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.

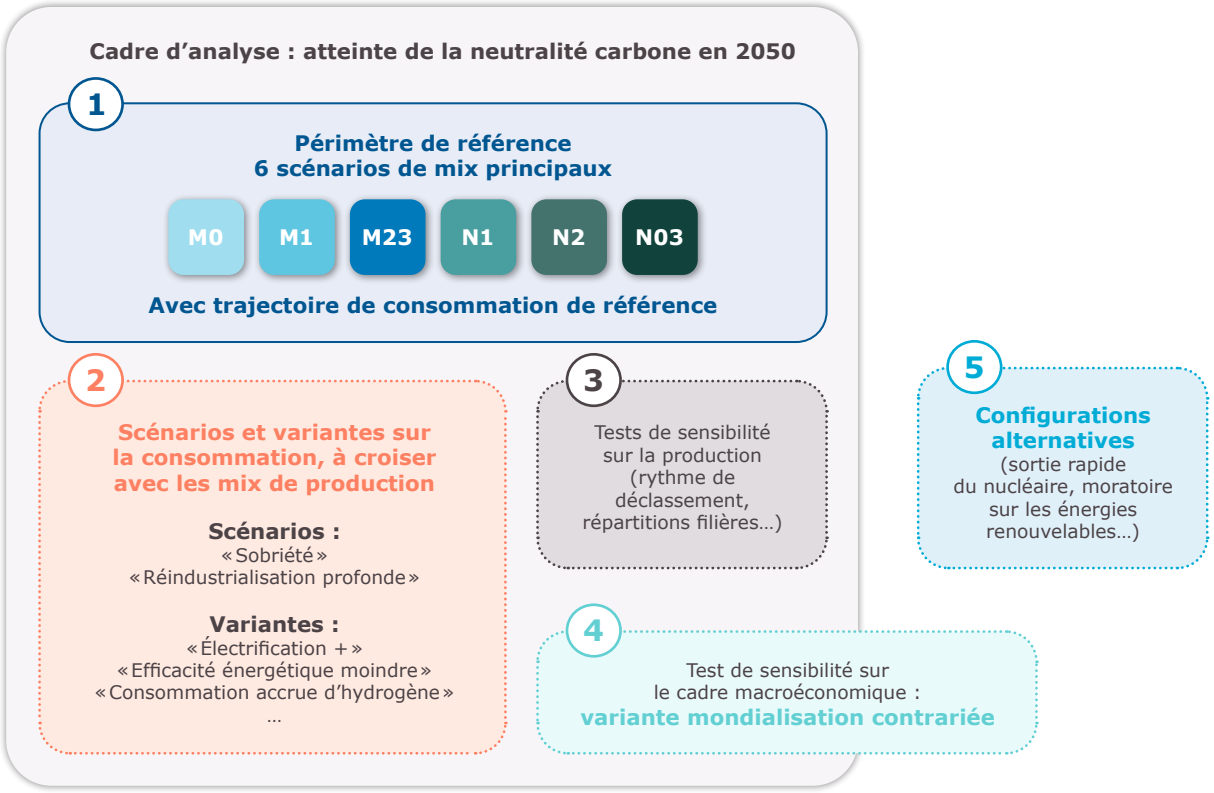
Au-delà de la présentation des scénarios de mix par rapport à la trajectoire de référence de consommation, l'analyse descriptive et comparative des scénarios sera complétée par un croisement entre les différentes trajectoires de consommation et les scénarios de mix électrique afin d'identifier des configurations 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.

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.

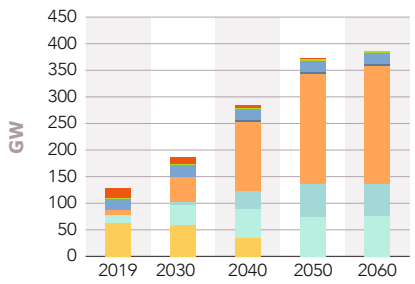
Il s'agit d'un scénario de sortie choisie du nucléaire, compatible avec l'atteinte de la neutralité carbone. Pour parvenir à une sortie du nucléaire en 2050 sans augmentation des émissions de CO_2, le scénario M0 prévoit que les rythmes d'installation des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, 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).

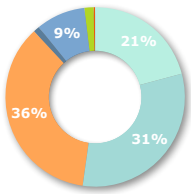
Scénario M0 : 100 % renouvelable en 2050

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

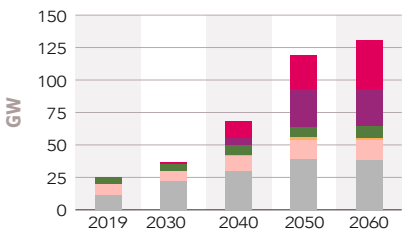


(capacités installées/production)

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.

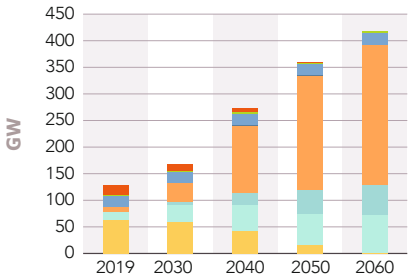
Dans ce scénario, l'éolien terrestre se développe de manière modérée, avec une orientation vers des projets citoyens ou associant les acteurs locaux, conduisant à une répartition des parcs assez homogène sur le territoire. Le développement de l'éolien en mer s'accélère au-delà des dix prochaines années 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.

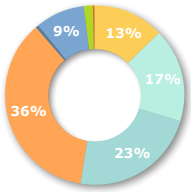
Scénario M1 : Répartition diffuse

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

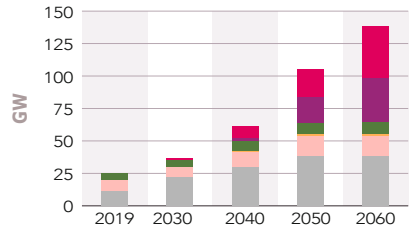


(capacités installées/production)

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.

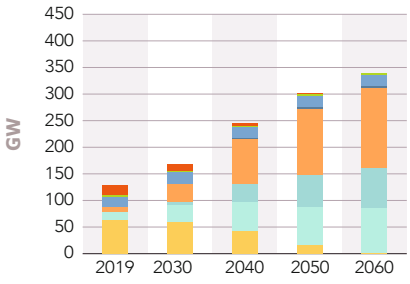
Dans le détail, pour atteindre ce mix, le développement de l'éolien terrestre se fait à un rythme soutenu et s'articule autour de grands parcs situés dans les zones avec le meilleur facteur de charge (les plus venteuses). Une part importante de la production solaire provient de grandes fermes solaires 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).

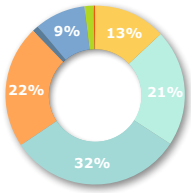
Scénario M23 : énergies renouvelables grands parcs

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

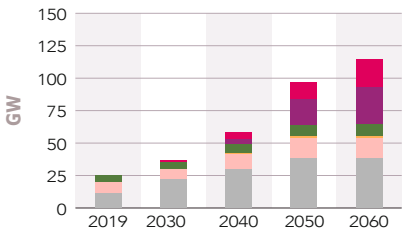


(capacités installées/production)

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.

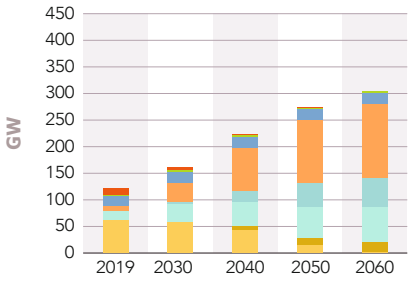
Un tel programme ne suffisant pas à compenser la fermeture des centrales nucléaires existantes, le scénario N1 repose également sur un développement très soutenu des énergies renouvelables. Celles-ci seraient réparties selon une logique s'apparentant à celle du scénario M23 (développement ciblé sur les 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.

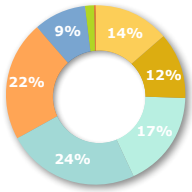
Scénario N1 : Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 1

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

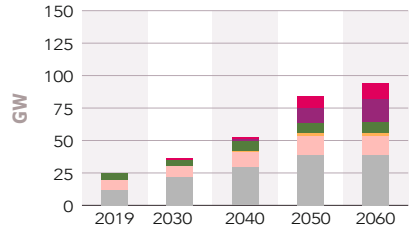


(capacités installées/production)

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.

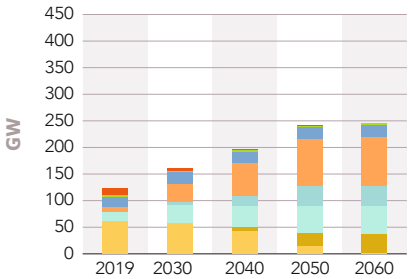
Un tel développement du nouveau nucléaire aboutit à porter à environ 22 % la part du nouveau nucléaire dans le mix en 2050, ce qui ne suffit pas à compenser la fermeture des réacteurs nucléaires existants. Ainsi, le scénario N2 repose également sur une poursuite du développement des énergies renouvelables 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.

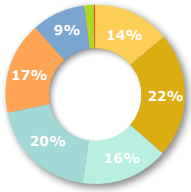
Scénario N2 : Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 2

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

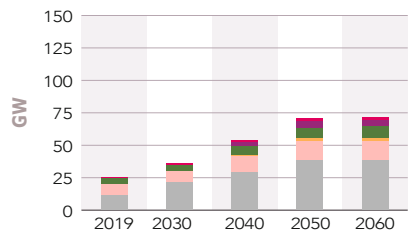


(capacités installées/production)

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.

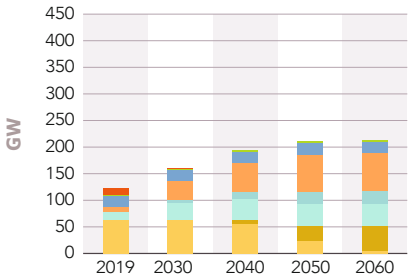
En jouant sur ces quatre leviers, le maintien d'un parc nucléaire d'une capacité de l'ordre de 50 GW est possible à l'horizon 2050 et 2060, soit environ 50 % de la production d'électricité à cet horizon dans la trajectoire de consommation de référence. Ce chiffre constitue un résultat de la construction 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.

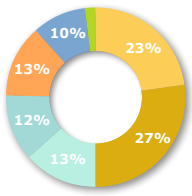
Scénario N03 : Énergies renouvelables + nouveau nucléaire 3

Sources de production d'électricité

Capacités installées par filière



Bilan énergétique annuel en 2050

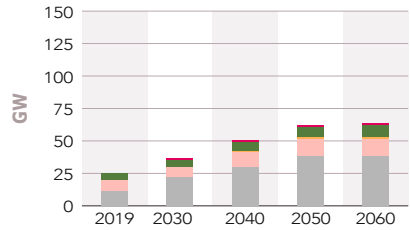


(capacités installées/production)

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

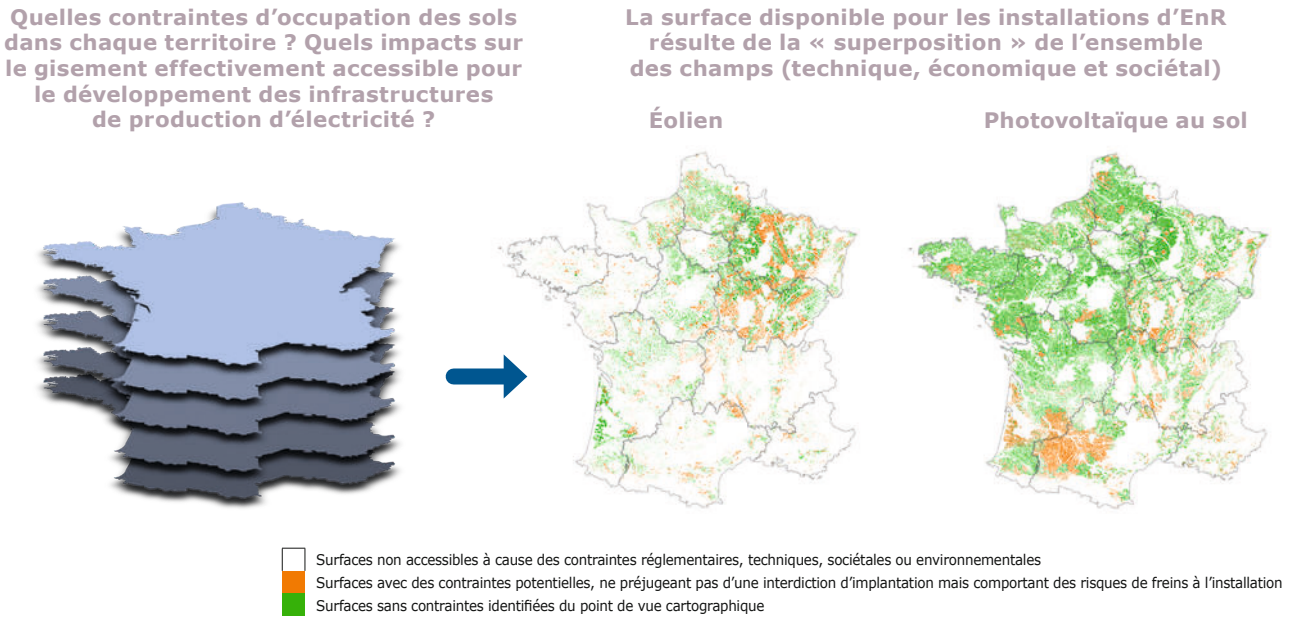
S'agissant des énergies renouvelables, l'identification de zones permettant leur installation prend en compte un ensemble de facteurs, parmi lesquels des obstacles considérés comme irréductibles : obstacles géographiques et topographiques (pentes, massifs, carrières, étendues d'eau), obstacles d'infrastructures (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 :

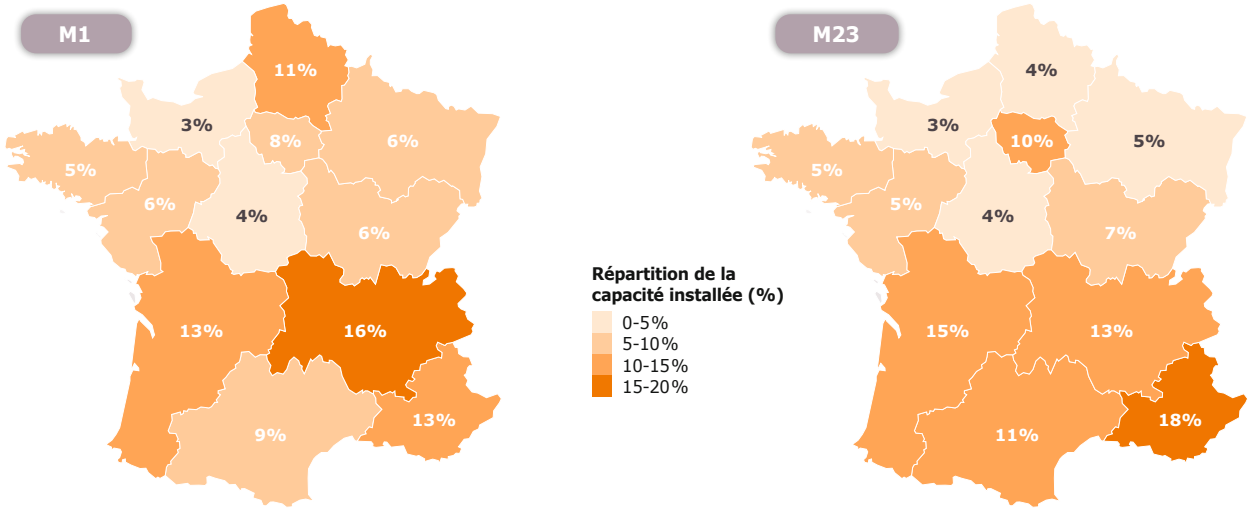
- **une logique purement économique :** celle-ci viserait à développer des parcs renouvelables en priorité dans les zones présentant les productibles les plus favorables. Cette approche caricaturale conduirait néanmoins à des disparités géographiques très marquées et à une concentration d'installations 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.

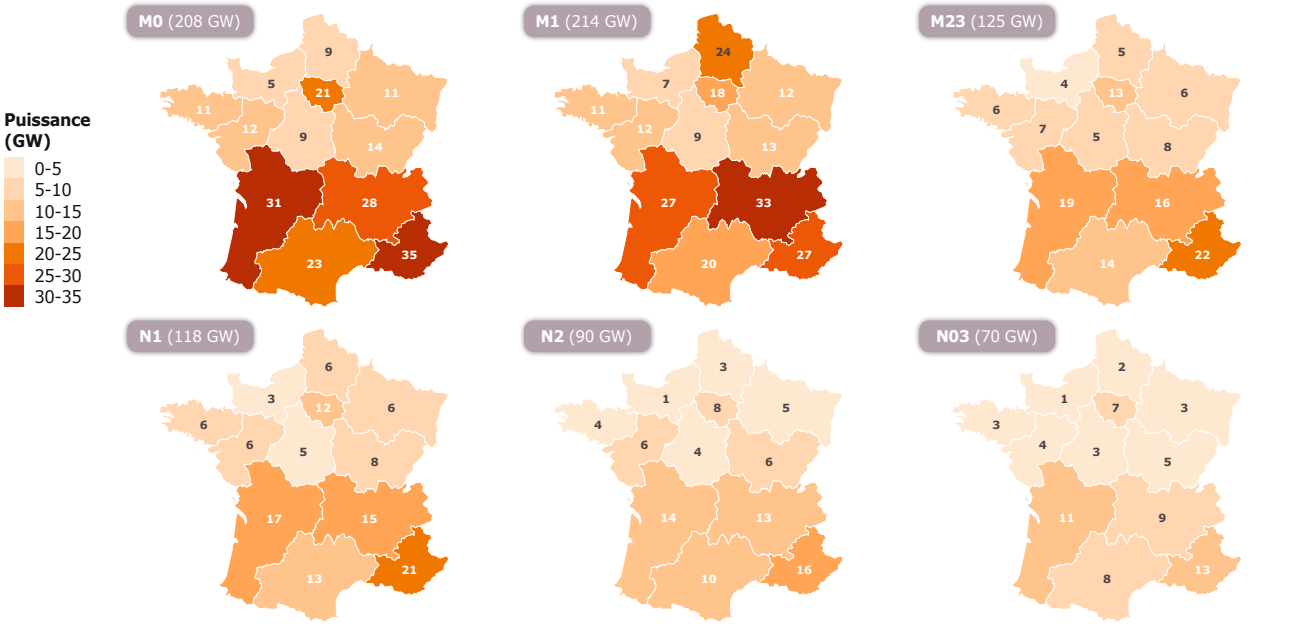
Pour le scénario M1 en revanche, la géographie de la production est le résultat d'une répartition diffuse sur le territoire qui consiste à penser le développement des parcs renouvelables au plus proche de la consommation.

Figure 5.4 Répartition des installations photovoltaïques par région dans les scénarios M1 et M23

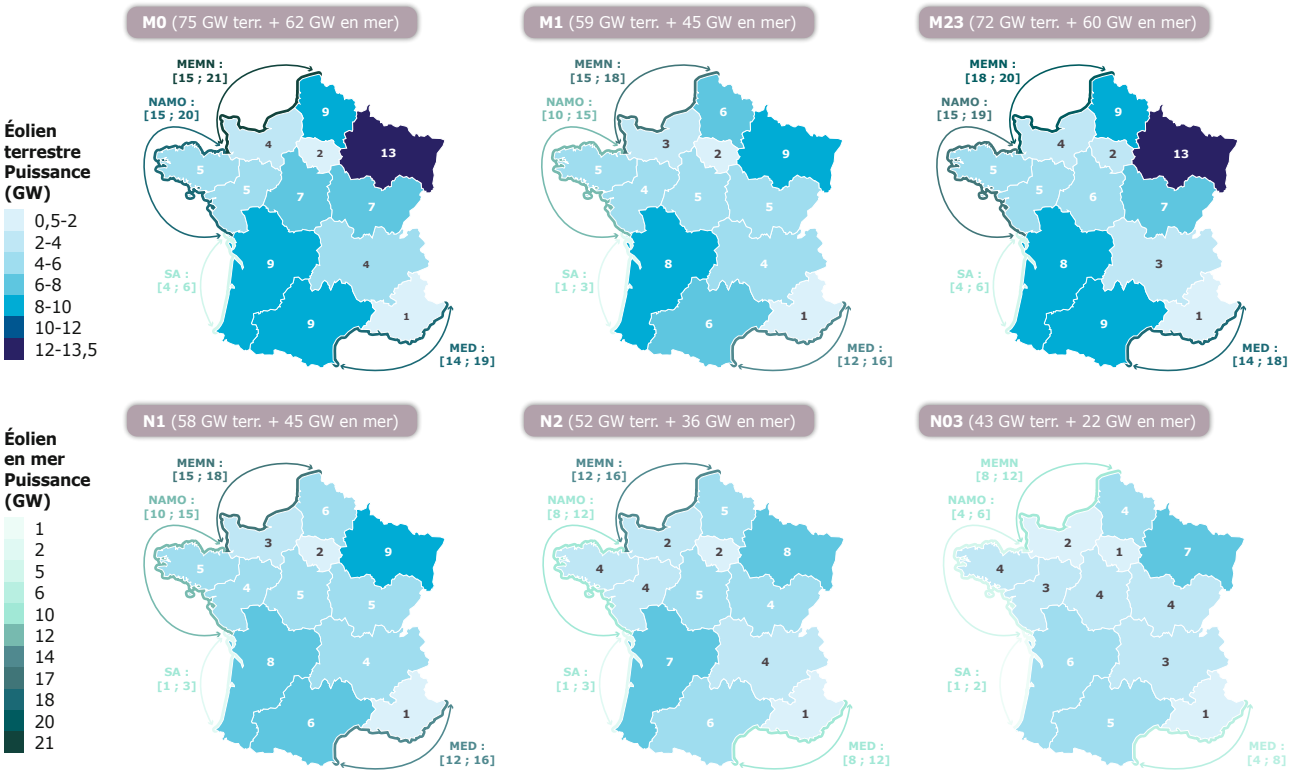


Synthèse des hypothèses de localisation des parcs de production dans les scénarios étudiés

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 :

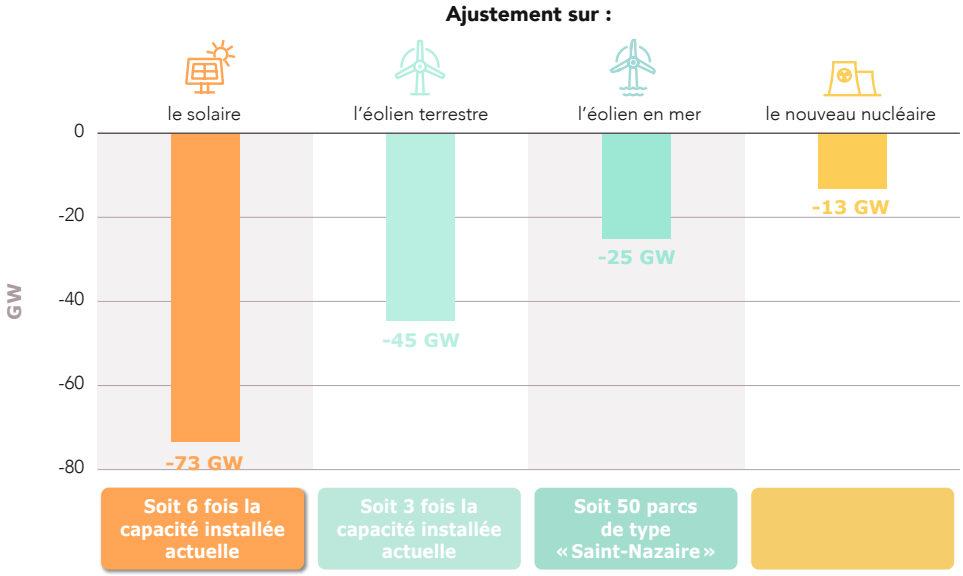
(1) en réduisant de manière homogène par filière les capacités requises pour garantir la sécurité d'approvisionnement ;
(2) en faisant porter de manière spécifique l'ajustement à la baisse sur certaines filières au titre de contraintes industrielles ou d'une acceptabilité réputée plus faible ;
(3) en 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).

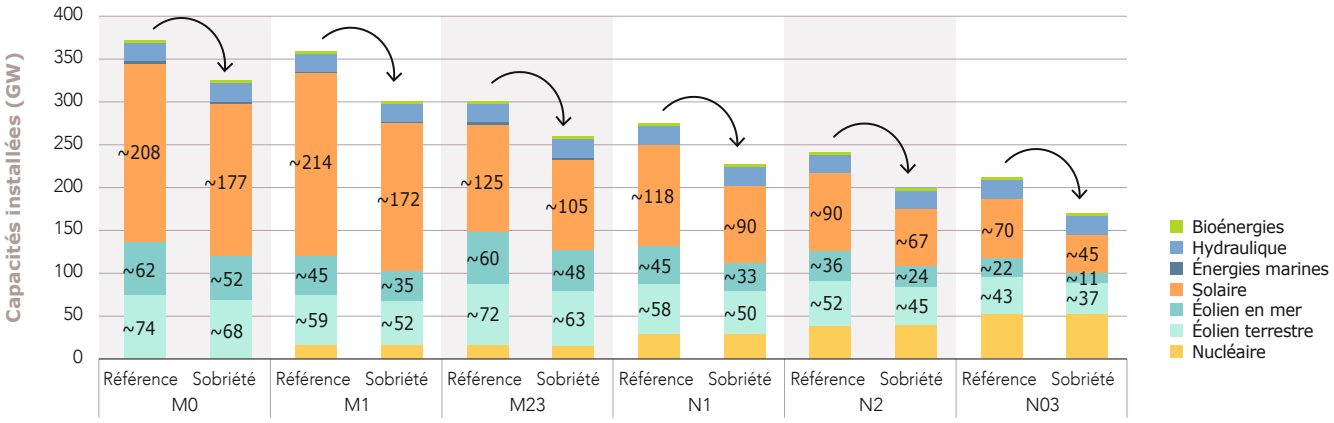
Cette approche présente l'avantage de conserver la structure et le narratif initial des scénarios, leurs spécificités ainsi que leurs équilibres globaux. Des déformations hétérogènes des scénarios, par exemple en enlevant seulement de l'éolien dans M23 et seulement du photovoltaïque dans M1, conduiraient 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,

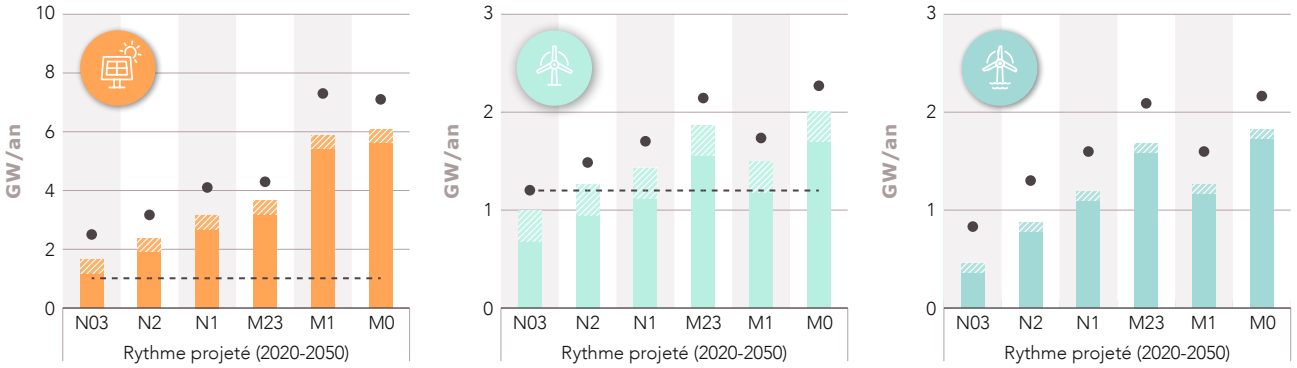
Figure 5.6 Capacités installées de production d'électricité dans les six scénarios de mix en 2050, dans la trajectoire de consommation de référence et dans le scénario sobriété



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

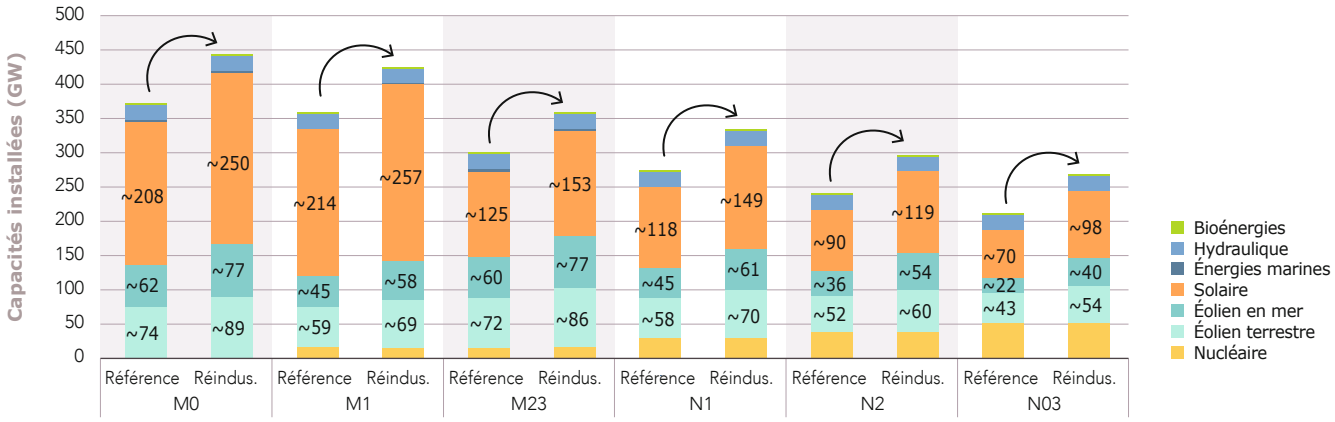
sont ajustés en augmentant de manière homogène les capacités renouvelables requises sur la période 2030-2050, le développement du nouveau nucléaire étant considéré contraint sur le plan industriel. Ce choix permet de conserver le narratif initial des scénarios et de garantir leur comparabilité.

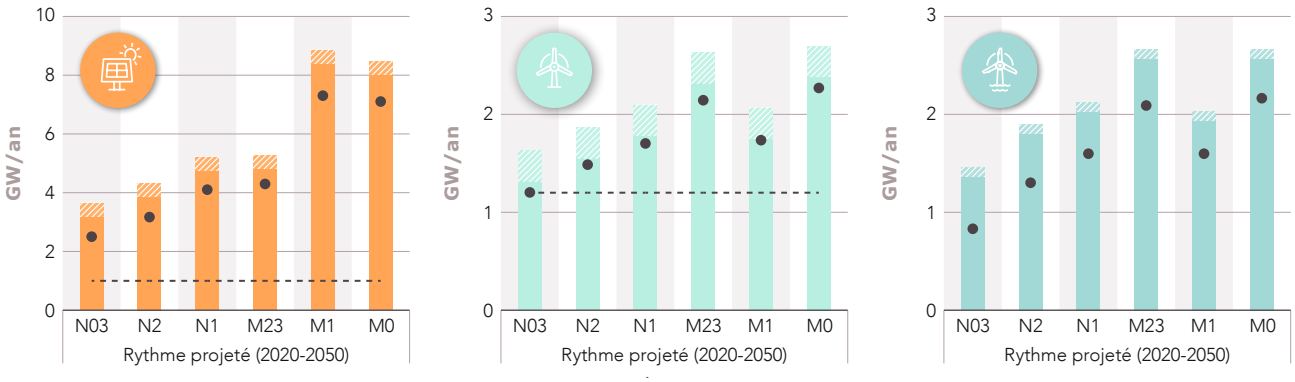
Les scénarios de mix de production avec réindustrialisation induisent des rythmes d'installation et des cibles de capacités installées d'énergies renouvelables nettement supérieurs à ceux des mix de référence. Hors ralentissement du rythme de fermeture des réacteurs nucléaires existants, les renouvelables 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.





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

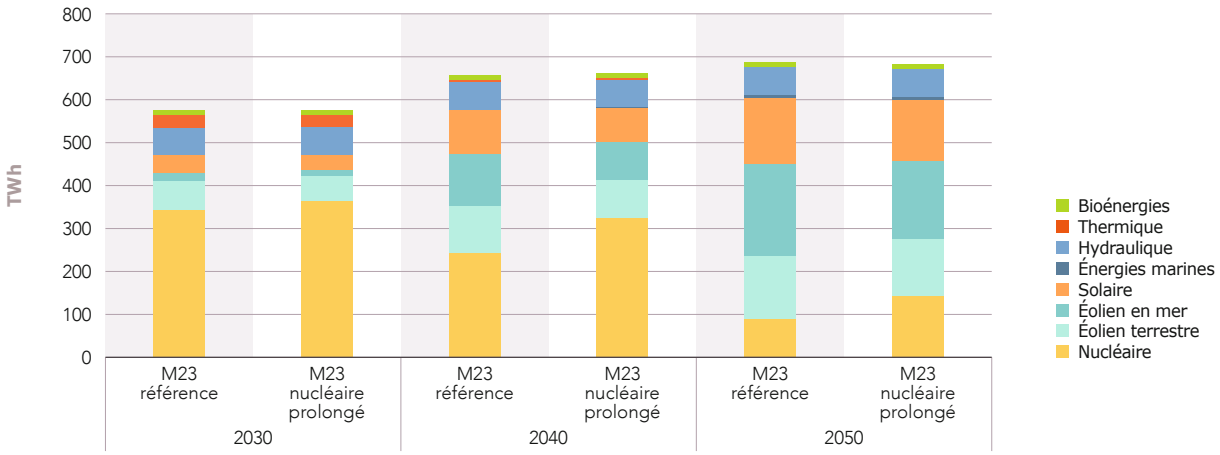
L'une des propositions discutées lors de la concertation consiste à combiner une perspective de sortie du nucléaire (dans les scénarios « M » où il n'y a pas de construction de nouveaux réacteurs) avec un étalement dans le temps de la fermeture des réacteurs existants par rapport au calendrier actuellement 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

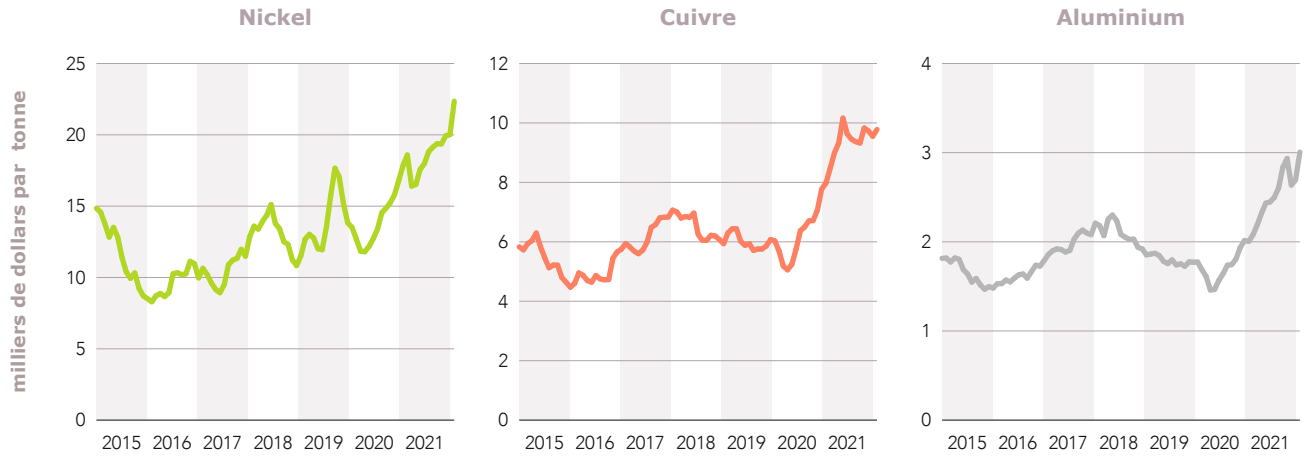
La variante « mondialisation contrariée » est caractérisée par des relations internationales dégradées et des tensions sur les approvisionnements en matières premières et en composants, avec des répercussions multiples sur les perspectives de croissance économique, sur les coûts de la transition énergétique 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

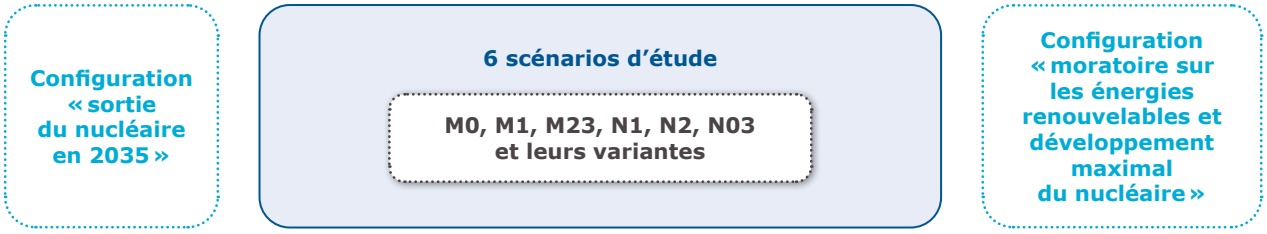
De très nombreux répondants à la consultation publique ont demandé à RTE d'étudier d'autres types de scénarios, sortant du cadrage initial. Ceux-ci peuvent être classés schématiquement en deux catégories :

- **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.

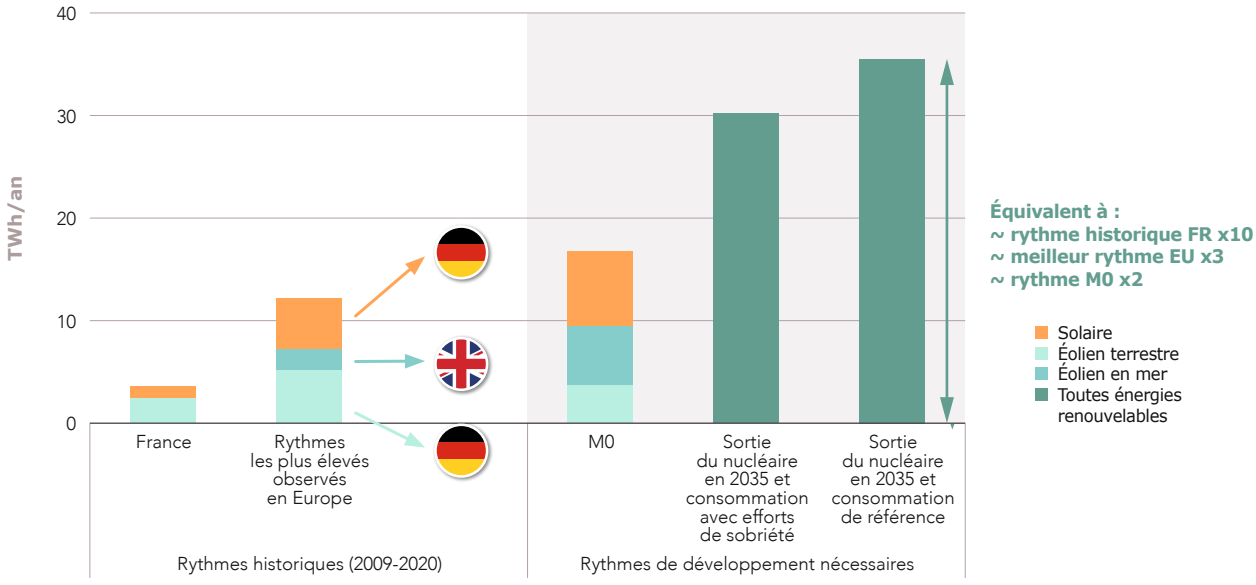
Une sortie totale du nucléaire significativement anticipée par rapport à 2050 sortait du cadrage initial des *Futurs énergétiques 2050* dans la mesure où cette configuration engendre *a priori* des difficultés pour atteindre les objectifs climatiques de la France et/ou pour garantir la sécurité d'approvisionnement 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).

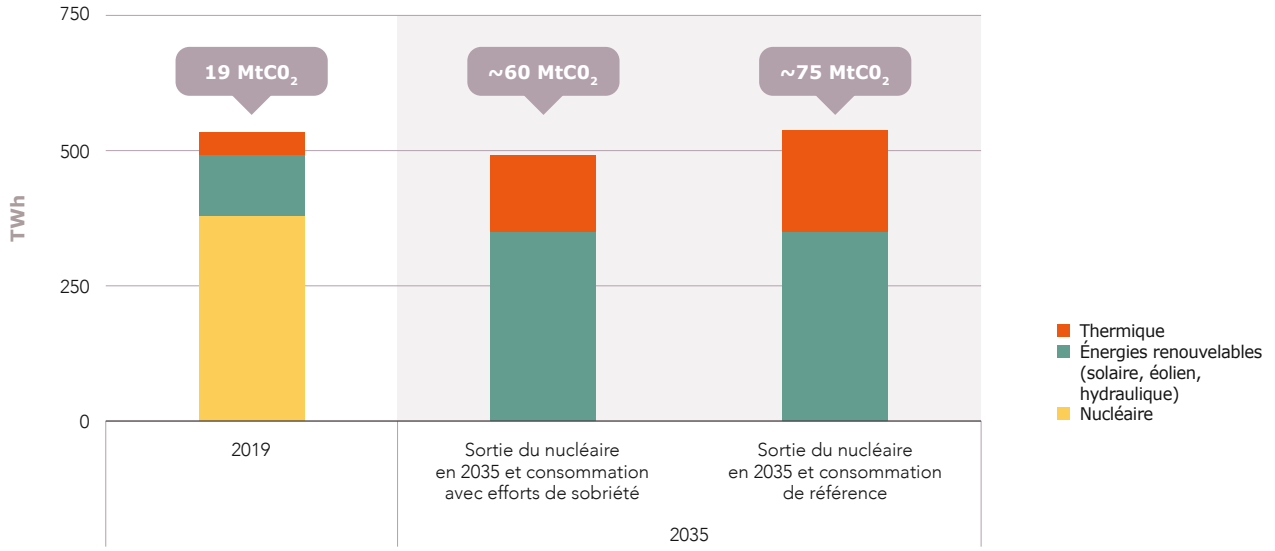
L'ajustement par la demande peut prendre différentes formes : un maintien de la trajectoire de développement de nouveaux usages électriques tout en assumant un niveau de sécurité d'alimentation beaucoup plus faible, ou un renoncement aux politiques d'électrification (par exemple dans le secteur des transports) 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.

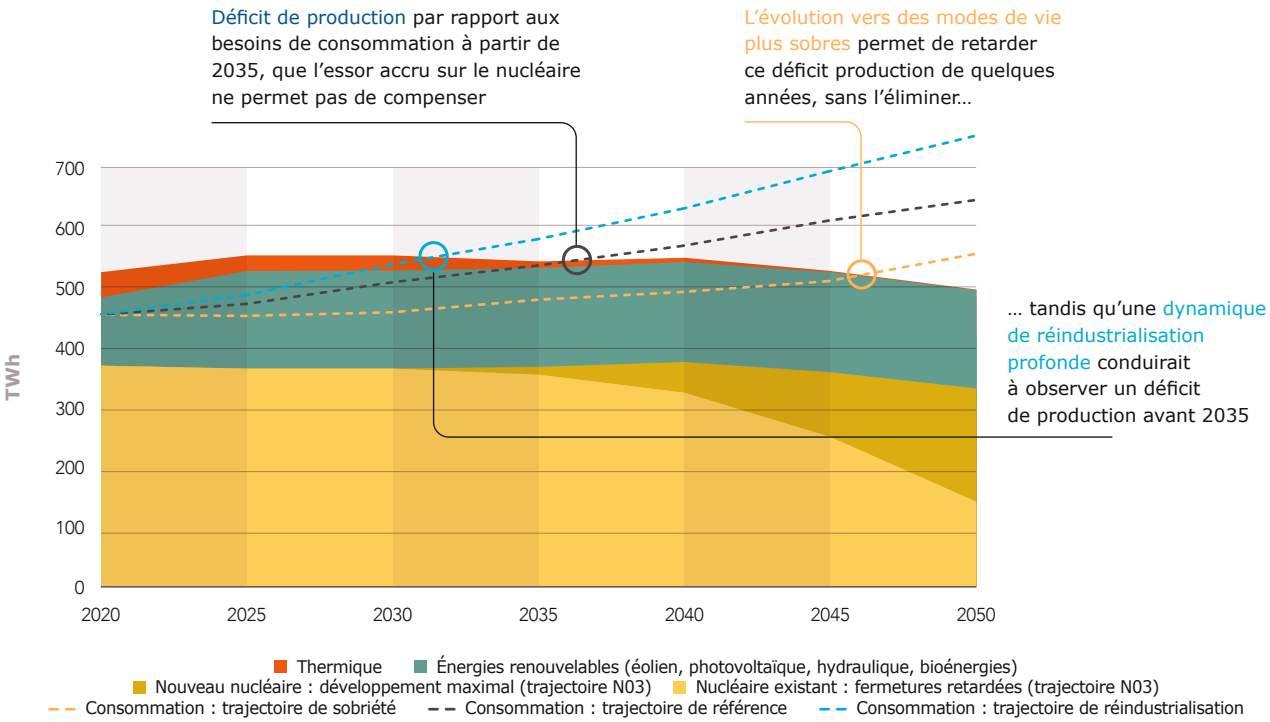
En revanche, dans une telle configuration, à l'horizon 2030, le solde exportateur de la France diminuerait fortement jusqu'à s'annuler dès que les nouveaux usages électriques se seront suffisamment développés. La France serait ainsi amenée à importer plus fréquemment de l'électricité, notamment en hiver 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.

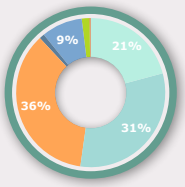
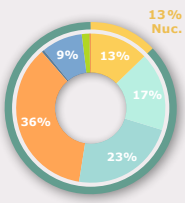
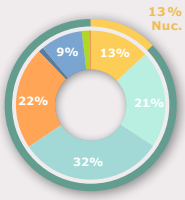
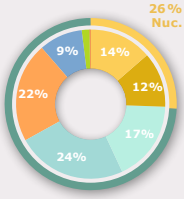
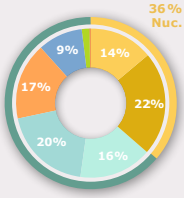
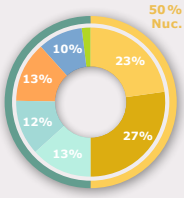
Dans le cas d'une trajectoire de consommation plus élevée, par exemple issue d'une dynamique de réindustrialisation profonde, elle nécessiterait également de nouveaux réacteurs selon un rythme similaire à celui du programme nucléaire historique, et ce dès la prochaine décennie. Les

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.