exercer de pression excessive sur l'artificialisation (dès lors que les panneaux sont plantés dans le sol via des pieux et génèrent un flux d'artificialisation limité). La concurrence d'usages avec les cultures agricoles reste en revanche un point de vigilance important sur le plan social. Selon un sondage IFOP[73] réalisé auprès des Français, les terrains agricoles ne sont ainsi pas des lieux à privilégier pour le développement du photovoltaïque (sauf lorsqu'il s'agit de friches agricoles non exploitées), les répondants indiquant qu'il faudrait préférer un développement sur friches industrielles ou militaires ou d'anciennes carrières. Ce point de vigilance se traduit également dans la réglementation : la loi n'interdit pas formellement l'installation de panneaux photovoltaïques sur des espaces agricoles mais la circulaire du 18 décembre 2009 précise que la priorité de l'intégration du photovoltaïque doit se faire sur bâtiments et terrains artificialisés, et que les panneaux *«n'ont pas vocation à être installés en zones agricoles, notamment cultivées ou utilisées pour des troupeaux d'élevage».* **Tant pour le législateur que pour l'opinion publique[74], c'est la destination agricole de ces surfaces qui doit primer sur la production énergétique** (articles L.121-10 et L.151-11 du Code de l'urbanisme). Cela induit une contrainte forte sur le foncier disponible pour l'installation de centrales photovoltaïques et conduit à envisager des modèles de co-usages avec les activités agricoles (agrivoltaïsme[75]).

L'analyse cartographique menée pour le photovoltaïque, sur les principes présentés dans l'encadré précédent, montre que les capacités installées prévues dans les *Futurs énergétiques 2050* seront très difficilement atteignables en restreignant l'implantation des parcs photovoltaïques aux seules zones déjà artificialisées (zones industrielles délaissées, anciennes décharges ou carrières…). **Les zones, aujourd'hui considérées comme devant être privilégiées pour l'installation de parcs photovoltaïques, sont en nombre limité et parfois marquées par des contraintes très fortes en matière de dépollution ou de situation géographique,** qui limitent les perspectives de réutilisation pour des parcs photovoltaïques.

En conséquence, tous les scénarios considérés dans les *Futurs énergétiques 2050* nécessitent d'envisager l'installation des panneaux photovoltaïques

73. Les français et le photovoltïque, IFOP, mars 2020 https://www.ifop.com/publication/les-francais-et-le-photovoltaique/
74. ADEME, I Care & Consult, Blézat consulting, CERFrance, & Céréopa. (2018). Agriculture et énergies renouvelables : Contributions et opportunités pour les exploitations agricoles.
75. Adeh, E. H., Good, S. P., Calaf, M., & Higgins, C. W. (2019). Solar PV Power Potential is Greatest Over Croplands

dans des espaces naturels ou agricoles, en priorité sur des zones pour lesquelles il existe peu de concurrence d'usages. Les scénarios considérés impliquent aussi d'envisager plus largement des modèles agrivoltaïques pour concilier l'effort de développement du photovoltaïque. Selon les scénarios, l'emprise au sol des parcs solaires représente entre 50 000 et 200 000 hectares.

Outre les enjeux en matière d'occupation des sols et de concurrence d'usages, le photovoltaïque suscite parfois aussi des interrogations quant à la consommation de matières qu'il engendre (notamment silicium) ainsi que la dépendance par rapport à des fournisseurs étrangers pour les modules et panneaux.

Enfin, si la question de la covisibilité se pose de manière moins prononcée que pour l'éolien terrestre, celle-ci est également présente dans les débats autour du déploiement du photovoltaïque, en particulier dans les zones à proximité de monuments historiques et de sites classés. Une installation photovoltaïque est ainsi concernée par le régime de protection des monuments historiques (article L.621-1 et suivants du Code du patrimoine) si elle se déploie dans le périmètre d'un bâtiment classé. Selon les cas, l'installation peut nécessiter l'accord ou l'avis des architectes des bâtiments de France[76], qui peuvent formuler des recommandations pour le dossier d'autorisation des travaux et ainsi apporter des contraintes supplémentaires pour l'implantation de panneaux photovoltaïques. Au-delà des bâtiments classés, la visibilité des panneaux photovoltaïques au sein de certains paysages et espaces naturels suscite parfois aussi l'inquiétude des populations locales.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, l'ensemble de ces facteurs d'acceptabilité autour du photovoltaïque a été pris en compte dans l'élaboration des hypothèses des scénarios, notamment :

- dans la répartition entre installations sur toitures et parcs au sol : **les hypothèses retenues prévoient dans tous les scénarios une part significative d'installation sur toitures y compris sur toitures résidentielles, bien que celles-ci soient en moyenne plus coûteuses.** Dans les différents scénarios, les installations sur toiture représentent ainsi entre un tiers et la moitié (scénario M1) des capacités photovoltaïques totales. Ceci permet d'une part de maîtriser l'impact de l'essor du photovoltaïque sur l'occupation des sols et les risques de concurrence d'usages et d'autre part de refléter l'appétence des consommateurs pour l'installation de systèmes énergétiques locaux et pour l'autoconsommation ;
- dans la répartition territoriale : **la déclinaison géographique des scénarios sur le solaire se caractérise par une répartition des installations (sur toitures et au sol) sur l'ensemble des régions françaises.** Si les installations restent naturellement plus nombreuses dans le sud de la France, plus ensoleillé, dans tous les scénarios, le développement de parcs solaires est supposé toucher l'ensemble des régions françaises, tiré en partie par l'appétence des acteurs locaux. Ceci permet ainsi d'éviter une trop forte densification des parcs photovoltaïques dans seulement quelques régions françaises.

Dans un contexte d'inflexion du développement du photovoltaïque, les prochaines années seront clés pour évaluer l'acceptabilité de cette technologie et des infrastructures à long terme.

L'éolien en mer

L'éolien en mer se caractérise par une situation particulière par rapport à l'éolien terrestre et au photovoltaïque, dans la mesure où aucun parc commercial n'est aujourd'hui en service en France (le premier prévu à Saint-Nazaire entrera en service au cours de l'année 2022).

Le développement de cette technologie, avec plus d'une dizaine de parcs en projets ou envisagés à moyen terme au large des côtes françaises, a cependant déjà fait l'objet de nombreux débats et concertations organisés dans les régions concernées. Ceux-ci mettent en évidence des facteurs

76. Panneaux photovoltaïques et monuments historiques https://www.senat.fr/questions/base/2019/qSEQ190611148.html

d'acceptabilité spécifiques à cette nouvelle technologie, qui diffèrent des dynamiques décrites pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque.

Le principal enjeu identifié aujourd'hui en matière d'acceptabilité de l'éolien en mer concerne le risque de conflit d'usage avec les activités de pêche. En effet, les débats autour des premiers projets de parcs éoliens en mer en France montrent de fortes inquiétudes de la part des pêcheurs quant aux impacts sur la ressource halieutique et leurs activités. Ces inquiétudes portent à la fois sur l'impossibilité d'aller pêcher dans les zones où sont installés les parcs éoliens en mer (même si certaines activités de pêche peuvent y être autorisées, de premiers retours d'expérience du Royaume-Uni sembleraient attester qu'en pratique, les pêcheurs ne s'y rendent plus du fait de risques d'accidents plus élevés et d'assurances coûteuses[77]), mais aussi sur l'impact des travaux de construction ou de maintenance sur la ressource halieutique[78]. Ces problématiques sont en outre accentuées dans les zones caractérisées par des activités de pêche à forte valeur ajoutée (par exemple, pêche de la coquille Saint Jacques) et celles concernées par les incertitudes liées au Brexit.

Selon une étude[79] réalisée pour la commission PECH (Commission de la pêche du Parlement européen), l'extension géographique de l'éolien en mer laisse «*présager une forte augmentation du risque de conflits spatiaux (…) en mer du Nord, mer Baltique et Méditerranée à moyen terme*». Si la pêche compte pour une faible part du PIB français, elle revêt toutefois un caractère fortement symbolique, notamment pour les activités relevant de la pêche artisanale. La consolidation du retour d'expérience sur les impacts et des externalités liés à l'éolien en mer (dont certaines peuvent être positives avec par exemple la possibilité d'avoir un «effet récif» favorisant le développement de la biodiversité marine au sein même des parcs d'énergies marines) sera donc clé pour assurer le développement de la filière à long terme.

Dans ce contexte, les choix de localisation des futurs parcs éoliens en mer seront également cruciaux pour limiter les conflits d'usages de la mer à long terme, en privilégiant certaines zones d'implantation plutôt que d'autres, par exemple des zones plus éloignées des côtes, dans lesquelles les petits navires artisanaux se rendent moins fréquemment. **Les scénarios élaborés dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* tiennent compte de ces facteurs mais des travaux complémentaires menés avec les acteurs de la mer seront nécessaires dans les prochains mois et années pour consolider les zones de déploiement à favoriser.**

Par ailleurs, la conciliation du déploiement de l'éolien en mer avec les autres usages de la mer et en particulier la pêche peut être favorisée par des mesures compensatoires et des mécanismes redistributifs, comme la taxe éolienne en mer, qui contribue dès aujourd'hui à accompagner les comités des pêches et les collectivités locales. Cette taxe qui est considérée comme une modalité essentielle de l'acceptabilité des maires et des résidents[80] pourrait toutefois être complétée par exemple avec des dispositifs non financiers et/ou collectifs[81]. Négociées très en amont du projet, les compensations financières sont centrales et améliorent la gestion des conflits[82].

Au-delà des enjeux pour la pêche, l'éolien en mer suscite un point d'attention particulier sur les impacts sur l'environnement et la biodiversité marine, notamment dans certaines zones protégées. D'après un sondage IFOP de 2014, plus de

77. Van Dalen, P. (2020). Working document on the impact on the fishing sector of offshore windfarms and other renewable energy systems. Committee on Fisheries ; European Parliament
78. Chatelin, Sylvie, Danielle Faysse, Gérard Bavouzet, Jean-Louis Marechal, et Jean-Luc Pirot. «Enquête publique unique : « Projet de construction d'un parc éolien en mer en baie de Saint Brieuc »». Ordonnance du Tribunal Administratif de Rennes du 28 juin 2016, s. d.
79. Stelzenmüller, V. *et al.*, (2020), Research for PECH Committee – Impact of the use of offshore wind and other marine renewables on European fisheries. European Parliament, Policy Department for Structural and Cohesion Policies, Brussel
80. Oiry, A. (2015). Conflits et stratégies d'acceptabilité sociale autour des énergies marines renouvelables sur le littoral français. VertigO, 15(3).
81. CNPMEM – Comité national des pêches maritimes et des élevages marins. (2015). Position des comités des pêches maritimes et des élevages marins à l'égard du développement des énergies marines renouvelables.
82. Kermagoret, C., Levrel, H., Carlier, A., & Dachary-Bernard, J. (2014). Acceptation et préférences des acteurs de territoire pour la compensation socioenvironnementale dans un contexte de développement économique : Application au projet de parc éolien en mer de la baie de Saint-Brieuc. 20.

60 % des Français considèrent que la protection de la mer ne serait pas suffisamment prise en compte dans les politiques publiques, tandis que plus de 70 % se sont prononcés en faveur du développement d'activités humaines *«plus respectueuses de l'environnement marin afin de protéger la mer».*

Ce sujet conduit à date à une situation paradoxale marquée par des divergences fortes de point de vue. D'un côté, les participants aux débats organisés à l'échelle locale autour des projets éoliens en mer témoignent souvent d'un manque de connaissances scientifiques et d'un déficit de retour d'expérience à propos des effets de l'éolien en mer sur la biodiversité marine à long terme[83]. De l'autre, certaines études mettent en évidence un socle de connaissances important et une littérature internationale abondante sur ce sujet[84], qui serait de nature à rassurer sur les impacts environnementaux de l'éolien en mer.

Des mesures permettant de limiter le bruit occasionné par les travaux ou encore l'emprise sur les fonds marins seront de nature à favoriser une meilleure insertion des projets dans l'environnement. La compensation environnementale, à travers l'approche ERC (éviter, réduire, compenser), est également propre à améliorer l'acceptabilité des projets.

Enfin, si la question paysagère est moins prégnante que pour l'éolien terrestre, elle peut localement susciter des oppositions, en particulier dans les zones touristiques, au large des stations balnéaires ou encore dans les zones à forte composante patrimoniale. À l'échelle mondiale, l'analyse de l'impact de l'éolien en mer sur le tourisme présente des résultats divergents selon les régions (effet négatif en Catalogne[85], effet positif aux États-Unis[86]). Dans tous les cas, cette problématique reste un point d'attention important pour l'acceptabilité des futurs parcs. Le fait de privilégier des parcs plus éloignés des côtes sera là encore un facteur de meilleure acceptabilité à long terme.

L'éolien en mer est aussi caractérisé par des dynamiques sociétales positives en vue de l'accélération de son développement. Au-delà de son caractère bas-carbone et de sa nécessité pour réduire les émissions de gaz à effet de serre, l'éolien en mer constitue une technologie dont les coûts ont fortement décru ces dernières années, avec l'industrialisation de la filière. L'éolien en mer posé, qui se développe partout en Europe, est désormais l'une des filières les plus compétitives pour la production d'électricité.

En outre, la filière éolienne en mer génère de fortes retombées économiques locales et de nombreux emplois industriels. Les appels d'offres lancés à partir de 2011 en France ont contribué à assurer la constitution d'un tissu industriel français, via des critères de sélection incluant un contenu d'emploi local. La France compte ainsi dès aujourd'hui plusieurs usines majeures pour la filière éolienne en mer au Havre, à Cherbourg ou encore à Montoir-de-Bretagne. Ces perspectives induisent ainsi un large soutien des collectivités territoriales au développement de l'éolien en mer.

Tous les scénarios considérés dans les *Futurs énergétiques 2050* impliquent une accélération du développement de l'éolien en mer pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette perspective invite à organiser une planification de l'arrivée des futurs parcs éoliens en mer, d'une part en vue d'apporter de la visibilité à long terme pour l'ensemble des parties prenantes locales et d'autre part pour anticiper le développement d'infrastructures nécessaires à leur accueil (intégration au réseau, adaptation des ports et voies d'accès…).

Dans le schéma de réseau publié en 2019, RTE avait mis en évidence l'intérêt d'approfondir la

83. Beaucire, F., (2020) «En mer, en Normandie, de nouvelles éoliennes ? Compte rendu du débat public». Normandie: CNDP. .
84. ADEME, Deloitte, Devauze Chloé, Mariane Planchon, Florian Lecorps, Maxime Calais, et Mathilde Borie. «État de l'art des impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité, les sols et les paysages, et des moyens d'évaluation de ces impacts – Rapport final». ADEME, 2019.
85. Voltaire, Louinord, et Obafèmi Philippe Koutchade. «Public Acceptance of and Heterogeneity in Behavioral Beach Trip Responses to Offshore Wind Farm Development in Catalonia (Spain)». Resource and Energy Economics 60 (mai 2020): 101152. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0928765519300302?via%3Dihub
86. Carr-Harris, Andrew, et Corey Lang. «Sustainability and Tourism: The Effect of the United States' First Offshore Wind Farm on the Vacation Rental Market». Resource and Energy Economics 57 (août 2019): 51-67. https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0928765518302902?via%3Dihub

planification de l'arrivée des parcs éoliens en mer, dans l'espace et dans le temps, afin de mutualiser et de dimensionner à la cible les infrastructures de réseau, à terre et en mer, nécessaires à l'intégration des futurs parcs. Les documents de perspectives de développement du réseau en mer à l'échelle des différentes façades publiés par RTE depuis 2020 contribuent à proposer une vision de long terme du dimensionnement du réseau sur chaque façade, en proposant des solutions optimisées pour le raccordement de plusieurs parcs d'énergies marines, dans un contexte de fort développement de la filière. Ce besoin de planification à long terme pour l'éolien en mer a également été souligné par plusieurs acteurs de la filière.

Au-delà des enjeux en matière de dimensionnement du réseau, une planification plus poussée du développement de l'éolien en mer contribuerait aussi à améliorer la qualité de la concertation et à favoriser la participation du public dans l'exercice de planification. La planification actuelle qui repose sur la PPE, les documents stratégiques de façade (sans volume cible ni répartition spatiale détaillée) et des débats publics menés projet par projet, ne suffit pas à apporter une visibilité suffisante. Elle conduit paradoxalement à un effet de saturation lié à la multiplication de débats publics et le sentiment d'une politique à tâtons.

Finalement, les travaux de construction des scénarios des *Futurs énergétiques 2050* intègrent le contexte territorial spécifique associé à l'éolien en mer :

- **en supposant un développement de l'éolien en mer réparti sur l'ensemble des régions et des façades françaises et qui n'est donc pas uniquement concentré sur certaines zones du littoral.** Ceci conduit notamment à devoir construire des parcs éoliens flottants dans tous les scénarios ;
- en prenant des hypothèses de localisation des parcs éoliens en mer qui tiennent compte des différents facteurs d'acceptabilité évoqués ci-dessus, **en évitant les zones proches des côtes et en privilégiant les zones présentant le moins de risques de conflits d'usages ou d'impacts environnementaux.** Les scénarios les plus hauts en matière d'éolien en mer nécessitent toutefois d'envisager le développement de parcs dans des zones de pêche et/ou zones protégées sur le plan environnemental.

13.3.3.2 Le nucléaire : des facteurs d'acceptabilité qui portent sur la technologie en tant que telle, dépassant les impacts des infrastructures au seul niveau local

S'agissant du nucléaire, la concentration de la production sur quelques sites identifiés ne conduit pas aux mêmes contestations sociétales que dans le cas des énergies renouvelables. **La production d'électricité d'origine nucléaire fait de son côté davantage l'objet d'un débat de principe, « a-territorial »** (même si certaines infrastructures peuvent conduire localement à des mouvements d'opposition).

Sur le plan historique, les mouvements d'opposition au nucléaire existent de longue date en France et à travers le monde, et se sont souvent structurés au sein des mouvements écologistes, avec des critiques portant sur différentes caractéristiques de la technologie : notamment les risques d'accident et les conséquences éventuelles sur l'environnement ou encore la dimension éthique associée au stockage de déchets radioactifs sur le très long terme. Les années récentes marquent une possible évolution dans la perception du nucléaire du fait de son caractère décarboné et pilotable, certains mettant en avant sa pertinence ou sa nécessité pour décarboner le système énergétique dans un contexte d'accélération de la lutte contre le changement climatique.

Le recours au nucléaire dans le mix électrique reste cependant un sujet de débat controversé. Dans un contexte bien différent des années 1970, la place

87. Voir page 12 du baromètre http://barometre.irsn.fr/barometre2021/#p=13

du nucléaire dans le mix électrique apparait ainsi comme un élément moteur du débat démocratique autour de la transition énergétique, caractérisé par plusieurs facteurs d'acceptabilité spécifiques.

En premier lieu, le risque d'accident reste une préoccupation majeure par rapport au développement de la filière nucléaire. Bien que les Français reconnaissent l'importance du nucléaire dans l'approvisionnement énergétique de la France, certains le perçoivent dans le même temps comme un risque et une menace. Selon le baromètre 2021 de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire[87], les centrales nucléaires apparaissent toujours comme les premières causes potentielles d'accidents pour les Français et les catastrophes nucléaires restent des évènements perçus comme les plus « effrayants ». Les accidents de Tchernobyl et Fukushima ont ainsi conduit à une remise en question de la place du nucléaire dans certains pays. Ce rapport au risque, qui évolue en fonction des populations et du niveau de connaissance sur la technologie, reste un enjeu structurant pour la technologie nucléaire. Le risque nucléaire apparaît d'autant plus complexe à appréhender par les citoyens dans la mesure où il est caractérisé par une probabilité d'accident très faible mais aux conséquences potentiellement dramatiques.

En deuxième lieu, les débats sur l'acceptabilité du nucléaire se concentrent régulièrement sur la question des déchets radioactifs et de leur gestion à long terme. En effet, le fait que cette technologie conduise à générer des déchets radioactifs qui resteront dangereux pendant plusieurs dizaines de milliers d'années constitue un point de contestation important pour une partie de la société civile. Cette problématique pose une question éthique vis-à-vis du poids légué aux générations futures[88]. Elle nécessite en outre des infrastructures spécifiques pour le traitement et de stockage des déchets (projet Cigéo) évoquées au chapitre 12.5, qui génèrent elles-mêmes des difficultés d'acceptabilité au niveau local[89].

En troisième lieu, les critiques envers la filière nucléaire portent également sur son caractère réputé peu démocratique et son manque de transparence. Cette caractéristique a par exemple été largement discutée à la suite de l'accident de Tchernobyl en 1986, puisque les conséquences en matière de radioactivité en France ont pu être diversement appréciées et communiquées auprès du grand public. Cet événement constitue encore aujourd'hui un élément déterminant dans la perception des Français sur la transparence du secteur nucléaire.

En outre, avant les années 2000, les décisions sur le nucléaire ont fait l'objet de très peu de débat public au niveau national ou local. Les sondages d'opinion et les débats de la CNDP organisés plus récemment montrent ainsi une défiance d'une partie du public vis-à-vis de la filière non seulement au niveau des risques associés mais également sur la gouvernance des projets nucléaires (construction, sûreté d'exploitation, démantèlement, gestion des déchets) traduisant le sentiment d'une faible place laissée à la population pour s'exprimer[90]. La CNDP note également une méfiance importante des citoyens sur les données fournies par les membres de la filière[90]. Afin d'approfondir l'effort de transparence et de concertation, plusieurs mesures ont été mises en place depuis une vingtaine d'années. Chaque centrale met à disposition tous les mois un rapport complet sur les risques via la Commission locale d'information tandis que l'Autorité de sûreté nucléaire et l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire publient de nombreux rapports sur l'état des centrales et les rapports d'incident. Malgré ces dispositifs, de nombreuses parties prenantes affichent encore leurs doutes sur la qualité des informations et des données transmises dans ces différents rapports.

En matière de concertation et de gouvernance, les années 2000 ont aussi marqué le début de l'évolution de la gouvernance des projets avec le développement des débats publics sur les projets nucléaires que ce soit sur la question de la gestion

88. CNDP, 2019, compte rendu du débat public sur le plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, 200 pages
89. Thôrel, J. (2016), A Bure, les habitants et paysans refusent que leur territoire devienne une « grande poubelle nucléaire », Bastamag.
90. CNDP, 2018, Débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie, Bilan de la Présidente, 6 pages

des déchets radioactifs ou encore sur les projets de futurs réacteurs. Certaines parties prenantes regrettent encore toutefois, plus encore que pour d'autres moyens de production, des décisions parfois trop « descendantes » prises à l'échelon politique national. Dans les scénarios incluant une relance du nucléaire, le travail de transparence, d'information, de pédagogie et de concertation apparait donc comme un enjeu clé pour favoriser l'acceptabilité des nouveaux réacteurs. La localisation des nouveaux réacteurs représente également un enjeu de société important.

En dernier lieu, le débat sur le nucléaire est marqué par des visions divergentes sur les impacts environnementaux, économiques ou sociaux associés à cette technologie, en comparaison d'autres sources d'énergie bas-carbone. L'emploi est par exemple au cœur des débats sur l'avenir de la filière nucléaire dans la mesure où celle-ci participe au dynamisme de certains territoires et secteurs d'activité, avec des emplois qualifiés et non délocalisables pour l'essentiel. Certains considèrent à l'inverse que des solutions alternatives reposant par exemple sur les énergies renouvelables seraient également fortement créatrices d'emplois. Dans les scénarios de sortie du nucléaire, une attention particulière doit dans tous les cas être portée à la reconversion des salariés de la filière nucléaire[91].

De même, la perception des enjeux économiques et des coûts du nucléaire varient fortement d'une population à l'autre, certains considérant que le nucléaire est la garantie d'une électricité bas-carbone peu coûteuse tandis que d'autres mettent en avant (notamment par le nouveau nucléaire) le fait qu'il s'agit d'une source de production bien plus coûteuse que les énergies renouvelables les plus matures (éolien et photovoltaïque au sol). Sur ce sujet, les analyses présentées dans le chapitre 11 visent justement à expliciter les enjeux sur la comparaison économique des différents scénarios, en vue d'éclairer le débat public. Ces analyses conduisent à présenter des chiffrages en coûts complets annualisés du système électrique tout entier et intègrent une vision de l'ensemble des composantes de coût des différentes technologies sur toute leur durée de vie, en incluant de nombreuses analyses de sensibilité sur les projections de coûts (notamment une hypothèse dans laquelle les coûts de construction du nouveau nucléaire restent très élevés).

Enfin, le nucléaire est parfois perçu comme une technologie entraînant des impacts environnementaux négatifs importants. Cette technologie soulève des questions sur l'impact de l'exploitation des mines d'uranium dans différentes régions du monde ou encore sur la consommation d'eau nécessaire au refroidissement des centrales. Au passage, la dépendance de la production aux approvisionnements en uranium est présentée comme relativisant l'indépendance énergétique apportée par le nucléaire.

Finalement, le cadrage des scénarios de mix proposés dans les *Futurs énergétiques 2050* part du constat que le recours à la technologie nucléaire constitue un choix de société à part entière et doit être traité en tant que tel. C'est pourquoi les scénarios sont divisés en deux familles se distinguant par la décision de lancement ou non d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires. L'étude consiste ainsi à évaluer et à décrire les impacts des choix sur le nucléaire et les énergies renouvelables sur les plans technique, environnemental, économique et sociétal pour éclairer le débat public.

En outre, compte tenu du contexte politique et sociétal très particulier sur le nucléaire, les *Futurs énergétiques 2050* considèrent que les nouvelles installations nucléaires seront développées uniquement sur des sites existants.

91. Voir SFEN (2020), *Interview du maire de Fessenheim, défi d'une reconversion complexe*.

13.4 La flexibilité des usages électriques : des opportunités de flexibilisation accrues avec le développement de nouveaux usages électriques mais qui nécessiteront d'impliquer plus largement les consommateurs

En complément des transformations attendues sur les volets de la consommation et de la production énergétique, l'évolution du système électrique est marquée par un besoin de flexibilité accru, en lien avec la part croissante des énergies renouvelables variables dans le mix. Ce besoin de flexibilité peut être couvert en s'appuyant sur des moyens de stockage ou de production mais également via la modulation de la demande électrique associée à certains usages.

Cette flexibilité des usages électriques ne sera accessible à terme que si elle est bien acceptée par les consommateurs, notamment chez les particuliers. Elle suppose en effet certains changements de paradigmes dans les normes, habitudes et comportements de consommation : en cela, la flexibilité des usages revêt des enjeux sociétaux.

Ainsi, le thème de la flexibilité, souvent abordé sous l'angle très technique des *«smart grids»*, est faussement anodin. Plusieurs expressions, dans le cadre de la concertation, l'ont assimilé à une gestion déguisée de la pénurie. Ceci illustre bien la sensibilité de cette thématique et la raison pour laquelle elle est abordée au sein de ce chapitre sur les enjeux sociétaux. Il est ainsi importer de rappeler (i) que la consommation est déjà naturellement flexible pour certains de ses usages (par une exposition aux prix ou via des dispositifs techniques) et (ii) que le besoin de flexibilité ne doit pas être résumé à la question des énergies renouvelables, la France ayant été un pays pionnier dans le développement, dès les années 1970-1980, d'une tarification dynamique (heures pleines-heures creuses) et de la flexibilité de la demande, avec la recharge pilotée de la recharge des chauffe-eau (eau chaude sanitaire). Les leviers étudiés par la suite sont de ce type.

13.4.1 Le développement de la flexibilité de la demande est marqué par des dynamiques positives mais également des freins

Le développement de la flexibilité de la demande électrique concerne une multitude d'usages pouvant être effacés ou déplacés dans le temps. En particulier, les nouveaux usages de l'électricité pour le véhicule électrique, pour la production d'hydrogène ou encore pour de nouveaux procédés industriels constituent des gisements potentiellement importants de flexibilité de la demande.

Si, pour l'hydrogène ou les procédés industriels, le développement de leviers de modulation de la demande dépendra essentiellement de considérations économiques, la flexibilisation de certains usages dans le résidentiel (véhicule électrique, chauffage, eau chaude sanitaire, usages blancs…) sera largement influencée par l'acceptabilité et la volonté des consommateurs.

À long terme, le développement de la flexibilité de la demande dans le secteur résidentiel sera donc déterminé par des choix importants de comportements individuels et d'organisation de la société. Plusieurs freins et moteurs peuvent influencer ce développement dans un sens ou dans l'autre.

En premier lieu, le gisement de flexibilité de la consommation accessible à long terme sera largement dépendant de l'évolution des comportements individuels. L'accès à cette flexibilité repose donc sur des changements de pratiques de consommation importants.

D'un côté, ceux-ci peuvent être encouragés par l'arrivée de nouveaux usages électriques, plus facilement pilotables (comme la recharge des véhicules électriques), ainsi que par le déploiement de nouvelles technologies numériques facilitant la gestion de la flexibilité (compteurs communicants, domotique, etc.). De même, l'appropriation croissante par un large public des enjeux énergétiques et climatiques peut renforcer l'appétence de certains consommateurs pour la flexibilité des usages en vue de contribuer à l'insertion des énergies renouvelables.

De l'autre, les changements d'habitude peuvent se heurter à la perception que les individus ont de leur consommation[92] et à l'inertie des comportements. Pour certains, l'apprentissage d'éco-gestes représente un coût en termes de temps, de compétences et de charge mentale qu'ils ne sont pas toujours prêts à payer[93].

Par conséquent, renforcer la flexibilité des usages implique également une réflexion en matière de politiques publiques. L'inertie des comportements de consommation n'apparaît en effet pas comme une fatalité : le changement rapide de comportements dans la gestion des déchets avec la standardisation du tri sélectif, appuyé par une politique publique ambitieuse, en constitue un exemple[94].

Pour s'inscrire dans une logique de changements durables des normes et habitudes très ancrées, une large gamme d'instruments (informatifs, incitatifs et normatifs) est envisageable[95] :

- les leviers d'information, qui passent par exemple par une sensibilisation aux enjeux énergétiques, élargissent le champ de connaissances et de compétences et consolident le sentiment d'implication et de responsabilité individuelle ;
- les incitations, par exemple financières (aides ou signal-prix), permettent quant à elles d'offrir des conditions matérielles favorables au changement. Elles contribuent ainsi à porter

92. Desjeux, D., Berthier, C., Jarrafoux, S., Orhant, I., & Taponier, S. (1996). Les représentations de l'électricité : Perception et imaginaire. *In Anthropologie de l'électricité. Les objets électriques dans la vie quotidienne en France* (l'Harmattan).
93. Brisepierre Gaëtan. (2013). Analyse sociologique de la consommation d'énergie dans les bâtiments résidentiels et tertiaires Bilan et perspectives. *ADEME.*
94. Maresca, B., Picard, R., & Dujin, A. (2009). La consommation d'énergie dans l'habitat entre recherche de confort et impératif écologique. *CREDOC, Cahier de recherche, 264*. https://www.credoc.fr/download/pdf/Rech/C264.pdf
95. Rocci, A. (2018). « L'apport des SHS pour accompagner la transition vers les nouvelles mobilités ». In Les nouvelles mobilités à la lumière des sciences humaines et sociales (MSH Paris-Saclay Editions).

à la connaissance de l'individu certaines solutions de maîtrise de la consommation d'énergie et la valeur de ces solutions pour le système électrique.
- les normes, notamment pour les nouveaux équipements, permettent d'encadrer et d'orienter les pratiques[95] de manière à garantir le déploiement effectif de la flexibilité. On peut notamment citer l'installation de bornes de recharge flexibles pour les véhicules électriques dans certains secteurs, la fixation de normes spécifiques pour la gestion intelligente de la charge dans les nouveaux bâtiments, etc.

En second lieu, le développement de la flexibilité de la demande peut être contraint par les rythmes de vie. Par exemple, les usages électriques pour la cuisson ou le lavage (machine à laver, lave-vaisselle…) peuvent être rythmés par les horaires de présence au domicile[96] et la synchronisation ou le séquencement de certaines activités quotidiennes. Les contraintes organisationnelles des ménages sont rigides, tant spatialement que temporellement, et rendent l'acceptabilité de la flexibilité inégale selon les équipements. Ceci constitue ainsi un frein potentiel à la flexibilisation de certains usages même si des évolutions récentes de la structuration des activités (augmentation de l'amplitude horaire des ouvertures de magasins, développement du télétravail…) sont susceptibles de modifier en partie les rythmes de vie et donc la flexibilité accessible sur certains usages.

En troisième lieu, il ressort de nombreux travaux une volonté forte des individus de garder le contrôle sur leurs équipements. C'est pourquoi un effacement de certains équipements piloté par un tiers peut se heurter, d'une part, à cette volonté et d'autre part, à l'attachement à la vie privée et aux données personnelles. Ainsi, 20 % des Français seulement sont disposés à accepter un pilotage automatisé par un tiers de ses équipements[97]. Dans ce contexte, les perspectives de développement d'effacements manuels, activés à distance (par exemple via une application de smartphone) ou directement au niveau de la connexion électrique, ne doivent pas être négligées.

Enfin, de manière plus générale, les possibilités de déploiement de la flexibilité apparaissent déterminées par plusieurs facteurs, qui dépendent des catégories de population : facteurs démographiques (âge du consommateur et composition du ménage), facteurs socio-spatiaux (type d'habitat et taux d'accès à la propriété), facteurs socio-économiques (catégorie socio-professionnelle et normes sociales), facteurs politiques (prise de conscience des enjeux écologiques, diffusion des éco-gestes…), facteurs techniques et technologiques (développement de la domotique…).

96. Cass, Noel Flay & Shove, Elizabeth Anne. (2019). *Time, Practices and Energy Demand:Implications for flexibility*. https://eprints.lancs.ac.uk/id/eprint/130369
97. CREDOC (Juin 2018) Enquête «Conditions de vie et Aspirations»

13.4.2 Le développement de la flexibilité des usages électriques pourra passer par différentes solutions, alliant leviers technologiques et évolution des modes de vie et des pratiques de consommation

De la même manière que pour les autres transformations sociétales décrites dans ce chapitre, l'essor de la flexibilité des usages électriques pose la question des modalités de son déploiement.

D'une part, la flexibilité de la demande électrique peut se traduire par des dispositifs très différents, qui engagent plus ou moins le consommateur. Elle peut en effet passer par des dispositifs automatiques de pilotage de la recharge, déclenchés soit par des agrégateurs spécialisés, soit par un signal tarifaire. Elle peut également correspondre à des actions manuelles réalisées directement par l'utilisateur (par exemple, un utilisateur de véhicule électrique qui ne brancherait son véhicule que lors des week-ends, pendant lesquels la consommation est généralement moins importante). Le recours aux fonctionnalités des compteurs communicants ou de la grande variété d'applications de domotique peuvent également faciliter l'accès à la flexibilité de la demande, avec des possibilités d'activation simplifiées mais qui restent à la main du consommateur final.

Selon les modalités envisagées pour le pilotage de la demande, l'acceptabilité de telles fonctionnalités peut varier fortement. S'il est souvent indiqué que l'avenir de la flexibilité réside dans l'intermédiation d'un tiers pour « décharger » l'usager final de la nécessité de procéder à des arbitrages en temps réel, certaines enquêtes montrent aujourd'hui que peu de ménages sont disposés à accepter un pilotage automatisé par un tiers[98]. La flexibilité « manuelle » constitue ainsi un levier à ne pas négliger pour assurer un essor significatif de la flexibilité de la consommation électrique à terme.

D'autre part, le développement de la flexibilité de la demande peut être déterminé par des leviers d'action publique de différentes natures : mesures d'accompagnement, normes pour les nouveaux appareils, incitation économique, information et pédagogie sur les enjeux environnementaux, etc.

98. CREDOC (Juin 2018) Enquête « Conditions de vie et Aspirations »

13.4.3 Les principaux gisements de flexibilité de la demande considérés dans les *Futurs énergétiques 2050* se situent sur les usages aisément pilotables comme la recharge des véhicules électriques ou le chauffage, avec des hypothèses relativement prudentes

Dans tous les scénarios considérés dans l'étude, la flexibilité de la demande électrique est supposée croître de manière significative, notamment en s'appuyant sur les nouveaux usages les plus flexibles comme la recharge des véhicules électriques. Les hypothèses présentées au chapitre 7 et en annexe permettent ainsi d'illustrer les gisements attendus.

Pour autant, compte tenu des implications de cette flexibilisation pour les consommateurs et de l'absence de recul sur de nombreux usages (par exemple les véhicules électriques) et les modes d'organisation concrets de cette flexibilité, de nombreuses incertitudes existent sur le développement effectif qui pourrait être atteint. L'analyse comparative des hypothèses considérées dans de nombreuses études, présentée en partie 7.3.2, permet d'illustrer cette disparité. **RTE a retenu une configuration dite « prudente » comme configuration de référence, qui correspond au second niveau possible sur une échelle de quatre pour la flexibilité de la demande.** Ceci permet de prendre en compte les nouveaux usages sans présumer de leur efficacité en matière de révolution des usages.

Dans le détail, la flexibilité de la demande représente une capacité (exprimée en puissance moyenne effaçable) pouvant varier entre 9 et 44 GW selon les configurations contrastées considérées par RTE. Cette capacité est significative à l'échelle des autres moyens de flexibilité mobilisés : à titre d'exemple, les batteries représentent entre 1 et 40 GW dans les différents scénarios, soit des ordres de grandeur comparables. Les principaux gisements de flexibilité identifiés portent sur la recharge des véhicules électriques, la production d'hydrogène par électrolyse, la production d'eau chaude sanitaire et l'effacement de certains process industriels.

En particulier, la flexibilité liée à la recharge des véhicules électriques (pilotage de la recharge et *vehicle-to-grid)*, qui représente un potentiel très important s'élevant à plusieurs dizaines de gigawatts, a fait l'objet de nombreux débats dans le cadre de la concertation. Celle-ci peut se décliner selon différentes modalités, allant du pilotage tarifaire de la recharge (qui peut être transparente pour l'utilisateur comme dans le cas des ballons d'eau chaude asservis au signal heures pleines/heures creuses aujourd'hui). Accéder à cette flexibilité requiert que les utilisateurs acceptent que leurs véhicules électriques se rechargent au meilleur moment pour le système électrique, voire, dans le cas du *vehicle-to-grid*, qu'ils acceptent que leurs batteries soient ponctuellement partiellement vidées pour contribuer à l'équilibre du système électrique. Au-delà des inquiétudes sur le fait de manquer d'électricité pour les trajets futurs, un tel pilotage de la recharge suscite parfois un point de vigilance quant à son impact sur la durée de vie des batteries.

Au vu du développement encore limité du véhicule électrique en France et en Europe, les habitudes de recharge des utilisateurs et leurs évolutions à long terme restent encore incertaines. D'après une étude du CREDOC, 65 % des Français déclarent préférer recharger le véhicule électrique au moment où l'électricité est la moins chère. Ainsi, un signal tarifaire pourrait avoir des effets positifs sur le report de la recharge. En revanche, 56 % des sondés se disent réticents à un pilotage automatisé de la recharge. Enfin, parmi les 30 % d'individus acceptant un pilotage automatisé, 23 % ne veulent pas que la batterie soit déchargée à distance, ce qui est une contrainte au *vehicle-to-grid*[99].

De manière générale, dans le cadre de la consultation publique, plusieurs acteurs ont invité RTE à retenir des hypothèses prudentes sur les possibilités de flexibilité des usages électriques, notamment

99. CREDOC, Enquête « Conditions de vie et Aspirations », juin 2019

s'agissant du développement du *vehicle-to-grid*, ceci afin de ne pas faire reposer l'équilibre du système électrique à long terme sur des évolutions fortes des pratiques de consommation et des technologies.

Concernant les autres usages domestiques, le chauffage résidentiel constitue également un potentiel de flexibilité significatif, d'autant plus dans un contexte d'électrification progressive du chauffage dans le résidentiel et le tertiaire. L'effacement du chauffage est néanmoins caractérisé par des effets de report et/ou par une possible dégradation du confort qui peuvent limiter la puissance effectivement effaçable en moyenne. Ces caractéristiques peuvent en outre limiter l'adhésion des consommateurs à terme. Pour ces raisons, RTE n'a pas retenu de développement significatif de cette flexibilité dans la configuration de référence.

Enfin, l'eau chaude sanitaire, qui est depuis longtemps pilotée en France via un asservissement de la plupart des chauffe-eau au signal tarifaire heures pleines/heures creuses, représente un levier de flexibilité significatif à pérenniser.

Figure 13.10 Hypothèses de flexibilité sur les différents usages, dans les quatre configurations étudiées. Les pourcentages indiquent la part pilotée des usages considérés[100,101]

Flexibilité qui dépend de l'acceptabilité des consommateurs particuliers

- → +

	Mode de pilotage	Situation actuelle (estimation)	Configurations considérées pour 2050			
			Configuration «flexibilité très basse»	Configuration «flexibilité prudente» (= référence)	Configuration «flexibilité médiane»	Configuration «flexibilité haute»
Mobilité électrique	Pilotage tarifaire statique	~40 % des recharges au domicile	29 %	22 %	20 %	11 %
	Pilotage dynamique	0 %	0 %	23 %	40 %	57 %
	Vehicle-to-grid	0 %	0 %	2 %	6 %	20 %
Eau chaude sanitaire	Pilotage tarifaire statique	~75 %	50 %	60 %	75 %	90 %
Chauffage	Effacements longs avec alternative de chauffage (y.c. PAC hybrides)	~2 %	0 %	4 %	4 %	7 %
	Effacements courts (1 heure) sans alternative de chauffage, avec report	~0 %	0 %	0 %	8 %	25 %
Climatisation	Effacements courts (1 heure) avec report	0 %	0 %	0 %	8 %	25 %
Usages blancs	Effacements ponctuels	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Process industriels	Effacements ponctuels	18 %	11 %	19 %	26 %	35 %
Usages tertiaire	Effacements ponctuels	~1 %	1 %	2 %	3 %	4 %
Electrolyse	Fonctionnement en période de prix faibles (marginalité EnR ou nucléaire)	quasi inexistant	0 %	86 %	86 %	100 %
	Electrolyseurs fonctionnant en bande, effaçables ponctuellement		50 %	14 %	14 %	0 %

100. En pratique, il s'agit de la puissance moyenne effaçable/modulable divisée par la puissance moyenne du soutirage de l'usage considérée.
101. Les hypothèses retenues sur la flexibilité de la consommation dans la configuration de référence et les configurations alternatives considérées sont détaillées dans les annexes.

13.4.4 Des approfondissements seront nécessaires pour consolider les projections sur les gisements atteignables de flexibilité de la demande et les choix de société sous-jacents

L'évolution à long terme des potentiels de flexibilité de la demande électrique dépendra d'un grand nombre de facteurs, qui doivent faire l'objet d'un suivi dans le temps.

L'observation du développement des nouveaux usages comme le véhicule électrique et l'hydrogène et le retour d'expérience sur les possibilités effectives de flexibilisation de la demande sera en particulier clé pour consolider les projections sur l'évolution de la flexibilité de la consommation à long terme. Ce retour d'expérience pourra s'appuyer sur des démonstrateurs ou encore sur l'étude de panels d'utilisateurs.

Enfin, **l'accessibilité des gisements de flexibilité de la demande devient fondamentalement imbriquée avec la problématique de la sécurité d'approvisionnement en électricité.** En effet, les possibilités de flexibilisation de la demande électrique dépendent de la valeur que les utilisateurs accordent à leur approvisionnement en électricité pour alimenter certains usages. À ce sujet, des travaux seront menés par RTE sur l'évolution du critère de sécurité d'approvisionnement électrique pour mieux prendre en compte les possibilités de flexibilité accrue des usages électriques.

14

L'ANALYSE DES DYNAMIQUES D'ÉVOLUTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

14

L'ANALYSE DES DYNAMIQUES D'ÉVOLUTION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

14.1 La description des scénarios porte sur l'ensemble de la trajectoire et non uniquement sur la cible en 2050

14.1.1 Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* sont problématisés autour des grandes questions qui structurent aujourd'hui le débat et doivent faire l'objet de décisions à brève échéance

Le travail mené dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* et restitué dans le présent rapport a consisté à analyser différentes options pour atteindre la neutralité carbone en 2050.

Les options présentent des points communs (baisse de la consommation d'énergie, augmentation de la part de l'électricité, recours aux énergies renouvelables) mais également des différences importantes en ce qui concerne le rythme d'évolution de la consommation et sa répartition par usage, le développement de l'industrie, l'avenir du nucléaire, le rôle de l'hydrogène, l'évolution des modes de vie, etc. Les *Futurs énergétiques 2050* répondent ainsi au besoin de documenter ces options en décrivant les évolutions du système électrique sur le plan technique, en chiffrant les coûts associés, en détaillant les conséquences environnementales au sens large et en explicitant les implications en matière de modes de vie.

L'étude met l'accent sur le caractère structurant des décisions à prendre pour concevoir la nouvelle stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC). Celle-ci sera cadrée par une loi de programmation en 2023 et précisée par des textes réglementaires (PPE, SNBC) à réviser d'ici 2024. Les décisions dont il est question portent sur les principaux paramètres de l'approvisionnement énergétique de la France : prévision des besoins énergétiques du pays par secteur et type d'énergie, planification du développement des infrastructures énergétiques (production et réseau), avenir du parc nucléaire de deuxième génération, dont 12 réacteurs doivent faire l'objet d'une fermeture entre 2025 et 2035 selon la PPE adoptée en 2020, potentielle relance du nucléaire via la construction de nouveaux réacteurs, accélération du déploiement des énergies renouvelables, et plus généralement sortie des énergies fossiles. Ces choix doivent être réalisés dans un intervalle de temps très restreint en raison de l'urgence à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

L'intérêt et la forte participation des parties prenantes à la concertation organisée par RTE sur les *Futurs énergétiques 2050* découlent précisément de l'importance de ces choix, du besoin de les documenter avant de les trancher dans le cadre des échéances électorales à venir et du vote de la loi de programme.

L'articulation des travaux autour de grands scénarios décrivant des logiques définies *a priori* correspond à ce besoin. Ainsi, les scénarios ne sont pas calés par rapport à un optimum technique ou économique, mais par référence aux différentes aspirations identifiées dans le cadre de la concertation :

- sur le volet production : avec ou sans nouveau nucléaire, en considérant une trajectoire plus ou moins rapide de fermeture des réacteurs actuels, selon des mix renouvelables et des logiques différentes ;

- sur le volet consommation : dans le cadre de référence fixé par la SNBC ou en rupture via le développement de la sobriété ou la réindustrialisation profonde, avec plus ou moins d'hydrogène, via une accélération des transferts d'usages plus ou moins marquée à court terme…

Ce travail permet de disposer de trois scénarios de demande et des six scénarios de mix intégralement simulés, soit 18 configurations complètes. Ces «scénarios de base» sont complétés par l'ensemble des variantes portant sur la consommation («accélération 2030», «hydrogène +», «électrification +/-», «efficacité énergétique -»), les coûts, etc. Certaines de ces variantes, comme «hydrogène +» ou «mondialisation contrariée», feront l'objet de travaux spécifiques dans le prolongement de l'étude.

14.1.2 Les scénarios ne constituent pas l'unique grille d'analyse du rapport, qui comprend des analyses détaillées « par paramètre clé » ou « par temporalité »

L'approche par scénario ne doit pas masquer le fait que les décisions prises prochainement ne conduiront pas à figer, pour les trente prochaines années, les trajectoires de transition énergétique. Une vision « dynamique » des enjeux de la transition est donc également nécessaire.

Tout d'abord, il est nécessaire de disposer d'une représentation temporelle pour prendre en compte les différents objectifs climatiques en fonction des échéances et pour matérialiser les points d'inflexion sur les trajectoires de consommation énergétique et de développement des moyens de production et de flexibilité électriques. Toutes les options étudiées dans les *Futurs énergétiques 2050* ne sont ainsi pas équivalentes par rapport à l'enjeu d'une accélération de la décarbonation à l'horizon 2030.

Les résultats présentés ont été largement articulés autour d'échéances de long terme – à l'horizon de la neutralité carbone (2050) ou au terme du renouvellement complet du parc nucléaire de deuxième génération (2060). Or, les engagements climatiques de la France ne se restreignent pas à 2050 et prévoient notamment une baisse très rapide pour s'accorder avec le nouvel objectif de -55 % sur les émissions nettes d'ici 2030 fixé au niveau européen dans le cadre du Pacte vert *(Green Deal)*. Cet objectif est au moins aussi structurant que celui de 2050, dans la mesure où il implique un changement de trajectoire très marqué et donc une rupture avec la tendance historique avec des exigences de résultats à court terme. Cet objectif pourrait se retrouver d'ores et déjà hors de portée si des inflexions ne se manifestent pas très rapidement dans les courbes de production et de consommation.

Deuxièmement, le travail sur les scénarios ne doit pas enfermer le débat dans des visions trop manichéennes des avenirs possibles.

En effet, les scénarios représentent, par essence, une vision simplifiée des évolutions du secteur : la politique énergétique ne se résume pas dans le choix d'un scénario puis en sa déclinaison, même si elle peut s'en inspirer dans son orientation générale. Au contraire, elle est le fruit de multiples décisions prises par les entreprises et les particuliers, dans un cadre fixé par les pouvoirs publics à différent niveaux. Les choix de politique énergétique sont donc régulièrement réactualisés et réinterrogés. Le travail réalisé par RTE, en ne procédant pas à des appariements entre certains scénarios de consommation et certains scénarios de production fixés *a priori*, permet de mettre plus d'options sur la table.

Enfin, la conjoncture internationale joue un rôle important, qui peut favoriser ou au contraire rendre plus difficiles certaines options de transition énergétique.

Les choix qui attendent la France vont ainsi devoir être réalisés dans un contexte international qui n'est en rien comparable à celui qui prévalait au début des travaux sur les *Futurs énergétiques 2050*. Outre la crise sanitaire et ses conséquences, la crise énergétique qui sévit en Europe depuis le second semestre 2021 trouve son origine à la fois dans des phénomènes structurels tels que la dépendance aux énergies fossiles ou le fonctionnement du système électrique européen interconnecté, déjà décrits et problématisés dans l'étude, mais également dans des évènements conjoncturels tels que l'augmentation sans précédent du prix du gaz fossile. Dans une telle situation, l'investissement dans les solutions de transition énergétique est à la fois plus rentable (puisque les énergies fossiles sont plus chères) et plus compliqué à enclencher (puisque le coût de l'énergie renforce la part des dépenses contraintes dans le budget des entreprises et des ménages au détriment de leurs capacités de financement).

Ces différents éléments conduisent à mettre en perspective, dans ce dernier chapitre des *Futurs énergétiques 2050,* les conclusions du rapport au regard de différents échéances temporelles.

Cette présentation complémentaire des résultats vise (i) à analyser les indicateurs des différents scénarios selon un prisme temporel plus riche, (ii) à faire émerger les principaux choix et jalons décisionnels à respecter pour atteindre les objectifs climatiques, et (iii) à préciser comment s'ouvrent ou se ferment les options envisageables selon les échéances temporelles et selon les différents scénarios.

14.2 La situation actuelle : un système électrique décarboné, mais dont les marges ont été progressivement réduites au cours des vingt dernières années

14.2.1 Malgré le développement des énergies renouvelables, la France produit actuellement autant d'électricité bas-carbone qu'il y a vingt ans

Au cours des vingt dernières années, le système électrique a évolué mais certaines de ses caractéristiques principales ont perduré (forte part du nucléaire dans la production d'électricité, sans équivalent à l'échelle planétaire, importance de l'hydraulique, faible développement des unités fonctionnant aux combustibles fossiles) et ont contribué à faire de la production d'électricité en France l'une des plus décarbonées au monde. Cette performance climatique ne trouve d'équivalent à l'échelle mondiale que dans les pays ou grandes régions abondamment pourvues de ressources hydrauliques et capables d'alimenter la quasi-totalité de leur consommation d'électricité par ce moyen (Québec, Norvège) ou ayant fait le choix d'un mix nucléaire/hydraulique (Suède, Finlande, Suisse).

Cependant, la situation d'exploitation de ce système a, pour sa part, radicalement évolué.

Au début des années 2000, le système électrique hérité du monopole intégré – organisation légale du secteur de l'électricité en France avant l'ouverture à la concurrence et la mise en œuvre du marché unique de l'énergie en Europe – était caractérisé par un mix de production d'électricité fondé sur un parc nucléaire achevé (avec la mise en service des deux réacteurs de Civaux en 2000 et 2001) et récent, l'essentiel des réacteurs alors en service ayant été construits dans les années 1980. La production de ce parc était largement supérieure à celle d'aujourd'hui.

La production d'électricité en France était excédentaire par rapport aux besoins nationaux et le système électrique d'alors était très fortement exportateur : le record du solde exportateur français a été atteint en 2002 avec 76 TWh de solde net, alors même que les interconnexions transfrontalières étaient beaucoup moins développées qu'aujourd'hui.

Cette situation s'explique *a posteriori* par le ralentissement de la croissance de la demande d'électricité au cours des années 1990, sous l'effet de la tertiarisation de l'économie, de progrès importants en matière d'efficacité énergétique et d'un essoufflement des transferts d'usage vers l'électricité (plus importants dans les années 1980, notamment dans le secteur résidentiel). La consommation intérieure d'électricité effectivement atteinte en l'an 2000 (449 TWh corrigée des variations météorologiques) était inférieure aux hypothèses considérées une vingtaine d'années plus tôt lors du lancement du programme électronucléaire français.

Trois évolutions marquantes ont caractérisé la production d'électricité en France au cours de ces vingt années.

D'une part, la production nucléaire a beaucoup diminué, et ce avant même la fermeture de la centrale de Fessenheim ou la crise sanitaire. Au cours de la période 2015-2019, la production nucléaire moyenne était de 390 TWh contre 420 TWh entre 2001 et 2005. La disponibilité moyenne du parc nucléaire au cours du mois de janvier des cinq dernières années s'est élevée à 53 GW, contre 59 GW au début des années 2000. Dans l'ensemble, à parc nucléaire inchangé, un recul de 3 TWh par an a été constaté en une quinzaine d'années, ce qui revient à un rythme équivalent de fermeture d'un réacteur nucléaire de 900 MW tous les deux ans. **Cette baisse de la production nucléaire n'est pas liée à la croissance des énergies renouvelables (les périodes de modulation du nucléaire pour cause d'absence de débouchés existent mais restent très rares) : elle s'explique par la baisse de la disponibilité du parc nucléaire du fait de maintenances en moyenne plus longues.**

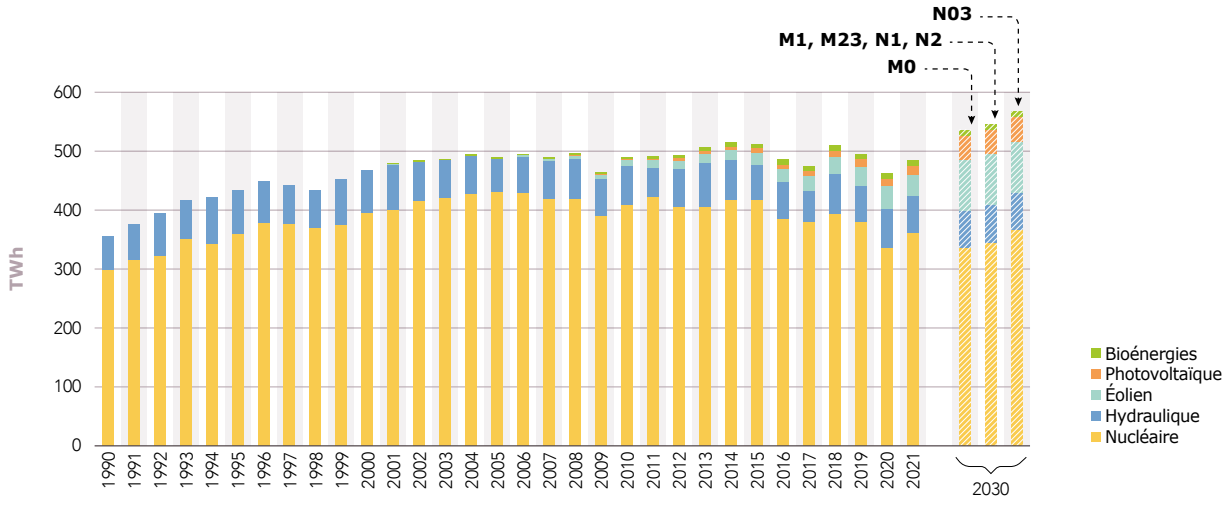
En second lieu, la production d'origine renouvelable a crû, même si dans des proportions moindres que dans d'autres pays européens. La production cumulée et normalisée de l'éolien et du solaire a atteint environ 50 TWh en 2021, alors qu'elle était nulle en 2000. Dans le même temps, la production hydraulique s'est stabilisée, voire a légèrement baissé et est désormais caractérisée par une variabilité forte d'une année sur l'autre.

Enfin, la production d'électricité d'origine fossile s'est transformée, avec la fermeture des grandes installations au fioul (effective en 2018) et celle en voie d'achèvement des centrales au charbon (qui ne produisent plus que quelques térawattheures par an, contre une vingtaine quelques années plus tôt) compensée en partie par le développement de centrales à cycle combiné au gaz. Ces dernières sont émettrices de gaz à effet de serre *(voir chapitre 12)* mais moins que des centrales au charbon ou au fioul et bénéficient d'un rendement énergétique élevé, bien supérieur à celui d'une centrale thermique classique.

Le bilan de ces évolutions conduit à mettre en avant deux conclusions importantes :

- d'une part, **du fait de la forte réduction de la production nucléaire, la France produit aujourd'hui autant d'électricité bas-carbone qu'il y a vingt ans : les renouvelables ont essentiellement compensé, en énergie, la baisse de la production nucléaire ;**
- d'autre part, **le parc de production fossile est aujourd'hui plus récent que le parc bas-carbone en France :** il s'agit d'une spécificité française, qui joue un rôle important pour apprécier l'effet sur les émissions de CO_2 de la dynamique de remplacement des installations en lien avec leur durée de vie.

Figure 14.1 Volumes de production électrique décarbonée disponibles entre 1990 et 2021, et en 2030 dans les différents scénarios



14.2.2 La consommation d'électricité a augmenté au cours de la première décennie des années 2000, avant de se stabiliser

Entre 2000 et 2019, la consommation électrique intérieure française est passée de 449 TWh à 476 TWh. La croissance de la consommation a eu lieu essentiellement durant la première partie de la période, avec un décroché lors de la crise financière de 2008, puis plus récemment lors de la crise sanitaire du Covid-19.

Cette évolution de la consommation s'est également traduite, au cours des années 2000, par une augmentation de la pointe de consommation, dans des proportions plus importantes que l'augmentation de la consommation d'électricité à l'échelle annuelle. La forte volatilité de la pointe liée aux aléas de température est apparue à la fin des années 1970 avec le développement du chauffage électrique : lors d'une vague de froid intense, les besoins de chauffage peuvent être plus importants et contribuer à une augmentation significative de la puissance appelée. Au début des années 2010, l'évolution des pointes de consommation du système électrique est ainsi devenue une source de vigilance, avec notamment une consommation de plus de 102 GW enregistrée lors de la vague de froid de février 2012.

Sous l'effet des réglementations thermiques et de la modernisation des équipement de chauffage, les pointes de consommation ne croissent plus : même si la part du chauffage électrique a continué à progresser en France, la sensibilité de la pointe de consommation à la température apparaît aujourd'hui stabilisée depuis une dizaine d'années.

14.2.3 La sécurité d'approvisionnement est progressivement devenue un sujet de vigilance et restreint désormais les options possibles sur l'évolution du mix

La sécurité d'approvisionnement ne constituait pas une préoccupation en tant que telle au début des années 2000. En France comme dans d'autres pays, elle est devenue un élément central des discussions sur le mix électrique dès lors que celles-ci ont revêtu une dimension plus politique, notamment sur la question du nucléaire pour le cas de la France, et que la perspective d'une transition rapide du système électrique européen s'est précisée.

La perspective de fermeture d'une partie des réacteurs existants s'ajoutant au mouvement déjà engagé de fermeture des centrales thermiques fossiles (fioul et charbon) a ainsi conduit, depuis plusieurs années, à préciser le diagnostic tout en faisant apparaître un certain nombre de points de vigilance. La cohérence temporelle des décisions sur la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires, la fermeture des centrales thermiques, le développement des énergies renouvelables et la consommation d'électricité a notamment été étudiée en détail dans l'édition 2017 du Bilan prévisionnel de RTE (novembre 2017), première analyse de ce type à intervenir après la publication de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) :

- S'agissant de la période 2017-2022, le Bilan prévisionnel 2017 montrait déjà qu'il était possible de fermer les dernières centrales au charbon ou les premiers réacteurs nucléaires atteignant la durée d'exploitation de 40 ans dans le respect du critère règlementaire, mais pas de réaliser ces deux actions manière simultanée. En outre, il indiquait que l'activation de l'une ou l'autre de ces décisions conduirait à réduire les marges et à se rapprocher du critère règlementaire des trois heures et restait soumise à de multiples conditions ;
- S'agissant de la période 2025-2035, il présentait différents scénarios soulevant la question de l'adéquation entre le développement des énergies renouvelables prévu par la LTECV et les perspectives de fermetures de réacteurs nucléaires. L'objectif de réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité a par la suite été fixé à 2035 dans la loi énergie-climat de 2019.

La sécurité d'approvisionnement a été réévaluée ensuite de manière régulière par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel, en prenant en compte les décisions de politique publique les plus récentes, mais également la réalité industrielle de l'évolution du parc de production.

Ces études successives ont mis en lumière une réduction progressive des marges du système électrique, précisé dans quelles conditions les centrales au charbon pouvaient être fermées, détaillé les conséquences de la fermeture de la centrale de Fessenheim en fonction de la date de mise en service de l'EPR de Flamanville, et souligné l'importance d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et des actions de maîtrise de la demande en énergie.

La période de forte vigilance sur la sécurité d'approvisionnement à partir de la période 2021-2022 a été précisée dans l'édition 2019 du Bilan prévisionnel sur la base d'un jeu d'hypothèses centrales correspondant aux configurations dégradées des éditions précédentes devenues crédibles entre temps. Ces hypothèses intègrent notamment les retards de mise en service de plusieurs moyens de production conduisant à la résorption des surcapacités historiquement présentes dans le système électrique français et avec elles, des marges.

En 2020, la crise sanitaire de la Covid-19 a profondément touché le système électrique. Durant le premier confinement, le planning des travaux de maintenance des réacteurs nucléaires a été chamboulé, alors que s'ouvrait une séquence déjà identifiée par RTE comme particulièrement dense en raison du calendrier des travaux du grand carénage. Ces bouleversements ont conduit l'exploitant à déclarer des baisses d'objectifs de production annuelle et de disponibilité durant les périodes hivernales. Dans ce contexte, le Bilan prévisionnel 2021 de RTE a placé les trois hivers suivant le début de la crise sanitaire sous vigilance particulière.

Enfin, mi-décembre 2021, la détection d'anomalies à proximité des soudures dans le circuit d'injection de sécurité a conduit à mettre à l'arrêt ou

à prolonger les arrêts en cours de certains réacteurs. La suite des expertises sur le reste du parc, qui sera mise en œuvre par EDF sous le contrôle de l'ASN, est susceptible d'entraîner des conséquences en matière de sécurité d'approvisionnement électrique au-delà de l'hiver 2021-2022 ; ces conséquences ne sont pas à ce jour entièrement connues.

Dès lors, il apparaît que, depuis 2017, les trajectoires de développement des énergies renouvelables ont été systématiquement revues à la baisse. C'est le cas également de la production nucléaire, à la fois concernant la performance du parc actuel qui s'est considérablement dégradée et l'installation de l'EPR de Flamanville qui accuse de nombreux retards. Dans le même temps, et conformément aux objectifs publics, de nombreuses installations ont été mises à l'arrêt (la centrale nucléaire de Fessenheim, deux centrales au charbon, deux centrales au fioul).

Pour autant, les décisions de fermeture des installations les plus émettrices de gaz à effet de serre ont permis d'améliorer la performance climatique du système électrique. Les émissions de gaz à effet de serre du système électrique n'ont ainsi jamais été aussi faibles, et sont passées de 34 Mt en 2010 à 19 Mt en 2019.

14.3 Dans les années qui viennent, la stratégie de transition devra être menée dans un contexte en évolution, qui comprend plusieurs incertitudes importantes

14.3.1 La consommation d'électricité est attendue à la hausse d'ici 2030, mais avec une incertitude sur l'ampleur de l'inflexion et son horizon de matérialisation

Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* prévoient un infléchissement à la hausse de la consommation d'électricité au cours de la décennie 2020 en raison d'une accélération de l'électrification (notamment dans les transports, le bâtiment et l'industrie) pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Dans le scénario de référence, qui correspond aux orientations publiques à date (objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % en 2030) complétées des politiques sectorielles adoptées depuis (France relance, France 2030, stratégie hydrogène, loi climat et résilience, réglementation sur le bâtiment, etc.), l'augmentation est de 33 TWh à l'horizon 2030 par rapport au niveau de 2019.

Il s'agit d'une inflexion par rapport à la tendance des dernières années. Malgré la légère croissance du poids de l'électricité dans la consommation finale d'énergie (passant de 24 % en 2005 à 26 % en 2010 et 27 % en 2019), la consommation d'électricité est en effet entrée depuis une dizaine d'années dans une phase de stabilité, après plusieurs décennies de croissance. Comme exposé au chapitre 3, cette stabilité apparente résulte de la compensation de deux effets opposés : l'un baissier lié à l'efficacité énergétique et aux évolutions structurelles de l'activité économique (tertiarisation notamment), l'autre haussier résultant de la croissance démographique et d'une électrification tendancielle.

Il existe une incertitude sur le calendrier précis de matérialisation de cette inflexion attendue à la hausse :

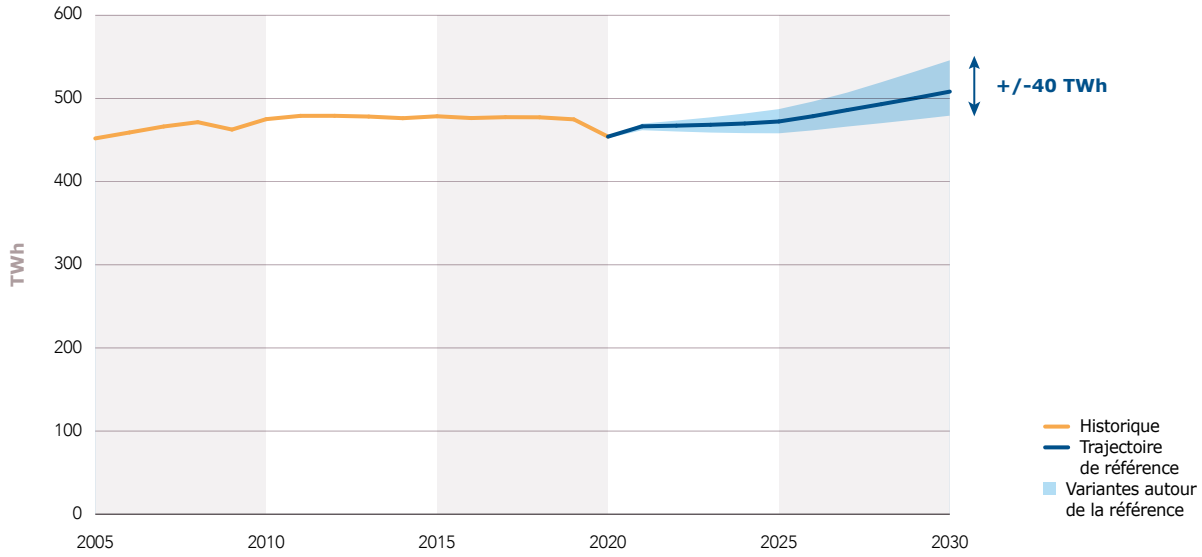
- dans la configuration de référence, elle doit intervenir de manière graduelle d'ici 2025 puis s'accélérer ensuite ;
- dans le scénario *sobriété*, les effets sont beaucoup plus diffus et progressifs ;
- dans le scénario *réindustrialisation profonde* ou la variante *accélération 2030*, l'inflexion est beaucoup plus marquée notamment dans le secteur des transports : elle conduit à une augmentation de 60 à 70 TWh en 2030 par rapport au niveau de 2019.

Si une accélération de l'électrification, en complément d'autres mesures, apparaît incontournable pour atteindre l'objectif de 55 % de réduction des émissions nettes de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, sa concrétisation dépendra de la capacité de la France à accélérer ces transformations (évolution des parts de marché des véhicules électriques, de la place de l'électricité dans les constructions neuves et le parc existant, etc.).

Dans le même temps, une moindre diffusion de l'efficacité énergétique pourrait conduire à une consommation supplémentaire d'électricité de l'ordre de 20 TWh à l'horizon 2030, tandis que les effets de la sobriété peuvent entraîner une diminution de l'ordre de 30 TWh toutes choses étant égales par ailleurs.

Il existe donc une incertitude totale d'environ +/-40 TWh autour du scénario de référence à l'horizon 2030, d'autant plus forte que l'inflexion à la hausse n'a pas encore été observée. Une telle incertitude est significative au périmètre des évolutions étudiées dans les *Futurs énergétiques 2050*.

Figure 14.2 Cône de variation des différentes trajectoires de consommation des *Futurs énergétiques 2050*



14.3.2 L'accélération du rythme de déploiement des énergies renouvelables doit encore être confirmée et amplifiée

Tous les scénarios présentés dans les *Futurs énergétiques 2050* reposent sur une accélération du rythme d'installation des énergies renouvelables, notamment de l'éolien en mer et du solaire photovoltaïque. Il s'agit d'un défi industriel et sociétal considérable.

Cette inflexion doit intervenir dès que possible, le respect des trajectoires de la PPE étant indispensable à l'atteinte des objectifs à 2030.

Ceci nécessite une rupture par rapport aux trajectoires actuelles de développement des énergies renouvelables, qui demeurent à ce jour en deçà des objectifs. Des signaux encourageants sont apparus récemment – l'année 2021 a été marquée par une progression sans précédent du nombre d'installations photovoltaïques raccordées, et les premiers parcs éoliens en mer entreront en service à compter de 2022 – mais sans atteindre les rythmes fixés par la PPE. Les raisons associées à ce retard ne sont pas d'ordre économique ou financier, la France ayant mis en place les dispositifs de soutien nécessaires à l'atteinte des objectifs (appels d'offres, guichets ouverts pour les petites installations). Les échanges en concertation ont davantage mis en évidence l'effet des procédures administratives nécessaires au déploiement des projets et les délais d'instruction. Des travaux ont été récemment lancés par l'État pour rationaliser les procédures et accélérer le raccordement des énergies renouvelables.

Dans l'hypothèse où les rythmes de développement des énergies renouvelables ne s'accéléreraient pas par rapport à la tendance des années passées, ceci conduirait à un écart significatif par rapport à la trajectoire de référence à l'horizon 2030, qui concernerait l'ensemble des filières renouvelables.

L'incertitude potentielle porte sur une production d'environ 70 TWh (qui résulte d'une comparaison entre une configuration d'atteinte des objectifs médians de la PPE à l'horizon 2030 et une configuration prudente sans inflexion du rythme historique des filières photovoltaïque et éolienne terrestre et un retard de cinq ans sur le développement de l'éolien en mer).

14.3.3 Le niveau de production effective du parc nucléaire de deuxième génération soulève des incertitudes à court et moyen terme

Des incertitudes de deux types pèsent aujourd'hui sur le parc nucléaire en France : le facteur de charge et la taille du parc installé.

La première incertitude porte ainsi sur *la production effective des réacteurs en service*. Comme présenté ci-dessus, cette production a sensiblement diminué au cours des dernières années : alors qu'elle a pu atteindre 430 TWh en 2005, elle s'était stabilisée aux alentours de 380 TWh avant la crise sanitaire, avant de diminuer à nouveau.

Trois facteurs expliquent, à ce jour, cette diminution tendancielle de la production nucléaire en France :

- d'une part, le parc nucléaire fait actuellement l'objet de travaux de grande ampleur dans le cadre du grand carénage *(voir partie 4.2.3.2)*. Le programme, qui atteint son pic d'activité au début des années 2020, concentre un grand nombre de quatrièmes visites décennales pour les réacteurs du palier 900 MW, mais également des changements de grands composants sur les autres réacteurs en lien avec le renforcement des dispositifs de sûreté dans le cadre du retour d'expérience post-Fukushima ;
- d'autre part, le calendrier de maintenance des réacteurs a été durablement chamboulé par la crise sanitaire, conduisant à des adaptations de plannings impliquant des économies de combustibles dans le but de maximiser la disponibilité des réacteurs pendant les périodes hivernales ;
- enfin, la détection de défauts à proximité des soudures dans le circuit d'injection de sécurité des réacteurs du palier N4 et du réacteur de Penly 1, a conduit à la mise à l'arrêt préventive de ces réacteurs et à la mise en œuvre par EDF d'une stratégie de contrôle sur les centrales nucléaires conduisant à réduire leur disponibilité de manière très importante durant les années 2022 et 2023 *a minima*.

La production attendue du parc nucléaire au cours des prochaines années apparaît donc inférieure à celle qui était envisagée il y a peu de temps encore. En 2017, les prévisions de production nucléaire pour les premières années de la décennie 2020 étaient de l'ordre de 400 TWh annuels. En 2019, ces prévisions étaient réévaluées à la baisse, à hauteur de 380 TWh pour ces mêmes années. À l'issue de la crise sanitaire et en intégrant le décalage dans la mise en service de l'EPR de Flamanville, la prévision pour 2022 a été portée par EDF à 300-330 TWh, puis révisée à 295-330 TWh en février 2022 pour tenir compte des contrôles en cours sur certains réacteurs.

La seconde incertitude porte sur *la taille du parc en service.*

Du côté des incréments de production, la mise en service de l'EPR de Flamanville est aujourd'hui annoncée pour le deuxième trimestre 2023. Une fois en service, le réacteur devra subir un arrêt long pour procéder au changement du couvercle de la cuve, suivi de sa première visite complète. Il n'est donc pas envisageable de considérer une disponibilité nominale du réacteur avant l'année 2025, au plus tôt.

Concernant la fermeture des réacteurs en service, la PPE actuelle prévoit d'échelonner la fermeture de douze d'entre eux entre 2027 et 2035, selon un échéancier qui reste à préciser. Elle prévoit également la fermeture optionnelle de deux réacteurs supplémentaires en 2025-2026, sous un ensemble de conditions qui n'apparaissent pas remplies à date.

La possibilité de réinterroger la trajectoire de fermeture a été évoquée à de nombreuses reprises dans le cadre de la concertation. En effet, au-delà des enseignements du présent rapport sur l'intérêt économique et climatique de prolonger la durée d'exploitation de tout ou partie des réacteurs concernés au-delà du terme fixé par la PPE, la diminution des marges d'exploitation du système électrique – qui elle-même résulte en partie de la baisse de la performance du parc nucléaire existant – a conduit à dégrader le diagnostic en matière de sécurité d'approvisionnement. En janvier 2022, dans le cadre de la présentation de ses vœux à la presse et d'un premier bilan de l'année 2021, le président de l'Autorité de sûreté nucléaire

a appelé à fonder les choix de politique énergétique sur des hypothèses robustes, justifiées en matière de sûreté, avec des marges suffisantes pour pouvoir faire face à des aléas importants (notamment des anomalies à caractère générique). Il a également précisé que le choix de mettre à l'arrêt définitif programmé douze réacteurs supplémentaires d'ici 2035 devrait être dûment pesé, sauf impératif de sûreté, au regard de la nécessité de maintenir des marges pour la sûreté. La question de la fermeture des réacteurs actuels semble donc devoir être réétudiée lors de la mise à jour de la PPE, courant 2023.

Les incertitudes sur la production effective du parc nucléaire en 2030 portent donc sur une centaine de térawattheures par an. Il s'agit d'une incertitude de premier ordre à tendance croissante, en lien avec la trajectoire actuelle de production nucléaire en France, supérieure à l'incertitude portant sur le niveau de consommation ou la production d'électricité renouvelable.

14.3.4 Les choix de transition énergétique dans les pays voisins pour atteindre la neutralité carbone sont en cours de définition

Les *Futurs énergétiques 2050* décrivent un système électrique de plus en plus interconnecté à l'échelle européenne. Dans ce contexte, la sécurité d'approvisionnement en électricité dépend non seulement des décisions prises en France mais aussi de celles prises dans les États voisins et du degré de coopération entre pays.

Certaines des évolutions sur le système électrique sont communes aux différents pays européens, même si les horizons temporels associés aux différentes actions diffèrent d'un pays à l'autre. On peut notamment citer (i) la fermeture programmée de centrales thermiques au charbon, lignite ou fioul, (ii) le fort développement des énergies renouvelables, ou encore (iii) la perspective d'augmentation de la consommation d'électricité.

Ce n'est pas le cas de toutes les évolutions. S'agissant du nucléaire notamment, des tendances opposées coexistent. Des programmes importants de fermeture sont encore en cours, notamment en Allemagne, en Belgique et en Espagne. D'autres pays ont, au contraire, débuté ou annoncé la construction de nouveaux réacteurs : c'est le cas du Royaume-Uni et de la Finlande, mais également de la Pologne, de la République tchèque ou de la Slovaquie.

Dans l'ensemble, la France n'est pas le seul pays concerné par une réduction des marges sur le système électrique. La période 2021-2025 est identifiée depuis 2018 par RTE comme une période charnière : au-delà de la transformation du système électrique en France (avec notamment la fermeture des centrales au charbon), le système électrique européen est concerné par la fermeture des réacteurs allemands (qui produisaient encore en 2021 de l'ordre de 65 TWh, soit l'équivalent de la production hydraulique annuelle française) et belges (qui produisent environ 44 TWh[1] et ont ces dernières années un très bon niveau de disponibilité).

À ces éléments connus de longue date, il faut ajouter les conséquences du rehaussement des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre au niveau européen (paquet *Fit for 55)* et de l'ajustement des plans nationaux qui en découleront. À titre d'exemple, la stratégie annoncée par le nouveau gouvernement allemand en novembre 2021 accélère la fermeture des centrales au charbon – aujourd'hui un parc d'une quarantaine de gigawatts[2] – en fixant le terme «idéalement en 2030» et annonce un développement considérable des énergies renouvelables ainsi que la construction de nouvelles centrales au gaz. Ces évolutions structurantes ne se restreignent pas à l'Allemagne : d'autres pays, tels que le Royaume-Uni, procèdent à la fermeture de leur parc au charbon et ont annoncé des investissements importants dans l'éolien en mer ou le nucléaire.

Pour autant, la déclinaison précise des objectifs de réduction des émissions entre les États membres n'est pas encore connue et les conséquences de ces nouveaux objectifs à l'horizon 2030 sur le fonctionnement du système électrique européen demeurent à consolider.

Dans un contexte d'interdépendance croissante (la France est supposée disposer de capacités d'interconnexion avec ses voisins d'environ 25 GW en 2030, contre de l'ordre de 15 GW aujourd'hui), ces incertitudes jouent un rôle important dans l'analyse technique et économique. En particulier, la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement de la France pourrait se trouver largement réduite par la fermeture massive de capacités pilotables en Europe conjuguée avec une forte hausse de la consommation.

Les conséquences des stratégies nationales sur la sécurité d'approvisionnement restent, à ce jour, incertaines et des études européennes (ENTSO-E) ou nationales (futures éditions du Bilan prévisionnel) seront nécessaires pour en préciser l'impact.

1. Source : AIE Belgium - Countries & Regions - IEA
2. Source : Transparency Data View (entsoe.eu)

14.3.5 L'évolution à moyen terme de la conjoncture politique et macroéconomique internationale constitue une inconnue, de même que la pérennité de la crise énergétique européenne en cours

L'année 2021 a été marquée par une reprise économique en Asie puis en Europe, qui a occasionné des tensions sur l'approvisionnement en différentes matières premières. En particulier, la demande en combustibles fossiles a crû fortement sans être suivie d'une hausse similaire de l'offre. Ce décalage entre l'offre et la demande a conduit à une augmentation considérable du prix du gaz fossile et à une hausse des cours du pétrole (dans de moindres proportions toutefois). La production d'électricité étant encore dépendante du gaz et du charbon en Europe, un mouvement similaire a touché l'électricité à compter du second semestre 2021, sur les marchés spot comme sur les marchés à terme.

La France est habituée à des prix beaucoup plus bas grâce à son mix électrique reposant essentiellement sur des énergies bas-carbone (nucléaire et renouvelables). Pour autant, si l'utilisation de centrales au gaz ne représente qu'une fraction de la production nationale, le prix de gros est formé sur le marché européen interconnecté par la centrale marginale (dernière unité appelée dans l'ordre de préséance économique), en France ou dans les pays voisins. Cette centrale est le plus souvent thermique, notamment en dehors des périodes estivales de faible consommation[3]. Par conséquent, le prix de l'électricité sur le marché de gros est fixé aujourd'hui régulièrement au niveau du coût variable des centrales au gaz, qui a augmenté dans de très fortes proportions ces derniers mois.

En France, des dispositifs redistributifs (ARENH, tarif réglementé de vente, complément de rémunération des énergies renouvelables…), complétant le fonctionnement du marché, ont contribué à stabiliser les revenus des producteurs, les dépenses des consommateurs particuliers et de certains industriels en les rapprochant des coûts de production. Ces dispositifs d'amortissement n'ont pas été généralisés dans tous les pays, conduisant à une exposition très importante des particuliers et des entreprises à la hausse des cours de l'électricité.

La crise énergétique, si elle devait se poursuivre, pourrait avoir des effets sur les stratégies des États et les choix des acteurs privés. D'une part, elle contribue à augmenter l'intérêt des États à réduire leur dépendance aux énergies fossiles importées : **dans un système international où le coût des combustibles fossiles est élevé, l'électrification associée au développement de production d'électricité bas-carbone n'est plus seulement une nécessité pour atteindre la neutralité carbone mais devient rentable d'un point de vue économique.** D'autre part, elle incite à la réduction des consommations énergétiques ou des solutions électriques, à condition que les coûts de l'électricité soient maîtrisés pour les consommateurs finaux et décorrélés des variations de prix de marché de l'électricité, via des mécanismes *ad hoc*.

A contrario, cette crise a conduit à la mise en place à court terme de dispositifs d'amortissement, coûteux pour les finances publiques et qui peuvent réduire leur capacité à financer la transition énergétique. Il en va de même pour les entreprises et les ménages en fonction du degré avec lequel s'appliquent les mesures de protection tarifaire, puisque leurs capacités de financement peuvent être grevées par la hausse des dépenses énergétiques au moment même où les investissements dans des solutions électriques (chauffage, voiture) ou dans l'efficacité énergétique apparaissent les plus rentables. **Il peut donc exister une tension entre le coût immédiat qu'occasionne la crise énergétique (pour les particuliers, les entreprises et l'État) et l'intérêt à long terme qu'elle révèle pour des investissements dans l'efficacité énergétique et la décarbonation** – investissements dont l'analyse présentée dans la partie 11.9 montre qu'ils sont pour l'essentiel cohérents dès maintenant (avec le coût des technologies actuelles) avec la valeur cible du carbone retenue pour l'action publique.

La durée de cette crise et ses implications sur les évolutions du système électrique européen restent, à ce stade, difficiles à anticiper.

3. Par ailleurs, lorsque la dernière centrale appelée est une unité hydraulique, sa valeur d'usage est généralement alignée sur la production qu'elle remplace, qui est également le plus souvent une unité thermique

14.4 Les transformations nécessaires à l'atteinte de la neutralité carbone nécessitent des décisions et des impulsions dès aujourd'hui, avec des effets produits à court, moyen et long terme et des clauses de revoyure possibles au cours de la période 2030-2040

14.4.1 À moyen terme : accélérer la décarbonation des usages pour respecter un point de passage obligé, les objectifs européens du paquet *Fit for 55* à 2030

La décarbonation rapide de l'économie implique de favoriser le recours à l'électricité et aux autres énergies bas-carbone dans les secteurs de la mobilité, de l'industrie et du résidentiel. Ainsi, l'enjeu pour le système électrique résidera dans sa capacité à disposer de suffisamment d'électricité bas-carbone pour accueillir ces nouvelles consommations tout en maintenant un bon niveau de sécurité d'approvisionnement.

Par construction, les configurations de référence des scénarios de mix de production des *Futurs énergétiques 2050* permettent d'accueillir les transferts d'usage dans des proportions compatibles avec l'objectif de diminution de 40% d'émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030, tout en garantissant la sécurité d'alimentation. Cependant, le rehaussement des objectifs climatiques européens dans le cadre du *Fit for 55* va inévitablement conduire à mobiliser plus fortement l'ensemble des leviers de décarbonation permis par le système électrique.

Sur le plan technique, les analyses publiées dans l'édition 2021 du Bilan prévisionnel ont conclu à la capacité du système électrique à absorber l'accélération des transferts d'usages, sous un certain nombre de réserves. L'analyse de la variante *accélération 2030* des *Futurs énergétiques 2050* met à jour ces travaux en se plaçant dans une configuration plus prudente (trajectoires de la PPE estimées atteintes en 2030, hypothèse de flexibilité basse pour les consommations et révision des trajectoires retenues pour les pays voisins pour prendre en compte les nouveaux objectifs européens).

Dans ce contexte, **les analyses des *Futurs énergétiques 2050* indiquent qu'une stratégie combinant (i) développement de nouveaux usages électriques, (ii) fort accent sur l'efficacité énergétique (voire sur la sobriété) et (iii) maximisation de la production d'électricité bas-carbone (renouvelables et nucléaires) permet d'accélérer significativement la décarbonation à grande échelle du pays.** La mobilisation de ces trois leviers présente un intérêt dans une logique de minimisation du risque de regret par rapport à l'objectif climatique (approche «min-max regret»).

Les mesures à discuter dans cette optique sont détaillées ci-dessous.

14.4.1.1 Adapter la trajectoire d'évolution du parc nucléaire

Les trajectoires d'évolution du mix étudiées dans les *Futurs énergétiques 2050* contraignent de manière plus ou moins importante le volume de production d'électricité décarbonée à moyen terme.

À moyen terme, trois trajectoires d'évolution du parc nucléaire existant ont été considérées dans l'étude *(voir partie 4.2.3) :*

- la trajectoire centrale prévoit la mise en œuvre de la PPE adoptée en 2020 : dans les scénarios M1, M23, N1 et N2, quatre réacteurs nucléaires sont fermés d'ici 2030, soit une capacité totale de 3,6 GW, pour une production de l'ordre de 20 à 25 TWh ;
- la trajectoire basse implique la fermeture accélérée de certains réacteurs : deux fermetures de réacteurs supplémentaires d'ici 2030 ;
- la trajectoire haute se fonde sur la prolongation de l'exploitation de l'ensemble des réacteurs au-delà des limites fixées par la PPE : aucun réacteur fermé d'ici 2030.

L'étude a conclu que cette dernière trajectoire, sous réserve de sa faisabilité sur le plan de la sûreté (soumise au contrôle de l'ASN), était celle qui présentait le plus d'intérêt sur le plan économique (les coûts initiaux de construction des réacteurs ayant déjà été amortis, et les coûts restant à engager pour prolonger l'exploitation des réacteurs étant faibles une fois rapportés au volume d'électricité considéré, *voir partie 11.3.1.1),* sur le plan climatique (tout réacteur prolongé réduit les émissions, en France ou dans les pays voisins, au même titre que tout nouveau projet de production renouvelable – *voir partie 12.2)* et sur celui de la sécurité d'approvisionnement (en augmentant la marge par rapport au critère). La trajectoire initiale du scénario N03 pour le parc nucléaire – qui est également celle des variantes des scénarios M prévoyant une fermeture ralentie des réacteurs nucléaires *(voir partie 5.4.1)* – est ainsi la plus à même de rendre possibles les scénarios *réindustrialisation profonde* et *accélération 2030*. Cette trajectoire n'est, en revanche, pas compatible avec l'objectif de diminuer rapidement la part du nucléaire dans la production d'électricité.

Pour que cette trajectoire produise le maximum de bénéfices sur le plan climatique et sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, elle doit être combinée à une trajectoire ambitieuse sur les énergies renouvelables en vue de maximiser la production d'électricité bas-carbone. Cette nécessité apparaît renforcée par l'incertitude mentionnée au paragraphe 14.3.3 du présent chapitre sur la production nucléaire attendue au cours des prochaines années. Ainsi, une prolongation de l'ensemble des réacteurs existants au-delà de 50 ans ne dispense pas d'accélérer le développement des énergies renouvelables, reporter cet effort au-delà de la prochaine décennie étant de nature à rendre hors d'atteinte les objectifs climatiques fixés pour 2030.

Les scénarios qui prévoient une substitution rapide des renouvelables au nucléaire n'augmentent pas, quant à eux, le potentiel de production décarbonée. Ils ne permettent que très difficilement d'accompagner une stratégie d'accélération à l'horizon 2030, et ne sont compatibles avec l'objectif d'un maintien des émissions à leur niveau actuel que sous la double réserve que le rythme de développement des renouvelables soit effectivement très important, et que les mesures d'efficacité et de sobriété produisent des effets importants dès le court terme.

Enfin, la discussion sur la trajectoire de fermeture des réacteurs de deuxième génération doit intégrer les enjeux de sûreté à court terme et de gestion de l'effet falaise à long terme. Paradoxalement, les scénarios de sortie rapide du nucléaire sont fortement tributaires de la performance du parc nucléaire existant : pour que ces scénarios puissent être poursuivis en conservant un même niveau de sécurité d'approvisionnement, les réacteurs nucléaires qui demeurent en exploitation doivent effectivement fonctionner et pourvoir en grande partie aux besoins de flexibilité du système électrique (tant que les alternatives reposant sur des centrales thermiques utilisant des gaz décarbonés ne sont pas déployées en quantité suffisante). Ainsi, **à niveau de sécurité d'approvisionnement inchangé, la fermeture de réacteurs nucléaires accroît la dépendance à court-moyen terme au reste du parc nucléaire.** Pour sortir de ce paradoxe, il serait nécessaire de dimensionner le système au-delà du niveau de sécurité d'approvisionnement actuel, c'est-à-dire de retrouver des « marges » sur le système électrique, comme y a invité l'Autorité de sûreté nucléaire le 19 janvier 2022 à l'occasion de ses vœux à la presse.

14.4.1.2 Accélérer le développement de la production renouvelable

Tous les scénarios de l'étude *Futurs énergétiques 2050* partagent la caractéristique de prévoir une forte progression des énergies renouvelables. Si les niveaux à atteindre sur chaque filière diffèrent à l'horizon 2050, tous les scénarios sont supposés atteindre la cible de la trajectoire basse de la PPE à l'horizon 2030.

Pour autant, le maintien des rythmes actuels de développement des énergies renouvelables électriques ne suffisent pas à atteindre les objectifs bas de la PPE. Sans inflexion, la production de l'éolien et du photovoltaïque atteindrait de l'ordre de 100 TWh[4] en 2030, contre un objectif médian de l'ordre de 160 TWh[5].

Si l'enjeu principal du développement des énergies renouvelables porte sur le volume de production bas-carbone disponible, le développement de l'éolien et du solaire photovoltaïque contribue également à la sécurité d'approvisionnement, malgré le caractère variable de leur production. L'atteinte des objectifs de la PPE (dans l'hypothèse médiane) sur ces trajectoires contribuerait à hauteur de 4 GW de marges.

Ainsi, l'accélération sur l'ensemble des filières renouvelables est *a minima* indispensable et le dépassement éventuel des objectifs à l'horizon 2030 présente un caractère sans regret.

La concrétisation de l'accélération du développement des énergies renouvelables avant 2030 nécessite une simplification des procédures administratives conduisant à un raccourcissement des délais d'implantation des infrastructures de production ainsi que des ouvrages de raccordement associés. À ce titre, le ministère de la Transition écologique s'est saisi de cette problématique via le lancement d'un groupe de travail visant à rendre les procédures actuelles compatibles avec la massification prochaine de l'arrivée de nouveaux moyens de production bas-carbone.

En complément du chantier sur la simplification des procédures, la révision de certaines contraintes administratives sur la taille ou la possibilité d'installation d'infrastructures de production d'électricité renouvelable, en particulier concernant l'éolien terrestre, pourrait également constituer un levier à l'accélération de leur développement ainsi qu'à la maximisation du productible décarboné.

14.4.1.3 Renforcer l'interconnexion du système électrique européen

Les *Futurs énergétiques 2050* ont montré que les interconnexions présentaient plusieurs intérêts.

D'une part, elles renforcent la sécurité d'approvisionnement. L'intérêt de disposer d'un système bien interconnecté a été rendu plus visible lors de l'hiver 2021-2022, du fait de la faible disponibilité du parc nucléaire et lors des épisodes de très faible production du parc éolien : des niveaux très importants d'import ont été enregistrés, évitant ainsi l'activation de leviers post marché (interruptibilité, baisse de tensions et coupures ciblées).

D'autre part, elles permettent de réduire un certain nombre de risque de nature économique. Dans un système électrique interconnecté où les pays voisins utilisent encore largement ou majoritairement des énergies fossiles, **il n'y a en effet aucun risque de coût échoué à développer ou maintenir en France un parc de production d'électricité bas-carbone.** Les exports d'électricité sont rentables sur le plan économique, les prix atteints sur le marché européen dépendant le plus souvent de ceux des combustibles fossiles et du prix du carbone sur le marché EU-ETS.

4. L'hypothèse considérée est un prolongement des rythmes moyens sur les cinq dernières années (2017-2021) sur le photovoltaïque et l'éolien terrestre et un retard de cinq années sur l'éolien en mer.
5. Il s'agit de l'objectif PPE 2028 prolongé à 2030.

Notamment, dans le cas où la France parviendrait à accroître sa production d'électricité décarbonée mais où l'inflexion à la hausse de la consommation d'électricité tarderait dans le même temps à se matérialiser, le pays exporterait davantage d'électricité, ce qui réduirait encore plus le fonctionnement des centrales au gaz et au charbon dans les pays voisins. Au cours de la prochaine décennie, **les réductions d'émissions de CO_2 qui en résulteraient en Europe sont de proportions similaires aux gains atteignables en France par l'électrification des usages.**

Néanmoins, dans un système fortement interconnecté, le prix de l'électricité sur les marchés dépend de l'équilibre européen entre production et consommation avec pour conséquence une exposition des consommateurs français à des prix de marché qui ne reflètent pas les caractéristiques du mix national, décarboné et compétitif. En l'absence d'intervention publique, ce désalignement serait de nature à perturber l'effort de décarbonation en dissuadant les consommateurs de basculer sur des solutions bas-carbone.

La performance économique de la production d'électricité française est aujourd'hui restituée au consommateur français par le truchement de divers mécanismes «hors marchés». Les tarifs pratiqués en France pour les particuliers sont ainsi parmi les plus bas d'Europe occidentale.

Pour que le consommateur français bénéficie durablement, dans son approvisionnement en électricité, des conditions économiques liées au coût du mix de production national, des systèmes de régulation *ad hoc* devront être maintenus dans la durée. La coexistence entre des coûts de production de l'électricité en France relativement stables d'une part et une forte variabilité du prix de l'électricité dans un système électrique européen interconnecté d'autre part apparaît en effet pérenne dans les différents scénarios étudiés par RTE, à un degré différent selon les scénarios.

14.4.1.4 Piloter la croissance de la demande en conjuguant bascule vers les énergies bas-carbone et maîtrise de la demande

La variante *accélération 2030* implique des évolutions rapides dans les rythmes de déploiement de l'électricité au sein de trois des principaux secteurs émetteurs de gaz à effet de serre en France : les transports, l'industrie et le bâtiment.

Le secteur des transports apparaît le plus propice à une accélération. D'une part, le taux de renouvellement naturel du parc automobile est élevé et permet donc de remplacer des véhicules polluants en fin de vie par des véhicules neufs utilisant un combustible bas-carbone. D'autre part, la dynamique industrielle est engagée : l'électrification des véhicules progresse bien plus rapidement qu'initialement escompté et les nouveaux objectifs annoncés à l'échelle européenne (fin de la vente de véhicules thermiques en 2035) sont de nature à accélérer la transition. La trajectoire *accélération 2030* prolonge la dynamique positive observée en 2020-2021, en supposant notamment une part de marché de 50% pour l'électrique (tout-électrique et hybride rechargeable) sur le segment des voitures particulières dès 2025, contre 2029 dans la trajectoire de référence.

Dans le secteur du bâtiment, aussi bien résidentiel que tertiaire, l'électrification du chauffage est plus poussée que dans la trajectoire de référence, mais dans une moindre mesure, cette dernière présentant déjà un caractère de rupture par rapport à la tendance observée. Cette augmentation repose sur une accélération des installations de pompes à chaleur, c'est-à-dire d'appareils très performants sur le plan énergétique, qui n'a donc qu'un impact limité sur la consommation d'électricité en 2030.

Enfin, dans le secteur de l'industrie, la trajectoire *accélération 2030* repose sur un rythme d'électrification particulièrement rapide (et au-delà de la trajectoire de réindustrialisation profonde sur la décennie à venir), en considérant que les soutiens publics mis en place dans le cadre de France Relance, puis du nouveau plan d'investissement «France 2030», permettent d'atteindre un rythme de conversion plus soutenu des énergies fossiles (principalement le fioul) vers l'électricité et les réseaux de chaleur. Cette trajectoire s'appuie sur

des exemples concrets de projets d'investissements dans les grandes zones industrielles françaises (par exemple à Dunkerque ou à Fos-sur-mer) pouvant concerner des secteurs très énergivores comme la sidérurgie. En pratique, les conditions de réussite de la trajectoire *accélération 2030* impliquent la déclinaison rapide des perspectives d'électrification en projets concrets ainsi qu'une réflexion sur les délais d'adaptation du réseau avec en particulier une inversion de la logique décisionnelle sur le raccordement. **L'approche sur le raccordement gagnerait donc à se placer dans une dynamique de mutualisation, d'anticipation et d'accélération sur certaines zones industrielles ciblées plutôt que sur des études au cas par cas et au fil de l'arrivée des projets.**

La variante *accélération 2030* porterait la consommation d'électricité à près de 550 TWh en 2030, soit un effet haussier d'une quarantaine de térawattheures par rapport à la trajectoire de référence. Une plus grande sobriété pourrait conduire à une valeur plus basse, tandis qu'un échec dans l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétique de la SNBC conduirait au contraire à la rehausser.

Enfin, comme cela a été mentionné à plusieurs reprises au sein de ce rapport, l'atteinte de l'objectif global « d'émettre moins » passe non seulement par la bascule vers des énergies moins polluantes comme l'électricité décarbonée mais également par des efforts visant à renforcer l'efficacité énergétique afin de « consommer moins ». L'objectif d'une réduction de 40 % en 30 ans retenu apparaît nécessaire dès lors que le pays souhaite tenir les trajectoires sur lesquelles il est engagé.

De multiples rapports de RTE ont déjà mis en évidence l'intérêt de la maîtrise de l'énergie, pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique dans la période de transition du système d'une part, et réduire la pression climatique et environnementale du système énergétique d'autre part.

Ce message demeure vrai pour toutes les configurations de mix électrique des *Futurs énergétiques 2050*, et ce même si la production d'électricité française est déjà quasi décarbonée.

Réduire la consommation permet en effet de diminuer le rythme nécessaire de réinvestissement dans le système électrique, soulage la pression sur les ressources et augmente la résilience du système aux chocs de toute nature. **Dans un système énergétique appelé à entamer un nouveau cycle d'investissement et avec une perspective de consommation électrique à la hausse pour remplacer les énergies fossiles, un degré élevé de maîtrise de la demande présente donc un intérêt manifeste et apparaît comme indispensable pour accompagner la transition.** Ceci sera d'autant plus vrai que les perspectives de réindustrialisation sont ambitieuses.

14.4.1.5 Développer les flexibilités

Les nouveaux usages qui se développent à l'horizon 2030 se caractérisent pour certains par des possibilités de flexibilité accrues, grâce à leur caractère déplaçable dans le temps.

À ce titre, la PPE prévoit un développement des capacités d'effacement à hauteur de 6,5 GW à l'horizon 2028. Un tel développement apparaît ambitieux mais est néanmoins nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement, sous réserve que ces capacités soient fiables et disponibles quand le système électrique en a besoin. Par ailleurs, l'accélération de l'électrification de l'industrie à l'horizon 2030 peut constituer un levier supplémentaire d'accroissement du gisement d'effacements industriels.

Au-delà des effacements, l'électrification de certains usages constitue une opportunité pour développer la flexibilité du système électrique et contribuer à la sécurité d'approvisionnement. C'est notamment le cas de la production d'hydrogène par électrolyse, qui peut fournir de la flexibilité dès lors qu'elle peut s'appuyer sur des infrastructures de transport de stockage adéquates, et des véhicules électriques dont le pilotage de la recharge présente un enjeu majeur. Dans une trajectoire qui comprend de l'ordre de 13 millions de véhicules électriques

à l'horizon 2030 *(accélération 2030)*, de l'ordre de 6 GW de marges supplémentaires seront accessibles si toutes les recharges quotidiennes sont pilotées par rapport à une situation où elles ne le seraient pas. **Vérifier la façon dont évoluent les comportements de recharge et tester la possibilité d'agir sur le profil naturel de recharge pour le moduler en fonction des besoins du système électrique *(smart charging,* voire solutions bidirectionnelles comme le *vehicle-to-grid)*, apparaît donc comme une priorité en matière de démonstration au cours des prochaines années, en complément des actions déjà engagées pour favoriser le développement de batteries stationnaires du système (notamment pour le réglage de fréquence).**

Enfin, dans les secteurs résidentiel et tertiaire, la diffusion de solutions de pilotage fin de certains usages, comme les compteurs communicants, les solutions de domotique ou les solutions de gestion technique du bâtiment constituent une nouvelle opportunité de favoriser la gestion intelligente de la demande dans le secteur du bâtiment.

14.4.2 Pour l'atteinte des objectifs de long terme, des décisions rapides sont nécessaires pour garder ouvertes certaines options, quitte à procéder ensuite à des ajustements sur la décennie 2030-2040

Les transformations nécessaires à l'atteinte de la neutralité carbone qui portent sur l'ensemble des composantes du système électrique se construisent sur le temps long.

En effet, les délais effectifs ou projetés à ce jour pour l'autorisation puis la construction de champs d'éoliennes en mer, de grandes fermes photovoltaïques, de nouveaux réacteurs nucléaires ou encore d'infrastructures de transport à haute tension d'électricité sont très longs, et renvoient une grande partie des mises en service de ce qui serait décidé aujourd'hui au-delà de 2030.

De plus, bien que les *Futurs énergétiques 2050* aient cherché à réduire le recours à des paris technologiques en privilégiant les technologies industriellement matures, chaque scénario repose sur un certain nombre de prérequis techniques. **La validation de ces prérequis devra s'appuyer sur la mise en place de programmes de recherche et développement, sur des démonstrateurs ainsi que sur des structurations de filières dans le but d'assurer le passage à l'échelle de certaines technologies et d'être en mesure de respecter les rythmes de mises en services ambitieux qui sous-tendent certaines trajectoires.**

Ces impulsions doivent avoir lieu dès à présent mais ne seront en mesure de produire des effets industriels sur le système électrique qu'à moyen terme.

Enfin, ces évolutions qui peuvent conduire à des modifications des modes et des cadres de vie devront être pensées et préparées en intégrant la dimension sociétale.

14.4.2.1 Des efforts de recherche et développement à mener sur l'ensemble des filières pour sécuriser les prérequis techniques à l'atteinte de la neutralité carbone

Atteindre un système neutre en carbone en 2050 représente un défi technologique. De nombreuses innovations sont attendues et peuvent se révéler plus ou moins nécessaires selon les scénarios : véhicules électriques utilisant des batteries moins gourmandes en métaux rares, boucle *power-to-gas-to-power* via l'hydrogène ou le méthane de synthèse, centrales thermiques fonctionnant aux gaz décarbonés, technologies numériques pour la gestion de la demande, petits réacteurs nucléaires modulaires (SMR), nouvelles énergies marines comme les hydroliennes, etc.

Sur le plan technique, **l'analyse a conduit à écarter la thèse d'une distinction fondamentale, entre les scénarios « M » et « N ». Tous reposent à terme sur une forte part d'énergies renouvelables et seront donc concernés par les enjeux de gestion d'un parc de production en large partie non pilotable tels que ceux explicités dans le rapport commun de RTE et de l'Agence internationale de l'énergie** publié en janvier 2021, à des degrés divers cependant. Si les défis technologiques et de R&D associés apparaissent atteignables dans les décennies à venir, les scénarios visant à terme un mix 100 % renouvelable ou ceux fondés sur la prolongation à long terme des réacteurs nucléaires actuels au-delà de 60 ans impliquent qu'un grand nombre de prérequis techniques critiques soient respectés à court terme. Or rien ne le garantit en l'état.

Ainsi, instruire l'ensemble des paris technologiques sous-jacents aux scénarios de transition énergétique des *Futurs énergétiques 2050* permet d'augmenter la résilience des choix qui seront réalisés. Maintenir l'ensemble des options technologiques ouvertes permettra d'effectuer des arbitrages et des ajustements à moyen terme en cas de non concrétisation de certains paris ou prérequis techniques. *A contrario,* renoncer au principe de diversification technologique dans le mix de production électrique soulève un risque de non-atteinte de l'objectif de neutralité carbone à la date rapprochée de 2050.

14.4.2.2 Donner de la visibilité aux filières nucléaires et renouvelables pour structurer les programmes de développement et sécuriser les investissements associés

Au sein de la filière nucléaire

La relance du nucléaire en France ne constitue un élément distinctif entre les différents scénarios que dans le cas d'une décision rapide de construction de nouveaux réacteurs sous la forme d'un programme.

D'une part, cette rapidité apparaît nécessaire pour maintenir un certain nombre de compétences et de ressources spécifiques pour l'industrie nucléaire et éviter un « trou d'air » avant le lancement de nouveaux chantiers. Sur le passé récent, le délai important entre la fin des chantiers des réacteurs de seconde génération intervenue à la fin des années 1990 et l'engagement de la construction d'un nouveau réacteur EPR en France décidé en 2006-2007 a conduit à une perte de compétences généralisée dans la filière nucléaire française, qui constitue une des raisons des délais et surcoûts importants observés sur le chantier de l'EPR de Flamanville. D'après les acteurs de la filière, pour éviter un nouveau déclin des compétences, l'engagement rapide de nouveaux chantiers ainsi qu'une visibilité à long terme du programme apparaît primordial pour assurer la faisabilité des scénarios « N ».

D'autre part, il existe un délai très important entre une éventuelle décision de construction de réacteurs et la production d'électricité effective de ces nouveaux moyens. Selon les informations communiquées par EDF, les délais de développement et de construction de nouveaux réacteurs entre la décision d'engagement et la mise en service des premiers réacteurs EPR2 (y compris pour la concertation et les demandes d'autorisation) s'élèvent en effet à environ 12 à 14 ans au minimum. Ainsi, seule une décision politique sur la construction de nouveaux réacteurs au cours de l'année 2022 ou 2023 permettrait de disposer de nouveaux réacteurs à l'horizon 2035, et elle ne pourrait conduire à une accélération du rythme de mise en service qu'à compter de 2045. La fenêtre d'action pour permettre à une relance du nucléaire de contribuer à l'atteinte des objectifs de baisse des émissions de CO_2 à horizon 2040 et 2050 est donc extrêmement étroite.

Par ailleurs, l'intérêt pour la solution des *Small modular reactors* (ou SMR) qui correspondent à des réacteurs de faible puissance unitaire (généralement inférieure à 300 MWe) s'est confirmé au cours des deux ans de concertation des *Futurs énergétiques 2050*. Ils constituent une nouvelle option d'installations de production d'électricité nucléaire et, développés par les puissances nucléaires à travers le monde, ils peuvent correspondre à des technologies très différentes.

En France, un consortium regroupant EDF, le CEA, NavalGroup et TechnicAtome développe actuellement un modèle de SMR baptisé Nuward™, reprenant la technologie des réacteurs à eau sous pression de troisième génération, mais avec une puissance unitaire d'environ 170 MWe, dix fois inférieure à celle des EPR. Ce concept est aujourd'hui à un stade de conception et de maturité moins avancé que l'EPR2 mais pourrait faire l'objet de démonstrateurs en France au cours de la décennie 2030 et représenter quelques gigawatts en service à l'horizon 2050, selon les informations remontées par la filière et sous réserve d'une impulsion politique rapide.

Enfin, dans le cadre de la concertation menée par RTE sur les *Futurs énergétiques 2050*, plusieurs acteurs se sont interrogés sur la possibilité de prolonger certains réacteurs nucléaires au-delà de 60 ans de durée d'exploitation. Il s'agit d'une évolution notable de leur position, la fermeture de tous les réacteurs à 60 ans au plus tard ayant toujours, jusque-là, a été prise comme hypothèse de référence dans ces travaux sans que ce point ne soit contesté.

En tout état de cause, cette prolongation ne serait possible que sous de strictes conditions soumises à la validation de l'ASN et doit être anticipée pour garantir la sûreté des réacteurs concernés. Dans une récente audition au Sénat, le président de l'ASN a notamment indiqué que rien ne permettait de garantir qu'un fonctionnement des réacteurs au-delà de 50 ou 60 ans sera possible. Il a ainsi plaidé pour une anticipation des études et des recherches sur le vieillissement des matériaux afin de disposer de la visibilité sur les possibilités

de prolongation au-delà de 60 ans, sans résultat garanti, et de disposer d'un plan réaliste pour le nucléaire en vue de projeter le mix énergétique de long terme.

Afin que certains réacteurs nucléaires de deuxième génération soient prolongés au-delà de 60 ans durant la décennie 2040-2050, la décision devra être prise aux alentours de 2040. Or une telle décision nécessite une instruction d'au moins dix ans, ce qui implique de disposer des éléments techniques aux alentours de 2030, au moment du cinquième réexamen de sûreté des réacteurs nucléaires du palier 900 MW. L'option d'une prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans impliquerait donc, dès aujourd'hui, qu'un programme de recherche et développement spécifique lui soit consacré.

Au sein des filières renouvelables

Au-delà des prérequis technologiques associés aux scénarios présentant de fortes proportions en renouvelables explicitées dans le rapport commun publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie en janvier 2021, certains défis sont inhérents au développement des filières elles-mêmes et peuvent être de natures très différentes.

Les principaux scénarios étudiés par RTE intègrent donc tous un développement de l'éolien terrestre, mais selon des trajectoires contrastées au-delà de 2030 et sans inflexion majeure par rapport à la tendance historique.

Sur les plans technique et industriel, les cibles de développement des énergies renouvelables présentées dans les différents scénarios ne présentent pas de difficultés majeures : le potentiel technique de surfaces disponibles apparaît largement suffisant pour accueillir les capacités totales envisagées et les rythmes de développement annuel de nouvelles installations restent du même ordre de grandeur que celui observé sur le passé récent en France et dans d'autres pays.

Selon les acteurs de la filière, les trajectoires les plus hautes ne sont toutefois atteignables que sous réserve d'évolutions structurantes du cadre réglementaire et d'un soutien politique renforcé. Les évolutions nécessaires concernent notamment la libération d'espaces fonciers aujourd'hui inaccessibles (pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque), la réduction des délais d'instruction des demandes d'autorisation, la mise en place d'incitations économiques pour l'installation de parcs dans des zones à plus faible productible (zones moins venteuses ou moins ensoleillées), le développement de la participation des citoyens dans les nouveaux projets à travers le financement participatif ou des nouveaux modes gouvernance, ou encore dans le cas de l'éolien, la possibilité d'installer des technologies de plus grande taille (y compris pour les parcs existants faisant l'objet d'un renouvellement ou *repowering)*.

Les perspectives pour le développement de l'éolien en mer en France sont désormais orientées vers une forte croissance à long terme, en lien avec les gisements disponibles sur l'ensemble de ses façades maritimes (le deuxième plus important, derrière le Royaume-Uni).

Toutefois, contrairement aux pays de la mer du Nord, la plupart des côtes françaises sont marquées par des profondeurs qui augmentent rapidement avec l'éloignement des côtes. Par conséquent, sur certaines façades maritimes françaises (en particulier sur la façade Atlantique et en Méditerranée), le développement de l'éolien en mer ne pourra se faire qu'avec des parcs éoliens flottants. Cette technologie reste à un stade de maturité significativement moins avancé que celui de l'éolien posé, qui est la technologie utilisée aujourd'hui dans tous les projets commerciaux en Europe. Bien que présentant des perspectives favorables, la technologie flottante possède donc des coûts plus élevés à moyen terme et des incertitudes plus fortes sur son évolution à long terme que la technologie posée.

Les cibles de développement des énergies renouvelables à moyen-long terme qui doivent impérativement faire l'objet de décisions prochaines conduiront à donner de la visibilité aux acteurs industriels, leur permettant de structurer et de dimensionner les filières en conséquence.

De plus, la visibilité ouvre la possibilité et le temps de recréer le tissu industriel associé sur le territoire français, dans une démarche de réindustrialisation de l'activité économique du pays. Ce fut le cas de

la filière éolienne en mer française qui est désormais caractérisée par de nombreux emplois locaux avec, en particulier, trois usines majeures de fabrication des composants des éoliennes en mer et qui s'accompagnent d'un soutien politique et d'une acceptabilité améliorée au niveau local.

Des trajectoires qui devront faire l'objet d'ajustements durant la décennie 2030-2040 pour tenir compte de l'évolution des principaux déterminants

La définition du système électrique de demain constitue le cœur des *Futurs énergétiques 2050* qui dessinent, décrivent, analysent et comparent les chemins possibles pour une France neutre en carbone en 2050.

Pour autant, les différents scénarios ne doivent pas être considérés comme des choix déterministes et figés qui devraient être décidés aujourd'hui. Ainsi, s'inscrire durablement dans un des scénarios de manière figée ne constitue pas une fin en soi bien que des orientations claires soient indispensables à ce stade.

Une analyse plus dynamique de la trajectoire permet de mettre en évidence les décisions qui doivent être prises aujourd'hui pour garder certaines options ouvertes et celles qui pourront être prises plus tard, au cours des prochaines décennies, pour ajuster la stratégie énergétique.

À court terme, il est ainsi essentiel d'accélérer le développement des énergies renouvelables sans lesquelles l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050 est impossible, quels que soient les choix à venir sur le nucléaire ou encore sur la consommation d'électricité. Dans ce contexte, les cibles à atteindre sur l'ensemble des filières concernées sont telles qu'il n'y ait pas de regret à fournir le meilleur effort pour permettre le développement de ces installations, quitte à procéder à des ajustements par la suite. De même, les scénarios «N» passent dans tous les cas par une décision sur le lancement d'un programme nucléaire qui doit être prise à court terme.

Sur la base des options gardées ouvertes, il sera ensuite possible, au cours de la décennie 2030-2040, de dresser un bilan sur le rythme de transformation du système et de réorienter, si besoin, les objectifs pour les différentes technologies.

Ainsi, dans les scénarios «N», la répartition cible pour le nucléaire et les énergies renouvelables à l'horizon de la neutralité carbone pourra être ajustée en fonction des rythmes de progression respectifs des différentes filières : le réajustement peut se traduire par une accélération de la construction de nouveaux réacteurs nucléaires au-delà du programme engagé au début des années 2020 (scénarios N2 ou N03) ou à l'inverse par une poursuite de la construction de réacteurs au même rythme et une accélération ciblée sur les énergies renouvelables (scénario N1).

De même, dans tous les scénarios et en particulier les scénarios «M», les objectifs pour les principales filières d'énergies renouvelables pourront être adaptés pour orienter l'effort de développement de l'offre sur les technologies les plus compétitives et présentant les perspectives de développement les plus favorables, en lien avec leur degré d'acceptabilité observé. Enfin, des décisions sur les moyens de flexibilité pourront s'appuyer sur les retours d'expérience des démonstrateurs et l'identification des solutions les plus adaptées et les plus compétitives, notamment pour le thermique décarboné (biométhane, hydrogène, méthane de synthèse…).

14.4.2.3 Disposer d'un programme pour vérifier la faisabilité des solutions structurantes de flexibilité reposant sur l'hydrogène (stockage) ou les alternatives (biométhane, méthane de synthèse)

L'intérêt pour l'hydrogène bas-carbone dans le débat énergétique est récent mais intense. La promesse d'une «révolution de l'hydrogène» peut en effet apparaître comme une solution séduisante (vecteur combinant flexibilité, faculté à être produit en masse à base d'électricité bas-carbone et pouvant remplacer le gaz d'origine fossile dans de nombreux usages). Il existe néanmoins encore

de nombreuses incertitudes sur l'économie de l'hydrogène.

La production d'hydrogène par électrolyse est réputée flexible et supposée pouvoir s'adapter aux variations de la production renouvelable et de la consommation électrique globale : elle constitue dès lors un gisement de flexibilité important pour l'équilibre du système électrique. Si les électrolyseurs sont reliés à un grand système hydrogène doté de capacités de stockage, ils pourront alors moduler leur fonctionnement dans des proportions plus importantes que beaucoup d'autres usages électriques dès lors qu'un stock suffisant a été constitué pour alimenter les besoins d'hydrogène. **Cette flexibilité n'est toutefois accessible que grâce à des infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène dont la disponibilité n'est aujourd'hui pas acquise.**

En l'absence de déploiement d'un système de stockage d'hydrogène mutualisé, d'autres sources de flexibilité seraient nécessaires pour permettre le bon fonctionnement du système électrique.

L'utilisation du biométhane pour produire de l'électricité peut constituer une solution intéressante. En revanche, même si la France possède un potentiel de biomasse issue de l'agriculture et de la forêt relativement important comparativement à d'autres pays, les quantités de biométhane pouvant être produites en France restent limitées par les contraintes de gisement. Dans ces conditions, son utilisation est aujourd'hui privilégiée pour d'autres usages que la production d'électricité, notamment pour les secteurs difficiles à électrifier (certains procédés industriels, chauffage dans les bâtiments existants équipés de chaudières gaz, transport lourd).

En alternative du biométhane, le recours au méthane de synthèse constitue une solution envisageable. Elle conduit à une moins bonne performance énergétique (étape de transformation d'énergie supplémentaire) mais permet de réutiliser les infrastructures de gaz existantes. Elle nécessite en outre la maîtrise technologique et industrielle de l'étape de méthanation et de l'ensemble de la logistique CO_2 nécessaire à ce procédé.

14.4.2.4 Planifier les réseaux et les interconnexions indispensables pour accompagner les évolutions du système électrique

Le débat public sur le secteur électrique porte largement sur les sources de production, mais sa réalité opérationnelle est de constituer une industrie de réseau. Ainsi, toute nouvelle installation de production, de stockage ou de consommation implique un raccordement et éventuellement une adaptation du réseau. Dans l'équation de la transition énergétique, les réseaux jouent donc un rôle majeur.

La dynamique industrielle des évolutions de réseaux ainsi que leur financement constituent par essence des sujets de temps long. Pour implanter un nouvel ouvrage, plusieurs années sont nécessaires pour réaliser les études et recueillir les autorisations relevant du droit de l'urbanisme, de l'environnement et de la politique sectorielle de l'énergie. Une fois l'ouvrage mis en service, il peut fonctionner plus de 80 ans pour certaines infrastructures sous réserve d'une maintenance régulière et adaptée.

Dès les prochaines années, les raccordements aux réseaux vont se multiplier, constituant un défi technique et organisationnel en lien avec les parties prenantes (autorités locales, filière industrielle, producteurs, associations). Or cette transformation doit intervenir dans un contexte sociétal où les résultats doivent être rapides, pendant que se développent des phénomènes d'opposition systématique y compris quand ces infrastructures sont indispensables pour la transition énergétique.

RTE a publié en 2019 son Schéma décennal de développement du réseau (SDDR), depuis validé par la ministre et par la CRE. Il vise à porter le réseau au niveau requis pour accueillir le mix électrique de la PPE à 2035 et pour engager le renouvellement des infrastructures construites pour certaines au lendemain de la Seconde Guerre mondiale. Il constitue un invariant à l'ensemble des scénarios de transition étudiés.

Pour autant, il ne s'agit que d'une première étape. Dans le cas d'une évolution vers un système à haute part en énergies renouvelables, les évolutions de structures à apporter au réseau seront majeures et concerneront toutes les composantes du réseau de transport. Afin de mutualiser les moyens de production et de flexibilité, un développement poussé des interconnexions sera nécessaire durant les 30 prochaines années. Les évolutions des mix électriques en France et en Europe conduiront à des évolutions majeures du réseau de grand transport. Les énergies renouvelables diffuses seront à l'origine d'une hausse des besoins d'adaptation des réseaux régionaux, tandis que le raccordement des parcs éoliens en mer deviendra le premier poste d'investissement du réseau dans l'ensemble des scénarios à l'exception de N03. Dans le même temps, les investissements nécessaires pour renouveler les infrastructures les plus anciennes (lignes construites dans les années 1950 et 1960) continueront de croître et pourront faire l'objet d'une anticipation dans les dix prochaines années.

Dans ce contexte, la capacité des gestionnaires de réseau à anticiper l'évolution des besoins, tant en matière de production que de consommation, est un facteur essentiel d'efficacité économique qui influe sur la totalité des composantes considérées dans la présente étude et rejoint les besoins de planification évoqués ci-dessus notamment concernant les nouvelles filières de production renouvelable et nucléaire.

Des dispositifs de planification, incluant les gestionnaires de réseau, sont donc un facteur d'efficacité en permettant à la fois des mutualisations et des développements anticipés tout en limitant les risques de coûts échoués. Ce type de dispositifs s'étend à diverses mailles :

- nationale : positionnement des grands sites de production centralisée, notamment au travers de documents stratégiques de façade pour les énergies marines ou les choix de localisation et de déclassement des réacteurs nucléaires ;
- régionale : localisation et rythme de développement des énergies renouvelables, rôle aujourd'hui rempli par les SRADDET et S3REnR ;
- plus locale : développement de la recharge rapide de mobilité électrique par exemple.

RTE publiera en 2023 un nouveau schéma décennal de développement du réseau (SDDR), intégrant les conclusions des *Futurs énergétiques 2050* sur le développement à long terme du réseau en fonction des orientations qui seront retenues dans la stratégie française énergie et climat.

14.4.2.5 Construire dès maintenant les bases du modèle de société pour atteindre la neutralité carbone

Les *Futurs énergétiques 2050* décrivent des options possibles pour construire le système électrique de la neutralité carbone et impliquent des modifications profondes des modes de consommation et de production d'énergie. Au-delà des considérations techniques ou économiques, les décisions de politiques publiques sur le système électrique correspondent à des choix de société fondamentaux.

Le débat sur l'énergie en France se focalise régulièrement sur la question du mix électrique et l'opposition entre nucléaire et énergies renouvelables, en y intégrant des questions d'éthique et d'acceptabilité des différentes technologies. Le choix d'un bouquet énergétique constitue en effet un débat de société important dans la mesure où il engage la France sur des constantes de temps longues.

Mais au-delà de la question de l'offre, le volet « demande » constitue un enjeu tout aussi important. Les évolutions envisagées pour la consommation d'énergie prévoient des transformations structurantes en matière d'efficacité énergétique, d'électrification des usages ou encore de sobriété énergétique, qui impliquent toutes des investissements importants ou des changements de pratiques de la part des consommateurs finaux. Dans l'ensemble, les différentes évolutions sur la consommation d'énergie ne pourront ainsi se matérialiser qu'avec un réel engagement des citoyens dans la transition.

Ces transformations, essentielles pour l'atteinte des objectifs climatiques, doivent être accompagnées par des politiques publiques adaptées à la fois pour inciter à des évolutions de pratiques ou des changements d'équipements (subventions, incitations économiques, réglementation, etc.) mais également pour assurer leur acceptabilité à long terme (information des consommateurs, pédagogie sur les enjeux énergie-climat, etc.). Il s'agira également de pouvoir s'assurer d'une certaine adhésion pour éviter les ruptures, des mesures pourtant favorables à la lutte contre le changement climatique pouvant être à l'origine de mouvements de contestation de premier plan.

Pour organiser l'évolution de la société vers un modèle moins « énergivore » et atteindre la neutralité carbone, le débat sur le modèle de société doit s'organiser dès à présent et impliquer largement l'ensemble de la population.



ANNEXES

DONNÉES RELATIVES À LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

(chapitre 3)

DONNÉES SUR LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ

Décomposition sectorielle de la consommation intérieure d'électricité dans les différents scénarios et variantes

Trajectoire de référence

en TWh	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Résidentiel	159,8	151,5	140,1	134,3
Tertiaire	131,3	125,6	120,0	113,2
Industrie	113,2	113,3	138,2	180,3
Transport	12,7	32,5	73,2	98,7
Agriculture	8,4	8,2	8,0	7,8
Énergie (dont pertes réseau)	49,8	52,2	54.7	60,7
Production d'hydrogène	-	25,0	33,0	50,0
Consommation intérieure	**475,2**	**508,2**	**567,1**	**645,0**

Scénario « réindustrialisation profonde »

en TWh	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Résidentiel	159,8	151,5	140,1	134,3
Tertiaire	131,3	125,8	120,2	114,5
Industrie	113,2	123,0	164,4	238,7
Transport	12,7	32,5	73,2	98,7
Agriculture	8,4	8,2	8,0	7,8
Énergie (dont pertes réseau)	49,8	54,4	61,6	71,0
Production d'hydrogène	-	42,2	63,9	86,7
Consommation intérieure	**475,2**	**537,7**	**631,4**	**751,7**

Scénario « sobriété »

en TWh	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Résidentiel	159,8	141,2	122,4	111,3
Tertiaire	131,3	116,9	104,5	95,0
Industrie	113,2	107,7	126,0	160,5
Transport	12,7	31,8	64,6	76,6
Agriculture	8,4	8,2	8,0	7,8
Énergie (dont pertes réseau)	49,8	50,0	52,2	56,5
Production d'hydrogène	-	23,5	31,0	47,0
Consommation intérieure	**475,2**	**479,3**	**508,8**	**554,6**

Variante « électrification - »

en TWh	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Résidentiel	159,8	147,6	134,9	126,4
Tertiaire	131,3	123,0	114,7	106,8
Industrie	113,2	111,4	125,5	149,7
Transport	12,7	27,0	58,5	80,8
Agriculture	8,4	7,9	7,4	6,9
Énergie (dont pertes réseau)	49,8	51,0	53,5	57,3
Production d'hydrogène	-	25,0	33,0	50,0
Consommation intérieure	**475,2**	**492,8**	**527,4**	**578,0**

Variante « électrification + »

en TWh	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Résidentiel	159,8	152,7	143,3	138,7
Tertiaire	131,3	128,5	125,2	119,9
Industrie	113,2	115,9	147,4	191,9
Transport	12,7	60,5	116,8	125,2
Agriculture	8,4	8,2	8,0	7,8
Énergie (dont pertes réseau)	49,8	55,1	62,0	67,0
Production d'hydrogène	-	25,0	33,0	50,0
Consommation intérieure	**475,2**	**545,9**	**635,6**	**700,5**

Variante « efficacité énergétique - »

en TWh	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Résidentiel	159,8	158,2	153,9	156,3
Tertiaire	131,3	132,6	134,0	134,9
Industrie	113,2	116,6	144,9	191,4
Transport	12,7	33,2	76,2	105,1
Agriculture	8,4	8,2	8,0	7,8
Énergie (dont pertes réseau)	49,8	53,7	60,1	68,2
Production d'hydrogène	-	25,0	33,0	50,0
Consommation intérieure	**475,2**	**527,4**	**610,2**	**713,8**

Variante « hydrogène + »

en TWh	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Résidentiel	159,8	151,5	140,1	134,3
Tertiaire	131,3	125,6	120,0	113,2
Industrie	113,2	112,7	132,7	163,6
Transport	12,7	33,8	74,0	92,8
Agriculture	8,4	8,2	8,0	7,8
Énergie (dont pertes réseau)	49,8	53,5	61,9	71,1
Production d'hydrogène	-	40,0	98,0	171,0
Consommation intérieure	**475,2**	**525,3**	**634,6**	**753,7**

Contexte socioéconomique

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Population France métropolitaine (millions)	64,8	69,0	69,0	69,0
Nombre de ménages (millions)	29,1	34,0	34,0	28,9
Nombre moyen de personnes par ménage	2,17	1,98	1,98	2,33
PIB (milliards d'euros 2019)	2 396	3 380	3 560	3 220
Part de la valeur ajoutée de l'industrie manufacturière dans le PIB	9,9%	10,0%	12,3%	9,5%

Secteur résidentiel

Consommation par usage

en TWh	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Chauffage	45,1	33,7	33,7	29,3
Eau chaude sanitaire	22,5	17,7	17,7	12,5
Ventilation - climatisation	5,9	13,9	13,9	10,2
Froid et lavage	24,4	15,9	15,9	13,8
Technologies de l'information et de la communication	19,2	12,6	12,6	10,7
Cuisson	12,6	12,6	12,6	10,8
Éclairage	7,5	1,8	1,8	1,6
Autres usages	22,6	25,9	25,9	22,4
Total	**159,8**	**134,3**	**134,3**	**111,3**

Chauffage

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Part de chauffage électrique dans la construction neuve*	50 %	80 %	80 %	80 %
dont pompes à chaleur	*20%*	*80%*	*80%*	*80%*
Transferts annuels vers une solution électrique de chauffage* (milliers de logements)	65	180	180	180
Part de chauffage électrique dans le parc total	40 %	70 %	70 %	70 %
dont pompes à chaleur	*4 %*	*40 %*	*40 %*	*50 %*
Nombre annuel de rénovations (milliers de logements)*	400	770	770	770
Gain moyen d'une rénovation*	-30 %	-50 %	-50 %	-50 %
COP moyen des pompes à chaleur**	2,7	3,6	3,6	3,6
Température moyenne de consigne	20 °C	20 °C	20 °C	19 °C

** moyenne sur 10 ans pour 2019 ; moyenne 2020-2050*
*** rendement système*

Production d'eau chaude sanitaire

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Part de l'électricité pour l'eau chaude sanitaire dans le parc total	50 %	70 %	70 %	70 %
dont chauffe-eau thermodynamiques ou pompes à chaleur double service	*5 %*	*50 %*	*50 %*	*40 %*
Besoin moyen d'eau chaude (L/pers./jour)	37	37	37	25

Climatisation et ventilation

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Taux d'équipement en climatisation	22 %	55 %	55 %	45 %
Taux d'équipement en VMC dans les maisons individuelles	55 %	100 %	100 %	100 %

Secteur tertiaire

Consommation par usage

en TWh	2019	2050 Référence	2050 Réindustrialisation profonde	2050 Sobriété
Chauffage	17,1	13,8	14,0	10,4
Ventilation - climatisation	19,8	22,1	22,4	20,1
Eau chaude sanitaire	6,7	5,4	5,4	4,6
Cuisson	4,3	7,2	7,2	7,2
Froid	9,5	6,1	6,2	5,4
Éclairage	19,7	7,3	7,4	5,7
Autres usages spécifiques *dont data centers en colocation*	30,0 *3,5*	31,5 *9,5*	31,8 *9,5*	22,5 *7,6*
Hors bâti	24,2	19,9	20,0	19,2
Total	**131,3**	**113,2**	**114,5**	**95,0**

Consommation par branche

en TWh	2019	2050 Référence	2050 Réindustrialisation profonde	2050 Sobriété
Cafés, hôtels, restaurants	13,1	12,8	12,8	11,3
Habitat communautaire	4,2	5,1	5,1	4,6
Santé, action sociale	9,3	8,5	8,4	7,4
Enseignement, recherche	5,2	6,0	6,0	5,4
Sport, loisirs, culture	7,1	6,1	6,1	5,3
Bureaux, administration	37,8	33,7	34,1	23,2
Commerce	27,5	18,9	19,7	16,6
Bâtiments du transport	3,0	2,2	2,2	1,9
Hors bâti	24,2	19,9	20,0	19,2
Total	**131,3**	**113,2**	**114,5**	**95,0**

Surface par branche

en millions de m²	2019	2050 Référence	2050 Réindustrialisation profonde	2050 Sobriété
Cafés, hôtels, restaurants	66	78	78	76
Habitat communautaire	73	105	105	103
Santé, action sociale	118	136	137	134
Enseignement, recherche	190	180	182	177
Sport, loisirs, culture	74	92	93	91
Bureaux, administration	234	235	239	134
Commerce	215	216	223	200
Bâtiments du transport	26	22	23	22
Total	**998**	**1064**	**1080**	**937**

Chauffage

	2019	2050 Référence	2050 Réindustrialisation profonde	2050 Sobriété
Part des surfaces chauffées à l'électricité	29 %	65 %	65 %	65 %
dont pompes à chaleur	*9 %*	*60 %*	*60 %*	*60 %*
Part du chauffage électrique dans la construction neuve*	53 %	80 %	80 %	80 %
dont pompes à chaleur	*30 %*	*80 %*	*80 %*	*80 %*
Transferts annuels de surfaces vers une solution électrique* (millions de m²)	1,7	9,0	9,0	9,0
dont pompes à chaleur	*0,4*	*7,0*	*7,0*	*7,0*
Surface tertiaire rénovée (millions de m² par rapport à 2019)	-	750	750	700
Gain moyen d'une rénovation	-15 %	-40 %	-40 %	-40 %
Gain lié à l'évolution de la consigne de chauffage	-	0 %	0 %	-10 %

** moyenne sur 10 ans pour 2019 ; moyenne 2020-2050*

Production d'eau chaude sanitaire

	2019	2050 Référence	2050 Réindustrialisation profonde	2050 Sobriété
Part de l'électricité pour l'eau chaude sanitaire dans le parc total	29 %	65 %	65 %	65 %
dont chauffe-eau thermodynamiques ou pompes à chaleur double service	*2 %*	*60 %*	*60 %*	*60 %*

Climatisation et ventilation

	2019	2050 Référence	2050 Réindustrialisation profonde	2050 Sobriété
Taux d'équipement en climatisation	32 %	60 %	60 %	60 %

Secteur industriel

Consommation par grand secteur

en TWh	2019	2050 Référence	2050 Réindustrialisation profonde	2050 Sobriété
Industrie agroalimentaire	20,9	37,4	41,8	31,8
Sidérurgie	11,2	28,6	43,4	27,7
Métallurgie et mécanique (hors automobile)	24,7	37,9	57,1	33,0
Minéraux et matériaux	9,6	15,5	19,7	13,3
Chimie et parachimie	21,1	27,1	37,2	26,4
Construction automobile	5,3	8,7	9,5	5,9
Industrie du papier et du carton	7,4	9,0	12,9	7,7
Industries diverses	13,0	16,0	17,2	14,9
Total	**113,2**	**180,3**	**238,7**	**160,5**

Taux d'électrification de la consommation finale énergétique de l'industrie *(hors usage matière première)*

En %	2019	2050 Référence	2050 Réindustrialisation profonde	2050 Sobriété
Industrie agroalimentaire	35 %	75 %	76 %	74 %
Sidérurgie	20 %	69 %	68 %	69 %
Métallurgie et mécanique (hors automobile)	56 %	85 %	86 %	84 %
Minéraux et matériaux	19 %	50 %	53 %	51 %
Chimie et parachimie	24 %	43 %	44 %	42 %
Construction automobile	52 %	75 %	74 %	74 %
Industrie du papier et du carton	23 %	34 %	41 %	31 %
Industries diverses	46 %	66 %	67 %	65 %
Total	**31 %**	**62 %**	**63 %**	**61 %**

Valeur ajoutée

en milliards d'euros 2019	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Industrie agroalimentaire	43,7	60,1	66,9	50,8
Textile et habillement	5,3	6,8	7,0	6,6
Bois, papier	11,7	15,3	16,9	13,6
Chimie et pharmacie	33,0	52,8	75,9	49,6
Métallurgie et matériaux non métalliques	46,3	47,4	58,8	41,7
Automobile et autres matériels de transport	34,0	53,8	55,5	46,6
Produits électriques et électroniques	19,2	36,8	73,2	34,2
Machines et équipements	35,8	52,4	67,9	50,8
Autres produits manufacturés	9,2	11,7	14,5	11,5
Total	**238,2**	**337,1**	**436,6**	**305,5**

Solde commercial

en milliards d'euros 2019	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Industrie agroalimentaire	6,7	8,1	29,2	4,5
Textile et habillement	-12,6	-9,4	-10,4	-8,2
Bois, papier	-5,1	-7,0	-5,8	-4,3
Chimie et pharmacie	24,9	46,5	94,7	46,3
Métallurgie et matériaux non métalliques	-14,2	-21,5	-19,7	-12,1
Automobile et autres matériels de transport	29,0	68,5	74,2	72,5
Produits électriques et électroniques	-24,6	-36,0	39,2	-28,3
Machines et équipements	-7,3	-6,5	33,9	-5,4
Autres produits manufacturés	-23,6	-14,2	-8,1	-9,2
Total	**-26,7**	**28,7**	**227,2**	**55,7**

Production des industries grandes consommatrices d'énergie
(en quantités physiques)

en millions de tonnes	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Acier	14,5	13,0	20,9	12,7
Aluminium	0,9	1,1	1,6	1,1
Sucre	4,6	4,2	5,3	4,0
Clinker	13,2	11,3	12,7	8,0
Verre	4,9	4,1	5,9	3,8
Papier-carton	7,3	7,3	8,7	6,1
Ammoniac	0,9	0,7	1,1	0,6
Chlore	1,0	0,9	1,2	0,8
Éthylène	2,7	1,6	2,0	1,5

Production de batteries

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Part de la demande de batteries satisfaite par une production en France	0 %	50 %	80 %	50 %

Taux d'incorporation de matières premières recyclées

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Acier	40 %	80 %	73 %	83 %
Aluminium	56 %	70 %	49 %	73 %
Verre	61 %	80 %	75 %	86 %
Papier	62 %	87 %	75 %	87 %
Plastiques	6 %	35 %	35 %	40 %

Décomposition de l'évolution de la consommation entre 2019 et 2050 selon les principaux effets

en TWh	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Effet volume	-	48,3	95,6	33,5
Effet structure	-	-24,1	-29,8	-26,1
Recyclage acier	-	3,5	5,5	3,5
Recyclage - autres industries grandes consommatrices d'énergie	-	-2,8	-3,5	-2,9
Efficacité énergétique	-	-30,5	-38,3	-27,1
Electrification	-	46,9	61,8	42,4
PAC	-	4,1	5,1	3,7
Chaudières électriques	-	21,7	29,2	20,2
Total des effets	**-**	**67,1**	**125,6**	**47,3**

Secteur des transports

Consommation par moyen de transport

en TWh	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Transports ferroviaires	9,8	14,7	14,7	17,2
Aérien et maritime	0,2	0,6	0,6	0,5
Autres transports terrestres	1,9	1,9	1,9	1,9
Véhicules légers électriques	0,7	67,2	67,2	37,1
Bus/autocars électriques	0,1	6,0	6,0	13,5
Camions électriques	0,0	8,3	8,3	6,4
Total transports	**12,7**	**98,7**	**98,7**	**76,6**

Besoin de transport

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Besoin annuel moyen de transport/personne (km)	14 600	15 100	15 100	13 550
Trafic total de passagers (Gpkm)	947	1040	1040	935
Trafic total de marchandises (Gtkm)	335	430	430	375

Parts modales du transport de marchandises

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Rail	9,7 %	12,4 %	12,4 %	20,0 %
Route	88,3 %	85,2 %	85,2 %	75,0 %
Fluvial	2,0 %	2,4 %	2,4 %	5,0 %
Total	**100,0 %**	**100,0 %**	**100,0 %**	**100,0 %**

Parts modales du transport de passagers

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Train	10,3 %	13,7 %	13,7 %	20,9 %
Métro, RER	1,1 %	2,4 %	2,4 %	2,9 %
Automobile	78,7 %	70,2 %	70,2 %	52,7 %
Deux-roues motorisé	1,5 %	1,2 %	1,2 %	2,4 %
Transport routier collectif	6,2 %	8,1 %	8,1 %	16,7 %
Aérien	1,7 %	1,4 %	1,4 %	0,5 %
Vélo	0,6 %	3,0 %	3,0 %	3,9 %
Total	**100,0 %**	**100,0 %**	**100,0 %**	**100,0 %**

Véhicules légers

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Parc de véhicules légers (millions)	38,9	38,4	38,4	26,4
dont véhicules électriques ou hybrides rechargeables (millions)	*0,3*	*35,9*	*35,9*	*24,2*
Part des VE/VHR dans le parc automobile	0,7 %	93,4 %	93,4 %	91,6 %
Kilométrage annuel moyen par véhicule léger (km)	14 300	13 400	13 400	12 200
Consommation kilométrique d'électricité des véhicules électriques (kWh/km)	0,19	0,14	0,14	0,13
Consommation électrique des véhicules légers électriques (TWh)	**0,7**	**67,2**	**67,2**	**37,1**

Bus

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Flotte de bus (milliers) *dont bus électriques*	28,2 *0,5*	64,0 *51,2*	64,0 *51,2*	168,4 *134,8*
Part des bus électriques dans la flotte	2 %	80 %	80 %	80 %
Kilométrage annuel moyen des bus (km)	40 600	40 600	40 600	40 600
Consommation kilométrique des bus électriques (kWh/km)	2,7	1,8	1,8	1,8
Consommation électrique des bus (TWh)	**0,1**	**3,8**	**3,8**	**10,0**

Autocars

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Flotte d'autocars (milliers) *dont autocars électriques*	72,5 *0,0*	90,6 *30,8*	90,6 *30,8*	143,6 *48,8*
Part des autocars électriques dans la flotte	0 %	34 %	34 %	34 %
Kilométrage annuel moyen des autocars (km)	30 200	30 200	30 200	30 200
Consommation kilométrique des autocars électriques (kWh/km)	3,5	2,4	2,4	2,4
Consommation électrique des autocars (TWh)	**0,0**	**2,2**	**2,2**	**3,4**

Camions

	2019	2050		
		Référence	Réindustrialisation profonde	Sobriété
Parc total de camions (milliers)	694	779	779	603
dont PTAC < 19 t	*123*	*139*	*139*	*107*
dont PTAC > 19 t	*217*	*244*	*244*	*189*
dont tracteurs routiers	*353*	*397*	*397*	*307*
Parc de camions électriques (milliers)	0	163	163	126
dont PTAC < 19 t	*0*	*71*	*71*	*55*
dont PTAC > 19 t	*0*	*61*	*61*	*47*
dont tracteurs routiers	*0*	*32*	*32*	*25*
Part des camions électriques dans le parc	0 %	21 %	21 %	21 %
Consommation kilométrique moyenne < 19 t (kWh/km)	1,6	0,9	0,9	0,9
Consommation kilométrique moyenne > 19 t (kWh/km)	1,8	1,1	1,1	1,1
Consommation kilométrique moyenne tracteurs routiers (kWh/km)	2,1	1,4	1,4	1,4
Kilométrage moyen < 19 t (milliers de km)	41	25	25	25
Kilométrage moyen > 19 t (milliers de km)	53	36	36	36
Kilométrage moyen tracteurs routiers (milliers de km)	94	91	91	91
Consommation électrique des camions (TWh)	**0,0**	**8,3**	**8,3**	**6,4**

BILANS ÉNERGÉTIQUES DES SCÉNARIOS DE MIX

(chapitre 5)

M0 - référence

	2019	2030	2040	2050	2060
Production (TWh)					
Demande totale	**538,4**	**579,2**	**702,1**	**773,3**	**803,4**
Consommation France [1]	475,2	508,2	567,1	645,0	645,0
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*25,0*	*33,0*	*50,0*	*50,0*
Solde exportateur	56,7	67,3	81,7	12,7	29,7
Pompage	6,5	3,4	16,6	21,3	21,2
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,3	15,4	30,6	43,9
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,0	0,8	2,0	2,0
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	9,3	42,2	34,7
Énergie écrêtée	0,0	0,0	11,2	19,5	26,9
Offre totale	**538,4**	**579,2**	**702,1**	**773,3**	**803,4**
Énergies renouvelables	**114,7**	**204,2**	**480,4**	**725,6**	**747,1**
Hydraulique	59,5	65,6	76,1	79,8	79,8
dont STEP	*5,5*	*2,8*	*13,3*	*17,0*	17,0
Éolien	33,9	86,7	230,7	372,8	376,8
dont éolien terrestre	*33,9*	*68,3*	*110,1*	*149,3*	*153,5*
dont éolien en mer	*0,0*	*18,4*	*120,6*	*223,5*	*223,5*
Solaire	11,6	42,3	159,5	254,5	269,2
Bioénergies [2]	9,7	9,6	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	4,3	8,7	11,5
Nucléaire	**379,0**	**343,2**	**197,2**	**0,0**	**0,0**
Nucléaire existant	379,0	343,2	197,2	0,0	0,0
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**31,5**	**9,9**	**18,3**	**14,9**
Méthane	38,6	29,2	4,4	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,1	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	3,7	16,0	13,1
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,3**	**14,6**	**29,4**	**41,4**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,0	0,7	1,9	1,9
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,2	13,9	27,5	39,5
Capacité installée (GW)					
Énergies renouvelables	**53,0**	**101,9**	**250,5**	**379,0**	**394,0**
Hydraulique	25,5	26,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	33,2	54,7	74,0	76,0
Éolien en mer	0,0	5,2	33,9	62,0	62,0
Solaire	9,4	35,1	130,3	208,0	220,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9
Énergies marines	0,0	0,0	1,5	3,0	4,0
Nucléaire	**63,1**	**57,6**	**35,0**	**0,0**	**0,0**
Nucléaire existant	63,1	57,6	35,0	0,0	0,0
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**12,9**	**11,8**	**29,7**	**33,3**
Méthane	12,1	11,5	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	6,3	28,7	32,8
Flexibilités [5]					
Batteries stationnaires	0,0	0,5	12,9	25,6	36,5
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	10,0	21,0	21,0
Flexibilités de consommation					
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*0,9*	*3,6*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,7*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,8*	*3,4*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	22,3	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	27,2	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

M1 - référence

	2019	2030	2040	2050	2060
Production (TWh)					
Demande totale	**538,4**	**587,4**	**676,4**	**755,3**	**822,1**
Consommation France [1]	475,2	508,2	567,1	645,0	645,0
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*25,0*	*33,0*	*50,0*	*50,0*
Solde exportateur	56,7	75,4	73,1	20,7	34,6
Pompage	6,5	3,5	16,2	20,9	21,5
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,3	9,9	24,1	48,3
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,0	0,8	2,0	2,0
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	2,3	27,5	37,0
Énergie écrêtée	0,0	0,0	7,0	15,1	33,7
Offre totale	**538,4**	**587,4**	**676,4**	**755,3**	**822,1**
Énergies renouvelables	**114,7**	**204,2**	**413,4**	**628,2**	**750,8**
Hydraulique	59,5	65,6	75,7	79,5	80,0
dont STEP	*5,5*	*2,8*	*12,9*	*16,7*	17,2
Éolien	33,9	86,7	175,7	281,1	346,0
dont éolien terrestre	*33,9*	*68,3*	*97,9*	*118,7*	*142,8*
dont éolien en mer	*0,0*	*18,4*	*77,8*	*162,4*	*203,2*
Solaire	11,6	42,3	150,8	254,9	312,1
Bioénergies [2]	9,7	9,6	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	1,4	2,9	2,9
Nucléaire	**379,0**	**352,9**	**245,9**	**90,7**	**10,2**
Nucléaire existant	379,0	352,9	245,9	90,7	10,2
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**30,0**	**7,5**	**12,8**	**15,7**
Méthane	38,6	27,8	4,8	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	0,9	10,5	13,9
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,3**	**9,6**	**23,6**	**45,4**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,0	0,7	1,9	1,9
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,2	8,9	21,7	43,5
Capacité installée (GW)					
Énergies renouvelables	**53,0**	**101,9**	**227,8**	**351,0**	**422,5**
Hydraulique	25,5	26,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	33,2	48,7	59,0	71,0
Éolien en mer	0,0	5,2	21,9	45,0	56,5
Solaire	9,4	35,1	126,6	214,0	262,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9
Énergies marines	0,0	0,0	0,5	1,0	1,0
Nucléaire	**63,1**	**59,4**	**43,1**	**15,5**	**1,6**
Nucléaire existant	63,1	59,4	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**12,9**	**8,6**	**20,5**	**34,2**
Méthane	12,1	11,5	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	3,1	19,5	33,7
Flexibilités [5]					
Batteries stationnaires	0,0	0,5	9,1	20,6	39,9
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	8,5	17,0	17,3
Flexibilités de consommation					
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*0,9*	*4,7*	*7,7*	*8,0*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,7*	*1,6*	*1,4*	*1,4*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,8*	*3,4*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	22,3	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	27,2	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

M23 - référence

	2019	2030	2040	2050	2060
Production (TWh)					
Demande totale	**538,4**	**587,4**	**676,0**	**726,3**	**770,9**
Consommation France [1]	475,2	508,2	567,1	645,0	645,0
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*25,0*	*33,0*	*50,0*	*50,0*
Solde exportateur	56,7	75,4	79,1	17,2	32,8
Pompage	6,5	3,5	16,1	19,4	20,4
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,3	4,8	13,1	22,3
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,0	0,8	2,0	2,0
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	3,8	24,1	30,5
Énergie écrêtée	0,0	0,0	4,3	5,5	17,9
Offre totale	**538,4**	**587,4**	**676,0**	**726,3**	**770,9**
Énergies renouvelables	**114,7**	**204,2**	**420,4**	**610,3**	**726,2**
Hydraulique	59,5	65,6	75,7	78,2	79,0
dont STEP	*5,5*	*2,8*	*12,9*	*15,5*	16,3
Éolien	33,9	86,7	230,0	360,6	442,3
dont éolien terrestre	*33,9*	*68,3*	*109,3*	*145,3*	*169,6*
dont éolien en mer	*0,0*	*18,4*	*120,7*	*215,3*	*272,7*
Solaire	11,6	42,3	103,5	153,0	183,6
Bioénergies [2]	9,7	9,6	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	1,4	8,7	11,5
Nucléaire	**379,0**	**352,9**	**242,8**	**91,1**	**9,8**
Nucléaire existant	379,0	352,9	242,8	91,1	9,8
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**30,0**	**7,7**	**11,2**	**13,0**
Méthane	38,6	27,8	4,4	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	1,5	8,9	11,2
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,3**	**5,1**	**13,7**	**21,9**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,0	0,7	1,9	1,9
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,2	4,4	11,8	20,0
Capacité installée (GW)					
Énergies renouvelables	**53,0**	**101,9**	**203,3**	**292,0**	**346,0**
Hydraulique	25,5	26,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	*16,5*	*33,2*	*54,2*	*72,0*	84,0
Éolien en mer	*0,0*	*5,2*	*33,9*	*60,0*	76,0
Solaire	9,4	35,1	84,6	125,0	150,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9
Énergies marines	0,0	0,0	0,5	3,0	4,0
Nucléaire	**63,1**	**59,4**	**43,1**	**15,5**	**1,6**
Nucléaire existant	63,1	59,4	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**12,9**	**9,1**	**21,4**	**30,7**
Méthane	12,1	11,5	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	3,6	20,4	30,2
Flexibilités [5]					
Batteries stationnaires	0,0	0,5	5,0	12,7	20,9
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	8,5	16,0	16,0
Flexibilités de consommation					
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*0,9*	*3,6*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,7*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,8*	*3,4*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	22,3	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	27,2	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N1 - référence

	2019	2030	2040	2050	2060
Production (TWh)					
Demande totale	**538,4**	**587,4**	**652,8**	**709,2**	**739,3**
Consommation France [1]	475,2	508,2	567,1	645,0	645,0
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*25,0*	*33,0*	*50,0*	*50,0*
Solde exportateur	56,7	75,4	67,8	17,9	34,2
Pompage	6,5	3,5	15,3	18,8	20,1
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,3	0,0	8,6	12,6
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,0	0,8	2,0	2,0
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	0,0	14,6	19,0
Énergie écrêtée	0,0	0,0	1,8	2,3	6,4
Offre totale	**538,4**	**587,4**	**652,8**	**709,2**	**739,3**
Énergies renouvelables	**114,7**	**204,2**	**351,5**	**509,6**	**579,1**
Hydraulique	59,5	65,6	75,0	77,9	78,9
dont STEP	*5,5*	*2,8*	*12,2*	*15,1*	16,1
Éolien	33,9	86,7	169,3	277,5	320,3
dont éolien terrestre	*33,9*	*68,3*	*95,1*	*117,3*	*133,0*
dont éolien en mer	*0,0*	*18,4*	*74,2*	*160,2*	*187,3*
Solaire	11,6	42,3	97,4	144,4	170,1
Bioénergies [2]	9,7	9,6	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**352,9**	**294,0**	**182,0**	**137,7**
Nucléaire existant	379,0	352,9	251,2	92,4	10,3
EPR2	0,0	0,0	42,8	89,6	127,4
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**30,0**	**6,5**	**8,0**	**9,2**
Méthane	38,6	27,8	4,7	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	5,7	7,4
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,3**	**0,8**	**9,6**	**13,3**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,0	0,7	1,9	1,9
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,2	0,0	7,7	11,4
Capacité installée (GW)					
Énergies renouvelables	**53,0**	**101,9**	**177,8**	**253,0**	**290,0**
Hydraulique	25,5	26,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	33,2	47,2	58,0	66,0
Éolien en mer	0,0	5,2	20,9	45,0	53,0
Solaire	9,4	35,1	79,6	118,0	139,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**59,4**	**49,7**	**28,7**	**21,4**
Nucléaire existant	63,1	59,4	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	6,6	13,2	19,8
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**12,9**	**7,1**	**12,2**	**17,1**
Méthane	12,1	11,5	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	1,6	11,2	16,6
Flexibilités [5]					
Batteries stationnaires	0,0	0,5	1,5	8,7	12,0
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	7,5	13,4	13,4
Flexibilités de consommation					
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*0,9*	*3,6*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,7*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,8*	*3,4*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	22,3	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	27,2	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N2 - référence

	2019	2030	2040	2050	2060
Production (TWh)					
Demande totale	**538,4**	**587,4**	**619,8**	**688,3**	**699,3**
Consommation France [1]	475,2	508,2	567,1	645,0	645,0
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*25,0*	*33,0*	*50,0*	*50,0*
Solde exportateur	56,7	75,4	33,8	18,0	29,2
Pompage	6,5	3,5	13,5	17,7	18,3
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,3	0,0	0,3	0,2
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,0	0,8	1,9	1,9
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	4,3	4,8	3,8
Énergie écrêtée	0,0	0,0	0,3	0,6	0,9
Offre totale	**538,4**	**587,4**	**619,8**	**688,3**	**699,3**
Énergies renouvelables	**114,7**	**204,2**	**307,0**	**429,7**	**439,8**
Hydraulique	59,5	65,6	73,6	76,9	77,3
dont STEP	*5,5*	*2,8*	*10,8*	*14,2*	14,6
Éolien	33,9	86,7	149,0	232,9	238,9
dont éolien terrestre	*33,9*	*68,3*	*81,9*	*103,8*	*106,8*
dont éolien en mer	*0,0*	*18,4*	*67,1*	*129,1*	*132,1*
Solaire	11,6	42,3	74,6	110,1	113,8
Bioénergies [2]	9,7	9,6	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**352,9**	**303,4**	**252,4**	**254,1**
Nucléaire existant	379,0	352,9	258,8	93,1	10,7
EPR2	0,0	0,0	44,6	159,3	243,4
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**30,0**	**8,6**	**4,1**	**3,3**
Méthane	38,6	27,8	5,1	0,4	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	1,7	1,9	1,5
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,3**	**0,8**	**2,1**	**2,1**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,0	0,7	1,8	1,8
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,2	0,0	0,2	0,2
Capacité installée (GW)					
Énergies renouvelables	**53,0**	**101,9**	**150,6**	**209,6**	**215,0**
Hydraulique	25,5	26,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	33,2	40,5	51,5	53,0
Éolien en mer	0,0	5,2	19,0	36,1	37,0
Solaire	9,4	35,1	61,0	90,0	93,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**59,4**	**49,7**	**38,7**	**38,0**
Nucléaire existant	63,1	59,4	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	6,6	23,2	36,4
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**12,9**	**8,4**	**5,5**	**5,1**
Méthane	12,1	11,5	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	2,9	4,5	4,6
Flexibilités [5]					
Batteries stationnaires	0,0	0,5	1,4	2,0	2,1
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	8,5	10,7	10,7
Flexibilités de consommation					
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*0,9*	*3,6*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,7*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,8*	*3,4*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	22,3	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	27,2	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N03 - référence

	2019	2030	2040	2050	2060
Production (TWh)					
Demande totale	**538,4**	**606,1**	**658,8**	**677,4**	**695,4**
Consommation France [1]	475,2	508,2	567,1	645,0	645,0
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*25,0*	*33,0*	*50,0*	*50,0*
Solde exportateur	56,7	93,8	77,6	14,8	33,2
Pompage	6,5	3,8	13,3	15,7	15,3
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,0	0,6	1,9	1,9
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie écrêtée	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
Offre totale	**538,4**	**606,1**	**658,8**	**677,4**	**695,4**
Énergies renouvelables	**114,7**	**204,4**	**277,7**	**335,3**	**347,9**
Hydraulique	59,5	65,8	73,5	75,2	74,9
dont STEP	*5,5*	*3,0*	*10,7*	*12,5*	12,2
Éolien	33,9	86,7	129,3	164,6	177,5
dont éolien terrestre	*33,9*	*68,3*	*78,6*	*86,7*	*86,7*
dont éolien en mer	*0,0*	*18,4*	*50,7*	*77,9*	*90,9*
Solaire	11,6	42,3	65,1	85,7	85,7
Bioénergies [2]	9,7	9,6	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**374,3**	**376,8**	**338,5**	**343,9**
Nucléaire existant	379,0	374,3	326,4	149,2	27,3
EPR2	0,0	0,0	43,7	162,3	274,6
SMR	0,0	0,0	6,7	27,0	42,0
Thermique [3]	**44,7**	**27,1**	**3,7**	**1,8**	**1,8**
Méthane	38,6	24,9	1,9	0,0	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,3**	**0,6**	**1,8**	**1,8**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,0	0,6	1,8	1,8
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0
Capacité installée (GW)					
Énergies renouvelables	**53,0**	**101,9**	**136,6**	**167,0**	**170,0**
Hydraulique	25,5	26,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	33,2	39,0	43,0	43,0
Éolien en mer	0,0	5,2	14,3	22,0	25,0
Solaire	9,4	35,1	53,2	70,0	70,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**63,0**	**63,4**	**51,6**	**50,7**
Nucléaire existant	63,1	63,0	55,8	24,4	4,6
EPR2	0,0	0,0	6,6	23,2	39,6
SMR	0,0	0,0	1,0	4,1	6,5
Thermique	**18,6**	**12,9**	**1,9**	**0,5**	**0,5**
Méthane	12,1	11,5	1,4	0,0	0,0
Fioul	3,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Flexibilités [5]					
Batteries stationnaires	0,0	0,5	0,5	0,5	0,5
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	7,5	9,5	9,5
Flexibilités de consommation					
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*0,9*	*3,6*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,7*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,8*	*0,4*	*0,0*	*0,0*
Capacités d'import	11,0	22,3	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	27,2	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

M0 - sobriété

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**622,4**	**667,9**	**689,5**
Consommation France [1]	475,2	508,8	554,6	554,6
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*31,0*	*47,0*	*47,0*
Solde exportateur	56,7	87,7	26,1	37,7
Pompage	6,5	16,8	20,4	20,3
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,0	25,3	33,6
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,5	1,4	1,4
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	27,2	25,3
Énergie écrêtée	0,0	8,6	12,9	16,6
Offre totale	**538,4**	**622,4**	**667,9**	**689,5**
Énergies renouvelables	**114,7**	**417,0**	**631,2**	**646,5**
Hydraulique	59,5	76,3	79,1	79,0
dont STEP	*5,5*	*13,5*	*16,3*	*16,2*
Éolien	33,9	200,9	321,7	328,3
dont éolien terrestre	*33,9*	*99,6*	*135,5*	*138,0*
dont éolien en mer	*0,0*	*101,3*	*186,2*	*190,3*
Solaire	11,6	125,7	211,9	217,9
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	4,3	8,7	11,5
Nucléaire	**379,0**	**198,4**	**0,0**	**0,0**
Nucléaire existant	379,0	198,4	0,0	0,0
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**6,4**	**12,7**	**11,5**
Méthane	38,6	4,6	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	10,4	9,7
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,6**	**24,0**	**31,5**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,1	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,5	1,3	1,3
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,0	22,7	30,2
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**215,3**	**332,5**	**340,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	49,6	67,5	69,0
Éolien en mer	0,0	28,6	52,0	53,0
Solaire	9,4	105,5	178,0	183,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	1,5	3,0	4,0
Nucléaire	**63,1**	**34,9**	**0,0**	**0,0**
Nucléaire existant	63,1	34,9	0,0	0,0
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**7,8**	**20,3**	**21,8**
Méthane	12,1	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	2,3	19,3	21,3
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	1,9	21,9	29,0
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	16,2	16,2
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,5*	*5,2*	*5,2*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,1*	*0,8*	*0,8*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*3,4*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

M1 - sobriété

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**619,6**	**643,0**	**694,6**
Consommation France [1]	475,2	508,8	554,6	554,6
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*31,0*	*47,0*	*47,0*
Solde exportateur	56,7	88,8	27,7	38,3
Pompage	6,5	16,2	19,9	20,9
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,0	16,7	31,6
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,5	1,4	1,4
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	14,5	25,8
Énergie écrêtée	0,0	5,3	8,2	22,0
Offre totale	**538,4**	**619,6**	**643,0**	**694,6**
Énergies renouvelables	**114,7**	**368,8**	**526,6**	**642,6**
Hydraulique	59,5	75,7	78,7	79,5
dont STEP	*5,5*	*12,9*	*15,9*	16,7
Éolien	33,9	158,0	230,3	299,1
dont éolien terrestre	*33,9*	*86,4*	*104,7*	*130,8*
dont éolien en mer	*0,0*	*71,6*	*125,6*	*168,3*
Solaire	11,6	123,9	204,9	251,3
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	1,4	2,9	2,9
Nucléaire	**379,0**	**246,5**	**91,9**	**10,4**
Nucléaire existant	379,0	246,5	91,9	10,4
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**3,8**	**8,1**	**11,9**
Méthane	38,6	2,0	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	5,8	10,1
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,5**	**16,4**	**29,7**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,1	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,5	1,3	1,3
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,0	15,0	28,4
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**197,8**	**292,0**	**355,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	43,1	52,0	65,0
Éolien en mer	0,0	20,1	35,0	47,0
Solaire	9,4	104,0	172,0	211,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	0,5	1,0	1,0
Nucléaire	**63,1**	**43,1**	**15,5**	**1,6**
Nucléaire existant	63,1	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**1,9**	**10,4**	**20,5**
Méthane	12,1	1,4	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	9,4	20,0
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	0,5	15,4	26,9
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	13,5	14,2
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*4,5*	*6,7*	*6,7*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,3*	*1,0*	*1,0*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,7*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

M23 - sobriété

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**614,8**	**627,5**	**663,8**
Consommation France [1]	475,2	508,8	554,6	554,6
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*31,0*	*47,0*	*47,0*
Solde exportateur	56,7	88,2	26,9	38,0
Pompage	6,5	15,2	18,3	19,3
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,0	10,3	20,2
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,5	1,3	1,4
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	13,1	19,5
Énergie écrêtée	0,0	2,1	3,0	10,8
Offre totale	**538,4**	**614,8**	**627,5**	**663,8**
Énergies renouvelables	**114,7**	**362,9**	**517,8**	**625,0**
Hydraulique	59,5	75,0	77,3	78,2
dont STEP	*5,5*	*12,2*	*14,6*	15,5
Éolien	33,9	190,4	297,0	370,7
dont éolien terrestre	*33,9*	*96,5*	*126,7*	*148,3*
dont éolien en mer	*0,0*	*93,9*	*170,3*	*222,4*
Solaire	11,6	83,4	125,0	154,8
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	4,3	8,7	11,5
Nucléaire	**379,0**	**247,7**	**92,0**	**10,5**
Nucléaire existant	379,0	247,7	92,0	10,5
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**3,7**	**7,2**	**8,8**
Méthane	38,6	1,9	0,4	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	5,0	7,0
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,5**	**10,5**	**19,5**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,5	1,2	1,3
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,0	9,3	18,2
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**176,2**	**250,7**	**301,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	48,2	63,2	74,0
Éolien en mer	0,0	26,4	47,5	62,0
Solaire	9,4	70,0	105,0	130,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	1,5	3,0	4,0
Nucléaire	**63,1**	**43,1**	**15,5**	**1,6**
Nucléaire existant	63,1	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**1,9**	**11,9**	**20,5**
Méthane	12,1	1,4	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	10,9	20,0
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	0,5	10,7	19,5
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	12,3	12,5
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,5*	*5,2*	*5,2*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,1*	*0,8*	*0,8*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,4*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N1 - sobriété

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**609,6**	**600,9**	**628,6**
Consommation France [1]	475,2	508,8	554,6	554,6
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*31,0*	*47,0*	*47,0*
Solde exportateur	56,7	85,4	24,7	39,1
Pompage	6,5	14,2	17,8	19,4
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,0	1,6	4,8
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,5	1,3	1,4
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	0,0	5,8
Énergie écrêtée	0,0	0,7	0,9	3,5
Offre totale	**538,4**	**609,6**	**600,9**	**628,6**
Énergies renouvelables	**114,7**	**309,2**	**412,0**	**479,0**
Hydraulique	59,5	74,1	77,0	78,3
dont STEP	*5,5*	*11,3*	*14,2*	15,5
Éolien	33,9	150,8	218,0	256,3
dont éolien terrestre	*33,9*	*83,3*	*100,3*	*118,1*
dont éolien en mer	*0,0*	*67,5*	*117,7*	*138,2*
Solaire	11,6	74,5	107,2	134,6
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**296,2**	**183,9**	**139,9**
Nucléaire existant	379,0	252,9	93,1	10,5
EPR2	0,0	43,3	90,8	129,4
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**3,7**	**2,2**	**4,0**
Méthane	38,6	1,9	0,4	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	2,2
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,5**	**2,8**	**5,7**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,1	0,1
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,5	1,2	1,3
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,0	1,5	4,3
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**153,3**	**205,0**	**242,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	41,6	50,0	59,0
Éolien en mer	0,0	19,1	33,0	39,0
Solaire	9,4	62,5	90,0	113,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**49,7**	**28,7**	**21,4**
Nucléaire existant	63,1	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	6,6	13,2	19,8
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**1,9**	**2,8**	**6,7**
Méthane	12,1	1,4	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	1,8	6,2
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	0,5	3,3	5,9
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	9,3	9,5
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,5*	*5,2*	*5,2*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,1*	*0,8*	*0,8*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*1,9*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N2 - sobriété

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**577,6**	**597,5**	**610,1**
Consommation France [1]	475,2	508,8	554,6	554,6
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*31,0*	*47,0*	*47,0*
Solde exportateur	56,7	55,4	25,9	37,8
Pompage	6,5	12,8	15,6	16,2
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,5	1,3	1,3
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie écrêtée	0,0	0,1	0,1	0,2
Offre totale	**538,4**	**577,6**	**597,5**	**610,1**
Énergies renouvelables	**114,7**	**270,1**	**339,0**	**348,0**
Hydraulique	59,5	73,0	75,2	75,7
dont STEP	*5,5*	*10,2*	*12,5*	13,0
Éolien	33,9	127,1	174,2	178,0
dont éolien terrestre	*33,9*	*77,1*	*90,2*	*92,1*
dont éolien en mer	*0,0*	*50,0*	*84,0*	*85,9*
Solaire	11,6	60,2	79,8	84,5
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**303,2**	**255,5**	**259,1**
Nucléaire existant	379,0	258,5	93,8	10,9
EPR2	0,0	44,7	161,7	248,2
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**3,8**	**1,8**	**1,8**
Méthane	38,6	2,0	0,0	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	0,0
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,5**	**1,2**	**1,2**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,5	1,2	1,2
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**133,3**	**167,5**	**172,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	38,6	45,0	46,0
Éolien en mer	0,0	14,1	23,5	24,0
Solaire	9,4	50,5	67,0	71,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**49,7**	**38,7**	**38,0**
Nucléaire existant	63,1	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	6,6	23,2	36,4
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**1,9**	**0,5**	**0,5**
Méthane	12,1	1,4	0,0	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	0,0
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	0,5	0,5	0,5
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	9,0	9,0
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,5*	*5,2*	*5,2*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,1*	*0,8*	*0,8*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*2,0*	*4,1*	*4,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N03 - sobriété

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**612,3**	**594,1**	**608,5**
Consommation France [1]	475,2	508,8	554,6	554,6
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*31,0*	*47,0*	*47,0*
Solde exportateur	56,7	91,2	25,0	39,6
Pompage	6,5	11,8	13,2	13,0
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,5	1,3	1,3
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie écrêtée	0,0	0,0	0,0	0,0
Offre totale	**538,4**	**612,3**	**594,1**	**608,5**
Énergies renouvelables	**114,7**	**227,7**	**249,6**	**257,8**
Hydraulique	59,5	72,3	73,3	73,2
dont STEP	*5,5*	*9,5*	*10,5*	10,4
Éolien	33,9	97,9	112,9	121,2
dont éolien terrestre	*33,9*	*69,1*	*74,4*	*74,4*
dont éolien en mer	*0,0*	*28,8*	*38,5*	*47,1*
Solaire	11,6	47,7	53,6	53,6
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**380,4**	**341,5**	**347,7**
Nucléaire existant	379,0	329,1	149,8	27,5
EPR2	0,0	44,5	164,1	277,5
SMR	0,0	6,8	27,6	42,6
Thermique [3]	**44,7**	**3,7**	**1,8**	**1,8**
Méthane	38,6	1,9	0,0	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	0,0
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,5**	**1,2**	**1,2**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,5	1,2	1,2
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,0	0,0	0,0
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**112,8**	**125,0**	**126,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	34,6	37,0	37,0
Éolien en mer	0,0	8,1	11,0	13,0
Solaire	9,4	40,0	45,0	45,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**63,4**	**51,6**	**50,7**
Nucléaire existant	63,1	55,8	24,3	4,6
EPR2	0,0	6,6	23,2	39,6
SMR	0,0	1,0	4,1	6,5
Thermique	**18,6**	**1,9**	**0,5**	**0,5**
Méthane	12,1	1,4	0,0	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	0,0
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	0,5	0,5	0,5
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	6,5	8,7	8,7
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,5*	*5,2*	*5,2*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,1*	*0,8*	*0,8*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*0,4*	*0,0*	*0,0*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

M0 - réindustrialisation profonde

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**757,3**	**900,9**	**923,9**
Consommation France [1]	475,2	631,4	751,7	751,7
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*63,9*	*86,7*	*86,7*
Solde exportateur	56,7	69,5	19,4	31,1
Pompage	6,5	15,8	21,8	21,4
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	16,4	32,0	48,4
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,6	2,0	2,0
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	14,8	46,4	37,6
Énergie écrêtée	0,0	8,8	27,6	31,7
Offre totale	**538,4**	**757,3**	**900,9**	**923,9**
Énergies renouvelables	**114,7**	**527,6**	**850,9**	**863,0**
Hydraulique	59,5	75,5	80,2	79,9
dont STEP	*5,5*	*12,7*	*17,4*	17,1
Éolien	33,9	267,7	454,5	461,7
dont éolien terrestre	*33,9*	*122,1*	*178,3*	*178,4*
dont éolien en mer	*0,0*	*145,6*	*276,2*	*283,3*
Solaire	11,6	170,3	297,7	300,1
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	4,3	8,7	11,5
Nucléaire	**379,0**	**202,4**	**0,0**	**0,0**
Nucléaire existant	379,0	202,4	0,0	0,0
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**11,9**	**19,3**	**15,5**
Méthane	38,6	4,2	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	5,9	17,0	13,7
Flexibilités [4]	**0,0**	**15,4**	**30,7**	**45,4**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,6	1,9	1,9
Batteries stationnaires (injection)	0,0	14,8	28,8	43,5
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**276,6**	**451,0**	**455,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	61,0	89,0	89,0
Éolien en mer	0,0	41,0	77,0	79,0
Solaire	9,4	143,0	250,0	252,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	1,5	3,0	4,0
Nucléaire	**63,1**	**34,9**	**0,0**	**0,0**
Nucléaire existant	63,1	34,9	0,0	0,0
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**14,6**	**38,5**	**38,3**
Méthane	12,1	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	9,1	37,5	37,8
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	13,9	27,1	40,9
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	17,7	30,5	30,5
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,9*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*3,4*	*5,1*	*5,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

M1 - réindustrialisation profonde

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**747,3**	**881,9**	**951,2**
Consommation France [1]	475,2	631,4	751,7	751,7
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*63,9*	*86,7*	*86,7*
Solde exportateur	56,7	72,9	20,9	32,8
Pompage	6,5	15,8	21,0	21,7
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	14,6	33,8	59,8
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,6	2,0	2,0
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	3,8	31,0	38,1
Énergie écrêtée	0,0	8,2	21,5	45,1
Offre totale	**538,4**	**747,3**	**881,9**	**951,2**
Énergies renouvelables	**114,7**	**477,9**	**745,5**	**869,2**
Hydraulique	59,5	75,4	79,6	80,2
dont STEP	*5,5*	*12,6*	*16,8*	*17,4*
Éolien	33,9	214,9	347,1	408,2
dont éolien terrestre	*33,9*	*103,1*	*139,0*	*160,8*
dont éolien en mer	*0,0*	*111,8*	*208,1*	*247,4*
Solaire	11,6	176,4	306,1	368,1
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	1,4	2,9	2,9
Nucléaire	**379,0**	**247,9**	**90,4**	**10,2**
Nucléaire existant	379,0	247,9	90,4	10,2
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**7,8**	**13,7**	**16,1**
Méthane	38,6	4,5	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	1,5	11,4	14,3
Flexibilités [4]	**0,0**	**13,7**	**32,3**	**55,7**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,6	1,9	1,9
Batteries stationnaires (injection)	0,0	13,1	30,4	53,8
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**261,4**	**417,0**	**490,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	51,1	69,0	80,0
Éolien en mer	0,0	31,6	58,0	69,0
Solaire	9,4	148,1	257,0	309,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	0,5	1,0	1,0
Nucléaire	**63,1**	**43,1**	**15,5**	**1,6**
Nucléaire existant	63,1	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**9,2**	**26,7**	**34,9**
Méthane	12,1	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	3,7	25,7	34,4
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	12,4	28,5	48,8
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	15,2	26,8	26,8
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*5,0*	*7,6*	*7,6*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,6*	*1,4*	*1,4*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*3,4*	*5,1*	*5,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

M23 - réindustrialisation profonde

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**733,1**	**846,6**	**890,1**
Consommation France [1]	475,2	631,4	751,7	751,7
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*63,9*	*86,7*	*86,7*
Solde exportateur	56,7	68,2	20,4	30,7
Pompage	6,5	14,7	19,8	20,5
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	8,5	15,9	26,7
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,6	2,0	1,9
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	6,8	28,4	35,8
Énergie écrêtée	0,0	2,9	8,4	22,8
Offre totale	**538,4**	**733,1**	**846,6**	**890,1**
Énergies renouvelables	**114,7**	**466,8**	**727,7**	**839,6**
Hydraulique	59,5	74,5	78,5	79,1
dont STEP	*5,5*	*11,7*	*15,8*	*16,4*
Éolien	33,9	265,6	448,5	527,3
dont éolien terrestre	*33,9*	*119,7*	*172,2*	*197,3*
dont éolien en mer	*0,0*	*145,9*	*276,3*	*330,0*
Solaire	11,6	112,6	182,2	211,9
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	4,3	8,7	11,5
Nucléaire	**379,0**	**249,3**	**90,4**	**10,2**
Nucléaire existant	379,0	249,3	90,4	10,2
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**8,7**	**12,3**	**14,5**
Méthane	38,6	4,2	0,5	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	2,7	10,0	12,7
Flexibilités [4]	**0,0**	**8,3**	**16,2**	**25,8**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,6	1,9	1,8
Batteries stationnaires (injection)	0,0	7,7	14,3	24,0
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**226,9**	**351,0**	**404,1**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	59,6	86,0	98,5
Éolien en mer	0,0	41,1	77,0	92,0
Solaire	9,4	94,6	153,0	178,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	1,5	3,0	4,0
Nucléaire	**63,1**	**43,1**	**15,5**	**1,6**
Nucléaire existant	63,1	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	0,0	0,0	0,0
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**10,7**	**29,9**	**39,1**
Méthane	12,1	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	5,2	28,9	38,6
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	8,1	15,6	25,3
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	15,5	24,5	24,5
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,9*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*3,4*	*5,1*	*5,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N1 - réindustrialisation profonde

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**722,0**	**827,4**	**853,9**
Consommation France [1]	475,2	631,4	751,7	751,7
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*63,9*	*86,7*	*86,7*
Solde exportateur	56,7	68,5	19,8	31,3
Pompage	6,5	14,8	18,9	19,9
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	4,7	15,1	23,4
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,6	2,0	2,0
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	16,2	17,4
Énergie écrêtée	0,0	2,0	3,7	8,2
Offre totale	**538,4**	**722,0**	**827,4**	**853,9**
Énergies renouvelables	**114,7**	**416,3**	**623,1**	**686,4**
Hydraulique	59,5	74,6	77,8	78,7
dont STEP	*5,5*	*11,8*	*15,1*	16,0
Éolien	33,9	220,4	358,1	397,9
dont éolien terrestre	*33,9*	*103,2*	*140,1*	*157,4*
dont éolien en mer	*0,0*	*117,2*	*218,0*	*240,5*
Solaire	11,6	111,5	177,4	200,0
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**294,7**	**181,0**	**136,9**
Nucléaire existant	379,0	251,7	91,9	10,2
EPR2	0,0	43,0	89,1	126,7
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**6,2**	**7,9**	**7,7**
Méthane	38,6	4,4	0,4	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	5,7	5,9
Flexibilités [4]	**0,0**	**4,8**	**15,4**	**22,9**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,6	1,9	1,9
Batteries stationnaires (injection)	0,0	4,2	13,5	21,0
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**208,4**	**312,0**	**346,1**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	51,6	70,0	78,5
Éolien en mer	0,0	33,1	61,0	68,0
Solaire	9,4	93,6	149,0	168,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**49,7**	**28,7**	**21,4**
Nucléaire existant	63,1	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	6,6	13,2	19,8
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**7,1**	**18,8**	**22,3**
Méthane	12,1	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	1,6	17,8	21,8
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	4,9	14,7	21,6
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	13,4	21,7	21,7
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,9*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*3,4*	*5,1*	*5,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N2 - réindustrialisation profonde

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**694,8**	**808,6**	**820,7**
Consommation France [1]	475,2	631,4	751,7	751,7
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*63,9*	*86,7*	*86,7*
Solde exportateur	56,7	41,8	19,8	30,7
Pompage	6,5	13,2	17,4	18,2
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	5,5	10,9	11,0
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,6	1,9	1,9
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	1,7	5,8	5,4
Énergie écrêtée	0,0	0,6	1,1	1,8
Offre totale	**538,4**	**694,8**	**808,6**	**820,7**
Énergies renouvelables	**114,7**	**379,5**	**541,4**	**553,4**
Hydraulique	59,5	73,4	76,6	77,4
dont STEP	*5,5*	*10,6*	*13,9*	*14,6*
Éolien	33,9	200,9	313,3	317,4
dont éolien terrestre	*33,9*	*96,1*	*119,9*	*124,2*
dont éolien en mer	*0,0*	*104,8*	*193,4*	*193,4*
Solaire	11,6	95,4	141,7	148,8
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**302,7**	**251,7**	**252,2**
Nucléaire existant	379,0	258,2	92,8	10,6
EPR2	0,0	44,5	158,9	241,6
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique [3]	**44,7**	**7,1**	**3,9**	**3,4**
Méthane	38,6	4,7	0,4	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,6	1,7	1,6
Flexibilités [4]	**0,0**	**5,5**	**11,6**	**11,7**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,6	1,8	1,8
Batteries stationnaires (injection)	0,0	4,9	9,8	9,9
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**187,9**	**265,0**	**272,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	48,1	60,0	62,0
Éolien en mer	0,0	29,6	54,0	54,0
Solaire	9,4	80,1	119,0	125,0
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**49,7**	**38,7**	**38,0**
Nucléaire existant	63,1	43,1	15,5	1,6
EPR2	0,0	6,6	23,2	36,4
SMR	0,0	0,0	0,0	0,0
Thermique	**18,6**	**8,2**	**11,5**	**11,0**
Méthane	12,1	5,0	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	2,7	10,5	10,5
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	5,7	11,5	11,6
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	14,2	18,9	18,9
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,9*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*3,4*	*5,1*	*5,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

N03 - réindustrialisation profonde

	2019	2040	2050	2060
Production (TWh)				
Demande totale	**538,4**	**720,0**	**793,8**	**806,4**
Consommation France [1]	475,2	631,4	751,7	751,7
dont power-to-gas pour usage final	*0,0*	*63,9*	*86,7*	*86,7*
Solde exportateur	56,7	74,2	19,5	32,6
Pompage	6,5	13,4	16,3	15,9
Batteries stationnaires (soutirage)	0,0	0,0	4,1	4,1
Vehicle-to-grid (soutirage)	0,0	0,6	1,9	1,9
Power-to-gas pour le système électrique	0,0	0,0	0,0	0,0
Énergie écrêtée	0,0	0,4	0,3	0,2
Offre totale	**538,4**	**720,0**	**793,8**	**806,4**
Énergies renouvelables	**114,7**	**337,7**	**449,9**	**457,2**
Hydraulique	59,5	73,5	75,8	75,4
dont STEP	*5,5*	*10,7*	*13,1*	*12,7*
Éolien	33,9	170,9	247,6	251,1
dont éolien terrestre	*33,9*	*89,4*	*108,1*	*108,5*
dont éolien en mer	*0,0*	*81,5*	*139,5*	*142,6*
Solaire	11,6	83,5	116,7	120,9
Bioénergies [2]	9,7	9,8	9,8	9,8
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**379,0**	**378,0**	**336,2**	**341,9**
Nucléaire existant	379,0	327,2	148,2	27,3
EPR2	0,0	44,1	161,2	272,7
SMR	0,0	6,7	26,8	41,8
Thermique [3]	**44,7**	**3,7**	**2,2**	**1,8**
Méthane	38,6	1,9	0,4	0,0
Fioul	2,3	0,0	0,0	0,0
Charbon	1,6	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	2,2	1,8	1,8	1,8
Hydrogène	0,0	0,0	0,0	0,0
Flexibilités [4]	**0,0**	**0,6**	**5,5**	**5,5**
Effacements (industriels et tertiaires)	0,0	0,0	0,0	0,0
Vehicle-to-grid (injection)	0,0	0,6	1,8	1,8
Batteries stationnaires (injection)	0,0	0,0	3,7	3,7
Capacité installée (GW)				
Énergies renouvelables	**53,0**	**167,9**	**223,5**	**226,6**
Hydraulique	25,5	28,2	30,1	30,1
dont STEP pompage (turbinage)	*4,3 (5)*	*5,9 (6,6)*	*7,8 (8,5)*	*7,8 (8,5)*
Éolien terrestre	16,5	44,6	54,0	54,0
Éolien en mer	0,0	23,1	39,5	39,5
Solaire	9,4	70,1	98,0	101,5
Bioénergies	1,6	1,9	1,9	1,5
Énergies marines	0,0	0,0	0,0	0,0
Nucléaire	**63,1**	**63,4**	**51,6**	**50,7**
Nucléaire existant	63,1	55,8	24,3	4,6
EPR2	0,0	6,6	23,2	39,6
SMR	0,0	1,0	4,1	6,5
Thermique	**18,6**	**1,9**	**3,1**	**0,5**
Méthane	12,1	1,4	0,5	0,0
Fioul	3,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	0,0	0,0	0,0
Déchets (part non renouvelable)	0,5	0,5	0,5	0,5
Hydrogène	0,0	0,0	2,1	0,0
Flexibilités [5]				
Batteries stationnaires	0,0	0,5	5,5	3,8
Power-to-gas (pour usage final et pour le système électrique) [6]	0,0	13,4	17,5	17,5
Flexibilités de consommation				
dont véhicules électriques (légers et lourds)	*0,0*	*3,9*	*5,9*	*5,9*
dont eau chaude sanitaire	*1,9*	*1,4*	*1,2*	*1,2*
dont chauffage résidentiel	*0,1*	*0,0*	*0,2*	*0,2*
dont effacements (industriels et tertiaires)	*2,4*	*3,4*	*5,1*	*5,1*
Capacités d'import	11,0	29,7	39,4	39,4
Capacités d'export	16,4	34,8	44,5	44,5

(1)(2)(3)(4)(5)(6) : voir détails des notes de bas de page à la fin de ces annexes, page 916.

Notes sur les bilans électriques des scénarios

(1) La consommation totale en France n'inclut pas le soutirage des moyens de flexibilité du système électrique (batteries, pompage, *power-to-gaz* pour le système électrique, *vehicle-to-grid).*

(2) La catégorie bioénergies regroupe la biomasse, le biogaz et la part renouvelable des déchets.

(3) Les moyens thermiques sont regroupés par type de combustible. La catégorie méthane regroupe le méthane fossile et le biométhane.

(4) Seules les flexibilités ayant un impact sur le bilan énergétique annuel sont détaillées ici (la recharge des véhicules électriques hors *vehicle-to-grid,* l'eau chaude sanitaire et les électrolyseurs flexibles ne sont pas inclus).

(5) La catégorie « Flexibilités » ne regroupe qu'une partie des flexibilités (batteries, électrolyse, flexibilité sur la consommation et capacités d'échange). La production flexible à partir de gaz renouvelable est intégrée dans le périmètre « Thermique ». Les STEP sont intégrées dans le périmètre « Hydraulique ».

(6) La capacité affichée représente la capacité totale installée d'électrolyse. Les annexes sur la flexibilité de la demande et graphiques présentés dans le chapitre 7 affichent quant à eux la puissance moyenne effaçable de l'électrolyse. *cf. partie 7.3.2*

MODÉLISATION DES PAYS EUROPÉENS

(chapitre 6)

Bilans électriques de l'Allemagne, le Royaume-Uni, l'Italie et l'Espagne, modélisés en 2050

	Europe (18 pays)[1]	Allemagne
TWh	**2050**	**2050**
Demande totale	**5735,8**	**1023,7**
Consommation	5493,8	985,3
dont power-to-gas (pour usage final et pour soutien au système électrique)	*1387,1*	*150,0*
Solde exportateur	0,0	0,0
Stockages (STEP, batteries stationnaires, *vehicle-to-grid)* (soutirage)	242,0	38,4
Offre totale	**5735,8**	**1023,7**
Solde importateur	**0,0**	**67,5**
Énergies renouvelables (hors EnR thermiques)[2]	**4730,1**	**819,3**
Éolien	2894,2	622,3
dont éolien terrestre	*1441,2*	*357,8*
dont éolien en mer	*1453,1*	*264,5*
Solaire	1307,6	180,0
Hydraulique et autres EnR (hors EnR thermiques)[2]	528,3	17,0
Nucléaire	**402,8**	**0,0**
Thermique (y.c. thermique décarboné)[3]	**400,9**	**105,7**
Flexibilités	**202,1**	**31,2**
Stockages (STEP, batteries stationnaires, *vehicle-to-grid)* (injection)	202,1	31,2

GW	**2050**	**2050**
Offre totale	**2956,7**	**563,7**
Énergies renouvelables (hors EnR thermiques)[2]	**2494,6**	**474,0**
Éolien	1150,4	272,1
dont éolien terrestre	*734,2*	*193,0*
dont éolien en mer	*416,2*	*79,1*
Solaire	1206,9	196,6
Hydraulique et autres EnR (hors EnR thermiques)[2]	137,3	5,3
Nucléaire	**61,1**	**0,0**
Thermique (y.c. thermique décarboné)[3]	**242,6**	**74,7**
Flexibilités	**158,4**	**15,0**
STEP	99,0	10,0
Batteries	59,4	5,0

1. Les valeurs affichées sont au périmètre de l'Europe modélisée de manière explicite dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*. Elles incluent la France et dix-sept autres pays (voir la figure 6.1 pour le détail) et correspondent à la configuration «A» (configuration de référence présentée dans le chapitre 6) pour les pays européens hors France et à la configuration N2-référence pour la France.
2. La production des STEP ainsi que la production thermique à partir de combustibles renouvelables n'est pas intégrée dans le périmètre «Énergies renouvelables». La production des STEP est comptabilisée dans le périmètre «Stockages» et la production thermique renouvelable est comptabilisée dans le périmètre «Thermique». La production des EnR est présentée en valeur nette des écrêtements de production.
3. La production thermique regroupe l'ensemble des unités thermiques à flamme, quelque soit l'origine du combustible (renouvelable ou non).

Royaume-Uni	Italie	Espagne
2050	**2050**	**2050**
720,7	**692,0**	**556,3**
684,3	633,2	499,6
176,8	177,2	*124,7*
26,4	0,0	0,6
10,0	58,8	56,1
720,7	**692,0**	**556,3**
0,0	**43,8**	**0,0**
526,5	**542,4**	**489,3**
422,5 *122,7* *299,7*	121,0 79,3 41,7	206,2 *177,5* *28,8*
65,0	372,8	246,2
39,0	48,6	36,8
105,1	**0,0**	**0,0**
80,6	**55,2**	**19,5**
8,5	**50,6**	**47,6**
8,5	50,6	47,6

2050	**2050**	**2050**
275,4	**472,2**	**325,4**
217,0	**416,9**	**281,6**
132,3 *60,3* *72,0*	73,5 56,1 17,4	99,3 *88,2* *11,1*
70,0	325,4	165,5
14,7	18,0	16,8
15,9	**0,0**	**0,0**
38,5	**25,0**	**13,8**
4,1	**30,3**	**29,9**
4,0	7,6	9,5
0,0	22,7	20,4

HYPOTHÈSES RELATIVES À LA FLEXIBILITÉ DE LA CONSOMMATION

(chapitre 7)

Hypothèses relatives à la flexibilité de la consommation, par usage, à l'horizon 2050

	Véhicules électriques (légers et lourds)	Eau chaude sanitaire (résidentiel)
Consommation annuelle de l'usage en 2019	<1 TWh	22 TWh
Puissance maximale naturelle appelée en 2019	Négligeable	7,5 GW
Consommation annuelle de l'usage en 2050	81 TWh	18 TWh
Puissance moyenne naturelle appelée en 2050	9 GW	2 GW
Puissance maximale naturelle appelée en 2050	37 GW	6 GW

Modalité de pilotage		Pilotage tarifaire statique	Pilotage dynamique	*Vehicle-to-grid*	Pilotage tarifaire statique
Coût d'activation		Aucun	Aucun	Aucun	Aucun
Situation en 2020	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	~40% à domicile	Négligeable	Négligeable	75%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	< 1 TWh			17 TWh
	Puissance maximale effaçable (GW)	0,0 GW			5,6 GW
Configuration « Sans aucune flexibilité »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	Recharge naturelle			Aucun asservissement
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)				
	Puissance maximale effaçable (GW)				
Configuration « Flexibilité très basse »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	29%	0%	0%	50%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	24 TWh	0 TWh	0 TWh	9 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	3 GW	0 GW	0 GW	1,0 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	7 GW	0 GW	0 GW	3,0 GW
Configuration « Flexibilité prudente »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	22%	23%	2%	60%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	18 TWh	19 TWh	1 TWh	11 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	2,1 GW	2,1 GW	1,7 GW	1,2 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	5,3 GW	6,0 GW	2,0 GW	3,6 GW
Configuration « Flexibilité médiane »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	20%	40%	6%	75%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	16 TWh	32 TWh	5 TWh	13 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	1,8 GW	3,7 GW	5,8 GW	1,5 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	4,7 GW	10,0 GW	6,5 GW	4,5 GW
Configuration « Flexibilité haute »	Taux de pilotage (sur la conso annuelle)	11%	57%	20%	90%
	Énergie modulable ou effaçable (TWh/an)	9 TWh	46 TWh	16 TWh	16 TWh
	Puissance moyenne effaçable (GW)	1,0 GW	5,2 GW	20,2 GW	1,8 GW
	Puissance maximale effaçable (GW)	3 GW	14 GW	23 GW	5,4 GW

Chauffage (résidentiel)	Climatisation (résidentiel)	Procédés industriels	Tertiaire	Production d'hydrogène par électrolyse
45 TWh	4 TWh	113 TWh	131 TWh	~0 TWh
42,5 GW	15,3 GW	15,0 GW	33,9 GW	0 GW
34 TWh	7 TWh	180 TWh	113 TWh	50 TWh (hors besoins pour le système électrique)
4 GW	1 GW	21 GW	13 GW	5,7 GW
36 GW	16 GW	24 GW	36 GW	5,7 GW

Effacements longs (sur plusieurs heures) avec alternative de chauffe (y.c. PAC hybrides)	Effacements courts (~1h) sans alternative de chauffe, report sur les 24h suivantes (puissance de report décroissante)	Effacements courts (limite journalière en énergie : 2h par jour équivalent Pmax, pas d'effacement sur 2h d'affilée), report sur les 24h suivantes (puissance de report décroissante)	Effacement 8h max avec report 0%, à toute heure (disponibilité modulée par la consommation industrielle), Fiabilité 100%	Effacement 1h max avec report 0%, en journée (de 7h à 19h), Fiabilité 100%	Électrolyseurs utilisés sur périodes de prix faibles	Électrolyseurs utilisés en bande et effaçables lors des tensions sur le système
Aucun	200 €/MWh	200 €/MWh	350 €/MWh	350 €/MWh	49 €/MWh	164 €/MWh
2%	0%	< 0,3%	18%	1%	-	
0,2 TWh	< 0,1 TWh	0 TWh	< 0,1 TWh		0 TWh	
0,6 GW	0,1 GW	0 GW	2,7 GW	0,3 GW	0 GW	
Pas de PAC hybrides Aucun effacement		Aucun effacement	Aucun effacement	0%	Fonctionnement en bande Aucune modulation et aucun effacement	
0%	0%	0%	11%	1%	0%	50%
0 TWh	0 TWh	0 TWh	20 TWh	2 TWh	0 TWh	25 TWh
0 GW	0 GW	0 GW	2,3 GW	0,3 GW	0 GW	2,9 GW
0 GW	0 GW	0 GW	2,7 GW	0,5 GW	0 GW	2,9 GW
4%	0%	0%	19%	2%	86%	14%
1,3 TWh	0 GW	0 GW	34 TWh	2 TWh	43 TWh	7 TWh
0,2 GW	0 GW	0 GW	3,8 GW	0,3 GW	4,9 GW	0,8 GW
2,8 GW	0 GW	0 GW	4,5 GW	0,6 GW	4,9 GW	0,8 GW
4%	8%	8%	26%	3%	86%	14%
1 TWh	3 TWh	1 TWh	48 TWh	3 TWh	43 TWh	7 TWh
0,2 GW	0,4 GW	0,1 GW	5,4 GW	0,5 GW	4,9 GW	1 GW
2,8 GW	3,0 GW	1,3 GW	6,3 GW	1,0 GW	4,9 GW	1 GW
7%	25%	25%	35%	5%	100%	0%
3 TWh	9 TWh	1,7 TWh	63,1 TWh	5,2 TWh	50 TWh	0 TWh
0,4 GW	1,0 GW	0,2 GW	7,1 GW	0,8 GW	5,7 GW	0 GW
5,6 GW	9 GW	4,0 GW	8,4 GW	1,6 GW	5,7 GW	0 GW

HYPOTHÈSES RELATIVES À LA CONSOMMATION D'HYDROGÈNE

(chapitre 9)

Consommation d'hydrogène par usage dans les trajectoires de référence et « hydrogène + »

		Aujourd'hui	2030		2040	
TWh H_2 PCI/an			référence	hydrogène +	référence	hydrogène +
Usages matériaux	Raffinage	4,1	3,7	3,7	2,3	2,3
	Raffinage - coproduction	8,9	7,9	7,9	4,9	4,9
	Ammoniac et engrais	7,2	5,9	5,9	5,5	5,5
	Ammoniac et engrais - coproduction	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6
	Chimie	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Chimie - coproduction	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	Divers industriel	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
	Sidérurgie	0,0	1,5	3,0	2,0	4,0
Usages énergétiques	Chaleur industrielle	0,0	3,0	4,9	3,7	8,7
	Chaleur industrielle - coproduction	7,9	7,6	7,6	6,7	6,7
	Injection H2 en mélange	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0
	Transport routier	0,0	0,9	7,8	3,6	19,9
	Transport ferroviaire	0,0	0,3	0,5	0,5	1,1
Carburants de synthèse	Transport maritime	0,0	0,0	0,0	0,3	3,0
	Transport aérien	0,0	0,0	0,0	1,9	19,1
	Méthanation	0,0	0,0	0,0	1,0	3,0
Total usages finaux	**Total usages finaux (hors coproduction)**	**12,6**	**17,6**	**28,2**	**23,2**	**68,9**
	Total usages finaux (coproduction agrégée)	**30,7**	**34,3**	**44,8**	**35,9**	**81,6**
Équilibrage du système électrique	M0 référence	0,0	0,0	0,0	6,5	
	M1 référence	0,0	0,0	0,0	1,6	
	M23 référence	0,0	0,0	0,0	2,7	
	N1 référence	0,0	0,0	0,0	0,0	
	N2 référence	0,0	0,0	0,0	3,0	
	N03 référence	0,0	0,0	0,0	0,0	

2050		2060			
référence	hydrogène +	référence	hydrogène +		*TWh H_2 PCI/an*
0,9	0,9	0,9	0,9	Raffinage	Usages matériaux
1,9	1,9	1,9	1,9	Raffinage - coproduction	
4,9	4,9	4,9	4,9	Ammoniac et engrais	
0,5	0,5	0,5	0,5	Ammoniac et engrais - coproduction	
1,0	1,0	1,0	1,0	Chimie	
0,6	0,6	0,6	0,6	Chimie - coproduction	
0,3	0,3	0,3	0,3	Divers industriel	
5,0	10,0	5,0	10,0	Sidérurgie	
6,4	22,1	6,4	22,1	Chaleur industrielle	Usages énergétiques
5,7	5,7	5,7	5,7	Chaleur industrielle - coproduction	
1,0	1,0	1,0	1,0	Injection H2 en mélange	
7,9	27,6	7,9	27,6	Transport routier	
0,8	1,6	0,8	1,6	Transport ferroviaire	
0,6	6,0	0,6	6,0	Transport maritime	Carburants de synthèse
3,8	38,3	3,8	38,3	Transport aérien	
2,0	6,0	2,0	6,0	Méthanation	
34,7	**119,6**	**34,7**	**119,6**	**Total usages finaux (hors coproduction)**	**Total usages finaux**
43,4	**128,4**	**43,4**	**128,4**	**Total usages finaux (coproduction agrégée)**	
29,5		24,3		M0 référence	Équilibrage du système électrique
19,3		25,9		M1 référence	
16,9		21,4		M23 référence	
10,2		13,3		N1 référence	
3,4		2,7		N2 référence	
0,0		0,0		N03 référence	

Capacité installée d'électrolyseurs dans les différents scénarios

	Aujourd'hui	2030	2040	2050	2060
GWe		référence	référence	référence	référence
M0	0,0	6,5	10,0	21,0	21,0
M1	0,0	6,5	8,5	17,0	17,3
M23	0,0	6,5	8,5	16,0	16,0
N1	0,0	6,5	7,5	13,4	13,4
N2	0,0	6,5	8,5	10,7	10,7
N03	0,0	6,5	7,5	9,5	9,5

Volume d'hydrogène produit par électrolyse dans les différents scénarios

	Aujourd'hui	2030	2040	2050	2060
TWh H_2 PCI/an		référence	référence	référence	référence
M0	0,0	18	30	64	59
M1	0,0	18	25	54	61
M23	0,0	18	26	52	56
N1	0,0	18	23	45	48
N2	0,0	18	26	38	37
N03	0,0	18	23	35	35

ANNEXES RELATIVES AUX COÛTS DE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU

(chapitre 10)

PROJECTIONS DES BESOINS D'INVESTISSEMENT DANS LE RÉSEAU

Besoins d'investissement totaux sur le réseau de transport d'électricité, entre 2035 et 2050, selon les scénarios et les niveaux de demande

Données liées à la figure 10.30

en Md€ cumulés sur 2035-2050	**M0**	**M1**	**M23**	**N1**	**N2**	**N03**
Sobriété	76	63	64	58	48	34
Référence	90	75	79	71	59	43
Réindustrialisation	112	95	103	93	79	63

Besoin d'investissements sur les réseaux de transport et de distribution entre 2020 et 2060, pour les six scénarios de mix dans la configuration de référence sur la consommation

Données liées à la figure 10.44

en Md€ cumulés sur 2020-2060	**M0**	**M1**	**M23**	**N1**	**N2**	**N03**
Investissements sur les réseaux de transport						
Renouvellement	42	42	42	42	42	42
Ossature numérique	9	9	8	8	8	8
Grand transport	21	15	19	14	11	9
Réseaux régionaux	28	29	24	19	13	10
Raccordement offshore	48	41	57	38	27	18
Interconnexions	7	7	7	7	7	7
Investissements sur les réseaux de distribution						
Investissements sur les réseaux de distribution existants	85	85	85	85	85	85
Investissements d'adaptations des réseaux	105	117	92	84	73	67

HYPOTHÈSES DE COÛTS DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION ET DE CERTAINS USAGES

(chapitre 11)

Coûts unitaires de technologies de production, de stockage, et du pilotage de la consommation

Tableau 1 Coûts unitaires des technologies de production existantes

	Amortissement et OPEX fixes	OPEX variables[1]
Technologies	**€/kW/an**	**€/MWh**
Nucléaire existant	186	10
CCG gaz fossile	101	20
TAC gaz fossile	74	30
TAC fioul	74	60
Charbon	124	15
Cogénération gaz	94	30
Biomasse bois existante	79	50
Hydraulique existant	121	-
Incinération déchets	123	-

€/kW/an	Coût des capacités renouvelables exploitées en 2020 et encore en service...[2]		
	... en 2020	**... en 2030**	**... en 2040**
Photovoltaïque	227	153	133
Éolien terrestre	168	161	152

1. Les coûts variables de fonctionnement dépendent des coûts des combustibles. Comme mentionné dans le document de consultation publique de l'étude, RTE a retenu les hypothèses du scénario Sustainable Development de l'AIE (World Energy Outlook 2020) pour les prix du gaz, du charbon, du fioul et du CO_2 en Europe, établies bien avant la crise de 2021-2022. Le prix du CO_2 est utilisé pour la simulation de l'appel aux groupes de production européens, mais les valorisations économiques de productions en France se font hors externalités : les OPEX variables du Tableau 1 correspondent à un prix bas des combustibles, et n'intègrent pas le prix du CO_2. Ces hypothèses n'ont toutefois pas d'impacts sur les coûts des scénarios à long terme dans la mesure où ceux-ci sont fondés sur une sortie des énergies fossiles.
2. Les capacités des productions éoliennes et solaires exploitées en 2020 décroissent au fur et à mesure de leur durée de vie. Le coût de leur utilisation dépend de l'année et tient compte de cette décroissance ainsi que de la diminution progressive de leur coût entre les années 2000 et 2020. Ainsi en 2040 ne subsistent plus que les capacités installées les plus récentes, qui sont donc les moins coûteuses. En 2050 tout le parc existant est supposé avoir été renouvelé.

Tableau 2 Coûts unitaires des technologies de productions renouvelables (nouvelles installations)

			CAPEX (€/kW)[3]					OPEX fixes (€/kW/an)					Durée de vie (ans)					OPEX variables (€/MWhe)
Type	**Techno.**	**hypothèse**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2060**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2060**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2060**	
Éolien	Éolien terrestre	référence	1300	1 200	1 050	900	900	40	35	30	25	25	25	30	30	30	30	-
		basse	1300	710	620	530	530	40	22	18	16	16						
		élevée	1300	1300	1300	1300	1300	40	40	40	40	40						
	Éolien offshore posé	référence	2600	1700	1500	1300	1300	80	58	47	36	36	20	25	30	40	40	-
		basse	2600	1300	1000	700	700	80	54	38	28	28						
		élevée	2600	2100	2000	1900	1900	80	65	60	55	55						
	Éolien offshore flottant	référence	3100	2500	2200	1900	1900	110	80	60	50	50	20	25	30	40	40	-
		basse	3100	2100	1700	1300	1300	110	75	50	40	40						
		élevée	3100	2900	2700	2500	2500	110	90	80	70	70						
		stress-test	3500					110					25					
PV	PV au sol	référence	747	597	517	477	477	11	10	9	8	8	25	30	30	30	30	-
		basse	747	557	497	427	427	11	9	8	7	7						
		élevée	747	612	562	527	527	11	10	10	9	9						
	PV grande toiture	référence	1067	867	757	677	677	20	20	17	15	15	25	30	30	30	30	-
		basse	1067	817	697	597	597	15	15	15	15	15						
		élevée	1067	897	827	767	767	20	20	20	20	20						
	PV petite toiture	référence	2367	1917	1667	1487	1487	70	60	55	50	50	25	30	30	30	30	-
		basse	2367	1807	1527	1327	1327	70	60	50	50	50						
		élevée	2367	1997	1827	1700	1700	70	65	60	60	60						
Hydrolien		référence	4790	2400	2150	1900	1900	450	380	328	275	275	25	25	25	25	25	-
Hydraulique	Hors STEP	référence	1000					15					70					-

3. Hors intérêts intercalaires. Pour l'éolien offshore, les intérêts intercalaires sont supposés dépendre linéairement du taux d'actualisation, via un facteur 3 tenant compte de l'échéancier de construction (par ex : pour un taux de 4 %, les intérêts intercalaires valent 3 X 4 % = 12 % des CAPEX) ; ils sont négligés pour les autres technologies.

Tableau 3 Coûts unitaires des technologies de production nucléaire

		CAPEX (€/kW)[4]					OPEX fixes (€/kW/an)	Durée de vie (ans)	OPEX variables (€/MWh)
Production	**hypothèse**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2060**			
EPR Flamanville		11 900					100	60	8
Prolongations inférieures à 60 ans		650		440				10	10
EPR2	référence			5 035	4 505	4 505		60	6
	basse			5 500	4 946	4 946			
	élevée			7 900					
SMR	référence			5 500					10

Tableau 4 Coûts complets annuels du traitement-recyclage des combustibles nucléaires par scénario

Coût complet annuel (M€/an)	
M0	93
M1	93
M23	93
N1	870
N2	1160
N03	1328

Tableau 5 Coûts unitaires des technologies de production électrique par gaz de synthèse

	CAPEX (€/kW)	OPEX fixes (€/kW/an)	Durée de vie (ans)
CCG Hydrogène	1 100	40	40
TAC Hydrogène	800	20	30
CCG Méthane	900	40	40
TAC Méthane	600	20	30

4. Hors intérêts intercalaires, sauf pour l'EPR de Flamanville. Pour les EPR2 et les SMR, les intérêts intercalaires sont supposés dépendre linéairement du taux d'actualisation, via un facteur 7 tenant compte de l'échéancier de construction (par ex : pour un taux de 4 %, les intérêts intercalaires valent 7 x 4 % = 28 % des CAPEX)

Les coûts de combustibles sont endogènes à l'analyse ; ils s'élèvent à environ 120 €/MWh$_{PCI}$ pour l'hydrogène et 160 €/MWh$_{PCI}$ pour le méthane de synthèse *(cf. chapitres 9 et 11).*

Tableau 6 Coûts unitaires des technologies de production, stockage et réseaux d'hydrogène

		CAPEX					OPEX fixes (€/kW/an)	Durée de vie (ans)	OPEX variables (€/MWh$_{PCI}$)
Technologie	**Unité**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2060**			
Électrolyse	par kW électrique	1 313	641	574	507	440	12	20	
Stockages salins	par kWh$_{PCI}$ de capacité	350					2	40	
Réseaux hydrogène**	par MWh$_{PCI}$ soutiré								5

** Par défaut, faute de disposer des implications détaillées sur les réseaux de gaz et d'hydrogène, faisant l'objet de travaux ultérieurs

Tableau 7 Coûts unitaires des technologies de stockage et pilotage de consommation

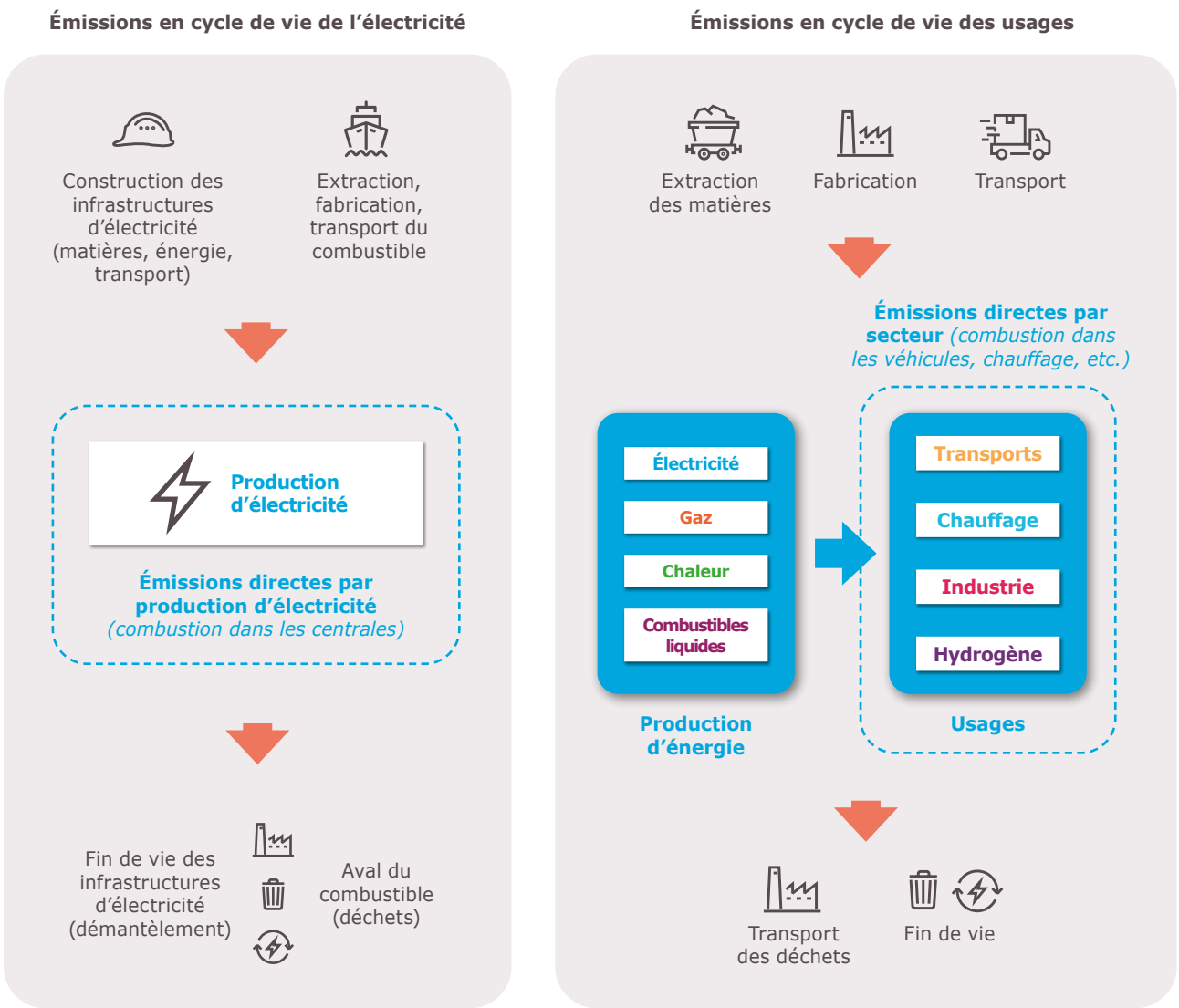
		CAPEX (€/kW)					OPEX fixes (€/kW/an)	Durée de vie (ans)
Production	**hypothèse**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2060**		
STEP		1 000					15	50
Batteries stationnaires 4 h	référence	1 480	1 101	855	740	740	30	15
	basse	1 284	855	616	568	568		
	élevée	1 680	1 349	1 093	912	912		
Batteries stationnaires 1 h (utilisées pour les réserves)	référence	537	406	332	315	315	11	15
	basse	457	309	229	216	216		
	élevée	617	502	434	414	414		
Effacement							35	
V2G							30	

HYPOTHÈSES PRISES POUR RÉALISER LES ANALYSES ENVIRONNEMENTALES

(chapitre 12)

Émissions de gaz à effet de serre directes, par secteur (émissions territoriales)

Les facteurs d'émissions indiqués dans cette partie correspondent aux gaz à effet de serre émis dans la phase d'usage des équipements, dites émissions directes. Ainsi, que ce soit pour la mobilité, le chauffage, l'industrie ou la production d'hydrogène, les émissions directes des usages fonctionnant à l'électricité, au réseau de chaleur ou à l'hydrogène sont comptées comme nulles pour le secteur étudié. Pour autant, les émissions directes produites pour la production électricité ou les réseaux de chaleur sont comptées dans le secteur de la production d'énergie. Le périmètre retenu selon les secteurs correspond à celui utilisé dans l'inventaire national du CITEPA[1].



1. Source : CITEPA

Les émissions produites pour la production de l'énergie utilisée, les phases de fabrication de l'infrastructure ou encore la gestion des déchets sont comptabilisées dans les émissions dites « en cycle de vie » *(voir section suivante)*.

Les hypothèses concernant les carburants et le réseau de gaz sont précisées dans les tableaux suivants. Ainsi, dans tous les secteurs, plus le gaz fossile diminue dans le réseau de gaz au profit du biométhane, plus les facteurs d'émissions des équipements fonctionnant au gaz (centrales électriques, véhicules, chauffage, industrie, etc.) seront faibles. De façon similaire, plus le taux de pénétration des biocarburants est élevé, plus les facteurs d'émissions des véhicules thermiques seront faibles.

Tableau 1 Évolution de la part des différentes sources dans le réseau de gaz (hypothèses SNBC)

en %	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Gaz fossile	99,9	88	46	0
Biométhane	0,1	11	37	100

Tableau 2 Évolution de la part des biocarburants (hypothèses SNBC)

en %	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Biodiesel	7	12	56	100
Bioéthanol	7	12	56	100
Biokérosène	0	4	27	50

Les facteurs d'émissions utilisés pour l'analyse des émissions territoriales sont issus de la base carbone de l'ADEME et adaptés en fonction des consommations, rendements, etc., des appareils émissifs.

Tableau 3 Émissions directes de gaz à effet de serre du système électrique (périmètre CITEPA)

en kgCO_2eq/kWh	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Nucléaire	0	0	0	0
CCG Gaz	0,356	0,317	0,224	0
TAC Gaz	0,534	0,475	0,337	0
Cogénération Gaz	0,495	0,441	0,312	0
CCG H_2	0	0	0	0
TAC H_2	0	0	0	0
Hydraulique	0	0	0	0
Charbon	0,855	0,855	0,855	0,855
Lignite	0,933	0,933	0,933	0,933
Fioul	0,769	0,769	0,769	0,769
Déchets (non renouvelables)	0,988	0,988	0,988	0,988
Éolien terrestre	0	0	0	0
Éolien en mer	0	0	0	0
Solaire	0	0	0	0
Bois[2]	0	0	0	0
Biogaz[2]	0	0	0	0
Déchets (renouvelables)[2]	0	0	0	0

Les facteurs d'émissions des différents modes de déplacement ont été calculés à partir des facteurs d'émissions des combustibles de la base carbone de l'ADEME, des hypothèses de consommations énergétiques et de taux de pénétration des bioénergies issues de la SNBC publiée en 2020.

2. Les émissions de CO_2 issues de la combustion de la biomasse sont considérées comme nulles dans l'étude, du fait que ces émissions sont équivalentes aux flux captés lors de sa croissance (cycle de CO_2 biogénique). Cette convention suppose une gestion durable de la biomasse.

Tableau 4 Émissions directes de gaz à effet de serre dans le secteur des transports (périmètre CITEPA)

Transport de personnes

en $kgCO_2eq/km$	2019	2030	2050
Véhicules particuliers[3]			
Essence	0,183	0,126	-
Essence hybride	0,155	0,107	0,000[4]
Diesel	0,158	0,113	-
Diesel hybride	0,134	0,096	0,000[4]
Gaz	0,131	0,088	0,000[4]
Électrique	0,000	0,000	0,000
Hybride rechargeable	0,052	0,040	0,000[4]
Autobus			
Diesel	0,550	0,529	-
Diesel hybride	0,138	0,134	0,000[4]
Gaz	0,388	0,320	0,000[4]
Électrique et H_2	0,000	0,000	0,000
Autocars			
Diesel	0,706	0,741	-
Diesel hybride	0,178	0,187	0,000[4]
Gaz	0,561	0,448	0,000[4]
Électrique et H_2	0,000	0,000	0,000
Autres transports de personnes			
Deux roues diesel	0,110	0,090	-
TER diesel	0,025	0,023	-
Autres transports électriques ou mécaniques (trains, métro, deux roues)	0,000	0,000	0,000

3. La répartition citadine/berline est supposée constante entre 2019 et 2050 dans le scénario de référence, soit 70%/30%.
4. Les gisements de biomasse étant limités pour les usages énergétiques, le facteur d'émission nul est garanti uniquement si le nombre d'usages (chauffage, véhicules, industrie) consommant de la biomasse est limité pour pouvoir disposer d'une ressource renouvelable.

Transport de marchandises

en $kgCO_2eq/km$	2019	2030	2050
Camions			
Diesel			
PTAC < 19 t	0,592	0,516	-
PTAC > 19 t	0,720	0,610	-
Tracteurs routiers	0,902	0,737	-
Gaz			
PTAC < 19 t	0,341	0,274	0,000[5]
PTAC > 19 t	0,363	0,310	0,000[5]
Tracteurs routiers	0,721	0,554	0,000[5]
Électrique et H_2	0,000	0,000	0,000
Véhicules utilitaires légers			
Essence	0,232	0,199	-
Essence hybride	0,197	0,169	-
Diesel	0,214	0,186	-
Diesel hybride	0,182	0,158	-
Gaz	0,171	0,127	0,000[5]
Électrique	0,000	0,000	0,000
Hybride rechargeable	0,066	0,063	0,000
Autres transports de personnes			
Train diesel	0,011	0,010	-
Train électrique	0,000	0,000	0,000

5. Les gisements de biomasse étant limités pour les usages énergétiques, le facteur d'émission nul est garanti uniquement si le nombre d'usages (chauffage, véhicules, industrie) consommant de la biomasse est limité pour pouvoir disposer d'une ressource renouvelable.

Tableau 5 Émissions directes de gaz à effet de serre du chauffage dans les bâtiments (périmètre CITEPA)

Facteurs d'émissions (en $kgCO_2eq/kWh$ énergie finale)			
	2019	**2030**	**2050**
Biomasse dont bois[6]	0,000	0,000	0,000[6]
Électricité[7] **(chauffage joule)**	0,000	0,000	0,000
Gaz (dont biométhane)	0,202	0,182	0,000[6]
Réseau de chaleur[7]	0,000	0,000	0,000
Solaire thermique	0,000	0,000	0,000
Fioul	0,269	0,269	-
Pompe à chaleur[6]	0,000	0,000	0,000
Autres	0,000	0,000	0,000

6. Les gisements de biomasse étant limités pour les usages énergétiques, le facteur d'émission nul est garanti uniquement si le nombre d'usages (chauffage, véhicules, industrie) consommant de la biomasse est limité pour pouvoir disposer d'une ressource renouvelable.
7. Les émissions générées pour la production d'électricité ou la chaleur urbaine sont comptées dans le secteur de la production d'énergie (périmètre CITEPA).

Dans l'industrie manufacturière, les facteurs d'émissions ont été calculés à partir des données du CITEPA pour les émissions de procédés et les données de la base carbone de l'ADEME pour les émissions de combustion. Les facteurs d'émissions sont donnés selon la classification NCE couramment utilisée pour les études de consommations d'énergie.

Tableau 6 Émissions directes de gaz à effet de serre du secteur de l'industrie manufacturière (périmètre CITEPA)

Facteurs d'émissions (en gCO_2eq/euro de production)			
	2019	**2030**	**2050**
E12 - Industrie laitière	46	32	0
E13 - Sucreries	661	396	0
E14 - Industries agricoles et alimentaires (solde)	28	21	0
E16 - Sidérurgie	1 244	990	87
E18 - Métallurgie de 1re transformation des métaux non ferreux	202	167	79
E19 - Production de minéraux divers	146	101	0
E20 - Fabrication de plâtres, produits en plâtre, chaux et ciments	3 235	2 679	1 779
E21 - Production d'autres matériaux de construction et de céramique	212	189	123
E22 - Industrie du verre	583	477	147
E23 - Fabrication d'engrais	1 046	956	723
E24 - Autres industries de la chimie minérale	1 630	1 368	664
E25 - Mat. plastiques, caoutchoucs synthétiques et autres élastomères	52	29	0
E26 - Autres industries de la chimie organique de base	462	313	66
E28 - Parachimie et industrie pharmaceutique	10	7	0
E29 - Fonderie et travail des métaux	33	22	0
E30 - Construction mécanique	6	4	0
E31 - Construction électrique et électronique	9	6	0
E32 - Véhicules automobiles et autres matériels de transport terrestre	11	8	0
E33 - Construction navale et aéronautique, armement	4	2	0
E34 - Industrie textile, du cuir et de l'habillement	23	16	0
E35 - Industrie du papier et du carton	125	95	0
E36 - Industrie du caoutchouc	33	26	0
E37 - Transformation des matières plastiques	20	14	0
E38 - Industries diverses	14	10	0

Émissions de gaz à effet de serre et intensité matières (en cycle de vie)

Les facteurs d'émissions de gaz à effet de serre ont été calculés à partir de modèles paramétrés[8] développés avec le centre OIE MINES ParisTech. Le principe est de repartir de sources de référence (notamment base ecoinvent) mais de décomposer les émissions de gaz à effet de serre selon différents paramètres (durée de vie, technologie, rendement, intensité carbone des différentes phases de fabrication...). Ceci permet de vérifier la robustesse des données et projeter leur évolution dans le temps.

Plusieurs jeux d'hypothèses de paramètres ont été retenus pour disposer de facteurs d'émissions adaptés aux technologies, situations géographiques et horizons temporels étudiés. Les paramètres ainsi retenus correspondent à l'état moyen des technologies installées à l'horizon temporel d'étude. Par exemple, le rendement énergétique des panneaux photovoltaïques est supposé s'élever en moyenne à 15% en 2020 et à 25% en 2050, même si dès aujourd'hui, certains panneaux photovoltaïques ont des rendements bien supérieurs à 15%.

Les intensités matières ont été calculées également à partir des modèles paramétrés en analyse de cycle de vie. Ainsi, ces intensités reflètent les ressources immobilisées dans l'infrastructure mais aussi l'ensemble des autres ressources mobilisées et déplacées sur l'ensemble du cycle de vie de l'infrastructure (pour la fabrication, l'utilisation et la fin de vie de l'infrastructure). Toutefois la prise en compte des matières sur tout le cycle de vie a montré que les ressources mobilisées dans les infrastructures constituent la majorité des besoins en ressources.

Ces valeurs ainsi obtenues ont été comparées avec la littérature et lorsqu'elles divergeaient de façon trop importante pour des raisons autres que le cycle de vie, les valeurs issues de la littérature les plus récentes et consensuelles ont été retenues. Par exemple, le modèle génère une intensité matière de lithium pour une batterie nickel-manganèse-cobalt de 0,23 kg/kWh. Or cette valeur est surestimée par rapport à la littérature, qui établit l'intensité matière en lithium de ces batteries entre environ 0,1 et 0,14 kg/kWh. En effet, la base de données ecoinvent 3.6, dite d'arrière-plan du modèle, considère un besoin de 0,28 kg de lithium pour la fabrication d'un kilogramme de lithium carbonate[9] (un des éléments intermédiaires pour la constitution des batteries), alors que la production d'un kilogramme de lithium carbonate nécessite maintenant 0,18 kg de lithium extrait[10]. Cette valeur a donc été revue à la baisse dans l'étude de RTE, en cohérence avec le consensus scientifique actuel.

8. Les modèles paramétrés ont été développés par des outils issus du projet INCER-ACV, soutenu par l'ADEME
9. Activité ecoinvent 3.6 "lithium carbonate production, from concentrated brine"
10. USGS, *Lithium Use in Batteries,* Circular 1371, https://pubs.usgs.gov/circ/1371/pdf/circ1371_508.pdf

Sources utilisées

Le tableau ci-dessous recense les principales sources utilisées pour le calcul des facteurs d'émissions de gaz à effet de serre et les intensités matières, que ce soit comme inventaire en cycle de vie de base ou comme source pour le choix des paramètres.

Tableau 7 Principales sources

Technologies	
Nucléaire	ecoinvent 3.6, Bouygues construction (béton EPR Flamanville)[11] ;
Photovoltaïque	ecoinvent 3.6, CGDD 2020 « Le photovoltaïque : choix technologiques, enjeux matières et opportunités industrielles » ; ADEME 2021 « Inventaire des besoins en matières, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique », article REC[12]
Éolien terrestre	Besseau *et al.* 2019[13] ; Sacchi *et al*. 2019[14] ; ADEME 2021 « Inventaire des besoins en matières, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique »
Éolien en mer	Besseau et al. 2019 ; Sacchi *et al.* 2019, « Bilan carbone du parc éolien en mer de Fécamp »[15] ; Étude d'impact de la ferme pilote éoliennes flottantes de Gruissan[16] ; ADEME 2021 « Inventaire des besoins en matières, énergie, eau et sols des technologies de la transition énergétique »
Biogaz/biométhane	ecoinvent 3.6 ; Base carbone de l'ADEME ; Étude ACV du biométhane 2017[17] et mise à jour 2020 ;
Biomasse	ecoinvent 3.6
Charbon	ecoinvent 3.6
Gaz	ecoinvent 3.6
Batteries stationnaires	Schmidt *et al.* 2019[18] ; IVL Swedish Environmental Research Institut 2019[19]
Batteries véhicules électriques	Schmidt *et al.* 2019; IVL Swedish Environmental Research Institut 2019

11. Bouygues construction, site officiel : https://www.bouygues-construction.com/realisations/epr-de-flamanville
12. RECgroup (2018), "REC leaves a lasting impression: How REC achieves a class-leading carbon footprint", (https://www.recgroup.com/sites/default/files/documents/wp_-_recs_class-leading_carbon_footprint.pdf)
13. Besseau *et al.* (2019), "Past, present and future environmental footprint of the Danish wind turbine fleet with LCA_WIND_DK, an online interactive platform" (https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032119301704)
14. Sacchi *et al.* (2019) , "Exploring technologically, temporally and geographically-sensitive life cycle inventories for wind turbines: A parameterized model for Denmark", (https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148118310838)
15. Bilan Carbone® du parc éolien en mer au large de Fécamp (2013) : https://cpdp.debatpublic.fr/cpdp-fecamp/docs/documents-maitre-ouvrage/etude-bilan-carbone-fecamp.pdf
16. EIB (2018), Ferme pilote d'éoliennes flottantes et son raccordement au réseau public de transport d'électricité : https://www.eib.org/attachments/registers/133562379.pdf
17. GRDF (2017 et 2020), « Évaluation des impacts GES de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel », (https://www.grdf.fr/documents/10184/1502679/Evaluation+des+impacts+GES+de+l%E2%80%99injection+du+biom%C3%A9thane+dans+les+r%C3%A9seaux+rapport+final+et+r%C3%A9sum%C3%A9+07.04.2015.pdf/d1df4981-c7dc-460d-ad97-22a02d7eaa4a)
18. Schmidt *et al.* (2019), "Additional Emissions and Cost from Storing Electricity in Stationary Battery Systems", (https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/acs.est.8b05313)
19. IVL in cooperation with Swedish Energy Agency (2019), "Lithium-Ion Vehicle Battery Production - Status 2019 on Energy Use, CO_2 Emissions, Use of Metals, Products Environmental Footprint, and Recycling", (https://www.ivl.se/download/18.14d7b12e16e3c5c36271070/1574923989017/C444.pdf)

Jeux d'hypothèses retenus pour générer les facteurs d'émissions de gaz à effet de serre et les intensités matières

Les intensités matières évoluent dans le temps au fil de l'amélioration supposée des performances technologiques ou de choix technologiques, décrits ci-après.

Les technologies de génératrices retenues pour les éoliennes terrestres et en mer (posé et flottant) sont les suivantes aux différents horizons d'études :

Tableau 8 Hypothèses relatives à la technologie d'alternateur des éoliennes

	2018			2030			2040			2050		
	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant
Asynchrone	94%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%	100%	0%	0%
Synchrone à rotor bobiné	3%	0%	0%	0%	50%	50%	0%	50%	50%	0%	50%	50%
Synchrone à aimants permanents	3%	100%	100%	0%	50%	50%	0%	50%	50%	0%	50%	50%

Les batteries stationnaires sont composées du mix de technologies suivant : 25% de NMC (nickel-manganèse-cobalt), 25% de NCA (nickel-cobalt-aluminium), 25% de LFP (lithium-fer-phosphate) et 25% de LTO (lithium-titanate-oxyde). Deux types de batteries sont utilisés dans les mix électriques : des batteries d'équilibrage (charge 4h) et des batteries de réserve (charge 1h).

Les batteries pour la mobilité sont supposées être des batteries nickel-manganèse-cobalt, avec une répartition des technologies (NMC333, NMC622, NMC811) qui évolue dans le temps. Différentes analyses de sensibilité ont en outre été menées sur ce point et sont restituées dans le rapport.

Tableau 9 Hypothèses relatives au passage des batteries NMC333 au NMC811 (batteries de véhicules électriques)

	2019	2020-2030	2030-2040	2040-2050	2050
NMC333	100%	70%	30%	0%	10%
NMC622	0%	30%	30%	20%	30%
NMC811	0%	0%	40%	80%	60%

Les paramètres principaux retenus dans les modèles paramétrés sont décrits ci-dessous :

Tableau 10 Hypothèses d'évolution des paramètres principaux (dans les modèles paramétrés)

			Hypothèses pessimistes				Hypothèses médianes			
Technologie	**Paramètre**	**Unité**	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Batteries	Facteur d'émission du mix électrique de fabrication	$kgCO_2eq/kWh$	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
	Part d'électricité dans l'énergie de fabrication	%	18	18	18	18	18	18	18	18
	Quantité d'énergie à la fabrication (NMC, NCA et LFP)	kWh/kg	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	8,29	7,58	6,88
	Quantité d'énergie à la fabrication de la batterie LTO	kWh/kg	22	22	22	22	22	16,00	11,00	7,04
	Densité énergétique LFP	kWh/kg	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,15	0,18	0,20
	Densité énergétique LTO	kWh/kg	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	0,09	0,10	0,11
	Densité énergétique NCA, NMC	kWh/kg	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,18	0,22	0,25
	Mix gaz de l'énergie de fabrication		FossilGas							

			Hypothèses pessimistes				Hypothèses médianes			
Technologie	**Paramètre**	**Unité**	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Production thermique gaz/H_2/ biométhane	Durée de vie des centrales gaz/biométhane/H_2	années	30 ans							
	Facteur de charge des centrales gaz/biométhane/H_2		variable selon les années et scénarios de mix							
	Fuites de méthane dans le réseau de gaz	%	3	2	1	0	3	2	1	0
	Rendement des centrales gaz/biométhane/H_2									
	Cycle combiné gaz	%	*57*	*57*	*57*	*57*	*57*	*57*	*60*	*60*
	Cogénération	%	*41*	*41*	*41*	*41*	*41*	*41*	*41*	*41*
	Turbine à combustion	%	*38*	*38*	*38*	*38*	*38*	*40*	*40*	*40*
	Rendement centrale biogaz	%	35	35	35	35	35	35	35	35

			Hypothèses pessimistes				Hypothèses médianes			
Technologie	**Paramètre**	**Unité**	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Photovoltaïque	Facteur d'émission du mix électrique de fabrication	$kgCO_2eq/kWh$	1	1	1	1	1	1	1	1
	Facteur de charge du photovoltaïque	%	variable selon les années et les scénarios de mix (entre 13,6 % et 14,1 %)							
	Durée de vie du photovoltaïque	années	25	25	25	25	25	30	30	30
	Rendement module photovoltaïque	%	15	17	19	19	15	18	22	25
	Quantité d'électricité à la fabrication	kWh/kg	90	70	60	60	90	60	30	15
	Quantité d'argent	g/m²	9,60	8,47	7,58	7,58	9,60	8,11	6,62	5,96
	Épaisseur du wafer	µm	190	170	155	155	190	163	136	110

			Hypothèses pessimistes				Hypothèses médianes			
Technologie	**Paramètre**	**Unité**	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**	**2019**	**2030**	**2040**	**2050**
Éolien	Durée de vie d'une éolienne en mer	années	20	25	30	30	20	25	30	40
	Durée de vie d'une éolienne terrestre	années	25	25	30	30	25	30	30	30
	Facteur de charge éolien en mer		variable selon les années-scénarios de mix (environ 40 %)							
	Facteur de charge éolien terrestre		variable selon les années-scénarios de mix (environ 23 %)							
	Part d'acier dans la fondation de l'éolienne en mer (posée)	%	10	10	10	10	10	10	10	10
	Part d'acier dans la fondation de l'éolienne terrestre	%	4	4	4	4	4	4	4	4

Volume d'infrastructures électriques et batteries de véhicules électriques à construire entre 2020 et 2050

Selon la durée de vie des infrastructures ou des équipements électriques, les besoins de construction peuvent être plus ou moins importants. Par exemple, les panneaux photovoltaïques ayant une durée de vie de 25 ans (dans les hypothèses des *Futurs énergétiques 2050)*, les capacités installées en 2020 devront être renouvelées en 2045. Ainsi, si les capacités installées de panneaux photovoltaïques sont de 208 GW en 2050 dans le scénario M23, le besoin de capacité à construire entre 2020-2050, tenant compte des besoins de renouvellement, est de 222 GW.

Tableau 11 Volume de capacités à construire sur la période 2020-2050 pour le système électrique dans le scénario de référence

Entre 2020-2050 – Scénario de référence						
En GW	**M0**	**M1**	**M23**	**N1**	**N2**	**N03**
Nucléaire	0	0	0	13	23	23
Éolien terrestre	83	68	81	67	61	52
Éolien en mer posé	26	19	25	19	16	11
Éolien en mer flottant	39	28	38	28	23	14
Photovoltaïque au sol	132	114	89	86	61	49
Photovoltaïque toiture	90	114	49	46	43	35
Hydraulique	4	4	4	4	4	4
Centrale à charbon	0	0	0	0	0	0
Turbine à combustion[20]	14	9	12	4	2	0
Cycle combiné[20]	16	11	9	8	3	1
Bois énergie[20]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Biogaz[20]	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
En GWh de capacité[21]	**M0**	**M1**	**M23**	**N1**	**N2**	**N03**
Batteries stationnaires[20]	96	76	46	31	5	3

20. Le renouvellement des unités de production sur la période 2020-2050 n'a pas été pris en compte.
21. Deux types de batteries sont utilisés dans les *Futurs énergétiques 2050* : batteries pour l'adéquation (charge de 4 h) et batteries de réserve (charge d'1 h)

Tableau 12 Volume de capacité à construire sur la période 2020-2050 pour le système électrique dans le scénario « sobriété »

Entre 2020-2050 – Scénario « sobriété »						
En GW	**M0**	**M1**	**M23**	**N1**	**N2**	**N03**
Nucléaire	0	0	0	13	23	23
Éolien terrestre	77	61	73	59	54	46
Éolien en mer posé	22	16	20	15	11	7
Éolien en mer flottant	33	22	30	21	15	7
Photovoltaïque au sol	114	93	77	68	47	34
Photovoltaïque toiture	78	93	43	37	34	25
Hydraulique	4	4	4	4	4	4
Centrale à charbon	0	0	0	0	0	0
Turbine à combustion	9	3	5	2	0	0
Cycle combiné	11	8	7	1	1	1
Bois énergie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Biogaz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
En GWh de capacité	**M0**	**M1**	**M23**	**N1**	**N2**	**N03**
Batteries stationnaires	24	17	13	5	3	3

Tableau 13 Volume de capacité à construire sur la période 2020-2050 pour le système électrique dans le scénario « réindustrialisation profonde »

Entre 2020-2050 – Scénario « réindustrialisation profonde »						
En GW	**M0**	**M1**	**M23**	**N1**	**N2**	**N03**
Nucléaire	0	0	0	13	23	23
Éolien terrestre	98	78	95	79	69	63
Éolien en mer posé	31	24	31	25	23	17
Éolien en mer flottant	49	37	49	38	34	25
Photovoltaïque au sol	157	136	108	107	79	66
Photovoltaïque toiture	107	135	59	56	54	46
Hydraulique	4	4	4	4	4	4
Centrale à charbon	0	0	0	0	0	0
Turbine à combustion	24	16	21	13	10	2
Cycle combiné	15	11	8	6	5	2
Bois énergie	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Biogaz	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
En GWh de capacité	**M0**	**M1**	**M23**	**N1**	**N2**	**N03**
Batteries stationnaires	100	106	55	52	41	17

Tableau 14 Volume de batteries de véhicules électriques à construire sur la période 2020-2050 dans les scénarios de référence, « sobriété » et « réindustrialisation profonde »

GWh de capacité	**Scénario de référence et scénario « réindustrialisation profonde »**				**Scénario « sobriété »**			
Batteries construites entre 2020 et 2050								
Véhicules légers (voitures et VUL)	3546				2464			
Véhicules lourds (camions, bus, car)	142				171			
Taille moyenne des batteries par véhicule neuf								
KWh de capacité	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Véhicules légers (voitures et VUL)	40	65	79	85	40	58	71	76
Véhicules lourds - bus	350	383	417	450	350	383	417	450
Véhicules lourds - car	300	367	433	500	300	367	433	500
Véhicules lourds – camions < 19 t	150	162	175	187	150	162	175	187
Véhicules lourds – camions > 19 t	350	383	417	450	350	383	417	450
Véhicules lourds – tracteurs routiers	800	933	1067	1200	800	933	1067	1200

Intensité carbone et matières sur le cycle de vie

Tableau 15 Facteurs d'émissions de gaz à effet de serre en cycle de vie pour le système électrique

		2020	2050 - Évolution pessimiste (faible amélioration technologique)	2050 - Évolution tendancielle (amélioration technologique)	Sources des facteurs d'émissions	Unité
Biomasse	**Bois**	66	66	66	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
	Biogaz agricole	70	70	70	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
Énergies renouvelables	**Photovoltaïque**	43	28	14	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
	Éolien terrestre	16	15	13	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
	Éolien en mer	14	10	7	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
	Hydraulique	6	6	6	ecoinvent 3.6	gCO_2eq/kWh
Gaz (fossile/ biométhane)	**CCG**	400	85	81	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
	TAC	590	130	120	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
	Cogénération	530	100	98	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
Hydrogène	**CCG**	35	35	35	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
	TAC	35	35	35	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
Nucléaire		7	6	6	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
Électrolyseurs		5	5	5	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh
Batteries stationnaires		84	63	entre 26 et 90 selon les scénarios	Modèle paramétré	gCO_2eq/kWh de capacité
Réseau		1,2	1,2	1,2	RTE	gCO_2eq/kWh transité
Charbon		1100	1100	1100	ecoinvent 3.6	gCO_2eq/kWh

Tableau 16 Intensités matières des infrastructures du système électrique et des batteries de véhicules électriques en 2020

Technologie	Nucléaire	Photo-voltaïque au sol	Photo-voltaïque toiture	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	Hydraulique	Bioénergie	Turbine à combustion	Cycle combiné	Batteries stationnaires	Batteries véhicules électriques
Unité	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MWh de capacité**	**t/MWh de capacité**
Aluminium	0,35	29,00	20,00	0,69	1,00	1,10	0,52	0,06	0,75	1,10	1,70	1,60
Cuivre	1,60	3,40	3,40	2,77	7,00	7,10	0,18	0,12	0,79	1,20	1,78	0,90
Acier	67	44	25	200	250	480	98	57	6	29	3	2
Béton	533	56	46	450	910	1700	21	4	41	36	10	10
Cobalt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,22	0,40
Argent	0	0,03	0,03	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,001
Graphite	0	0,64	0,62	0	0	0	0	0	0	0	0,35	0,45
Lithium	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,43	0,14
Manganèse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,11	0,38
Nickel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,38	0,40
Terres rares	0	0	0	0,01	0,21	0,21	0	0	0	0	0	0
Silicium	0	6,40	6,20	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En t/TWh	**Nucléaire**
Uranium	19,85 (REP) et 15,6 (EPR)
Zirconium	0,847

Tableau 17 Intensités matières des infrastructures du système électrique et des batteries de véhicules électriques à l'horizon 2030

Technologie	Nucléaire	Photo-voltaïque au sol	Photo-voltaïque toiture	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	Hydraulique	Bioénergie	Turbine à combustion	Cycle combiné	Batteries stationnaires	Batteries véhicules électriques
Unité	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MWh de capacité**	**t/MWh de capacité**
Aluminium	0,35	24,36	16,80	0,69	1,00	1,15	0,52	0,06	0,75	1,10	1,45	1,36
Cuivre	1,60	3,40	3,40	2,60	8,50	8,55	0,18	0,12	0,79	1,20	1,41	0,75
Acier	67	38	21	200	250	480	98	57	6	29	2	2
Béton	533	47	39	450	910	1700	21	4	41	36	10	9
Cobalt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,16	0,24
Argent	0	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,001
Graphite	0	0,47	0,45	0	0	0	0	0	0	0	0,26	0,37
Lithium	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,34	0,11
Manganèse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,07	0,27
Nickel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,29	0,37
Terres rares	0	0	0	0,00	0,11	0,11	0	0	0	0	0	0
Silicium	0	4,67	4,53	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En t/TWh	**Nucléaire**
Uranium	19,85 (REP) et 15,6 (EPR)
Zirconium	0,847

Tableau 18 Intensités matières des infrastructures du système électrique et des batteries de véhicules électriques à l'horizon 2040

Technologie	Nucléaire	Photo-voltaïque au sol	Photo-voltaïque toiture	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	Hydraulique	Bioénergie	Turbine à combustion	Cycle combiné	Batteries stationnaires	Batteries véhicules électriques
Unité	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MWh de capacité**	**t/MWh de capacité**
Aluminium	0,35	19,72	13,60	0,69	1,00	1,15	0,52	0,06	0,75	1,10	1,28	1,20
Cuivre	1,60	3,20	3,20	2,60	8,50	8,55	0,18	0,12	0,79	1,20	1,25	0,65
Acier	67	31	18	200	250	480	98	57	6	29	2	2
Béton	533	40	32	450	910	1700	21	4	41	36	10	9
Cobalt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,10	0,10
Argent	0	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,001
Graphite	0	0,33	0,31	0	0	0	0	0	0	0	0,22	0,32
Lithium	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,29	0,09
Manganèse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,04	0,15
Nickel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,27	0,41
Terres rares	0	0	0	0,00	0,11	0,11	0	0	0	0	0	0
Silicium	0	3,25	3,15	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En t/TWh	**Nucléaire**
Uranium	19,85 (REP) et 15,6 (EPR)
Zirconium	0,847

Tableau 19 Intensités matières des infrastructures du système électrique et des batteries de véhicules électriques à l'horizon 2050

Technologie	Nucléaire	Photo-voltaïque au sol	Photo-voltaïque toiture	Éolien terrestre	Éolien en mer posé	Éolien en mer flottant	Hydraulique	Bioénergie	Turbine à combustion	Cycle combiné	Batteries stationnaires	Batteries véhicules électriques
Unité	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MW**	**t/MWh de capacité**	**t/MWh de capacité**
Aluminium	0,35	17,40	12,00	0,69	1,00	1,15	0,52	0,06	0,75	1,10	1,20	1,07
Cuivre	1,60	3,10	3,10	2,60	8,50	8,55	0,18	0,12	0,79	1,20	1,17	0,55
Acier	67	28	16	200	250	480	98	57	6	29	2	1
Béton	533	35	29	450	910	1700	21	4	41	36	9	9
Cobalt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,08	0,04
Argent	0	0,01	0,01	0	0	0	0	0	0	0	0,001	0,001
Graphite	0	0,23	0,23	0	0	0	0	0	0	0	0,19	0,28
Lithium	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,26	0,07
Manganèse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,03	0,10
Nickel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,26	0,40
Terres rares	0	0	0	0,00	0,11	0,11	0	0	0	0	0	0
Silicium	0	2,34	2,26	0	0	0	0	0	0	0	0	0

En t/TWh	**Nucléaire**
Uranium	19,85 (REP) et 15,6 (EPR)
Zirconium	0,847

Matrice de criticité des ressources minérales pour l'analyse qualitative

La criticité des ressources est évaluée en fonction de **six indicateurs** :

- les réserves, traduisant la disponibilité physique et technico-économique de la matière première ;
- la présence de monopole ou de concentration du marché exposant la ressource à des risques d'approvisionnement ;
- le risque de conflit d'usage de la ressource ;
- la capacité technique et économique de recyclage ;
- l'existence ou non de solutions de substitution, soit de la ressource elle-même, soit par un changement de technologie ;
- l'impact social et environnemental de l'exploitation et de la production de la ressource.

Dans la mesure du possible, la criticité est examinée de la mine ou carrière (matière première) au produit final. Par exemple, l'aluminium est principalement extrait de la bauxite sous forme d'alumine qui est transformée en métal par électrolyse.

Pour chacun de ces indicateurs, un ou plusieurs sous-indicateurs ont été retenus pour permettre de juger ou non du niveau de criticité actuelle du couple indicateur/ressource et de la tendance à venir. Le choix de ces indicateurs a été réalisé sur la base de données disponibles dans les fiches d'expertise du BRGM.

Par exemple, la criticité liée aux réserves a été évaluée à partir de l'indicateur existant dit «R/P», qui traduit la quantité restante de la ressource, tandis que la criticité liée au recyclage est évaluée selon les capacités techniques de recyclage et de réutilisation ainsi que du taux de recyclage actuel. Si la criticité liée au niveau de réserves est relativement robuste, celle liée au recyclage renvoie à des questions plus larges d'économie circulaire, qui nécessiteraient des travaux approfondis pour rendre compte plus fidèlement de l'enjeu du recyclage de la ressource.

Ainsi pour chacun des indicateurs cités ci-dessus, les sous-indicateurs et grilles d'évaluations associés sont les suivants :

Indicateurs	Sous-indicateurs	Grille d'évaluation (1 : risque faible ; 2 : risque moyen ; 3 : risque élevé)
Réserves	▸ Indice R/P, c'est-à-dire le niveau de réserves connues sur le niveau de production annuelle. Cet indice traduit le nombre d'années restantes pour l'exploitation d'une ressource non renouvelable au rythme de production actuel	1 : plus de 60 ans ; 2 : entre 30 et 60 ans ; 3 : moins de 30 ans
Monopole/ concentration de marché	▸ IHH[22] de la production minière et métallique Ou si IHH non disponible : ▸ Parts de marché des différents acteurs pays	1 : aucun IHH de plus de 0,4 ou si l'IHH n'est pas disponible : aucun acteur ne détient plus de 50 % de marché sur la chaîne d'approvisionnement ; 2 : au moins une étape de production avec IHH de plus de 0,4 ou si l'IHH n'est pas disponible : acteur à +50 % de part de marché, sauf si la France semble indépendante ; 3 : au moins une étape de production avec IHH de plus de 0,6 ou deux étapes de plus de 0,4 ou si l'IHH n'est pas disponible : +50 % de part de marché sauf si la France semble indépendante
Conflit d'usage	▸ Diversité ou non de secteurs/usages consommateurs de la ressource ▸ R/P	1 : si indicateur R/P =1 ; 2 : si indicateur R/P = 2 ou 3 et peu de secteurs ou usages ; 3 : si indicateur R/P = 2 ou 3 et plusieurs secteurs ou usages concernés

22. Indice de Herfindahl-Hirschmann

Recyclabilité	► Capacité de recyclage (oui/oui mais partiellement/oui mais difficilement[23]/non) ► Réutilisation de la ressource comme la primaire (oui/oui mais partiellement/oui mais difficilement/non) ► Taux de recyclage actuel	1 : si oui partout et recyclage actuel de plus de 50 % ; 2 : si recyclable ou réutilisable partiellement ; 3 : si non recyclable ou non réutilisable ou recyclage actuel à 0 %
Substituabilité	► Existence d'une ressource à performance égale ou un peu moins bonne mais acceptable ► Existence d'autres technologies qui contiennent moins de cette ressource ou n'en contiennent pas	1 : si substituable ou remplaçable par une autre technologie ; 2 : si substituable et remplaçable mais pas facilement ou partiellement ; 3 : si non substituable par une autre ressource ou difficilement, partiellement ou non remplaçable par une autre technologie
Impact social et environnemental	► La nature moyenne en termes de gouvernance et d'impact sanitaire et social ► L'impact sur l'eau (stress hydrique, consommation d'eau) ► La consommation de l'espace, atteinte à la biodiversité ► Les diverses pollutions ► La consommation énergétique/GES	L'impact social et environnemental de l'exploitation des ressources est par nature non négligeable, encore plus dans le cas de ressources d'exploitation minière. La criticité des ressources a été estimée selon les fiches d'expertise du BRGM en supposant une criticité modérée uniquement pour les ressources issues d'exploitations non minières (comme le béton ou le silicium) et les ressources aux impacts qui semblent plus modérés et maîtrisés sur les enjeux environnementaux (eau, biodiversité, GES) et sociaux par rapport aux autres ressources.

23. La notion de « difficilement » renvoie à des questions de coûts et/ou de maturité technologique et la notion de « partiel » renvoie au fait que cela ne s'applique pas à tous les usages. Par exemple, le graphite utilisé dans les garnitures de freins n'est pas recyclable, puisqu'il est consommé tandis que le graphite présent dans les batteries pourrait l'être.

Déchets radioactifs

Métriques utilisées et sources

Données utilisées pour la modélisation des déchets radioactifs issus de l'utilisation de combustible nucléaire à la section 12.5 :

Donnée	Valeur retenue	Source
tML d'uranium naturel nécessaire pour produire 1 tML d'uranium naturel enrichi (UNE) (en tML/tML)	7,09	PNGMDR, chiffre à fin 2019
tML d'uranium de retraitement (URT) nécessaire pour produire 1 tML d'uranium de retraitement enrichi (URE) (en tML/tML)	7,97	Rapport HCTISN - Présentation du «Cycle du combustible» français en 2018
Uranium de retraitement (URT), en % de combustible UNE initial	0,95	PNGMDR, chiffre à fin 2019
Quantité de rebuts, en % de tML produites à MELOX	0,04	Rapport HCTISN - Présentation du «Cycle du combustible» français en 2018
Consommation de combustible par TWh (tML/TWh) du parc actuel	2,8	Rapport HCTISN - Présentation du «Cycle du combustible» français en 2018
Consommation de combustible par TWh (tML/TWh) des EPR	2,2	
Consommation moyenne de Mox en tML/TWh par les 1300 MW	0,9	Postulée égale à la valeur pour les 900 MW
Consommation moyenne de Mox en tML/TWh par les 900 MW	0,9	Rapport HCTISN - Présentation du «Cycle du combustible» français en 2018
Consommation moyenne de Mox en tML/TWh par les EPR	0,7	Calcul à partir du dossier d'option de sûreté de l'EPR NM
Consommation moyenne d'URE en tML/TWh par les 900 MW	3,1	Rapport HCTISN - Présentation du «Cycle du combustible» français en 2018 + Base PRIS AIEA
Consommation moyenne d'URE en tML/TWh par les 1300 MW	3,1	Postulée égale à la valeur pour les 900 MW
Consommation moyenne d'URE en tML/TWh par les EPR	2,4	Calcul à partir du dossier d'option de sûreté de l'EPR NM
Teneur en plutonium du MOX % massique	8,65 %	Rapport IRSN n°2018-00007 - Cycle du combustible nucléaire en France - Dossier «Impact Cycle 2016»
Production de plutonium par tML retraité	1 %	Avis IRSN/2018-00126 de l'IRSN (4 mai 2018)
Combustibles usés entreposés hors centrales nucléaires (en tML)	9955	Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2020
Combustibles usés dans les centrales nucléaires (en tML)	8777,2	Calcul à partir de l'inventaire ANDRA 2021 et rapport annuel de l'ASN 2019
Stock d'uranium appauvri (tML)	321000	Inventaire ANDRA 2021
Stock de MOX usé (tML)	2618	Inventaire ANDRA 2021

Stock de rebuts de MOX (tML)	299	Inventaire ANDRA 2021
Stock d'URE usé (tML)	578	Cour des comptes
Stock d'UNE usé (tML)	15 482	Calcul à partir inventaire ANDRA et Cours des comptes
Stock d'URT	32 700	Inventaire ANDRA 2021
Stock déchets HA (m^3) en France	4 090	Inventaire ANDRA 2021
Stock déchets MAVL (m^3)	42 700	Inventaire ANDRA 2021
Capacité de stockage de la piscine de la Hague (tML)	12 000	Orano - Résumé non technique - projet de densification des piscines C, D et E du site de La Hague.
Capacité de stockage de la piscine de la Hague après densification (tML)	15 600	Orano - Résumé non technique - projet de densification des piscines C, D et E du site de La Hague.
Capacité d'entreposage de la piscine d'EDF (tML)	6 500	EDF - Dossier de consertation - Projet de construction d'une installation d'entreposage sous eau de combustibles usés à La Hague
Nombre de CSD-V produits par 1 tML de combustible retraité	0,74	Calcul à partir des inventaires ANDRA
Nombre de CSD-C produits par 1 tML de combustible retraité	0,61	Calcul à partir des inventaires ANDRA
Volume occupé par un CSD-C (en m^3)	0,22	Calcul à partir des inventaires ANDRA
Volume occupé par un CSD-V (en m^3)	0,19	Calcul à partir des inventaires ANDRA

Polluants atmosphériques

Les facteurs d'émission des polluants utilisés pour l'année 2019 sont issus de la base publique OMINEA (données CITEPA). Ils sont exprimés en g/kWh pour les quatre polluants considérés dans l'étude. Les facteurs d'émission prospectifs à 2030, 2040 et 2050 ont été fournis par le CITEPA (données non publiques). Ainsi, seuls les facteurs d'émission de 2019 sont explicités ci-dessous.

Production d'électricité et de chaleur

Tableau 20 Facteurs d'émissions 2019 utilisés pour la production d'électricité pour les $PM_{2.5}$, NOx, SO_2 et COVnm

g/kWh	**$PM_{2.5}$**	**NOx**	**SO_2**	**COVnm**
Gaz naturel ou biogaz/biométhane	0,002	0,072	0,002	0,002
Charbon	0,001	0,274	0,163	0,001
Déchets ménagers	0,003	0,284	0,034	0,002
Fioul domestique	0,002	0,554	0,090	0,005
Bois	0,003	0,204	0,038	0,017

Tableau 21 Facteurs d'émissions 2019 utilisés pour la production de chaleur pour les $PM_{2.5}$, NOx, SO_2 et COVnm

g/kWh	**$PM_{2.5}$**	**NOx**	**SO_2**	**COVnm**
Résidentiel				
Bois	0,661	0,229	0,036	1,329
Gaz	0,003	0,102	0,002	0,006
Fioul	0,005	0,248	0,169	0,001
Tertiaire				
Bois	0,195	0,597	0,029	0,013
Gaz	0,003	0,216	0,002	0,007
Fioul	0,018	0,360	0,169	0,054
Réseaux de chaleur				
Bois	0,086	0,483	0,029	0,015
Gaz	0,003	0,162	0,002	0,008
Fioul	0,007	0,246	0,373	0,005
Charbon	0,014	0,315	0,258	0,029
Autres énergies fossiles	0,003	0,262	0,103	0,011
Déchets ménagers	0,003	0,284	0,034	0,002

Transports routiers

Afin d'obtenir la répartition prospective des véhicules selon les différentes normes Euro, RTE s'est basé sur les projections de l'IFSTTAR (Institut français des sciences et technologies, des transports, de l'aménagement et des réseaux) jusqu'en 2050. La base de données de l'IFSTTAR sur les véhicules décline notamment la projection du trafic routier jusqu'en 2050 en véhicule.kilomètre (veh.km), selon tous les types de véhicules (véhicules particuliers, véhicules utilitaires, poids lourds, bus et cars, deux roues), les énergies utilisées et les normes Euro en vigueur, en prenant en compte les données annuelles d'immatriculations et des hypothèses de survie des différents types de véhicules[24]. Ces travaux sont financés conjointement par l'ADEME et la DGITM.

Certaines hypothèses ont été formulées concernant les facteurs d'émissions, notamment sur les facteurs d'émissions de polluants émis à partir de bioénergies et les facteurs d'émissions liés à l'abrasion. Ces hypothèses sont prudentes et représentent une fourchette haute des futures émissions :

- Plusieurs études ont estimé les émissions de polluants émises à partir de bioénergies, mais aucun consensus n'émerge. Globalement, il semble tout de même que les bioénergies soient moins émettrices que les carburants fossiles, mais cette conclusion dépend des polluants considérés. Des études supplémentaires sont donc nécessaires. En l'absence de données fiables, l'hypothèse conservatrice retenue est que les émissions liées au bioéthanol, biodiesel et biométhane sont considérées comme égales à celles respectivement de l'essence, du diesel et du gaz naturel liquéfié.
- Les facteurs d'émission liés à l'abrasion ont été considérés comme constants jusqu'en 2050. Aujourd'hui, les émissions liées à l'abrasion représentent environ 50 % des émissions de particules fines du transport routier.

Par ailleurs, les calculs ont été réalisés en supposant un gain d'efficacité énergétique des différents véhicules à différents horizons de temps, ce qui revient à abaisser les valeurs limites d'émission (VLE) liées à la combustion et donc à anticiper des normes Euro plus restrictives (comme la norme Euro 7 qui devrait sortir en 2025).

Les facteurs d'émission fournis par le CITEPA reflètent les performances réelles des véhicules (niveaux d'émission moyens mesurés en laboratoire) en termes de rejets de polluants atmosphériques (et non les VLE affichées pour chaque norme Euro).

Les facteurs d'émission utilisés dans les *Futurs Énergétiques 2050* pour les véhicules sont téléchargeables sur le site du CITEPA (lien vers la base OMINEA du CITEPA : https://www.citepa.org/wp-content/uploads/publications/ominea/ominea-2021.zip). Les facteurs d'émission sont détaillés par type de véhicule, par type d'énergie, par norme Euro et selon le type de route empruntée (urbain, rural, autoroute).

24. Ifsttar (2019), Connaissance et prospective des parcs automobiles

Activités de combustion dans l'industrie

Les facteurs d'émissions moyens ont été calculés à partir des données du CITEPA et des données CEREN pour la consommation d'énergie par secteur d'activité NCE.

Tableau 22 Facteurs d'émissions 2019 utilisés pour la combustion dans l'industrie pour les $PM_{2.5}$, NOx, SO_2 et COVnm

Facteurs d'émissions moyens en 2019				
g/kWh	**$PM_{2.5}$**	**NOx**	**SO_2**	**COVnm**
E12 - Industrie laitière	0,009	0,208	0,009	0,009
E13 - Sucreries	0,008	0,253	0,222	0,009
E14 - Industries agricoles et alimentaires	0,015	0,240	0,099	0,044
E16 - Sidérurgie	0,034	0,446	0,423	0,008
E18 - Métallurgie de 1re transformation des métaux non ferreux	0,005	0,197	0,011	0,008
E19 - Production de minéraux divers	0,005	0,290	0,100	0,035
E20 - Fabrication de plâtres, produits en plâtre, chaux et ciments	0,024	0,954	0,330	0,031
E21 - Production d'autres matériaux de construction et de céramique	0,025	0,253	0,155	0,027
E22 - Industrie du verre	0,037	0,794	0,358	0,008
E23 - Fabrication d'engrais	0,005	0,198	0,005	0,008
E24 - Autres industries de la chimie minérale	0,017	0,312	0,448	0,012
E25 - Mat. plastiques, caoutchouc synthétique et autres élastomères	0,008	0,266	0,260	0,007
E26 - Autres industries de la chimie organique de base	0,021	0,279	0,225	0,010
E28 - Parachimie et industrie pharmaceutique	0,005	0,200	0,006	0,009
E29 - Fonderie et travail des métaux	0,020	0,267	0,340	0,019
E30 - Construction mécanique	0,004	0,206	0,012	0,010
E31 - Construction électrique et électronique	0,016	0,245	0,259	0,018
E32 - Véhicules automobiles et autres matériels de transport terrestre	0,006	0,206	0,045	0,010
E33 - Construction navale et aéronautique, armement	0,008	0,212	0,013	0,010
E34 - Industrie textile, du cuir et de l'habillement	0,005	0,198	0,011	0,008
E35 - Industrie du papier et du carton	0,057	0,312	0,033	0,011
E36 - Industrie du caoutchouc	0,007	0,202	0,004	0,008
E37 - Transformation des matières plastiques	0,010	0,208	0,023	0,009
E38 - Industries diverses	0,086	0,361	0,049	0,016



LISTES DES FIGURES

LISTES DES FIGURES

Figure 1.1	Évolution des émissions et des puits de gaz à effet de serre (historique et objectifs)	45
Figure 1.2	Consommation d'énergie finale en France et dans la SNBC	47
Figure 1.3	Évolution de la consommation totale d'électricité et de la consommation d'énergie finale pour les autres énergies en France	50
Figure 2.1	Séquence de publication de l'étude *Futurs énergétiques 2050*	54
Figure 2.2	Réunions de concertation tenues dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050*	56
Figure 2.3	Instances de concertation mises en place pour réaliser l'étude *Futurs énergétiques 2050*	58
Figure 2.4	Synthèse des principaux paramètres étudiés dans le cadre de l'étude	59
Figure 2.5	Principaux jalons de la trajectoire des scénarios de l'étude	61
Figure 2.6	Trajectoires climatiques du GIEC (AR5) et scénarios retenus pour l'étude à l'horizon 2050-2060	62
Figure 2.7	Hypothèses de croissance du PIB et d'évolution démographique	64
Figure 2.8	Modélisation du système énergétique dans l'étude	66
Figure 2.9	Principaux axes d'analyse des scénarios	69
Figure 3.1	Évolution de la consommation d'énergie finale et de la part de l'électricité en France métropolitaine (historique et projections SNBC)	74
Figure 3.2	Projection de l'approvisionnement en énergie et de la consommation d'énergie finale à l'horizon 2050	75
Figure 3.3	Démarche de construction de la trajectoire de consommation de référence de l'étude	77
Figure 3.4	Scénarios et variantes des *Futurs énergétiques 2050*	79
Figure 3.5	Évolution de la consommation totale d'électricité dans la trajectoire de référence et décomposition sectorielle	81
Figure 3.6	Évolution de la consommation d'électricité en France	83
Figure 3.7	Évolution de la consommation intérieure d'électricité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence et décomposition en effets	84
Figure 3.8	Cône de variation des différentes trajectoires de consommation des *Futurs énergétiques 2050*	86
Figure 3.9	Évolution de la demande finale d'électricité entre 2018 et 2050 (en %) en France et dans une sélection de pays européens	88
Figure 3.10	Principales hypothèses de la trajectoire de référence et risques/facteurs de non-respect	90
Figure 3.11	Évolution de la structure du parc de véhicules légers entre 1950 et 2050	92
Figure 3.12	Consommation électrique du secteur des transports – Trajectoire de consommation de référence	93
Figure 3.13	Décomposition de l'évolution de la consommation industrielle dans le scénario de référence, selon les différents effets	96
Figure 3.14	Consommation électrique du secteur industriel (hors production d'hydrogène par électrolyse) – Trajectoire de référence	97
Figure 3.15	Évolution du parc de chauffage résidentiel entre aujourd'hui et 2050 dans la trajectoire de référence	99
Figure 3.16	Consommation électrique du secteur résidentiel – Trajectoire de référence	100
Figure 3.17	Évolution du parc de chauffage tertiaire entre aujourd'hui et 2050 dans la trajectoire de référence	101

Figure 3.18	Consommation électrique du secteur tertiaire – Trajectoire de référence	102
Figure 3.19	Consommation électrique pour la production d'hydrogène – Trajectoire de référence	104
Figure 3.20	Historique et évolution de la consommation d'électricité par secteur dans la trajectoire de référence	105
Figure 3.21	Évolution structurelle de la consommation intérieure d'électricité entre 2019 et 2050 dans la trajectoire de référence	105
Figure 3.22	Synthèse des principales hypothèses de la trajectoire de référence	107
Figure 3.23	Décomposition de l'empreinte carbone et des émissions nationales de la France entre 2000 et 2019	109
Figure 3.24	Valeur ajoutée de l'industrie manufacturière en 2019, en 2050 dans la trajectoire de référence et en 2050 dans le scénario « réindustrialisation profonde »	111
Figure 3.25	Solde commercial de l'industrie manufacturière (et décomposition des soldes par branche) en 2019, en 2050 dans la trajectoire de référence et en 2050 dans le scénario « réindustrialisation profonde »	112
Figure 3.26	Décomposition des leviers de sobriété électrique par secteur d'activité	120
Figure 3.27	Décomposition des effets d'actions de sobriété sur la consommation en 2050	121
Figure 3.28	Part de marché des véhicules électriques (tout électriques et hybrides rechargeables) dans les ventes de voitures particulières	124
Figure 3.29	Consommation électrique dans les trajectoires de référence et « accélération 2030 »	126
Figure 3.30	Synthèse des trajectoires de consommation modélisées dans l'étude	129
Figure 3.31	Synthèse des principales hypothèses des différentes trajectoires de consommation	130
Figure 3.32	Évolution de la consommation flexible entre 2019 et 2050	132
Figure 3.33	Appel de puissance moyen du chauffage en fonction de la température lissée	134
Figure 3.34	Appel de puissance moyen de la climatisation en fonction de la température lissée	135
Figure 3.35	Profil hebdomadaire de la consommation par usages aujourd'hui (à températures de référence)	136
Figure 3.36	Profil hebdomadaire de la consommation par usages d'une semaine de janvier en 2050 pour quatre chroniques climatiques différentes	137
Figure 3.37	Exemple de profil hebdomadaire de la consommation par usages d'une semaine de janvier en 2050 pour une chronique climatique possible	138
Figure 3.38	Exemple de profil hebdomadaire de la consommation par usages d'une semaine de juillet en 2050 pour une chronique climatique possible	139
Figure 3.39	Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1000 années de Monte-Carlo pour la dernière semaine de juillet – Année 2019	141
Figure 3.40	Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1000 années de Monte-Carlo pour la dernière semaine de juillet – Année 2050	141
Figure 3.41	Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1000 années de Monte-Carlo pour la troisième semaine de janvier – Année 2019	142
Figure 3.42	Plage de variation des appels de puissance horaires sur 1000 années de Monte-Carlo pour la troisième semaine de janvier – Année 2050	142
Figure 3.43	Évolution des monotones de consommation entre 2019 et 2050	143
Figure 3.44	Écart entre consommation totale et consommation résiduelle	143
Figure 3.45	Monotones des pointes de consommation en 2050	144
Figure 4.1	Perspectives d'évolution de la production d'électricité entre 2020 et 2050	149

Figure 4.2	Évolution du parc nucléaire existant et en construction à 2060 dans la trajectoire de référence (intégrant les arbitrages actuels de la PPE sur les fermetures d'ici 2035 et avec un arrêt des réacteurs lissé entre 50 et 60 ans de durée de vie au-delà)	153
Figure 4.3	Parc nucléaire au 31 décembre 2020	155
Figure 4.4	Comparaison des trajectoires d'arrêt des réacteurs nucléaires proposée en France (2025-2060) et réalisée en Allemagne (2011-2022)	156
Figure 4.5	Planning prévisionnel des quatrième et cinquième visites décennales des centrales nucléaires françaises jusqu'à 2035	157
Figure 4.6	Trajectoires de fermeture du nucléaire existant	159
Tableau 4.1	Âge moyen des réacteurs encore en service par trajectoire de fermeture du nucléaire existant	159
Figure 4.7	Programme « nouveau nucléaire France » et délais estimés entre les premières mises en service des EPR2	162
Figure 4.8	Trajectoires de développement de nouvelles tranches nucléaires (nouveaux EPR2)	163
Figure 4.9	Délais moyens de construction des réacteurs nucléaires pour les réacteurs de seconde génération et les réacteurs de troisième génération (EPR2)	164
Figure 4.10	Nombre de projets de développement de SMR en cours dans le monde, et entreprises porteuses associées	166
Figure 4.11	Synthèse des trajectoires d'évolution du nucléaire (par type de technologie) dans les six scénarios d'étude	168
Figure 4.12	Évolution des capacités installées des filières photovoltaïque et éoliennes dans les scénarios (consommation de référence)	170
Figure 4.13	Capacités hydrauliques installées en France en 2020 et projetées à 2060	172
Figure 4.14	Capacités de bioénergies installées en France en 2020 et projetées à 2050	174
Figure 4.15	Évolution des capacités photovoltaïques en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence	176
Figure 4.16	Évolution des capacités d'éolien terrestre en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence	178
Figure 4.17	Évolution des capacités d'éolien en mer en France depuis 2000 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix adaptés à la trajectoire de consommation de référence	180
Figure 4.18	État des lieux des principales installations d'éolien en mer en service en Europe en 2020	181
Figure 4.19	Évolution des capacités d'énergies marines en France depuis 2020 et projetées à 2060 dans les scénarios de mix (consommation de référence)	183
Figure 4.20	Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) du solaire	189
Figure 4.21	Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) de l'éolien terrestre	190
Figure 4.22	Rythmes moyens de développement historiques et projetés (scénario de référence) de l'éolien en mer	190
Figure 4.23	Cibles de capacités et de rythmes d'installation d'énergies renouvelables dans les orientations de politiques énergétiques nationales en Europe	191
Figure 4.24	Évolution du parc de groupes fioul depuis 2010	193
Figure 4.25	Évolution du parc de groupes charbon depuis 2010	193
Figure 4.26	Parc de cycles combinés au gaz au 30/09/21	195
Figure 4.27	Parc de turbines à combustion au 30/09/21	195
Figure 4.28	Évolution des capacités thermiques installées entre 2012 et 2060 en considérant la trajectoire de consommation de référence	199

Figure 5.1 Synthèse des scénarios et configurations considérés dans le cadre de l'étude *Futurs énergétiques 2050* 204

Figure 5.2 Évolution de la répartition entre énergies renouvelables et nucléaire dans le mix de production des six scénarios et dans le mix actuel (2020) 212

Figure 5.3 Gisements théoriques pour le développement des énergies renouvelables 214

Figure 5.4 Répartition des installations photovoltaïques par région dans les scénarios M1 et M23 215

Figure 5.5 Capacités évitées en 2050 dans le scénario sobriété par rapport au scénario de référence sur la consommation, en cas d'ajustement seulement sur une filière 218

Figure 5.6 Capacités installées de production d'électricité dans les six scénarios de mix en 2050, dans la trajectoire de consommation de référence et dans le scénario sobriété 219

Figure 5.7 Rythmes d'installation des énergies renouvelables entre 2020 et 2050 requis dans le scénario sobriété, vis-à-vis de la trajectoire de consommation de référence (incluant le *repowering)* 219

Figure 5.8 Capacités installées de production d'électricité dans les six scénarios de mix en 2050, dans la trajectoire de consommation de référence et dans le scénario de réindustrialisation profonde 222

Figure 5.9 Rythmes d'installation des énergies renouvelables entre 2020 et 2050 en considérant la réindustrialisation profonde du pays et la trajectoire de consommation de référence (incluant le repowering) 223

Figure 5.10 Exemple de mix de production du scénario M23 avec une fermeture ralentie du nucléaire existant de 2030 à 2050 224

Figure 5.11 Évolution des prix mensuels de différents métaux entre janvier 2015 et janvier 2022 227

Figure 5.12 Scénarios principaux de mix électrique et configurations alternatives 229

Figure 5.13 Rythmes nécessaires de développement du photovoltaïque et de l'éolien entre 2025 et 2035 pour couvrir les besoins en électricité dans le cas d'une sortie du nucléaire en 2035, en l'absence de recours à une augmentation de la production thermique ou aux importations 230

Figure 5.14 Bilans énergétiques en 2019 et 2035 dans deux configurations de sortie du nucléaire en 2035, et émissions de CO_2 associées 232

Figure 5.15 Évolution de la production et de la consommation d'électricité dans une configuration de moratoire sur les énergies renouvelables et d'effort maximal sur le nucléaire 233

Figure 6.1 Périmètre des pays modélisés de manière détaillée dans l'étude *Futurs énergétiques 2050* 243

Figure 6.2 Émissions de l'Union européenne (EU27) depuis 1990 et objectifs à l'horizon 2030 et 2050 244

Tableau 6.1 Scénarios d'évolution jusqu'à l'horizon 2050 du système énergétique en Europe ou dans certains pays européens et compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone à cet horizon 250

Figure 6.3 Demande finale d'énergie en Europe dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050 Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège 253

Figure 6.4 Approvisionnement en hydrogène de l'Europe pour la demande finale (énergétique ou non), la production d'énergies de synthèse et la production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050 – Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège (y.c. demande non énergétique) 255

Figure 6.5 Approvisionnement en méthane de l'Europe pour la demande énergétique finale et la production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050 – Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège 256

Figure 6.6 Consommation totale d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050 Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège 257

Figure 6.7 Consommation totale d'électricité pour le chauffage dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050 – Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège 259

Figure 6.8 Composition du mix de production d'électricité dans plusieurs scénarios européens à l'horizon 2050 Valeurs au périmètre EU27 + Royaume-Uni + Suisse + Norvège 260

Figure 6.9	Contenu carbone de la production d'électricité dans les différents pays européens en 2019 (source IEA)	262
Figure 6.10	Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Europe dans les configurations testées et comparaison avec différents scénarios externes – Périmètre EU27+Royaume-Uni, Suisse et Norvège incluant la France (avec hypothèse du scénario N2 pour la France)	267
Figure 6.11	Évolution de la production d'électricité en Allemagne depuis 1990	268
Figure 6.12	Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Allemagne dans les configurations considérées et comparaison avec différents scénarios publics compatibles avec la neutralité carbone	270
Figure 6.13	Évolution de la production d'électricité au Royaume-Uni depuis 1990	272
Figure 6.14	Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) au Royaume-Uni dans les configurations considérées et comparaison avec différents scénarios publics compatibles avec la neutralité carbone	275
Figure 6.15	Évolution de la production d'électricité en Italie depuis 1990	276
Figure 6.16	Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Italie dans les configurations testées et comparaison avec les scénarios encadrant de la stratégie long terme du gouvernement	278
Figure 6.17	Évolution de la production d'électricité en Espagne depuis 1990	279
Figure 6.18	Consommation électrique (en haut) et mix de production (en bas) en Espagne dans les configurations testées et comparaison avec la stratégie long terme du gouvernement	280
Figure 6.19	Hypothèses sur les mix de production et les capacités installées à l'horizon 2050 dans les principaux pays voisins de la France - configuration de référence	281
Figure 7.1	Problématiques associées au fonctionnement technique du système électrique	286
Figure 7.2	Consommation et consommation résiduelle sur une semaine d'hiver dans le scénario M23 en 2050	289
Figure 7.3	Monotone de profondeur de défaillance du système électrique actuel et en 2050 dans les scénarios M23 et N2	290
Figure 7.4	Évolution des besoins totaux de réserves (réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire) dans les différents scénarios	293
Figure 7.5	Besoins de nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement aux différents horizons et dans les différents scénarios	296
Figure 7.6	Détail de l'évolution des besoins capacitaires dans le scénario M23 à l'horizon 2050	297
Figure 7.7	Principes méthodologiques d'évaluation des besoins de modulation sur les différents horizons temporels	298
Figure 7.8	Évolution des besoins de modulation sur les différents horizons temporels, dans les différents scénarios et échéances	301
Figure 7.9	Solutions de flexibilité et horizons temporels sur lesquelles elles agissent	303
Figure 7.10	Probabilité d'occurrence sur les facteurs de charge de l'éolien en France et dans les pays voisins	305
Figure 7.11	Besoins capacitaires à l'échelle européenne pour assurer la sécurité d'approvisionnement dans différentes configurations de développement des interconnexions dans le scénario M23 en 2050	306
Figure 7.12	Coûts et bénéfices pour le système électrique liés au développement des interconnexions dans les scénarios M23 et N03 à l'horizon 2050, selon les hypothèses sur les prix du gaz, les coûts des interconnexions et le niveau de développement des interconnexions	307
Figure 7.13	Capacités d'imports dans différentes études et comparaison avec les trajectoires retenues par RTE	309
Figure 7.14	Fréquence des situations où les imports sont strictement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement en France	310
Figure 7.15	Répartition de la consommation totale d'électricité et de la consommation finale pour les autres énergies de la France en fonction de l'origine géographique, tous vecteurs énergétiques confondus	312

Figure 7.16 Évolution des capacités d'import, dans la configuration de référence 313

Figure 7.17 Capacités d'import en 2050, dans les différentes configurations testées 313

Figure 7.18 Monotone d'imports lors des épisodes de défaillance dans le scénario M23 en 2050 314

Figure 7.19 Contribution moyenne des interconnexions et des autres leviers pilotables (batteries, hydraulique pilotable, STEP, flexibilités de consommation, thermique pilotable, nucléaire) calculée sur les quatre heures de plus forte demande résiduelle, pour les principaux pays européens, dans le scénario M23 en 2050 315

Figure 7.20 Évolution de la moyenne et des 5e et 95e centiles du solde exportateur horaire de la France 317

Figure 7.21 Profil horaire moyen du solde des échanges de la France par frontière, et des 5e et 95e centiles, sur l'historique 2011 à 2020 et pour le scénario M23 en 2050 317

Figure 7.22 Puissances moyennes effaçables de la demande d'électricité et nature du pilotage (statique ou dynamique) à l'horizon 2050 dans les différentes configurations considérées et dans les études externes 320

Figure 7.23 Évolution de la puissance moyenne effaçable de la demande d'électricité dans la configuration « flexibilité prudente » sur la demande d'électricité, de 2020 à 2060 321

Figure 7.24 Intérêt comparé du déplacement de la consommation pour un consommateur et un autoconsommateur 323

Figure 7.25 Comparaison du gain sur la facture d'un consommateur ou d'un autoconsommateur associé au déplacement d'une consommation de 1 kWh 324

Figure 7.26 Effet du développement de l'autoconsommation sur les capacités installées des leviers de flexibilité dans le scénario M1 à l'horizon 2050 325

Figure 7.27 Consommation d'électricité sur la première semaine de juillet dans le scénario M23 à l'horizon 2050 (dans une configuration sans flexibilité et avec les leviers de flexibilité de la configuration de référence) 327

Figure 7.28 Consommation résiduelle d'électricité (consommation diminuée des productions fatales) sur la première semaine de juillet dans le scénario M23 à l'horizon 2050 (dans une configuration sans flexibilité et avec les leviers de flexibilité de la configuration de référence) 327

Figure 7.29 Profil moyen d'injection et soutirage des batteries en France dans le scénario M1 en 2050 328

Figure 7.30 Contribution des batteries à la sécurité d'approvisionnement, en fonction de la capacité installée, dans le scénario M23 2050 329

Figure 7.31 Capacités thermiques flexibles installées dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement 330

Figure 7.32 Boucle *power-to-H_2-to-power* 333

Figure 7.33 Boucle *power-to-CH_4-to-power* 334

Figure 7.34 Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario M23 en 2050 336

Figure 7.35 Configuration avec peu de vent pendant la deuxième semaine de février, dans le scénario N2 en 2050 336

Figure 7.36 Évolution des facteurs de charge mensuels de la production gaz (CCG et TAC confondus) 337

Figure 7.37 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement 339

Figure 7.38 Production d'électricité à partir de capacités thermiques à flamme flexibles, pour les différents scénarios dans leur configuration de référence. 341

Figure 7.39 Production d'électricité par les CCG et TAC au gaz en France à l'horizon 2060 dans le scénario M23 et effet des imports et des exports de la France sur la production au gaz en Europe. 342

Figure 7.40 Capacités thermiques pilotable (CCG et TAC) et batteries installées en France, production des CCG et TAC en France et effet des imports/exports de la France sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le niveau de développement des interconnexions, à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2 343

Figure 7.41 Illustration du passage en France isolée sur un jour ouvré de septembre du scénario M23 à l'horizon 2060 346

Figure 7.42 Capacités flexibles en France (hors interconnexion) dans les scénarios de référence en France interconnectée et dans la variante « France isolée » – horizon 2060. Les capacités supplémentaires solaire, éolienne et d'électrolyse permettant d'assurer la boucle *power-to-hydrogen-to-power* en France isolée ne sont pas comptabilisées. 347

Figure 7.43 Production d'électricité par les CCG et TAC au gaz dans les scénarios de référence en France interconnectée et les scénarios en France isolée à l'horizon 2060 347

Figure 7.44 Capacités thermiques pilotable (CCG et TAC) et batteries installées en France, production des CCG et TAC en France et effet des imports/exports de la France sur la production thermique décarbonée en Europe, dans différentes configurations de mix énergétique européen à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2 349

Figure 7.45 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France, production des CCG et TAC en France, et effet des imports/exports de la France sur la production thermique décarbonée en Europe, selon le niveau de développement des flexibilités de consommation, à l'horizon 2050 dans les scénarios M23 et N2 350

Figure 7.46 Décomposition de l'impact du développement des flexibilités de consommation sur les capacités thermiques pilotables (CCG et TAC) et les batteries installées en France à l'horizon 2050 dans le scénario M23 351

Figure 7.47 Capacités installées de batteries en fonction des capacités installées de photovoltaïque dans les différents scénarios pour les horizons 2040, 2050 et 2060 354

Figure 7.48 Capacités installées de CCG, TAC et batteries en France, selon le coût des batteries, dans le scénario M23 en 2050 355

Figure 7.49 Comparaison des coûts d'un système de stockage stationnaire selon qu'il est basé sur des batteries neuves ou des batteries de seconde vie et selon les hypothèses considérées 357

Figure 7.50 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France, production des CCG et TAC en France, dans les configurations de référence des scénarios M23 et N2 en 2060 et dans la variante « système hydrogène non déployé » 360

Figure 7.51 Capacités pilotables installées dans les différents scénarios publics d'évolution du mix électrique français à l'horizon 2050 avec et sans nouveau nucléaire 362

Figure 7.52 Production annuelle d'électricité à partir de moyens thermiques flexibles dans les différents scénarios publics d'évolution du mix électrique français à l'horizon 2050 363

Figure 7.53 Distribution des niveaux de facteurs de charge éoliens (terrestre et en mer) et de la température à la maille journalière en France dans le système actuel, en 2050 dans N2 et dans M23 et identification des situations impliquant un risque pour l'équilibre offre-demande 365

Figure 7.54 Puissance moyenne hebdomadaire (hors WE et jours fériés) de production renouvelable et de consommation dans le scénario M23 à 2050 366

Figure 7.55 Répartition horaire des situations de défaillance 367

Figure 7.56 Répartition des durées continues des épisodes de défaillance 368

Figure 7.57 Estimation des coûts nécessaires au maintien de la stabilité de la fréquence du réseau avec des compensateurs synchrones (à gauche) ou avec des onduleurs *grid-forming* de centrales éoliennes et photovoltaïques (à droite) 371

Figure 7.58 Prérequis technologiques et industriels associés aux différents scénarios et incertitudes 375

Figure 7.59 Évolution du solde exportateur de la France dans les différents scénarios 377

Figure 7.60 Énergie perdue par les écrêtements de la production des énergies renouvelables et par les conversions dans les moyens de stockage *(Power-to-gas-to-power,* STEP, batteries, *vehicle-to-grid)* 378

Figure 7.61 Profil journalier de modulation du parc nucléaire dans les différents scénarios à l'horizon 2050 382

Figure 7.62 Facteur de charge du nucléaire et production non réalisée pour indisponibilité et modulation 382

Figure 7.63 Besoins en nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour les scénarios M23 et N2 dans leurs configurations de référence et *sobriété* 383

Figure 7.64 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios de la variante *sobriété* pour assurer la sécurité d'approvisionnement 385

Figure 7.65 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France dans les différents scénarios de référence et de la variante *sobriété*, à l'horizon 2050 386

Figure 7.66 Production d'électricité à partir de capacités thermiques à flamme flexibles pour les différents scénarios dans le scénario *sobriété* 387

Figure 7.67 Besoins en nouvelles capacités pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour les scénarios M23 et N2 dans leurs configurations de référence et *réindustrialisation profonde* 389

Figure 7.68 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios de la variante *réindustrialisation profonde* pour assurer la sécurité d'approvisionnement. 391

Figure 7.69 Capacités thermiques (CCG et TAC) et batteries installées en France dans les différents scénarios, dans la variante *réindustrialisation profonde*, à l'horizon 2050 391

Figure 8.1 Périmètre des pays modélisés de manière explicite sur le plan des aléas météorologiques 396

Figure 8.2 Évolution des températures de surface (moyenne globale, par rapport à 1850-1900) observée de 1950 à 2015 puis projetée jusqu'à 2100 selon différentes trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre. Meilleures estimations et intervalles de confiance à 90 % (graphique reproduit à partir des données du sixième rapport d'évaluation du GIEC) 397

Figure 8.3 Méthodologie de simulation du système électrique et représentation des effets du climat 398

Figure 8.4 Température annuelle moyenne en France dans les différentes bases climatiques 400

Figure 8.5 Intensité des canicules simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5, et comparaison avec les épisodes historiques 401

Figure 8.6 Intensité des vagues de froid simulées en climat 2000, en climat 2050 RCP4.5 et comparaison avec les épisodes historiques 402

Figure 8.7 Occurrence moyenne de débits faibles sur quelques fleuves dans les trois référentiels climatiques 403

Figure 8.8 Consommation journalière en fonction de la température dans quelques pays européens (thermosensibilité en 2020) 406

Figure 8.9 Consommation de chauffage et de climatisation dans la trajectoire de référence en 2050 avec le climat actuel et avec les scénarios RCP4.5 et RCP8.5 407

Figure 8.10 Décomposition de l'évolution de la pointe à une chance sur dix de la consommation de chauffage et de climatisation entre 2019 et 2050 408

Figure 8.11 Évolution des apports hydrauliques dans le climat 2050 RCP 4.5 par rapport au climat 2000 409

Figure 8.12 Paliers techniques et source de refroidissement des centrales nucléaires 410

Figure 8.13 Fonctionnement d'une centrale en cycle ouvert (à gauche) et en cycle fermé avec aéroréfrigérant (à droite). 411

Figure 8.14 Historique des indisponibilités simultanées maximum (à gauche) et des pertes annuelles de production (à droite) pour cause de canicule et/ou sécheresse 412

Figure 8.15 Comparaison des pertes de production en énergie (GWh) annuelles simulées en cas de canicule et/ou sécheresse pour les centrales en bord de fleuve 413

Figure 8.16 Monotones des pertes de production annuelle (TWh) du nucléaire pour cause de canicule et/ou sécheresse à l'horizon 2050 414

Figure 8.17 Monotones des maxima annuels de puissance (GW) simultanément indisponible pour cause de canicule et/ou sécheresse à l'horizon 2050 415

Figure 8.18 Facteur de charge éolien hebdomadaire observé de 2016 à 2018 416

Figure 8.19 Caractérisation des conditions climatiques communes aux épisodes de défaillance, en 2021 et en 2050 dans le scénario M23 420

Figure 8.20 Énergie moyenne de consommation et de production disponible en France lors d'une semaine moyenne d'été, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge hebdomadaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060 422

Figure 8.21 Fonctionnement du système électrique lors d'une même semaine d'été sans vent, dans les scénarios M23 et N2 à 2060 423

Figure 8.22 Énergie moyenne de consommation et de production disponible en France lors d'une semaine moyenne d'hiver, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge hebdomadaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060 424

Figure 8.23 Contribution moyenne à la pointe de consommation de 19 h en hiver, lors de très faible vent (quantile 1 % de facteur de charge horaire), dans les scénarios M23 et N2 à 2060 425

Figure 8.24 Fonctionnement du système électrique lors d'une même semaine d'hiver sans vent, dans les scénarios M23 et N2 à 2060 426

Figure 8.25 Pourcentage des heures hivernales et estivales avec un faible facteur de charge éolien, à différents périmètres géographiques, dans M23-2050, pour l'hiver (en haut) et l'été (en bas) 428

Figure 8.26 Fonctionnement du système électrique lors d'une conjonction d'aléas de température basse et de vent faible en 2050 429

Figure 8.27 Cartes de température (à gauche) et de vitesse de vent (à droite) moyennes sur la journée du 2 janvier, menant à une situation de défaillance dans l'exemple de la figure 8.26 431

Figure 8.28 Cartes des écarts en température et en vitesse de vent de la moyenne des jours menant à une situation de défaillance en France dans les scénarios M23 ou N2 en 2050, par rapport à la moyenne sur l'ensemble de l'hiver (novembre-février) 432

Figure 8.29 Fonctionnement du système électrique lors d'une canicule avec un faible vent dans le scénario N2 en 2050 433

Figure 8.30 Fonctionnement du système électrique lors d'une sécheresse sans vent concomitante à une vague de froid précoce dans le scénario N2 en 2050 435

Figure 9.1 Illustration de différentes configurations possibles pour le développement de l'hydrogène à long terme (liste non exhaustive) 442

Figure 9.2 Principales interactions entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques 443

Figure 9.3 Deux raisons distinctes de développer la production d'hydrogène bas-carbone 445

Figure 9.4 Consommation actuelle d'hydrogène en France et sources 447

Figure 9.5 Usages de l'hydrogène à moyen et long terme 448

Figure 9.6 Consommation d'hydrogène (hors utilisation pour la production électrique) dans les trajectoires de référence et « hydrogène + » 450

Figure 9.7 Diagramme illustrant le fonctionnement de la production d'électricité thermique à partir d'hydrogène (valeurs correspondant au scénario M23 2050 dans une configuration de système hydrogène flexible) 452

Figure 9.8 Besoins d'hydrogène pour l'équilibrage en France aux différents horizons (configuration de référence : absence de flexibilité de la production d'électricité au biogaz) 454

Figure 9.9 Volume total d'hydrogène utilisé en France dans les différents scénarios à l'horizon 2050 (configuration de référence : développement d'une boucle *power-to-hydrogen-to-power* en France avec possibilités de stockage de l'hydrogène) 455

Figure 9.10 Illustration de différents modes de fonctionnement possibles pour les électrolyseurs 456

Figure 9.11 Distribution du contenu carbone de l'hydrogène produit par électrolyse (hypothèse de rendement des électrolyseurs : 70 %) 458

Figure 9.12 Exemple de courbes de charge des électrolyseurs dans le mix électrique du scénario M23 2050, sur une semaine de septembre – Comparaison de la configuration de référence où les électrolyseurs fonctionnent de façon flexible (à gauche) et de la configuration où les électrolyseurs fonctionnent en bande (à droite) 459

Figure 9.13 Besoins d'hydrogène pour l'équilibrage en France dans le scénario M23 2050 en fonction de la flexibilité des électrolyseurs et du système hydrogène 460

Figure 9.14 Capacités additionnelles nécessaires en 2050 par rapport au scénario de référence, pour le «scénario hydrogène+», en cas d'ajustement seulement sur une filière 462

Figure 9.15 Estimation des coûts de production, de transport et de stockage d'hydrogène dans les scénarios étudiés 464

Figure 9.16 Routes commerciales envisagées pour l'importation d'hydrogène décarboné à l'horizon 2050 465

Figure 9.17 Profil annuel moyen de production et de demande d'hydrogène dans le scénario M23 à l'horizon 2050 467

Figure 9.18 Technologies dont la maîtrise et l'industrialisation sont nécessaires dans l'hypothèse d'un système hydrogène flexible et dans la configuration d'un système hydrogène non flexible 468

Figure 9.19 Préfiguration de la structure potentielle d'un réseau hydrogène européen incluant la France en 2040 dans l'hypothèse d'un système hydrogène flexible, inspirée de l'étude European Hydrogen Backbone (Gas for Climate, 2021) 470

Figure 10.1 Le réseau public de transport et ses différentes composantes en 2021 479

Figure 10.2 Évolution des capacités d'import en France – trajectoire de référence 480

Figure 10.3 Hypothèses d'évolution des capacités d'interconnexion aux frontières françaises (import) 481

Figure 10.4 Évolution des imports, exports et flux transeuropéens 482

Figure 10.5 Localisation de la production annuelle : 2020 (à gauche), 2050 – scénarios M23 et N2 (à droite) 483

Figure 10.6 Illustration de la variabilité temporelle de la production et de la consommation d'électricité, en 2021 et 2050. Le rouge indique un solde producteur, le bleu un solde consommateur 484

Figure 10.7 Répartition (origine et destination) des flux transeuropéens en 2050, un soir de janvier (à gauche) et un après-midi de juin (à droite), dans le scénario M23 484

Figure 10.8 Fréquence annuelle des congestions sur le réseau de 2020 détectées en 2035 dans le SDDR et en 2050 dans les scénarios M23 (milieu) et N2 (droite) 486

Figure 10.9 Fréquence annuelle des congestions avec le scénario M23, après application de tous les renforcements 400 kV envisageables dans les conditions du SDDR. 487

Figure 10.10 Coûts du réseau de grand transport entre 2035 et 2050 selon le scénario, avec les incertitudes sur les congestions 489

Figure 10.11 Puissance raccordée des énergies renouvelables terrestres selon le scénario 491

Figure 10.12 Évolution de la longueur du réseau régional de transport (km de circuits) 491

Figure 10.13 Impact du dimensionnement optimal sur les investissements sur les réseaux régionaux, scénario M23 (2020-2050) 492

Figure 10.14 Impact du stockage sur les coûts de réseau – différence entre M1 et M23 493

Figure 10.15 Investissements sur le réseau régional de transport entre 2020 et 2050. 494

Figure 10.16 Raccordement mutualisé 525 kV HVDC 495

Figure 10.17 Énergies marines – puissances raccordées par technologie (posé/flottant) en 2050 selon le scénario 496

Figure 10.18 Coût de raccordement des énergies marines 497

Figure 10.19 Raccordement hybride d'un parc éolien sur une liaison sous-marine 498

Figure 10.20 Exemple de liaisons hybrides avec des branches de capacités différentes 499

Figure 10.21 Distribution des conducteurs par tranche d'âge en 2021 et période de renouvellement 501

Figure 10.22 Échéance du besoin de reconstruction des PSEM en visant une durée de vie maximum de 60 ans 502

Figure 10.23	Projection du besoin de renouvellement des transformateurs	502
Figure 10.24	Projection des dépenses de renouvellement 2019-2050	504
Figure 10.25	Besoins d'investissement totaux sur le réseau de transport d'électricité, sur la période 2035-2050	505
Figure 10.26	Écart du productible EnR et de la consommation annuelle sur le scénario N2 2050 entre la configuration réindustrialisation profonde et la configuration de référence, en TWh/an	507
Figure 10.27	Fréquence de contraintes estimées dans des scénarios contrastés et dans des configurations sans renforcement du réseau actuel	508
Figure 10.28	Investissements nécessaires pour le renforcement des réseaux régionaux, selon leur origine principale (période 2020-2050)	510
Figure 10.29	Besoins d'investissement sur le réseau de transport entre 2035 et 2050 selon le niveau de demande – scénario N2	511
Figure 10.30	Besoins d'investissement totaux sur le réseau de transport d'électricité, sur la période 2035-2050, selon les scénarios et les niveaux de demande	512
Figure 10.31	Production renouvelable raccordée au RPD géré par Enedis en 2050	514
Figure 10.32	Exemples schématiques de configurations de réseau de distribution : urbain dense et rural	515
Figure 10.33	Exemple schématique de configuration d'un réseau basse tension	515
Figure 10.34	Impact sur le réseau basse tension suivant la demande des clients en injection ou/et soutirage	516
Figure 10.35	Exemples schématiques de réseaux de distribution en 2050	516
Figure 10.36	Exemple d'impact sur le réseau d'un raccordement photovoltaïque en basse tension	518
Figure 10.37	Besoins d'investissement moyens annuels sur la période 2020-2050 pour Enedis (hors programme Linky), dans la trajectoire de référence sur la consommation	521
Figure 10.38	Coût total annualisé Enedis en 2050 hors pertes et TURPE HTB, dans la trajectoire de référence sur la consommation	521
Figure 10.39	Capacités de production à raccorder au réseau de distribution entre 2020 et 2050 selon le mix électrique, dans le scénario de réindustrialisation profonde (à gauche) et de sobriété (à droite)	523
Figure 10.40	Rythme moyen de développement des énergies renouvelables sur le réseau de distribution selon le mix électrique	524
Figure 10.41	Besoins d'investissement moyens annuels sur la période 2020-2050 pour Enedis (hors programme Linky) dans un cadre de *réindustrialisation profonde*	525
Figure 10.42	Besoins d'investissement moyens annuels sur la période 2020-2050 pour Enedis (hors programme Linky) dans un contexte de *sobriété*	525
Figure 10.43	Coût total annualisé Enedis en 2050 hors pertes et TURPE HTB, selon le niveau de demande	526
Figure 10.44	Investissements sur les réseaux de transport et distribution entre 2020 et 2060 pour les 6 scénarios, dans la configuration de référence sur la consommation.	528
Figure 11.1	Les principales méthodes de chiffrage économique	536
Figure 11.2	Illustration de l'effet du taux de rémunération du capital pour deux technologies fictives ayant des durées de vie différentes et une même répartition CAPEX/OPEX par MWh produit (exemple fictif avec durées de construction nulles)	540
Figure 11.3	Comparaison des hypothèses retenues sur le coût du capital avec d'autres études ou analyses	542
Figure 11.4	Hypothèses de coût de prolongation des réacteurs existants	545
Figure 11.5	Évolution du coût d'investissement (dont coût de développement et démantèlement) des EPR2 en fonction de la date de mise en service	549

Figure 11.6	Comparaison des coûts d'investissement dans du nouveau nucléaire au sein de différentes études	549
Figure 11.7	Coût complet de production du nouveau nucléaire selon l'hypothèse de coût d'investissement, de coût moyen pondéré du capital ou de facteur de charge	551
Figure 11.8	Coût complet des charges de traitement-recyclage dans les différents scénarios en 2060	554
Figure 11.9	Évolution des coûts d'investissement en photovoltaïque à l'horizon 2050 (hors raccordement)	559
Figure 11.10	Évolution des coûts d'investissement dans l'éolien terrestre à l'horizon 2050 (hors raccordement)	560
Figure 11.11	Évolution des coûts d'investissement de l'éolien en mer à l'horizon 2050 (hors raccordement)	562
Figure 11.12	Comparaison des hypothèses de coûts de production rapportés à l'énergie produite par différentes filières, à l'horizon 2050	565
Figure 11.13	Coût des principales filières de production rapporté à l'énergie produite pour des installations mises en service à l'horizon 2050	566
Figure 11.14	Coût des batteries en fonction de l'horizon et de leur capacité	567
Figure 11.15	Hypothèses de coût des moyens de production d'électricité thermique décarbonée	569
Figure 11.16	Coût moyen de revient de l'hydrogène dans les scénarios simulés	570
Figure 11.17	Configurations envisageables pour l'approvisionnement en gaz de synthèse	572
Figure 11.18	Caractéristiques techniques de la chaîne de production d'électricité à partir de gaz verts	573
Figure 11.19	Synthèse des coûts de production thermique décarbonée	573
Figure 11.20	Amplitude des coûts d'investissement des liaisons aériennes et souterraines du réseau de transport d'électricité	575
Figure 11.21	Comparaison des coûts complets annualisés (OPEX et annuités dues) pour les différentes capacités en exploitation à l'horizon 2030 dans les six scénarios de mix considérés (moyenne des scénarios)	577
Figure 11.22	Volumes de production électrique décarbonée disponibles entre 1990 et 2030	581
Figure 11.23	Dépenses d'investissement dans le système électrique cumulées sur la période 2020-2060	584
Figure 11.24	Rythmes d'investissement dans le système électrique et dans les usages aval	585
Figure 11.25	Évolution du coût complet du système électrique, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)	586
Figure 11.26	Facture énergétique de la France de 1970 à 2020	587
Figure 11.27	Solde des échanges extérieurs de biens et services de la France entre 1970 et 2019	588
Figure 11.28	Évolution du coût complet du système électrique rapporté au volume d'électricité consommé, avec les hypothèses de coût de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés)	589
Figure 11.29	Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060	591
Figure 11.30	Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060	593
Figure 11.31	Coût complet annualisé des moyens nécessaires à l'équilibrage du système, à l'horizon 2060	594
Figure 11.32	Coût complet annualisé des réseaux de transport et distribution, à l'horizon 2060	596
Figure 11.33	Coûts complets annualisés des scénarios à l'horizon 2060	597
Figure 11.34	Évolution des coûts complets des différents scénarios (hypothèses de coûts de référence)	599
Figure 11.35	Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction de la trajectoire de coûts des énergies renouvelables et du nouveau nucléaire	600
Figure 11.36	Sensibilité des coûts annuels complets par scénario à l'hypothèse de coût des gaz verts	601

Figure 11.37 Coûts annualisés des scénarios en 2060, en fonction du coût moyen pondéré du capital pour les acteurs du système électrique 603

Figure 11.38 Coûts annualisés des scénarios en 2060, dans les différentes variantes et *stress tests* analysés 604

Figure 11.39 Différence de coûts annualisés en 2060 entre le scénario M23 et les scénarios N2 et N1 605

Figure 11.40 Comparaison des coûts complets annuels des scénarios de référence et des scénarios en France isolée 607

Figure 11.41 Décomposition des différences de coûts complets annuels du scénario M23 de référence et du scénario M23 en France isolée (CAPEX et OPEX fixes) 608

Figure 11.42 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon l'hypothèse de CMPC 609

Figure 11.43 Variation des coûts complets par rapport à la situation de référence selon le coût des gaz verts 610

Figure 11.44 Écart de coûts complets du système électrique entre les scénarios M23 et N2 dans les configurations système hydrogène flexible (configuration de référence) et sans système hydrogène déployé (hors effet sur la balance commerciale) 612

Figure 11.45 Adéquation à la demande du mix de production renouvelable non pilotable dans différentes configurations 100 % EnR – profils moyens 617

Figure 11.46 Coût complet annuel en 2060 des scénarios de référence et des scénarios de moindre coût (coûts unitaires de référence sauf mention contraire, CMPC 4 %) 619

Figure 11.47 Coûts complets du système électrique dans le scénario de consommation « sobriété », comparés à ceux de la trajectoire de référence 622

Figure 11.48 Coûts complets du système électrique dans le scénario « sobriété », comparés au scénario de référence, en 2060, selon le mix de production 624

Figure 11.49 Coûts complets du système électrique dans le scénario « réindustrialisation profonde », comparés à ceux de la trajectoire de référence (l'aire représente l'ensemble des scénarios de mix considérés) 626

Figure 11.50 Coûts complets du système électrique dans le scénario de consommation « réindustrialisation profonde », comparés à ceux en trajectoire de consommation de référence, en 2060, selon le mix de production 628

Figure 11.51 Effet du scénario de réindustrialisation profonde sur les coûts du système électrique et le solde commercial de l'industrie manufacturière 629

Figure 11.52 Coûts d'abattement et leurs incertitudes comparés aux valeurs de l'action pour le climat (2030, 2040 et 2050) 633

Figure 11.53 Coûts d'abattement des différentes actions d'efficacité et d'électrification associées aux volumes d'émissions territoriales 634

Figure 11.54 Comparaison aux coûts d'abattement de la littérature pour différentes actions de décarbonation 640

Figure 11.55 Exemples de co-bénéfices de la décarbonation dans différents secteurs 642

Figure 11.56 Incidence de la prise en compte de co-bénéfices sur l'évaluation des coûts d'abattement de certaines actions de décarbonation (exemples) 644

Figure 12.1 Facteurs directs et indirects impactant les écosystèmes terrestres, marins et d'eau douce 649

Figure 12.2 Axes de travail de l'analyse environnementale 650

Figure 12.3 Évolution des émissions directes du secteur électrique entre 1990 et aujourd'hui en Allemagne, au Royaume-Uni et en France 653

Figure 12.4 Émissions directes évitées en Europe selon le maintien ou la fermeture des centrales nucléaires en 2030 656

Figure 12.5 Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France dans les différents scénarios 656

Figure 12.6 Évolution des émissions directes du système électrique français entre 2020 et 2050 selon l'atteinte des objectifs de décarbonation du gaz et selon le développement des gaz de synthèse et de leur utilisation pour la production d'électricité 657

Figure 12.7 Émissions supplémentaires liées à un retard de développement des moyens de production décarbonés (dans le cas d'une substitution par un moyen thermique au gaz) 658

Figure 12.8 Évolution des émissions directes de la production d'électricité en France en 2035 par rapport à 2019 659

Figure 12.9 Schéma de principe des émissions directes et en cycle de vie 661

Figure 12.10 Émissions en cycle de vie pour différentes filières aujourd'hui (émissions directes et indirectes) 662

Figure 12.11 Émissions en cycle de vie des technologies bas-carbone en 2020 et en 2050 (évolution pessimiste et tendancielle) 664

Figure 12.12 Émissions en cycle de vie du système électrique en France en 2020 et en 2050 dans les six scénarios 665

Figure 12.13 Répartition par source des émissions de gaz à effet de serre en France entre 1990 et 2019 666

Figure 12.14 Évolution des émissions de gaz à effet de serre territoriales de la France et contribution du système électrique à la décarbonation de l'économie à l'horizon 2050 667

Figure 12.15 Évolution des émissions dans le secteur des transports terrestres entre 2019 et 2050 669

Figure 12.16 Évolution des émissions liées au chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire entre 2019 et 2050 670

Figure 12.17 Évolution des émissions directes (hors procédés) dans l'industrie manufacturière entre 2019 et 2050 671

Figure 12.18 Émissions évitées supplémentaires en 2030 dans le scénario «accélération 2030» 672

Figure 12.19 Baisse des émissions territoriales à l'horizon 2030 673

Figure 12.20 Empreinte carbone de la France *vs* émissions directes en 2019 675

Figure 12.21 Décomposition des contributions de chaque pays à l'empreinte carbone de la France en 2011 676

Figure 12.22 Évolution de l'empreinte carbone de la France dans la trajectoire de référence (en tenant compte de la décarbonation progressive de la France et des autres pays selon leurs objectifs publics) 677

Figure 12.23 Comparaison des émissions par unité de valeur ajoutée de l'industrie manufacturière (directes de l'industrie et indirectes associées à la consommation d'électricité) (traitement de données AIE) 678

Figure 12.24 Empreinte carbone de la France en 2019 et empreinte fictive 2019 calculée en supposant que l'ensemble des produits manufacturés importés en 2019 avaient été produits en France 679

Figure 12.25 Évolution de l'empreinte carbone de la France dans la trajectoire de référence, dans le scénario de réindustrialisation profonde et dans le scénario de réindustrialisation profonde accompagné par la trajectoire électrification rapide et l'atteinte des nouveaux objectifs Fit for 55 par les pays de l'Union européenne 680

Figure 12.26 Réduction de l'empreinte carbone de la France associée au scénario de réindustrialisation profonde, par rapport au scénario de référence, en fonction de la trajectoire de décarbonation des autres pays (la France respecte la trajectoire de neutralité carbone en 2050 dans les deux cas) 680

Figure 12.27 Bilan matières (hors biomasse) des imports/exports/production intérieure en France en 2018 683

Figure 12.28 Consommation cumulée de ressources minérales (cuivre, cobalt, chrome, nickel, lithium, graphite, manganèse, zinc) entre 2020 et 2040 (dans le scénario SDS de l'AIE) 684

Figure 12.29 Demande annuelle en 2050 pour la production d'électricité et le stockage en pourcentage de la production de 2018 (dans le scénario 2DS de l'AIE) 685

Figure 12.30 Technologies et ressources minérales étudiées 687

Figure 12.31 Enjeux de criticité des ressources clés en 2019 et les tendances à venir vues d'aujourd'hui au regard des besoins dans les *Futurs Énergétiques 2050* 689

Figure 12.32 Consommation cumulée des terres rares entre 2020 et 2050 dans les aimants permanents des éoliennes en mer selon deux choix technologiques 691

Figure 12.33 Capacité des batteries stationnaires en 2050 dans les six scénarios et dans les véhicules électriques légers dans les scénarios de référence et sobriété 694

Figure 12.34 Consommations cumulées entre 2020 et 2050 de différentes ressources spécifiques pour les batteries des véhicules électriques légers dans différentes trajectoires de consommation électrique 694

Figure 12.35 Consommations cumulées entre 2020 et 2050 de différentes ressources spécifiques pour les batteries de tous les véhicules électriques dans différentes trajectoires de consommation électrique 696

Figure 12.36 Consommation cumulée de lithium entre 2020 et 2050 dans le scénario de référence et le scénario sobriété pour les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport aux réserves mondiales connues en 2019 697

Figure 12.37 Répartition géographique de la production minière et métallurgique du lithium et produits dérivés en 2017 698

Figure 12.38 Trajectoire de consommation du cobalt primaire pour les batteries de véhicules électriques dans le scénario de référence et le scénario de sobriété, selon deux évolutions possibles de la technologie de batterie NMC 700

Figure 12.39 Estimation des consommations annuelles de nickel pour les batteries de la mobilité électrique en France en 2030, selon plusieurs hypothèses 701

Figure 12.40 Consommation annuelle moyenne de cuivre entre 2020 et 2050 dans les scénarios et les batteries de véhicules électriques et comparaison par rapport à la consommation annuelle de cuivre (primaire et recyclé, tous secteurs confondus) en 2018 707

Figure 12.41 Consommation annuelle moyenne d'aluminium pour le système électrique et pour les batteries de véhicules électriques sur 2020-2050 et comparaison par rapport à la production annuelle d'aluminium (primaire et recyclée, tous secteurs confondus) en 2018 708

Figure 12.42 Consommations annuelles moyennes de béton et d'acier pour le système électrique entre 2020 et 2050 et comparaison par rapport à la production annuelle actuelle en France (primaire et recyclée et tous secteurs confondus) 709

Figure 12.43 Consommations cumulées de silicium métallique pour les panneaux photovoltaïques entre 2020 et 2050, selon les six scénarios 711

Figure 12.44 Consommation cumulée d'uranium naturel entre 2020 et 2070, considérant la poursuite de la politique de retraitement dans les scénarios N et son arrêt en 2040 dans les scénarios M 713

Figure 12.45 Diminution moyenne des ressources nécessaires au système électrique et à l'électromobilité dans le scénario «sobriété» par rapport au scénario de référence 716

Figure 12.46 Évolution des besoins en ressources spécifiques aux batteries (cuivre, aluminium cobalt, nickel, manganèse, lithium, graphite, argent) dans le scénario «sobriété» par rapport au scénario de référence 717

Figure 12.47 Baisse du besoin de cuivre dans le scénario «sobriété» pour le système électrique et les batteries de véhicules 718

Figure 12.48 Accroissement des besoins en ressources minérales consommées en France dans le scénario de consommation «réindustrialisation profonde» par rapport au scénario de référence 720

Figure 12.49 Schéma de principe des différentes surfaces étudiées 722

Figure 12.50 Surface d'un parc éolien – schéma de principe 724

Figure 12.51 Compatibilité des usages avec les éoliennes terrestres 725

Figure 12.52 Surface d'un parc photovoltaïque au sol – schéma de principe 727

Figure 12.53 Compatibilité des usages avec les panneaux photovoltaïques au sol 728

Figure 12.54 Surface d'une ligne aérienne – schéma de principe 729

Figure 12.55 Compatibilité des usages avec les lignes électriques 730

Figure 12.56 Carte CORINE Land Cover 2018 733

Figure 12.57 Comparaison des surfaces artificialisées et imperméabilisées du système électrique en 2019 et 2050 à celles d'autres infrastructures (routes et bâtiments) 735

Figure 12.58 Flux d'artificialisation associé aux infrastructures du système électrique (hors réseau de distribution) 736

Figure 12.59 Surface «totale» (y compris co-usages) du système électrique (production, réseau de transport) en 2019 et 2050 738

Figure 12.60 Répartition des types de surfaces sous et aux abords des lignes électriques aériennes et autour des éoliennes en 2019 739

Figure 12.61 Estimation du nombre d'hectares nécessaires pour la production photovoltaïque au sol en 2050 740

Figure 12.62 Estimation du nombre de mâts d'éoliennes terrestres en 2050 dans les différents scénarios considérés 741

Figure 12.63 Nombre de personnes voyant au moins une éolienne à 2 ou 5 km en fonction de la population dans ce rayon 742

Figure 12.64 Cycle du combustible nucléaire avec retraitement en mono-recyclage et fermeture partielle 744

Figure 12.65 Enjeux des solutions de stockage en fonction des catégories de déchets radioactifs en 2019 746

Figure 12.66 Estimation en ordre de grandeur du volume de déchets radioactifs HA et MA-VL issus de la production de 100 TWh d'électricité d'origine nucléaire 751

Figure 12.67 Estimation en ordre de grandeur de la quantité de déchets HA, MA-VL et de combustible usé (hors déchet de démantèlement conditionné après 2020) à terminaison des parcs électronucléaires intégrant les réacteurs mis en service entre 2035 et 2060 dans chacun des scénarios 752

Figure 12.68 Trajectoire de stock français de combustibles usés (tML), en ordre de grandeur 753

Figure 12.69 Remplissage des piscines de la Hague, vision annuelle des flux entrant-sortant (chiffres 2016). Chaque année, le stock s'accroît du volume du MOX usé et de l'URE usé. 755

Figure 12.70 Besoin d'entreposage de combustible usé hors centrale nucléaire 756

Figure 12.71 Nombre de décès imputables à la pollution atmosphérique en Europe (données 2019) et en France (données 2016-2019) 760

Figure 12.72 Les différents types de particules et leurs impacts sur le corps humain 761

Figure 12.73 Illustration des principes d'émissions, transformation et dépôts de polluants 763

Figure 12.74 Objectifs nationaux de réduction des polluants atmosphériques. Les objectifs 2010 sont exprimés en valeur absolue, les objectifs 2020 et 2030 sont exprimés en pourcentage par rapport à 2005 765

Figure 12.75 Évolution des émissions des 5 polluants visés par le protocole de Göteborg 767

Figure 12.76 Évolution des dépassements des seuils réglementaires de qualité de l'air fixés pour la protection de la santé dans les agglomérations pour les polluants NO_2, O_3, PM_{10} et $PM_{2.5}$ 768

Figure 12.77 Caractéristiques, origine et impacts sur la santé des 4 polluants ($PM_{2.5}$, NO_x, SO_2 et COVnm) retenus dans l'étude 770

Figure 12.78 Répartition des émissions de polluants selon les secteurs d'activités 771

Figure 12.79 Sources des émissions directes de polluants de 2000 à 2019, puis en projection jusqu'en 2050 773

Figure 12.80 Facteurs d'évolution des émissions de $PM_{2.5}$, NO_x et SO_2 entre 2019 et 2030 775

Figure 12.81 Baisse des émissions de NO_x dans le transport routier à l'horizon 2030 dans le scénario de référence et dans le scénario «accélération 2030» 777

Figure 12.82 Évolution des émissions de SO_2 et zoom sur les émissions de la production d'électricité selon le type de combustible utilisé 778

Figure 12.83 Répartition de la production de chaleur (hors électricité) dans le résidentiel/tertiaire et des émissions de $PM_{2.5}$ selon le type de combustibles utilisés 779

Figure 12.84 Facteurs de diminution des émissions de $PM_{2.5}$ du chauffage entre 2019 et 2050 781

Figure 12.85 Valeurs limite en gramme par kilowatt-heure (g/kWh) des NO_x et des particules pour les poids lourds, bus et cars *(source Ministère de la Transition écologique)* 782

Figure 12.86 Facteurs de diminution des émissions des NO_x dans le transport routier entre 2019 et 2050 784

Figure 12.87 Émissions de NO_x dans le transport routier par type d'énergie 784

Figure 12.88 Répartition des sources d'émissions de $PM_{2.5}$ liées à l'abrasion dans le transport routier 785

Figure 12.89 Émissions de $PM_{2.5}$ dans le transport routier 785

Figure 12.90 Répartition des émissions 2019 de l'industrie manufacturière 786

Figure 12.91 Facteurs d'évolution des émissions de SO_2 liées à la combustion dans l'industrie 787

Figure 13.1 Évolution historique et projetée (2018-2050) de la consommation finale d'énergie et la consommation totale d'électricité en France 796

Figure 13.2 Problématiques sociétales approfondies dans le chapitre 13 802

Figure 13.3 Effets attendus de l'efficacité énergétique et de la sobriété sur le niveau de consommation d'électricité à l'horizon 2050 804

Figure 13.4 Hypothèses structurantes des scénarios de référence et de sobriété vis-à-vis des tendances actuelles – secteur résidentiel 814

Figure 13.5 Hypothèses structurantes des scénarios de référence et de sobriété vis-à-vis des tendances actuelles – secteur tertiaire 817

Figure 13.6 Hypothèses structurantes des scénarios de référence et de sobriété vis-à-vis des tendances actuelles – secteur des transports 820

Figure 13.7 Hypothèses structurantes des scénarios de référence et de sobriété vis-à-vis des tendances actuelles – secteur industriel 822

Figure 13.8 Classification des surfaces susceptibles d'accueillir des parcs éoliens terrestres 829

Figure 13.9 Proportion des surfaces régionales non accessibles pour l'éolien terrestre et détail de la contribution de la contrainte de distance minimale aux habitations à la restriction du gisement. 100% représente la totalité de la surface de la région. 830

Figure 13.10 Hypothèses de flexibilité sur les différents usages, dans les quatre configurations étudiées. Les pourcentages indiquent la part pilotée des usages considérés 844

Figure 14.1 Volumes de production électrique décarbonée disponibles entre 1990 et 2021, et en 2030 dans les différents scénarios 852

Figure 14.2 Cône de variation des différentes trajectoires de consommation des *Futurs énergétiques 2050* 857

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2132285690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © adobestock : sharpnose, macrovector, Taras Livyy - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

IMPRIM'VERT®