



RÉPUBLIQUE
FRANÇAISE

*Liberté
Égalité
Fraternité*



HORIZONS

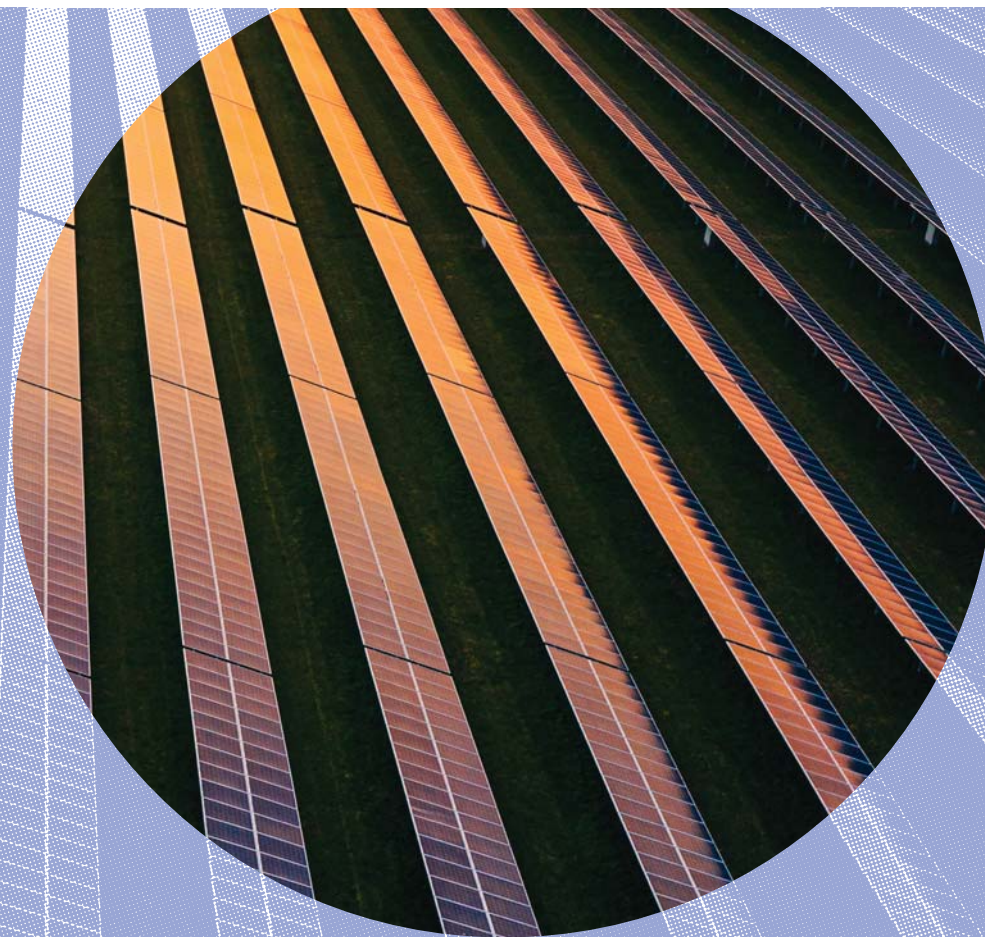
TRANSITION(S) 2050

CHOISIR MAINTENANT
AGIR POUR LE CLIMAT

Feuilleton

Mix électrique

Quelles alternatives
et quels points communs ?



Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Retrouvez les scénarios ADEME en ligne sur www.transitions2050.ademe.fr

Crédits photo: Getty Images

Conception éditoriale et graphique: bearideas

Rédaction: Brice Arnaud

Brochure réf. 011760

ISBN: 979-10-297-1944-8

Dépôt légal: © ADEME Éditions, février 2022

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L. 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L. 122-10 à L. 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

SOMMAIRE

1. Transition(s) 2050 :
quels mix électriques ?

4

2. Les scénarios

6

3. Les messages clés

7

4. Contexte : le mix
électrique français
est peu carboné mais
vieillissant

10

5. Rétrospective des
tendances passées :
un développement
massif de l'électricité
avant 2000, mais peu
d'évolutions majeures
depuis 20 ans

14

6. Les enjeux et leviers
sous-jacents à l'évolution
du mix électrique

18

7. Méthodologie
de composition du
mix électrique et
modélisation effectuée

23

8. Un scénario tendanciel
et 4 scénarios variés
dépendant du niveau
de la demande finale
et des logiques de
décentralisation
de la production

25

9. Principaux
enseignements sur
les évolutions du mix
électrique

38

10. Électrification
des usages : enjeux
et questionnements

47

11. Après 2030,
des transitions
du mix électrique
nécessitant toutes
un accompagnement

48

12. Une prospective
du mix électrique
exploratoire : limites
et perspectives

51

13. Annexe

54

14. Références
bibliographiques

56

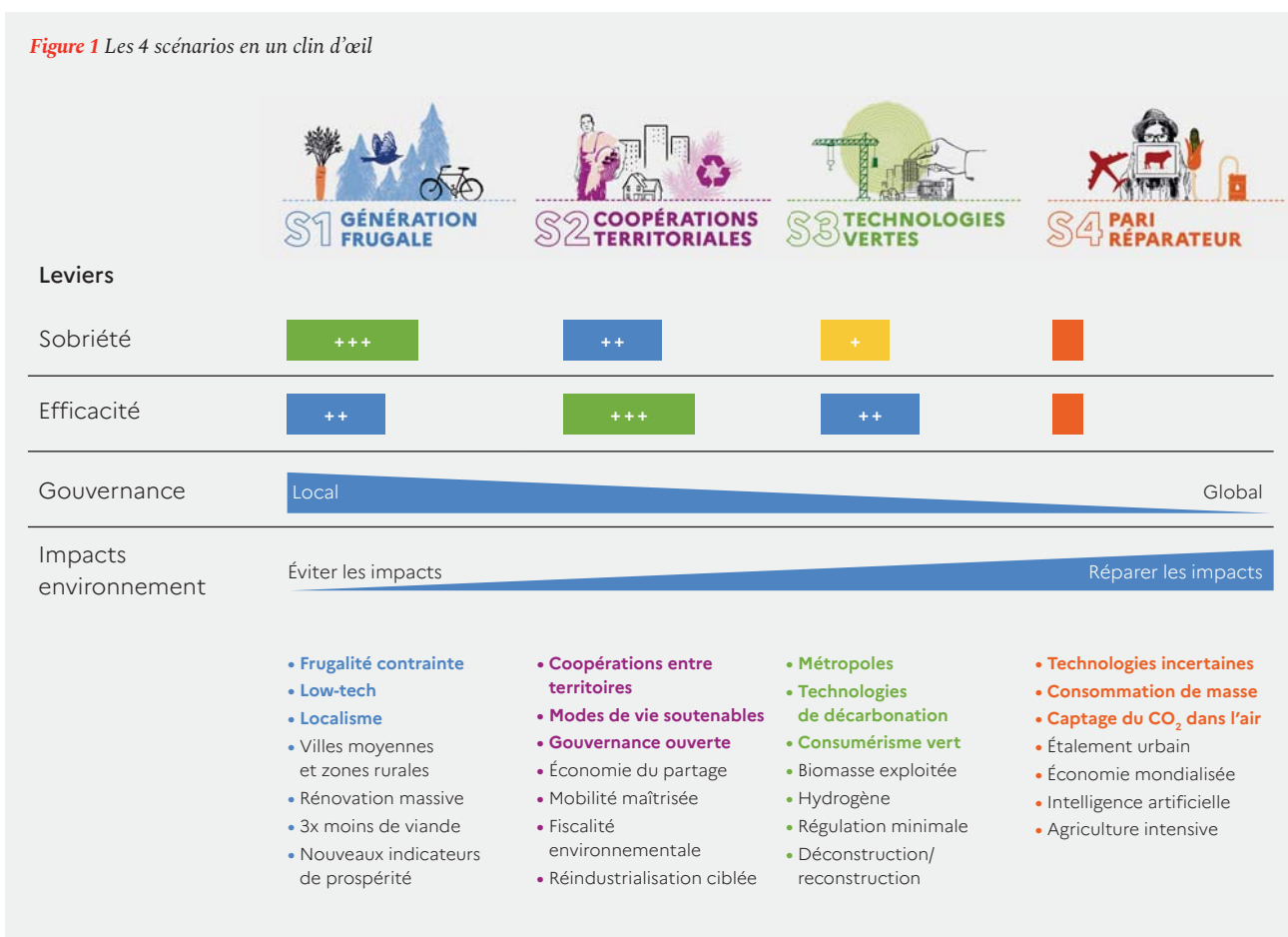
1. Transition(s) 2050 : quels mix électriques ?

Afin d'alimenter les débats de l'élection présidentielle de 2022 et ceux de la future Stratégie française énergie-climat (SFEC), l'ADEME a publié en novembre 2021 un exercice de prospective inédit, présentant, *via* quatre scénarios de société volontairement contrastés, quatre chemins vers une France neutre en carbone en 2050 [1]. Ces scénarios explorent les aspects sociétaux, énergétiques et climatiques des grands sous-systèmes impliqués dans ces changements : bioéconomie-alimentation-agriculture-forêt-sols ; aménagement du territoire-bâtiments-mobilité ; industrie-matériaux-économie circulaire ; systèmes énergétiques décarbonés.

Chaque scénario est nourri par un récit, assumant la représentation du monde et les dimensions sociétales et politiques. Ces quatre scénarios se distinguent, d'un bout à l'autre du spectre par :

- l'appel plus ou moins fort aux leviers de la sobriété (S1-S2) et/ou de l'innovation par les technologies – efficacité (S2-S3) et décarbonation (S3-S4) ;
- une gouvernance locale (S2) à une société mondialisée (S4) en passant par une forte présence de l'État (S1 et S3) ;
- des impacts environnementaux plus ou moins maîtrisés (S1 à S4).

Figure 1 Les 4 scénarios en un clin d'œil



C'est dans ce contexte que s'inscrit le questionnement sur le mix électrique présenté ici. L'électricité, occupant aujourd'hui une place minoritaire (de l'ordre de 25 % de l'énergie finale consommée) dans l'approvisionnement énergétique de notre pays, fait l'objet de nombreux débats et devrait voir sa part relative grandir dans une France neutre en carbone. Dans les quatre scénarios de l'ADEME, l'électricité est, dans tous les cas, le vecteur énergétique principal en 2050 (entre 42 et 56 % suivant les scénarios, en énergie finale, hors sources et hors usages non énergétiques).

L'objectif de ce document est d'explorer les différentes dimensions du mix électrique relatives à chaque scénario :

- les niveaux de demande d'électricité assez variés d'un scénario à l'autre (entre 400 et 800 TWh de demande à couvrir, en incluant les consommations non énergétiques et les consommations intermédiaires) ;
- des mix de production possibles pour faire face à ces niveaux de demande, incluant une modélisation de l'équilibre horaire entre l'offre et la demande sur toute la trajectoire 2020-2060¹, permettant ainsi de dimensionner les moyens de flexibilité pour assurer la sécurité d'approvisionnement ;
- une évaluation économique du coût des différentes trajectoires.

De façon complémentaire aux travaux publiés par RTE en octobre 2021, l'ADEME vise donc ici à évaluer des mix électriques cohérents (en termes de demande d'électricité, mais aussi de gouvernance, d'aménagement territorial, de politique industrielle) avec ces quatre scénarios de neutralité carbone. Le présent document est accompagné de deux autres publications² :

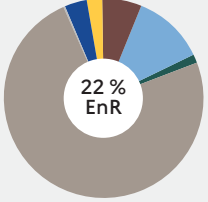
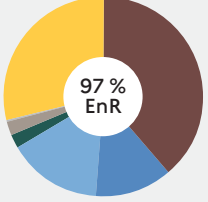
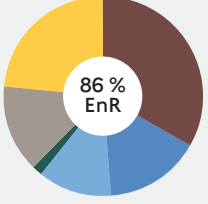
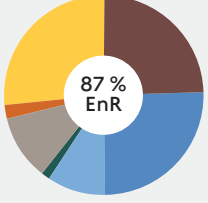
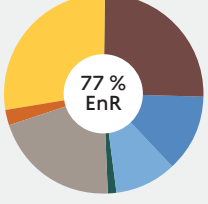
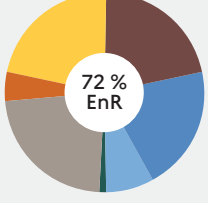
- un cahier d'hypothèses, récapitulant de façon exhaustive l'ensemble des hypothèses techniques et économiques relatives à la modélisation du mix électrique ;
- un livrable plus technique, « **Modélisations et Optimisation des mix électriques français et européen sur la période 2020-2060** », approfondissant plus spécifiquement certains aspects notamment l'impact de la localisation des moyens de production sur le fonctionnement du système électrique, l'usage des différentes formes de flexibilité pour l'équilibrage du système et des analyses économiques sur les prix de l'électricité et le coût des trajectoires.

¹ L'horizon 2060 permet, comme c'est le cas pour les travaux de RTE, d'éviter certains effets de bord en 2050, notamment ceux liés à la fermeture d'un nombre important de réacteurs nucléaires historiques entre 2050 et 2055, s'ils sont prolongés jusqu'à 60 ans de durée de vie.

² Ces deux publications sont disponibles dans la librairie de l'ADEME : <https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/5352-prospective-transitions-2050-feuilleton-mix-electrique.html>.

2. Les scénarios³

Tableau 1 Description des 4 scénarios de Transition(s) 2050

	Consommation domestique totale	Mix de production	Parc installé (GW)					Coût total 2020-2060	Coût complet en 2050
			PV	Éolien terrestre	Éolien en mer	Nucléaire existant*	Nouveau nucléaire		
2020	468 TWh		10	17		61	0		86 EUR/MWh en 2020
S1 2050 Génération frugale	408 TWh		92	58	14	2	0	1 045 MdEUR	85 EUR/MWh
S2 2050 Coopérations territoriales	537 TWh		92	63	24	12	0	1 097 MdEUR	74 EUR/MWh
S3EnR-offshore 2050 Technologies vertes	656 TWh		141	58	48	12	0	1 318 MdEUR	82 EUR/MWh
S3Nucléaire 2050 Technologies vertes	656 TWh		142	58	24	12	10	1 309 MdEUR	82 EUR/MWh
S4 2050 Pari réparateur	839 TWh		144	63	48	16	16	1 518 MdEUR	87 EUR/MWh

■ Nucléaire ■ Turbines gaz ■ Autres thermiques ■ Photovoltaïques
■ Éolien terrestre ■ Éolien en mer ■ Hydraulique ■ Autres renouvelables

* Les capacités installées de nucléaire existant tiennent compte de l'EPR de Flamanville.

³ La description du récit socio-technique sous-jacent à chaque scénario est donnée en annexe.

3. Les messages clés

Les résultats présentés ici, et détaillés dans la [section 9](#), sont issus d'une modélisation des mix électriques sous-jacents aux quatre scénarios d'évolution sociale et technique « Transition(s) 2050 », assurant l'équilibre entre l'offre et la demande au pas horaire sur neuf scénarios météo entre 2020 et 2060. Cette approche inclut une évaluation économique de leur coût complet. Il est important de souligner que chacun de ces scénarios s'inscrit dans un mix énergétique global atteignant la neutralité carbone en 2050 et cohérent avec les évolutions des autres vecteurs énergétiques (vecteurs gaz, carburants liquides...). Aussi, il n'est pas possible d'imaginer qu'un mix de production modélisé pour un scénario donné puisse être appliqué à un autre scénario. Réciproquement, d'autres mix de production électrique pourraient être étudiés pour les différents scénarios – l'ADEME a pris le parti d'évaluer des mix électriques cohérents avec le récit sociétal et politique choisi pour chaque scénario. Les résultats présentés ci-après viennent en partie conforter et enrichir ceux présentés par RTE en octobre 2021 et février 2022 [\[2\]](#), grâce à quelques hypothèses différentes⁴, notamment : des niveaux de demande d'électricité plus contrastés, des interconnexions et une part de flexibilité de la demande plus importante, une modélisation du stockage intersaisonnier différente, des coûts de financement différenciés pour les technologies perçues comme plus risquées par les investisseurs.

Les hypothèses de déploiement considérées (l'ADEME a retenu l'hypothèse maximale de construction de cinq nouvelles paires d'EPR d'ici à 2050, en plus de FLA3) conduisent à ce que les énergies renouvelables représentent plus de 70 % de la production d'électricité en 2050 dans tous les scénarios : elles varient entre 72 % (S4) et 97 % (S1) de la production d'électricité en 2050. Avec ces taux d'EnR, l'équilibre horaire entre offre et demande est validé sur 9 années météo pour tous les scénarios.

Message 1 – évolution du coût du système électrique en fonction de la consommation : logiquement, les coûts totaux des trajectoires 2020-2060 du système électrique augmentent avec la consommation électrique, entre 1045 Mdeur pour S1 (pour une consommation électrique de 408 TWh en 2050) à 1 518 Mdeur pour S4 (pour une consommation

électrique de 839 TWh en 2050). En revanche, l'analyse sur le coût en EUR/MWh de l'électricité en 2050 aboutit à des coûts relativement similaires entre les scénarios : de - 12 % (pour S2) à + 4 % (pour S4) par rapport à 2020. Cela signifie que les coûts de l'électricité pourront rester maîtrisés jusqu'en 2050.

Ces chiffres doivent par ailleurs être comparés avec prudence. En effet, l'analyse économique est réalisée au périmètre du système électrique et ne prend pas en compte certains investissements, hors système électrique, qui augmentent ou diminuent la demande d'électricité entre 2020 et 2050 et qui diffèrent d'un scénario à l'autre (investissement dans la rénovation énergétique, les processus industriels, l'achat de véhicules électriques, etc.), ni l'impact collatéral sur les autres vecteurs énergétiques. La nature et le montant de ces investissements sont très différents d'un scénario à l'autre. Seul le bouclage macroéconomique des scénarios, à paraître, peut permettre d'approcher le poids de la facture énergétique dans l'économie.

Message 2 – mix électrique du scénario Technologies vertes (S3) : ce scénario (cf. description en annexe) correspond à un modèle social proche de l'actuel, mais intégrant le défi de la transition écologique, plus par le développement technologique que par les changements de comportement : le développement des usages de l'électricité et les leviers d'efficacité énergétique sont mobilisés de manière importante, et ceux de sobriété dans une moindre mesure. Dans ce scénario, la demande d'électricité est proche de 650 TWh en 2050, donc comparable à la demande de référence de RTE. L'ADEME a modélisé deux mix de production différents : un mix électrique (S3Nuc) comprenant la construction de 6 nouvelles centrales nucléaires EPR2 (environ 10 GW), et un autre (S3EnR-offshore) s'appuyant sur le déploiement massif de l'éolien en mer posé et flottant (48 GW⁵).

La modélisation aboutit à un coût (environ 1 300 Mdeur sur la trajectoire 2020-2060) et un bénéfice CO₂ pour le système électrique proches pour ces deux options industrielles contrastées : éolien flottant et EPR2. Le scénario S3EnR-offshore présente toutefois un léger surcoût par rapport à S3Nuc, au regard des sommes engagées sur la période. En effet, dans la modélisation réalisée, l'éolien en mer flottant

⁴ Cf. [section 12.2](#) pour une comparaison plus détaillée.

⁵ Dont 19 GW d'éolien en mer posé et 18,5 GW d'éolien en mer flottant ; soit 24 GW d'éolien en mer de plus que dans S3Nuc.

induit des surcoûts de réseau, et le recours à des importations plus coûteuses dégradant la balance commerciale, mais ce surcoût est en grande partie contrebalancé par le fait qu'avec les hypothèses de coût du capital prises⁶, le coût des éoliennes en mer est plus faible que celui du nouveau nucléaire. L'écart avec le scénario S3Nuc serait plus important avec des coûts du capital équivalents.

Message 3 – mix électrique du scénario *Coopérations territoriales (S2)* : ce scénario (cf. description en annexe) correspond à une transformation progressive mais profonde du modèle social actuel, par le déploiement de **solutions pragmatiques** pour atteindre la neutralité carbone, avec la mobilisation importante des leviers de sobriété et d'efficacité énergétique. **La consommation devient plus mesurée, plus responsable et l'économie du partage se généralise.** Dans ce scénario, **la demande d'électricité est proche de 540 TWh en 2050 (légèrement supérieure à la consommation actuelle), et comparable à la variante « sobriété » de RTE.** À l'horizon 2050, le coût complet du MWh électrique consommé (incluant production, flexibilité et réseau) **baisse de 12 % par rapport à 2020**, alors qu'il est stable dans S1 et dans les scénarios S3EnR-offshore et S3Nuc, et augmente dans S4. Ce coût au MWh plus faible résulte de 2 facteurs :

- un niveau de consommation d'électricité modéré (537 TWh) permettant la scénarisation d'un mix électrique reposant très majoritairement sur les technologies les plus compétitives – les éoliennes terrestres de grand diamètre et les installations photovoltaïques représentent 57 % de la production d'électricité en 2050 – alors que le niveau de consommation de S3 (650 TWh) implique⁷ de faire appel à une technologie plus coûteuse – l'éolien flottant ou le nucléaire EPR2 ;
- la flexibilité apportée par les électrolyseurs, installés en quantité significative dans S2, permet de réduire les coûts de flexibilité (coût net des imports, batterie & flexibilité, centrales gaz).

En comparaison, S1 ne présente pas de baisse du coût en EUR/MWh, avec un niveau de demande encore plus faible que S2. En effet, il présente des coûts d'approvisionnement en EUR/MWh similaires à S2, mais un coût réseau en EUR/MWh plus élevé lié à des dépenses similaires mais réparties sur une consommation moindre (408 TWh en 2050 dans S1). Rappel : l'ensemble de ces coûts n'inclut pas la hausse des investissements qui permettent de diminuer la demande d'électricité entre 2020 et 2050.

Message 4 : dans tous les scénarios, **l'équilibrage du système électrique en 2050 repose en premier lieu sur le développement des interconnexions avec les pays voisins et en second lieu sur la pilotabilité de la demande, ainsi que sur le renforcement du réseau interrégional.** Une partie de la flexibilité peut donc être assurée par des capacités situées hors de France dans la limite des interconnexions. Le recours à des centrales à gaz est principalement nécessaire dans S3EnR-offshore, S3Nuc et S4 mais il se traduit par une hausse des capacités installées par rapport à 2020 uniquement dans S4.

Message 5 : dans les deux scénarios où, en 2050, la production d'électricité à partir de centrales à gaz pour des besoins d'équilibrage du système électrique est significative (S3 et S4), le bouclage complet des scénarios de l'ADEME, tant sur l'énergie que sur la ressource biomasse, permet d'assurer que ces centrales sont alimentées par un gaz décarboné à 80 % dans S3 et à 50 % dans S4.

Message 6 : dans tous les scénarios, le solde exportateur tend vers l'équilibre en 2050, mais les échanges avec les pays voisins s'intensifient.

Message 7 : dans tous les scénarios, le bilan CO₂ de la production électrique diminue et il est inférieur à 1 MtCO₂/an dans S1, S2 et S3. Dans ces trois scénarios, les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité diminuent de près de 13 millions de tonnes entre 2020 et 2050 (6 millions de tonnes dans S4).

⁶ Les coûts d'investissement sont calculés avec un coût moyen pondéré du capital plus élevé pour les technologies perçues comme plus risquées par les investisseurs. Le coût du capital est de 5,25 % pour les investissements considérés comme faiblement risqués (EnR et interconnexions et réseau de transport interrégional) et de 7,5 % pour les autres investissements (nucléaire, CCGT et OCGT, batteries, STEP, power-to-H₂).

⁷ Il serait également possible de faire face à un tel niveau de demande avec de l'éolien terrestre, plus compétitif, mais avec un impact plus fort sur les paysages.

Comparabilité de ces conclusions avec celles de RTE

Les travaux de l'ADEME [1] se situent dans un cadre différent de ceux de RTE : en effet, les mix électriques présentés par l'ADEME s'inscrivent en cohérence avec le système énergétique des quatre scénarios de neutralité carbone Transition(s) 2050. La demande d'électricité est une donnée de sortie de chacun de ces scénarios. De même, le choix des mix de production a été fait en cohérence avec la philosophie de chaque scénario.

Les travaux de RTE [2] définissent a priori un niveau de demande cohérent avec la SNBC-2 [3], puis procèdent par variantes pour balayer largement les options possibles pour le système électrique en fonction de la variation de différents paramètres.

On peut établir des rapprochements assez directs entre certaines modélisations de RTE et celles de l'ADEME :

- le scénario ADEME-S3 présente un niveau de demande proche de la demande de référence de RTE. En termes de mix de production, on peut rapprocher, sans pour autant que les capacités installées soient rigoureusement les mêmes, le scénario ADEME-S3EnR-offshore du scénario M23 de RTE et le scénario ADEME-S3Nuc du scénario N1 de RTE ;
- le scénario S2 de l'ADEME présente un niveau de demande proche de la variante sobriété de RTE.

Les conclusions générales des travaux de l'ADEME et de RTE sont très cohérentes entre elles, puisque, à hypothèses identiques, les mêmes types de conclusions sont retenus :

- le développement nécessaire et massif des EnR est cohérent avec les scénarios

de RTE, à l'exception de ceux qui développent massivement le nouveau nucléaire (N2 et N3, avec respectivement 63 % et 50 % d'EnR). Le scénario S4 prévoit 16 GW de nouveaux EPR (soit entre N1 et N2 de RTE), ce qui, rapporté à la forte consommation de ce scénario (800 TWh) conduit à 72 % d'EnR en 2050, alors que N1 et N2 sont respectivement à 74 % et 63 % d'EnR pour une consommation de 645 TWh ;

- le message 1 concernant l'impact du niveau de consommation électrique sur les coûts des scénarios est relativement cohérent avec les travaux publiés très récemment par RTE sur les variantes « sobriété » (qui correspondent au niveau de demande du S2) et « réindustrialisation profonde », qui aboutissent à des coûts totaux du système électrique croissants en fonction de la consommation, mais des coûts relativement similaires en EUR/MWh consommé quels que soient les mix de production ;
- le message 2 concernant la comparaison du coût du mix électrique entre l'option nucléaire EPR2 et l'option EnR pour couvrir une demande d'environ 650 TWh est cohérent avec ceux de RTE traitant de la comparaison entre les scénarios M23 et N1, les coûts pris en compte par l'ADEME correspondant à la variante RTE de coûts de financement plus importants pour le nucléaire de nouvelle génération que pour les autres technologies ;
- le message 3, qui met en évidence une légère baisse du coût en EUR/MWh du mix électrique du scénario S2, s'explique par des hypothèses techniques différentes de celles de la variante « sobriété » de RTE, notamment par le

recours à de l'éolien terrestre de grand diamètre (éolien toilé) et par des hypothèses de flexibilité plus favorables ;

- le message 4 sur les besoins de flexibilité est cohérent avec ceux de RTE sur la nécessité de combiner plusieurs solutions pour assurer l'équilibrage du système. En revanche, concernant le recours plus spécifique à des solutions thermiques, les résultats des modélisations de l'ADEME et de RTE diffèrent. Par rapport à RTE, l'ADEME, avec les hypothèses retenues, constate un moindre recours aux capacités thermiques installées en France. Cette différence pourrait s'expliquer par les hypothèses plus ambitieuses de développement des interconnexions dans les scénarios ADEME permettant le recours à des flexibilités ailleurs en Europe ;
- le message 5 repose sur une différence d'hypothèse notable avec RTE sur les technologies permettant d'assurer le stockage intersaisonnier : l'ADEME se repose sur le réseau gazier actuel, dont la décarbonation (notamment grâce à la méthanisation et la méthanation) est qualifiée au travers du bouclage général de l'utilisation de la ressource biomasse modélisée dans les scénarios, alors que RTE évite la perte de rendement énergétique associée à l'étape de méthanation en ayant recours à des centrales à hydrogène dans son scénario de référence, ce qui nécessite de disposer d'une infrastructure de stockage mutualisé d'hydrogène (y compris certains gazoducs) ;
- les messages 6 et 7 sont cohérents avec ceux de RTE.

4. Contexte : le mix électrique français est peu carboné mais vieillissant

Les principaux enjeux de transition écologique du secteur de l'électricité portent sur :

- le développement des capacités de production pour faire face à la fin de vie des équipements de production nucléaires comme EnR et à une place plus importante de l'électricité dans le mix énergétique de demain ;
- la diversification de l'approvisionnement en électricité qui nécessite le développement des sources renouvelables de production et des interconnexions, ainsi que le développement de la flexibilité du système électrique (pilotage de l'offre et de la demande, stockage) ;
- l'écoconception des installations, équipements et systèmes, dans l'objectif de minimiser l'utilisation des matières et autres ressources (sols, paysages, eau), de faciliter la réparabilité, de renforcer le réemploi et le recyclage, de minimiser les déchets en fin de vie et d'améliorer les performances (énergétiques, durabilité, etc.), ainsi que la réduction des émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie ;
- l'intégration environnementale de tous les projets en s'appuyant sur la séquence « Éviter, Réduire, Compenser » pour préserver toutes les fonctions écologiques et notamment respecter l'objectif national de zéro perte nette de biodiversité ;
- l'appropriation sociale des installations, équipements, systèmes et projets fondée sur une bonne compréhension des avantages de l'énergie électrique (fiabilité, coût, impacts environnementaux) et des contraintes industrielles nécessaires pour les obtenir, ainsi que sur l'implication des collectivités et des citoyens dans la gouvernance des projets.

Le mix électrique français est actuellement peu carboné en opération, notamment du fait de l'importance du parc nucléaire. Entre 2008 et 2019, le niveau des émissions a oscillé entre 30 et 65 gCO₂/kWh. Selon les estimations de RTE [4], en 2020, les émissions liées à la production d'électricité en France seraient de 25 gCO₂/kWh contre 346 gCO₂/kWh en Allemagne, 270 gCO₂/kWh en Italie et 156 gCO₂/kWh au Royaume-Uni. Le caractère peu carboné du mix électrique français, en phase de production, s'explique par l'importance du parc nucléaire (61,2 GW en 2020), qui est complété par un parc de production hydraulique, éolien et photovoltaïque de respectivement 25,7 GW, 17,6 GW et 10,4 GW installés en 2020. Par conséquent, ce parc de production consomme relativement peu de matières fossiles en opération, hors périodes de pointe. Moins de 10 % de la production électrique annuelle résulte des moyens thermiques fossiles contre 45 % en Allemagne, 60 % en Italie et 40 % au Royaume-Uni toujours selon RTE. Ainsi, de par son solde exportateur positif (environ 50 TWh/an depuis le début des années 2000), la France contribue à la baisse des émissions en Europe.

Ce parc est toutefois vieillissant car la grande majorité des réacteurs nucléaires, conçus pour une durée de vie de 40 ans, a été mise en service entre 1980 et 2000. Même si leur prolongation de 10 ou 20 années supplémentaires s'avère possible à un coût raisonnable, leur mise à l'arrêt future impose donc des décisions structurantes sur l'opportunité de construire de nouveaux réacteurs et sur le développement des énergies renouvelables (EnR). Par ailleurs, ces décisions s'inscrivent dans un contexte de baisse tendancielle des coûts de production des EnR, d'appropriation par les territoires des nouveaux équipements de production et d'évolution incertaine de la consommation d'électricité.

La consommation totale électrique française est de l'ordre de 480 TWh/an et montre une relative stabilité depuis le début des années 2010. Le secteur du bâtiment (résidentiel et tertiaire) représente près de 70 % de la consommation et l'industrie près des 30 % restants. En revanche, à titre prospectif, la consommation d'électricité peut évoluer à la hausse ou à la baisse sous l'effet de deux tendances opposées : la maîtrise de la consommation par les actions de so-

bilité et d'efficacité énergétique d'une part et l'électrification des usages d'autre part. Dans le secteur du bâtiment, la hausse de la consommation liée à l'électrification du chauffage (développement des pompes à chaleur [PAC]) pourrait être plus ou moins limitée par l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments ou un comportement plus sobre des usagers. Dans l'industrie, la hausse de la consommation liée à l'électrification de processus de production pourrait être limitée par l'amélioration de l'efficacité énergétique, voire une contraction de la production. En revanche, le transport qui est aujourd'hui peu consommateur d'électricité (environ 10 TWh/an) devrait voir sa consommation progresser avec le développement de la mobilité électrique.

4.1. Des arbitrages couplés à des investissements indispensables

Dans un contexte où l'évolution de la demande est incertaine, le secteur de l'électricité doit parvenir à assurer son développement conformément aux objectifs réglementaires (Programmation pluriannuelle de l'énergie [PPE], Stratégie nationale bas carbone [SNBC]...) tout en garantissant la sécurité d'approvisionnement et en limitant les impacts environnementaux.

La loi relative à l'énergie et au climat du 8 novembre 2019 fixe l'objectif de production d'électricité nucléaire à 50 % du mix de production en 2035 contre 70 % actuellement. À plus court-terme, la récente PPE fixe plusieurs objectifs [5] :

- concernant le parc thermique fossile : arrêter d'ici à 2022 les dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon⁸ ; interdire à l'autorité administrative de délivrer de nouvelles autorisations d'exploitation à des projets de centrale de production exclusive d'électricité à partir d'énergie fossile ; mettre fin aux dispositifs de soutien pour les nouvelles installations de cogénération au gaz naturel ;
- concernant le parc d'énergies renouvelables : installer à horizon 2028, entre 33,2 et 34,7 GW d'éolien terrestre, entre 35,1 et 44 GW de photovoltaïque et entre 5,2 et 6,2 GW d'éolien en mer et absence de soutien public à de nouveaux projets de biomasse électrogène ;
- concernant le parc nucléaire : arrêter 14 réacteurs nucléaires d'ici à 2035, dont les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.

Afin d'assurer le même niveau de sécurité d'approvisionnement, les évolutions du parc de production et des consommations vont nécessiter des adaptations du réseau électrique pour accueillir de nouveaux moyens de production⁹ soit diffus comme le photovoltaïque, soit en concentrant localement de fortes puissances comme l'éolien en mer. La moindre pilotabilité du parc de production avec la fermeture des centrales fossiles et la réduction du nombre de centrales nucléaires, ainsi que la hausse des consommations liées à l'électrification du chauffage et au développement des véhicules électriques, nécessiteront de développer des solutions de flexibilité de la demande. Enfin, le changement climatique pourrait avoir une incidence sur la disponibilité des moyens de production. Une moindre pluviométrie pourrait limiter les capacités de production hydroélectrique ou la disponibilité des centrales nucléaires. Il est donc nécessaire¹⁰ de prendre en compte ce facteur dans le dimensionnement final du parc de production.

En matière d'environnement, il faudra être attentif à ce que les évolutions du parc de production n'entraînent pas de hausses des émissions directes, voire annulent les bénéfices à long-terme. Les émissions de polluants et les impacts sur la biodiversité lors de l'ensemble des phases du cycle de vie, au niveau national et international, doivent aussi être considérées. Au-delà des émissions directes liées à la production d'électricité, il sera nécessaire de prendre en compte la consommation des ressources (énergie, matériaux, sols, paysages, eau) pour la production ou la construction de nouvelles unités de production. Leur gestion en fin de vie doit aussi être anticipée dès la conception, dans un souci d'économie des ressources. En effet, l'économie circulaire doit constituer le socle de développement des filières industrielles.

4.2. Des barrières potentielles à prendre en compte

Depuis le début des années 2000, la France, à l'instar de nombreux pays européens, a mis en place une ambitieuse politique de soutien aux EnR électriques. Le montant total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2020 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques dans l'Hexagone représenterait sur la durée totale de ces soutiens, entre 60 et 63 MdEUR pour le photovoltaïque, entre 32 et 38 MdEUR pour l'éolien terrestre et entre 23 et 27 MdEUR pour l'éolien en mer [6]. Cette politique a permis de structurer des filières, et de faire baisser les coûts de pro-

⁸ Pour assurer l'équilibre du réseau électrique en Bretagne, la centrale à charbon de Cordemais pourrait être exploitée au moins jusqu'en 2024 dans le respect du plafond d'émissions de gaz à effet de serre, prévu par la réglementation.

⁹ Pour une première estimation du coût de ces évolutions suivant différents scénarios, voir [7] et [8].

¹⁰ L'ADEME va mener très prochainement des modélisations prenant en compte l'impact du changement climatique sur les profils de production.

duction, ce qui constitue un atout important pour réussir la transformation du système électrique.

Fin 2020, 17 GW de photovoltaïque, 23 GW d'éolien terrestre et 3,6 GW d'éolien en mer avaient bénéficié d'un soutien public et étaient soit en fonctionnement, soit en cours de construction [6]. Grâce à cette politique de soutien, les filières ont pu se structurer et créer des emplois [9] : plus de 15 000 ETP directs en 2018 dans la filière de l'éolien terrestre (6 000 ETP directs en 2006) et plus de 6 000 ETP directs en 2018 dans la filière photovoltaïque (1 400 ETP en 2006). Par ailleurs, le développement de ces filières continuera de générer des emplois comme le montrent les analyses récentes de l'ADEME et du Syndicat des Énergies Renouvelables [9] et [10]. Ces développements se sont accompagnés d'une baisse des coûts de production [11], ces coûts étant compris en 2019 entre 50 et 70 EUR/MWh pour l'éolien terrestre (90-120 EUR/MWh en 2008) et entre 60 et 70 EUR/MWh pour les centrales photovoltaïques au sol (550-590 EUR/MWh en 2008). Ces baisses de coûts, principalement associées aux innovations techniques sur les produits, équipements, systèmes et les procédés de fabrication, mais aussi aux économies d'échelle liées à leur déploiement, devraient se poursuivre pour diminuer de plus de 50 % pour les filières photovoltaïque et éolienne d'ici 2050¹¹.

Toutefois, les contraintes techniques, sociales, environnementales ou encore économiques qui pèsent sur les gisements disponibles et les rythmes de développement peuvent constituer des freins significatifs à l'atteinte des objectifs de politiques publiques. L'accès aux gisements solaire et éolien est soumis à de nombreuses contraintes d'usage (obligation d'éloignement des habitations, des radars militaires et civils, capacités des toits des bâtiments tertiaires à supporter des charges, orientations des toits, sites inscrits et classés, etc.) et environnementales (tels que Zones de Protection Spéciales, Natura 2000, milieux humides, etc.). Ces contraintes pèsent d'ailleurs sur les rythmes de construction observés qui restent aujourd'hui modestes comparés à ceux qui doivent être réalisés pour atteindre les objectifs de la PPE : environ 1 GW/an pour le photovoltaïque et 1,2 GW/an pour l'éolien terrestre sur la période 2009-2020, pour un objectif de 3 GW/an pour le photovoltaïque et 2 GW/an pour l'éolien terrestre sur la période 2020-2028. Ces contraintes n'expliquent pas à elles-seules la lenteur de l'émergence des renouvelables. Les durées de développement des projets en France semblent longues en

comparaison de celles observées en Allemagne : de 7 à 9 ans en France contre 3 à 4 ans en Allemagne [12] pour l'éolien, de 4 ans en France contre à peine plus d'un an en Allemagne [13] pour les centrales solaires au sol. Les recours juridiques en France y sont pour beaucoup et des actions sont en cours pour diminuer le temps de développement des projets et encourager la planification territoriale pour faciliter l'accès aux gisements afin de répondre aux objectifs de politiques publiques.

Plus généralement, d'un point de vue social, on constate un rejet croissant de la part d'une fraction de la population de tout nouveau projet d'infrastructure, qu'il soit renouvelable, nucléaire ou de réseau. Ceci constitue un frein certain à la transition du système électrique, qui nécessitera, pour être surmonté, de développer une appropriation des enjeux collectifs : l'excellent niveau de service fourni à la société française par le système électrique ne pourra être maintenu à l'avenir que par l'investissement dans de nouvelles installations pour constituer un système industriel de grande ampleur à un coût maîtrisé et des impacts environnementaux réduits. L'adhésion des citoyens à des nouvelles pratiques de pilotage de la demande d'électricité demandera de même un fort accompagnement.

4.3. Les options pour pallier la fermeture des réacteurs nucléaires

La trajectoire fixée par la loi prévoit une diversification de l'approvisionnement en électricité pour passer d'environ 70 % d'électricité produite à partir de nucléaire aujourd'hui à 50 % en 2035. Le système électrique français se trouve à une étape clé de son cycle de vie, car l'âge des centrales nucléaires historiques et les enjeux liés à l'éventuel déploiement de nouveaux réacteurs nécessitent des décisions qui affecteront significativement la transformation du système électrique. Les réacteurs nucléaires en fonctionnement ayant tous été mis en service entre 1980 et 2000, leur prolongation et mise à l'arrêt doivent être planifiées pour anticiper le développement de nouveaux moyens de production afin d'éviter tout défaut d'approvisionnement. Le principal arbitrage consiste à définir les moyens de production à construire pour pallier ces fermetures. Qu'il s'agisse de capacités de production renouvelables uniquement ou intégrant un nouveau programme nucléaire,

¹¹ Le détail des hypothèses de coût de production retenues par l'ADEME est disponible dans le « cahier d'hypothèses ».

il faudra dans tous les cas faire évoluer les autres composantes du système électrique : les réseaux, les interconnexions, les modalités de gestion et de pilotage, le stockage, les capacités thermiques, etc.

Cet arbitrage dépendra notamment des prévisions d'évolution de la demande. L'intérêt de lancer un nouveau programme nucléaire pouvant être limité en cas d'une demande d'électricité stable, voire en baisse et au contraire plus pertinent si la consommation électrique augmente fortement. Au-delà de l'évolution de la demande, ce choix pourrait aussi être déterminé par des facteurs :

- sociaux : la filière nucléaire représente aujourd'hui 220 000 professionnels en France selon la SFEN (Société française d'énergie nucléaire) et la filière des EnR, en forte croissance au niveau national et international, compte déjà 107 000 professionnels en France ;

- environnementaux : l'intégration environnementale des projets en matière de pollution, de biodiversité, de sols et de paysages, en France et à l'international, que ce soit pour les filières renouvelables ou nucléaire ;

- économiques : la capacité de la filière nucléaire à démontrer sa compétitivité économique et celle de la France à exporter les technologies du nouveau nucléaire ou des énergies renouvelables et ses excédents éventuels de production d'électricité.

L'ensemble de ces considérations sur les aspects économiques, environnementaux et sociaux est abordé dans ce rapport mais n'a pu être traité en détail.

5. Rétrospective des tendances passées : un développement massif de l'électricité avant 2000, mais peu d'évolutions majeures depuis 20 ans

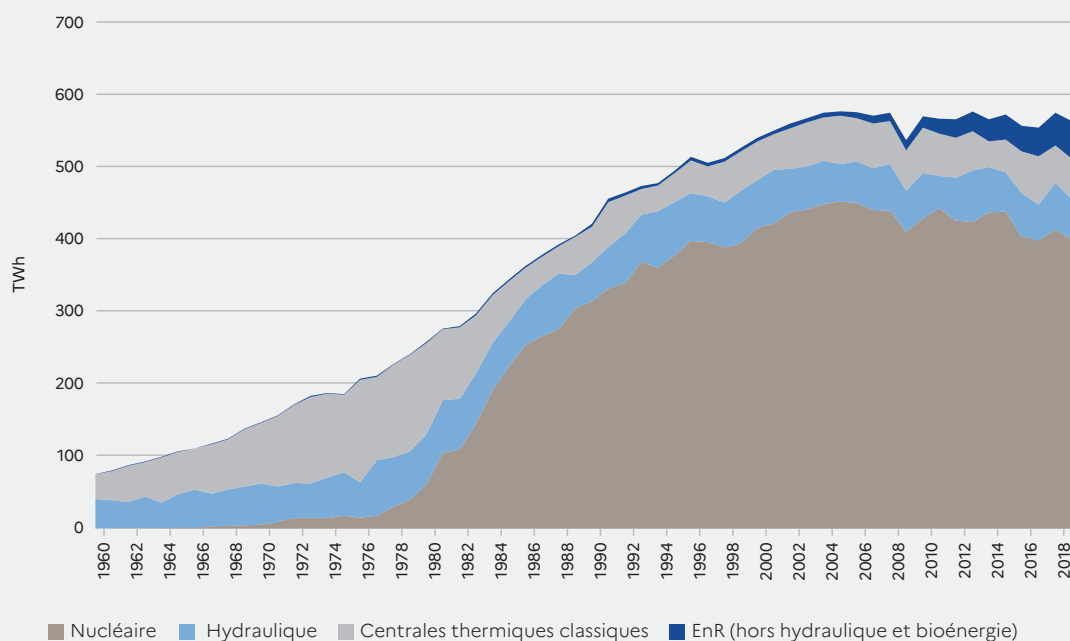
5.1. Évolution de la production d'électricité

DE 1960 À 2020, LE DÉVELOPPEMENT DU PARC NUCLÉAIRE

Le **Graphique 1** montre l'évolution de la production brute d'électricité en France métropolitaine entre 1960 et 2019, qui peut se décomposer en trois grandes périodes :

- entre 1960 et 1980, la hausse de la production d'électricité est essentiellement le fait des centrales thermiques fossiles (+ 100 TWh), mais aussi de la mise en service des premières centrales nucléaires (+ 40 TWh) et du développement de l'hydro-électricité (+ 25 TWh) ;
- entre 1980 et 2000, la hausse de la production d'électricité s'explique par le développement important de la production nucléaire (+ 350 TWh), qui s'accompagne d'un recul significatif de la production des centrales thermiques fossiles (- 70 TWh) ;
- entre 2000 et 2019, la production d'électricité est relativement stable avec cependant l'émergence d'une production provenant des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques (+ 40 TWh).

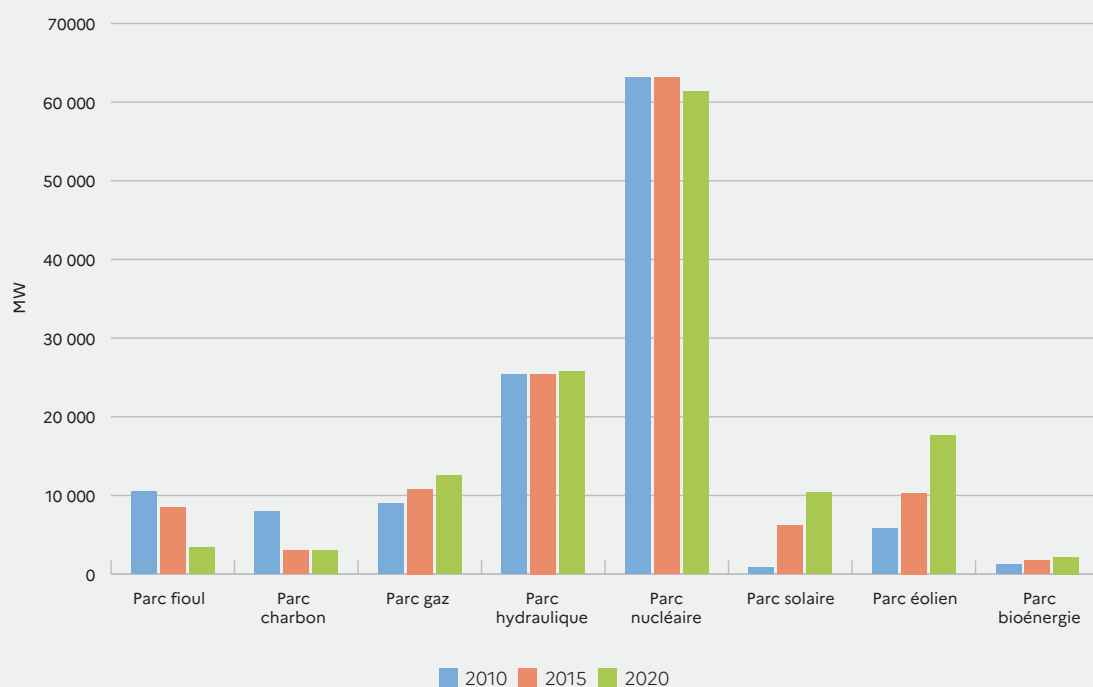
Graphique 1 Évolution de la production brute d'électricité en France métropolitaine entre 1960 et 2019



Entre 2010 et 2020, bien que la production brute d'électricité soit stable autour de 540 TWh/an, le parc de production installé a connu plusieurs évolutions significatives :

- une hausse des capacités installées pour le photovoltaïque (+ 9 GW) et l'éolien terrestre (+ 11 GW) (*Graphique 2*) ;
- une érosion tendancielle de la production électrique d'origine nucléaire (*Graphique 3*) ;
- la fermeture de la centrale de Fessenheim en 2020 qui a diminué la capacité installée du parc nucléaire de près de 2 GW (*Graphique 2*) ;
- une modification de la structure du parc de production des centrales thermiques fossiles, avec la baisse des capacités installées des centrales fioul (- 7 GW) et charbon (- 5 GW), mais une hausse des capacités gaz (+ 3,5 GW) (*Graphique 2*).

Graphique 2 Évolution des capacités installées de production d'électricité en France métropolitaine depuis 2010

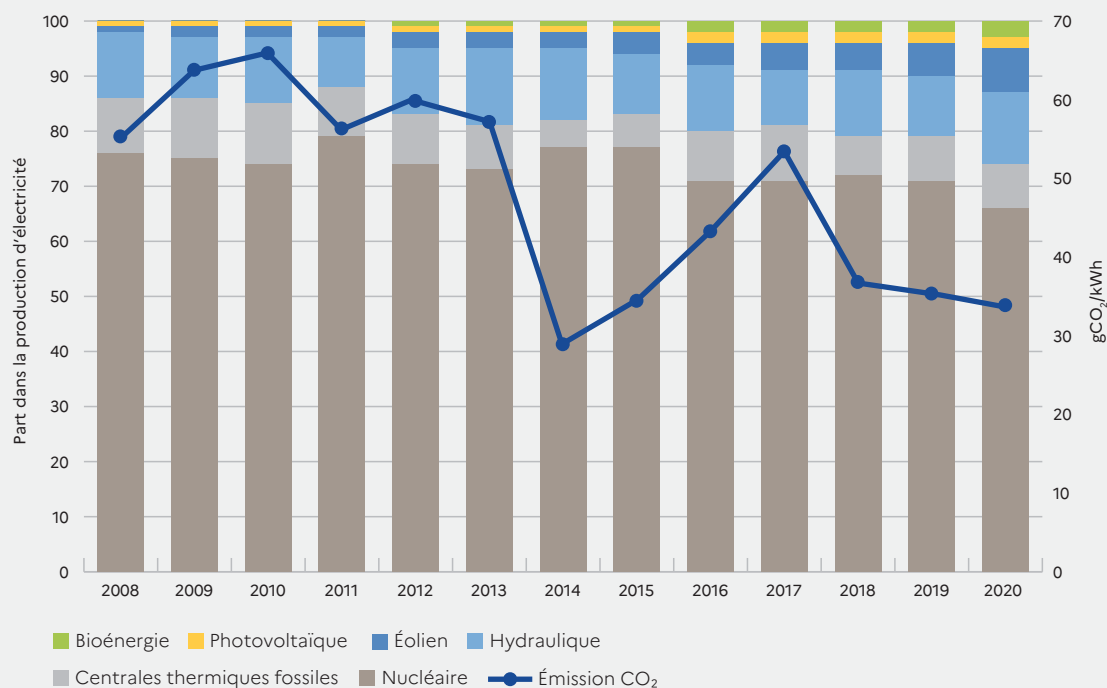


Source : ADEME selon les données de RTE.

Ces évolutions ont entraîné une baisse tendancielle des émissions de CO₂ (*Graphique 3*). L'évolution de la composition du parc des centrales thermiques fossiles a eu un rôle évident dans cette baisse, mais le développement des capacités installées de photovoltaïque et d'éolien terrestre, en diminuant le recours aux centrales thermiques, y a également contribué [15]. Rappelons que la consommation

d'électricité en France est particulièrement thermosensible, ainsi le faible niveau d'émission de CO₂ en 2014 s'explique par un hiver particulièrement doux (année avec l'indice de rigueur climatique le plus faible depuis 1970) ayant limité les pointes de consommation et donc le recours aux centrales thermiques.

Graphique 3 Évolution du mix de production d'électricité et émissions de CO₂ (émissions directes, hors ACV) en France métropolitaine depuis 2008



5.2. Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur

Zoom sur la décomposition de la consommation d'électricité

Dans ce chapitre, nous emploierons les termes de **consommation finale d'électricité** et de **consommation totale d'électricité**.

La consommation finale d'électricité désigne la consommation d'électricité des différents secteurs : résidentiel, tertiaire, industrie et transport. Pour les années futures, deux nouveaux secteurs sont pris en compte dans ce chapitre : la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène par électrolyse et pour le fonctionnement des puits

technologiques qui permettent de capter du CO₂. La consommation finale d'électricité est égale à la somme des consommations finales de chacun de ces secteurs.

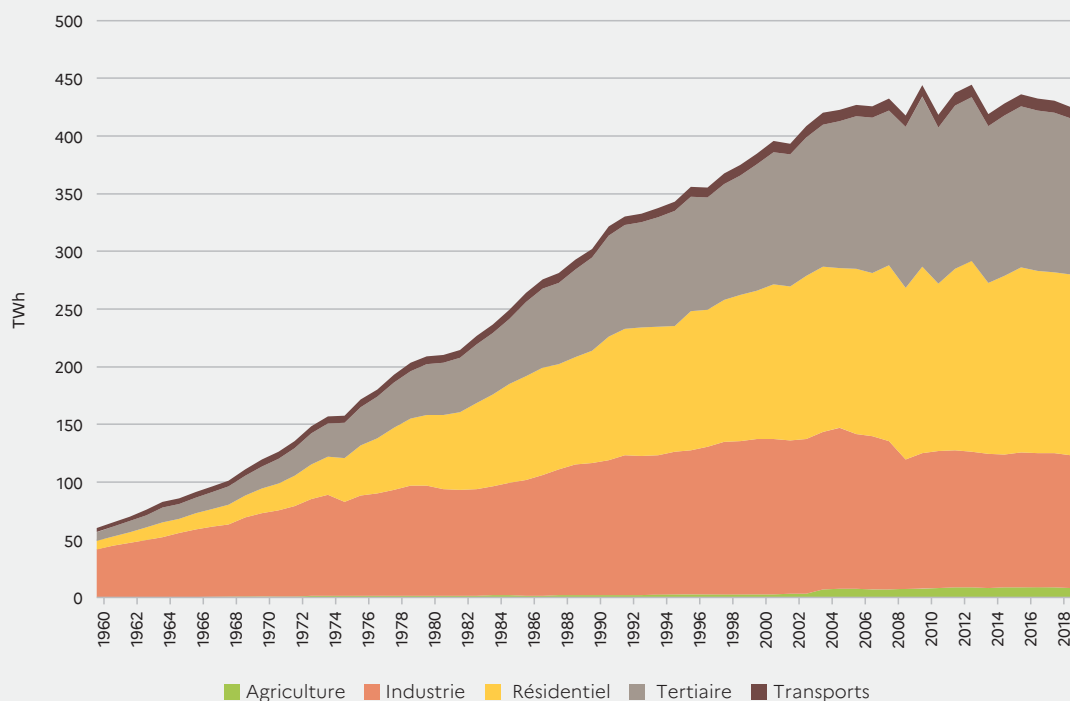
La consommation totale d'électricité correspond à la consommation finale d'électricité augmentée des consommations liées aux usages internes de la branche énergie et des pertes liées au transport et à la distribution de l'électricité.

DE 1960 À 2020, ÉLECTRIFICATION DES SECTEURS DE L'INDUSTRIE ET DU BÂTIMENT

Le **Graphique 4** montre l'évolution de la consommation finale d'électricité en France métropolitaine entre 1960 et 2019 hors consommation du secteur de l'énergie, qui peut se décomposer en trois grandes périodes :

- entre 1970 et 2000, la consommation finale d'électricité en France métropolitaine augmente d'environ 90 TWh par décennie, 70 TWh dans les secteurs résidentiel et tertiaire et 20 TWh dans l'industrie ;
- entre 2000 et 2010, la consommation finale d'électricité des secteurs résidentiel et tertiaire a augmenté d'environ 70 TWh, alors que la consommation finale d'électricité de l'industrie a diminué de près de 20 TWh suite à la crise économique de 2008 ;
- depuis 2010, la consommation finale d'électricité oscille autour de 430 TWh/an.

Graphique 4 Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur en France métropolitaine entre 1960 et 2019 hors secteur de l'énergie



Source : ADEME selon les données du [14].

6. Les enjeux et leviers sous-jacents à l'évolution du mix électrique

En 2015, selon [14], la consommation totale d'électricité était de 480 TWh et la consommation finale d'électricité était d'environ 425 TWh. Cette dernière provenait à 27 % du secteur industriel, 36 % du secteur résidentiel, 32 % du secteur tertiaire et les 5 % restants des secteurs du transport et de l'agriculture. Cette même année, le parc de production se composait de 63 GW d'installations nucléaires, 22 GW

d'installations thermiques fossiles et 44 GW d'installations d'énergies renouvelables. La production nette d'électricité de ce parc était de 547 TWh en 2015, 75 % provenait des installations nucléaires (417 TWh), 17 % des installations d'énergies renouvelables (95 TWh) et 7 % des installations thermiques fossiles (34 TWh).

Tableau 2 Caractéristiques du parc de production d'électricité en Métropole en 2015

	Fioul	Charbon	Gaz	Hydraulique	Nucléaire	Solaire	Éolien	Bioénergie
Capacité installée (MW)	8 497	3 007	10 831	25 430	63 130	6 196	10 325	1 703
Production (TWh/an)	3,8	8,6	21,9	59,1	416,8	21,1	7,4	8
Part dans le mix de production	1 %	2 %	4 %	11 %	76 %	4 %	1 %	1 %

Source : ADEME selon les données de RTE.

6.1. Une évolution du parc de production et des interconnexions déjà très planifiées

Si la production d'électricité est relativement stable depuis 2000, le parc de production et les interconnexions connaissent des évolutions significatives depuis 2010 et de nombreuses évolutions sont déjà programmées à l'horizon 2030-2035 (**Tableau 3**). Ces évolutions se traduisent principalement par une hausse des capacités installées de renouvelables, un recul des capacités thermiques installées et une hausse significative des capacités d'interconnexion. Les interconnexions sont effectivement appelées à jouer un rôle majeur dans l'évolution du système électrique car elles permettent notamment :

- de développer la concurrence sur les marchés nationaux ;
- de bénéficier de la complémentarité de la demande et des parcs de production avec les pays voisins ;
- de gérer la variabilité de l'éolien, du photovoltaïque et de l'hydraulique au fil de l'eau par le foisonnement et de réduire les coûts liés à leur intégration en mutualisant réserves et sources de flexibilité ;
- de faciliter la gestion des réseaux par la mise en œuvre d'une assistance mutuelle des gestionnaires de réseaux dans le cas d'une défaillance technique brutale et d'un réglage commun de la fréquence dans le cas de réseaux synchrones.

Elles constituent, à coût souvent très compétitif, l'une des toutes premières solutions mobilisées pour assurer l'équilibre entre offre et demande.

Tableau 3 Synthèse des tendances émergentes concernant la production d'électricité et les interconnexions

Filière	Évolution passée (2010-2020)	Évolution programmée
Nucléaire	Diminution du parc installé de 2 GW suite à la fermeture de la centrale de Fessenheim	- Mise en service de l'EPR de Flamanville (1,6 GW) en 2022 ou 2023 - Arrêt de 12 réacteurs nucléaires supplémentaires d'ici à 2035
Centrales à charbon	Diminution du parc installé de 5 GW	Fermeture des dernières centrales à charbon d'ici à 2022 à l'exception de la centrale de Cordemais ¹² et interdiction de nouvelles centrales
Centrales au fioul	Diminution du parc installé de 7 GW	Interdiction de construire de nouvelles centrales
Centrales au gaz	Hausse du parc installé de 3,5 GW	Mise en service de la centrale de Landivisiau (500 MW) en 2022 et interdiction de construire de nouvelles centrales
Éolien terrestre	Hausse du parc installé de 11 GW, soit 1,1 GW/an	Hausse du parc installé d'au moins 17,6 GW en 2028 par rapport à 2020, soit 2,2 GW/an
Photovoltaïque	Hausse du parc installé de 9 GW, soit 0,9 GW/an	Hausse du parc installé d'au moins 24,7 GW en 2028 par rapport à 2020, soit 3,1 GW/an
Éolien en mer		Mise en service d'au moins 5,2 GW d'ici 2028, avec un rythme d'attribution de 1 GW/an
Interconnexions	- Situation 2020 : Capacité commerciale de 9,8 GW à l'exportation et de 6,2 GW à l'importation avec le Royaume-Uni, la Suisse, l'Italie et l'Espagne - Capacité commerciale jusqu'à 7 GW à l'exportation et 9,2 GW à l'importation avec la Belgique et l'Allemagne¹³	Doubler en 15 ans la capacité d'interconnexion de la France, pour tirer le meilleur parti des différences de consommation et de production en Europe et parvenir à un mix équilibré et soutenable économiquement à l'horizon 2035 ¹⁴

Source : RTE pour les évolutions passées, PPE pour évolution programmée et CRE/RTE pour les interconnexions.

¹² Pour la centrale de Cordemais, elle pourrait être exploitée au moins jusqu'en 2024, pour garantir l'équilibre du système électrique en Bretagne et dans le respect du plafond d'émissions de gaz à effet de serre, prévu par la réglementation.

¹³ Source CRE : <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/interconnexions>.

¹⁴ Source RTE : <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/reseau-de-transport-sddr/#2>

6.2. La consommation d'électricité est appelée à évoluer

MAÎTRISE DE LA CONSOMMATION ET ÉLECTRIFICATION DES USAGES

Si depuis 2010, la consommation d'électricité est stable en France, son évolution lors des prochaines décennies est très incertaine car deux tendances s'opposent : la maîtrise de la consommation par les actions de sobriété et d'efficacité énergétique d'une

part et la poursuite de l'électrification de la consommation des secteurs d'autre part. Le **Tableau 4** présente les principales variables agissant sur ces deux tendances (pour plus de précisions sur les hypothèses des secteurs, se reporter aux chapitres dédiés de **[1]**).

Tableau 4 Synthèse des tendances émergentes de la consommation d'électricité

	Maîtrise de la consommation	Électrification de la consommation
Bâtiment (tertiaire/résidentiel)	• Rénovation énergétique des bâtiments • Équipements moins énergivores • Comportements de consommation plus sobres	Installation de pompes à chaleur et de climatiseurs
Industrie	• Sobriété matière par l'écoconception • Amélioration de l'efficacité énergétique des équipements de production	Électrification de procédés industriels
Transports	• Actions de sobriété : réduction des déplacements, développement des mobilités actives, allègement des véhicules, optimisation du remplissage des véhicules • Amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules	Développement de la mobilité électrique
Hydrogène/gaz de synthèse	Valorisation des pertes de chaleur des équipements du <i>power-to-gas</i> dans les réseaux de chaleur, les bâtiments ou en industrie	Développement de la production d'hydrogène par électrolyse et production de gaz de synthèse

DE NOUVEAUX USAGES D'AVANTAGE PILOTABLES

Les accroissements de demande en électricité vont se concentrer autour de la mobilité électrique (cf. [1] chapitre 2.1.3. *Mobilité des voyageurs et transport de marchandises*) et des équipements de *power-to-gas* (électrolyseurs, compresseurs, unités de méthanation, etc.) pour la fabrication d'hydrogène ou de méthane de synthèse (2.3.5. *Hydrogène*). Or, ces demandes sont pour l'essentiel pilotables en permettant la recharge des véhicules électriques ou l'activation des équipements de *power-to-gas* au moment le plus opportun ou de manière dite lissée, afin que le réseau ait un prévisionnel de charge maîtrisable. À titre d'illustration, pour le véhicule électrique, seul 10 % du parc de véhicules légers est en circulation à tout instant et pour recharger les 40 km parcourus quotidiennement en moyenne, 30 min à 1 h de recharge suffisent. Dans ce contexte, il est possible d'envisager de concentrer l'essentiel de la recharge des véhicules électriques entre 10 h et 16 h, au moment où la production photovoltaïque est

maximale, durant les périodes de plus forte production éolienne ou durant la nuit au moment où la demande est la plus basse. De plus, la capacité à les piloter est déjà intégrée dans la plupart des bornes de recharges individuelles. Dans ce cas, l'acceptabilité par l'utilisateur est considérée comme bonne étant donné que la contrainte est quasi nulle et le gain financier réel, dans la mesure où un système incitatif est mis en place. Concernant la production d'hydrogène ou de méthane de synthèse qui peut être stockée¹⁵ pour répondre aux usages variables (transports, électricité) ou constants (industrie), il est possible de piloter leur production, sous la condition d'un nombre d'heures de fonctionnement suffisant pour assurer la rentabilité de l'installation, pour faire fonctionner les équipements de *power-to-gas* sur des périodes de prix très bas de l'électricité qui sont généralement associées à des périodes de surproductions photovoltaïques ou éoliennes.

Qu'est-ce que la pilotabilité de l'offre et de la demande d'électricité ?

Le fonctionnement du réseau électrique nécessite un équilibre permanent entre la production d'électricité (l'offre) et la consommation d'électricité (la demande). La pilotabilité désigne alors la capacité à moduler à la hausse ou à la baisse, l'offre et/ou la demande d'électricité pour assurer cet équilibre. Historiquement, la pilotabilité est principalement assurée côté offre par des centrales de production thermique (gaz, fioul et charbon notamment) qui sont mises en service pour répondre à des pics de consommation. Toutefois, avec la fermeture programmée de ces centrales (charbon et fioul) et l'augmentation des besoins de flexibilité, de nouvelles solutions côté offre et côté demande se développent.

Côté demande, les consommateurs industriels peuvent déjà moduler leur consommation sous l'impulsion d'incitation tarifaire. Ceci pourrait être encore accentué avec l'arrivée de nouvelles consommations flexibles telles que les électrolyseurs. La pilotabilité pourrait être stimulée dans le secteur résidentiel et

tertiaire par le développement de nouvelles offres de marché avec des tarifs différenciés qui reflètent les tensions sur le marché de l'électricité (c'est le principe de la tarification heure creuse/heure pleine, mais qui pourrait être affinée pour aller jusqu'à des tarifs différents chaque heure de l'année). La pilotabilité pourrait être assurée soit directement par l'utilisateur, soit par un acteur tiers sans intervention de l'utilisateur (c'est par exemple le cas aujourd'hui des chauffe-eau électriques, mais qui pourra être généralisé à d'autres usages comme les véhicules électriques ou le chauffage). Dans le premier cas, le consommateur choisit ou non de répondre à un signal tarifaire en augmentant ou diminuant sa consommation. Dans le second cas, un acteur tiers pilote la consommation du consommateur (en échange d'une réduction de facture, par exemple) pour réduire les écarts entre offre et demande via un boîtier dédié au sein du logement ou via des émetteurs de quartier associés à des appareils communicants (actuellement en France, c'est le plus souvent la consommation liée au

chauffage qui est pilotée). Avec le compteur Linky, ces acteurs tiers peuvent être les fournisseurs d'électricité. Par le biais du bornier TIC (Télé-Information Client) du compteur, certains appareils programmés peuvent répondre aux signaux tarifaires de manière automatisée.

Côté offre, les productions d'énergies renouvelables sont dites fatales dans le sens où elles produisent dès que la ressource est disponible. Or, des volumes importants de production de renouvelables peuvent correspondre à de faibles niveaux de consommation. Des écrêtements¹⁶ de production sont alors possibles pour faire coïncider production et demande. Les raccordements d'installations qui sont soumises à une possibilité d'écèlement, sont réalisés lorsqu'une analyse coûts-bénéfices permet de démontrer qu'ils bénéficient à la collectivité en évitant ou en retardant des dépenses de renforcement du réseau car le coût de l'énergie non injectée reste généralement faible sur une année.

¹⁵ Par exemple, en aquifères salins pour l'hydrogène ou dans les installations de stockage de gaz naturel, pour le gaz de synthèse.

¹⁶ Limitation de puissance de la production d'une installation pendant une période de temps.

Ainsi, le pilotage de la production d'hydrogène ou de méthane de synthèse s'avérerait sans conséquence pour la satisfaction des autres usages, tout en contribuant directement à l'équilibre offre-demande du mix électrique. Le développement de ces nouveaux usages (mobilité électrique, électrolyse, etc.) offre donc de nouvelles solutions de pilotage de l'offre et de la demande pouvant venir se substituer à la diminution des productions fossiles pilotables (fermeture des centrales thermiques au charbon).

6.3. Le développement de l'autoconsommation

L'autoconsommation connaît une croissance exponentielle en France et en Europe depuis une décennie, qui dépasse les objectifs de la PPE, notamment pour les opérations collectives (plus de 100 actuellement contre une trentaine inscrite dans la PPE). Au 1^{er} trimestre 2021, ENEDIS compte plus de 100 000 clients raccordés en autoconsommation individuelle. L'autoconsommation peut être pertinente du point de vue de la collectivité car elle rapproche la consommation de la production, notamment leurs profils temporels. Elle peut alors diminuer les pertes d'acheminement réseau, tout en maximisant l'usage de l'électricité produite localement. Dans ce contexte, les excédents de production doivent aussi pouvoir circuler sur le réseau pour servir les usagers au plus près, sans créer de surtension. Par ailleurs, l'autoconsommation permet souvent de sensibiliser le consommateur individuel, ou regroupé en collectif, à sa propre consommation qu'il cherche à satisfaire par une production décarbonée¹⁷. De plus, elle s'appuie généralement sur un dimensionnement ciblant en premier lieu la consommation en base du consommateur et intègre idéalement un pilotage des

consommations pour faire coïncider périodes de consommation et de production. Également, le développement de l'autoconsommation devrait s'accompagner d'un développement des batteries renforçant les moyens d'équilibrage du réseau électrique : selon les données d'ENEDIS, 7 500 installations photovoltaïques (principalement résidentielles) raccordées au réseau de distribution sont aujourd'hui équipées de stockage (46 MW au total). Cette flexibilité apportée au réseau et les économies d'énergie potentielles associées à l'autoconsommation, font encore l'objet de travaux pour en caractériser plus précisément l'importance et la valeur. Ce qui rend encore difficile aujourd'hui la pleine prise en compte de l'autoconsommation dans la planification du système électrique.

Néanmoins, l'engouement observé traduit bien une demande sociale forte pour une relocalisation territoriale de la production, ainsi qu'une réelle volonté d'engagement pour la transition écologique, aux échelles individuelle et collective. Cette tendance devrait être encore renforcée durant les prochaines décennies par la compétitivité croissante de l'autoconsommation photovoltaïque. Toutefois, dans le cadre du présent exercice de prospective, il n'a pas été possible de déterminer précisément le taux de croissance de l'autoconsommation sur la période 2020-2060, étant donné son caractère encore émergent et la complexité du phénomène sociétal sous-jacent à son adoption. Ainsi, l'autoconsommation photovoltaïque raccordée au réseau, a été considérée comme une sous partie du photovoltaïque sur toiture, sans modélisation différente des périodes de soutirage et des périodes d'injection, dans le cadre d'un déploiement plus ou moins dynamique en fonction des récits propres aux scénarios.

¹⁷ Production à partir d'énergies renouvelables.

7. Méthodologie de composition du mix électrique et modélisation effectuée

Chaque scénario d'évolution du système électrique présenté dans ce chapitre est défini par une trajectoire d'évolution de la demande d'électricité, découpée par secteur et usage (certains des usages pouvant être partiellement flexibles) et d'un mix de production associé permettant de satisfaire cette demande. L'évolution de la demande d'électricité est le résultat des hypothèses des secteurs de la demande (cf. [1] partie 2. *Évolution de la consommation* et chapitres 2.2.3 *Production industrielle*, 2.3.5. *Hydrogène*, et 2.4.3 *Puits de carbone*). Le niveau de flexibilité de la demande dépend du déploiement des technologies et des modes de vie des consommateurs : elle est ainsi supposée haute dans S3 et plus faible dans S4, où les consommateurs ne souhaitent pas moduler leur consommation. Les mix de production de ces scénarios sont, quant-à-eux, construits avec des orientations spécifiques à chacun, en particulier en ce qui concerne

le niveau de développement des capacités renouvelables, leur caractère plus ou moins décentralisé et les choix stratégiques autour des capacités nucléaires (capacités existantes et nouveau nucléaire). Pour S3, du fait de son niveau de demande en augmentation de plus de 35% par rapport à aujourd'hui (et proche de celui de la SNBC), le choix a été fait d'étudier deux mix de production caractérisant deux choix de politiques nationales industrielles permettant de faire face à cette augmentation significative de la demande : le premier privilégiant un développement conséquent de l'éolien en mer flottant (appelé S3EnR-offshore) et le second, le lancement d'un nouveau programme nucléaire (appelé S3Nuc) toutes choses étant égales par ailleurs. Les caractéristiques principales des scénarios sont présentées dans le

Tableau 5.

Tableau 5 Caractéristiques principales des scénarios

		S1	S2	S3EnR-offshore	S3Nuc	S4
Consommation domestique		En forte décroissance	En légère augmentation	En croissance	En croissance	En forte croissance
Flexibilité de la demande		Moyenne	Moyenne	Haute	Haute	Faible
Productions renouvelables	Solaire	Développement modéré, décentralisé	Développement modéré, centralisé	Développement élevé, centralisé	Développement élevé, centralisé	Développement élevé, centralisé
	Éolien terrestre	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé	Développement élevé
	Éolien en mer	Développement faible	Développement modéré	Développement élevé	Développement modéré	Développement élevé
	Autres EnR	Faible évolution	Faible évolution	Faible évolution	Faible évolution	Faible évolution
Nucléaire		• Décrue rapide de l'existant, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville) • Amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules	Prolongements modérés, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville)	Prolongements modérés, sans nouveau nucléaire (hors Flamanville)	Prolongements modérés, avec nouveau nucléaire	Prolongements forts, avec nouveau nucléaire
Power-to-hydrogen		Élevé pour la production de méthane de synthèse	Élevé, pour le transport et la production de méthane de synthèse	Demande H ₂ élevée dans tous les secteurs mais P ₂ H ₂ modéré (imports)	Demande H ₂ élevée dans tous les secteurs mais P ₂ H ₂ modéré (imports)	Faible

Pour chacun de ces scénarios, les résultats présentés dans ce document reposent sur une modélisation de ces scénarios dans l'outil « Artelys Crystal Super Grid » qui a permis d'étudier, dans cette configuration, l'évolution de l'équilibre offre-demande au pas horaire en France à la maille régionale et en Europe sur la période 2020-2060¹⁸, sur la base de 9 scénarios climatiques construits à partir de données historiques. L'analyse du système français est réalisée en prenant en compte l'évolution des mix européens et des interconnexions définies par des scénarios de consommation et de parc installé exogènes¹⁹ et identiques dans tous les scénarios ADEME étudiés.

Plus précisément, le modèle optimise le développement du système électrique français, en intégrant les éléments de scénarisation des mix présentés ci-dessus, de façon à minimiser les coûts d'investissement et d'opération du système global. En particulier, afin de garantir l'équilibre horaire entre l'offre et la demande de 2020 à 2060 pour 9 années climatiques historiques (2011-2019), le modèle optimise :

- le développement des différentes technologies de production électrique (prolongation du nucléaire, déploiement du photovoltaïque et des éoliennes, investissements en centrales au gaz...) en tenant compte de leurs caractéristiques technico-économiques²⁰ ;
- l'opération des productions, en prenant en compte les caractéristiques techniques de chaque technologie, les coûts des combustibles et du CO₂, la disponibilité des centrales et du productible renouvelable ;

- le dimensionnement et la gestion des stockages d'énergie : stockages saisonniers hydroélectriques, stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), batteries stationnaires ;
- les échanges d'électricité entre pays par les interconnexions ;
- l'opération de la flexibilité de la demande en fonction des profils de consommation (pour la part flexible de ces usages) : charge intelligente des véhicules électriques²¹, chauffage piloté de l'eau-chaude sanitaire (ECS), effacements résidentiels (chauffage et climatisation), effacements industriels, pilotage de la consommation des produits blancs, optimisation de l'alimentation du *power-to-gas* ;
- le développement du réseau de transport interrégional.

Par ailleurs, l'analyse réalisée quantifie également en post-traitement les coûts de réseaux de répartition et distribution ainsi que le coût du développement des flexibilités de la demande.

La description exhaustive de la méthodologie employée et l'ensemble des hypothèses sont décrits dans le cahier d'hypothèses publié simultanément à ce document.

¹⁸ Pour plus d'information sur le fonctionnement de cet outil, le lecteur peut se référer au site d'Artelys : <https://www.artelys.com/fr/crystal/super-grid/>.

¹⁹ Ces scénarios sont modélisés suivant les données du TYNDP 2020 : <https://tyndp.entsoe.eu/>.

²⁰ Plus précisément, l'optimiseur suit, pour toutes les EnR et le nucléaire, une trajectoire scénarisée à 2030 et 2050 pour chaque technologie mais peut s'éloigner de plus ou moins 5 % de la cible fixée. Cette approche permet à la fois de respecter le récit sous-jacent au scénario et d'évaluer la pertinence économique de la cible fixée, selon que l'optimum économique se situe en deçà ou au-dessus de la cible fixée ex ante.

²¹ L'ADEME ne prend pas en compte d'hypothèses de *vehicule-to-grid*.

8. Un scénario tendanciel et 4 scénarios variés dépendant du niveau de la demande finale et des logiques de décentralisation de la production

8.1. Hausse continue de la consommation dans le scénario tendanciel

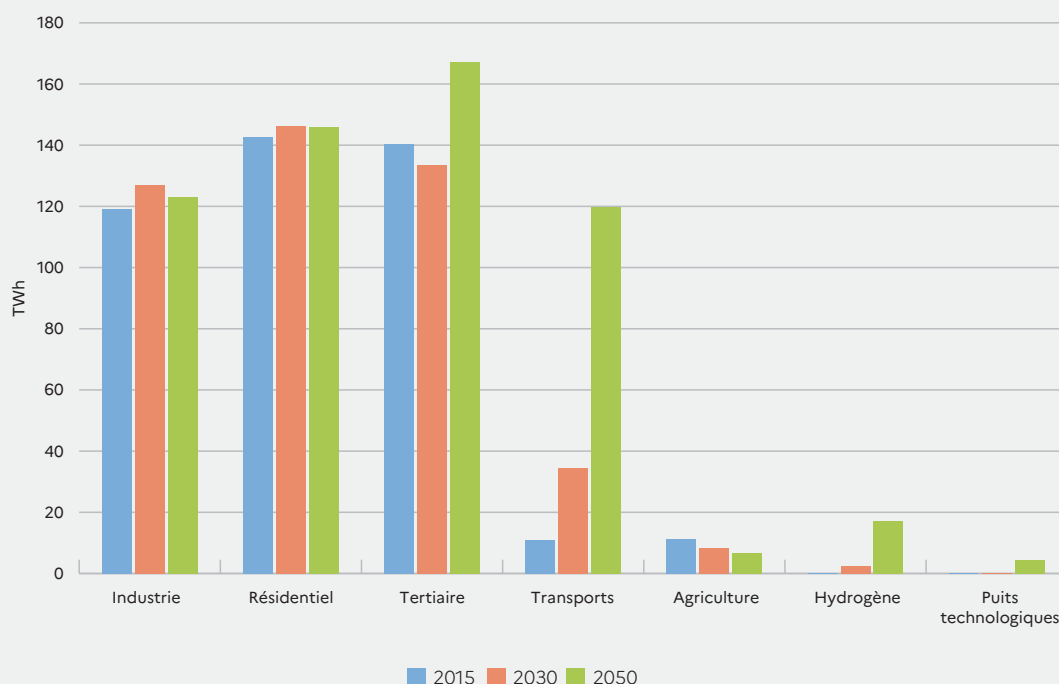
Le scénario tendanciel prolonge sans rupture les tendances observées d'évolution de la consommation d'électricité et de composition du mix électrique. Contrairement aux autres scénarios, le scénario tendanciel n'a pas fait l'objet d'une modélisation au pas horaire à partir de l'outil « Artelys Crystal Super Grid », sa description est donc plus succincte.

La consommation totale d'électricité s'élève à 665 TWh en 2050 (+ 185 TWh par rapport à 2015). Entre 2015 et 2050, l'électrification se poursuit et entraîne une hausse de la consommation finale d'électricité dans quasiment tous les secteurs malgré le maintien de mesures de maîtrise de la demande notamment

dans les secteurs du bâtiment et de l'industrie. La consommation finale d'électricité tous secteurs confondus augmente de 160 TWh, passant de 425 TWh à 585 TWh, sous l'impulsion du transport (+ 109 TWh), du tertiaire (+ 27 TWh) et dans une moindre mesure, de l'hydrogène (+ 17 TWh).

Entre 2015 et 2050, sous l'impulsion des objectifs de politique publique, le développement des énergies renouvelables se poursuit alors que la part du nucléaire dans le mix de production diminue. Ainsi, en 2050 la part du nucléaire dans le mix électrique est de 45 %, alors que les EnR représentent 51 % de la production, le restant provenant des centrales à gaz.

Graphique 5 Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans le scénario tendanciel



8.2. Scénario S1 : recul de la consommation finale et territorialisation des productions dans une optique 100 % EnR

La consommation totale d'électricité s'élève à 410 TWh en 2050 (- 70 TWh par rapport à 2015). Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité diminue de 61 TWh passant de 425 TWh/an à 363 TWh/an. En effet, les mesures de maîtrise de la demande entraînent une diminution de la consommation finale d'électricité dans les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel (respectivement - 63 TWh, - 43 TWh et - 50 TWh), malgré la poursuite de leur

électrification. Cette baisse n'est pas compensée par la hausse de la consommation liée à la mobilité électrique (+ 41 TWh entre 2015 et 2050) et à la production d'hydrogène par électrolyse (+ 62 TWh entre 2015 et 2050). Par ailleurs, la pilotabilité de la demande se développe, notamment pour la recharge des véhicules électriques (60 % des recharges de véhicules légers sont pilotables).

Graphique 6 Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans S1

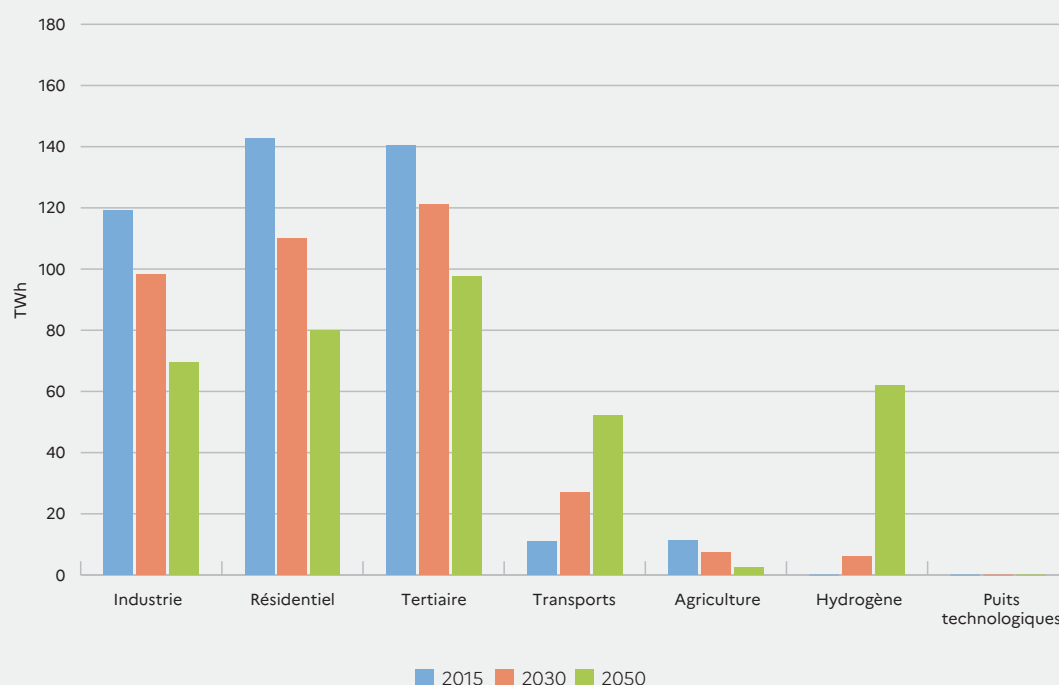


Tableau 6 Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 par secteur dans S1

	Électrification	Maîtrise de la demande	Flexibilité
Résidentiel	L'électricité représente 43 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 33 % en 2015 ; 42 % des logements ont un chauffage principal électrique contre 33 % en 2015	Une consommation d'électricité moyenne par logement de 2,4 MWh/an contre 5,1 MWh/an en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 90 % pour l'usage ECS, 40 % pour les usages chauffage et climatisation et 25 % pour les produits blancs
Tertiaire	Au périmètre CEREN ²² , l'électricité représente 78 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 49 % en 2015 et 60 % des consommations de chauffage contre 18 % en 2015	Au périmètre CEREN, ramenée à la surface chauffée, la consommation d'électricité est de 90 kWh/an/m ² contre 113 kWh/an/m ² en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 90 % pour l'usage ECS, 40 % pour les usages chauffage et climatisation et 25 % pour les produits blancs
Transports	L'électricité représente 38 % des besoins énergétiques contre 2 % en 2015. 21 millions de voitures électriques en 2050 (80 % du parc)	Baisse de la mobilité : - 26 % de flux de passagers et - 45 % de flux de marchandises	60 % des recharges des véhicules sont pilotables
Industrie	L'électricité représente 37 % des besoins énergétiques (hors matières premières) contre 30 % en 2015		50 % de la consommation industrielle est activable à un coût d'activation de 300 EUR/MWh

UN DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DIFFUS SUR LE TERRITOIRE

L'évolution du parc de production est axée sur le développement des énergies renouvelables solaires (+ 82 GW au total avec + 31 GW pour les centrales au sol et + 51 GW pour les installations sur toiture par rapport à 2020) et éoliennes terrestres (+ 40 GW par rapport à 2020) avec une implication forte des collectivités locales et des citoyens. Les nouveaux parcs solaires et éoliens sont majoritairement des parcs de taille modeste, répartis de manière homogène sur le territoire permettant aux acteurs locaux de s'impliquer dans leur développement.

Cette implication se matérialise également par une très forte pénétration des installations solaires en toiture, toutes tailles confondues (en 2050, 20 GW sur grandes toitures et 11 GW sur petites toitures) et dans un contexte où l'autoconsommation représente

une valeur de la société. Ainsi, en 2050, le parc photovoltaïque représente 36 GW de centrales au sol (360 km² mobilisés soit environ 0,07 % de la superficie de la France métropolitaine) et 56 GW d'installations en toiture (280 km² mobilisés)²³, avec un rythme annuel moyen d'installation qui s'accélère par rapport à la période 2015 à 2020 (1 GW/an) : 2 GW/an entre 2020 et 2030, puis 3 GW/an entre 2030 et 2050.

Le parc d'éoliennes terrestres représente 58 GW (16 000 mâts installés) en 2050, avec un rythme annuel moyen similaire à celui de 2015-2020 : environ 1,3 GW/an. En revanche, le développement de l'éolien en mer est limité à 14 GW en 2050 (rythme annuel moyen de 0,6 GW/an entre 2020 et 2030, puis 0,4 GW/an entre 2030 et 2050), répartis entre 9,5 GW de posé (570 mâts) et 5 GW de flottant (330 mâts)²⁴.

²² Ce périmètre désigne les activités tertiaires suivantes : bureaux, cafés-hôtels-restaurants, commerce, enseignement-recherche, habitat communautaire, santé, sports-loisirs-culture et transports.

²³ L'estimation des surfaces mobilisées a été réalisée sous les hypothèses suivantes : 100 W/m² pour les centrales au sol et 200 W/m² pour les installations sur toiture.

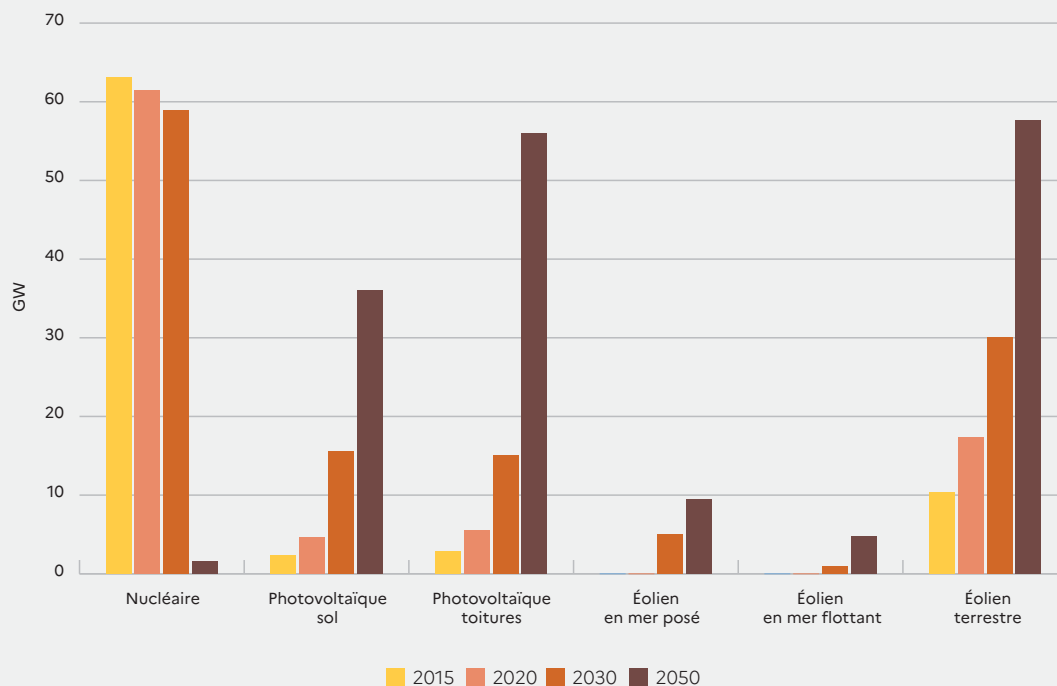
²⁴ L'estimation du nombre de mâts a été réalisée sous les hypothèses suivantes : 3,5 MW par mât en 2050 pour l'éolien terrestre, et 15 MW par mât pour l'éolien en mer.

À titre de comparaison, la puissance éolienne terrestre raccordée en France était de 17,8 GW fin 2020. La France disposait alors du 4^e parc éolien européen derrière l'Allemagne (63 GW), l'Espagne (27 GW), et le Royaume-Uni (24 GW)²⁵.

Le parc des EnR thermiques (gaz renouvelable, biomasse et incinération des déchets ménagers) et

hydraulique reste stable à respectivement 2 GW et 25 GW installés. Parallèlement, la capacité nucléaire installée diminue rapidement, l'ensemble des réacteurs nucléaires existants étant arrêtés et aucun nouveau réacteur n'étant mis en service à l'exception de celui de Flamanville, la capacité installée est de 1,6 GW en 2050.

Graphique 7 Évolution des capacités installées du parc nucléaire et des EnR variables dans S1



N. B. : les capacités optimisées (centrales à gaz, batterie et STEP) sont présentées dans le chapitre présentant les résultats de l'optimisation (section 9.4).

²⁵ Source : <https://www.journal-eolien.org/tout-sur-l-eolien/la-puissance-eolienne-en-france/>.

8.3. Scénario S2 : la consommation finale en légère augmentation et un mix de production au moindre coût

LA CONSOMMATION FINALE D'ÉLECTRICITÉ AUGMENTE PEU ENTRE 2015 ET 2050

La consommation totale d'électricité s'élève à 535 TWh en 2050 (+ 55 TWh par rapport à 2015). Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité augmente de 54 TWh passant de 425 TWh/an à 479 TWh/an. Si les mesures de maîtrise de la demande permettent de réduire la consommation finale d'électricité dans les secteurs résidentiel, tertiaire et dans l'industrie malgré la poursuite de leur électrification (respectivement

- 46 TWh, - 49 TWh et - 40 TWh), le développement important de la mobilité électrique (+ 59 TWh entre 2015 et 2050) et la production d'hydrogène par électrolyse (+ 135 TWh entre 2015 et 2050) entraînent une hausse de la demande globale. Par ailleurs, la pilotabilité de la demande se développe, notamment pour la recharge des véhicules électriques (60 % des recharges de véhicules légers sont pilotables).

Graphique 8 Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans S2

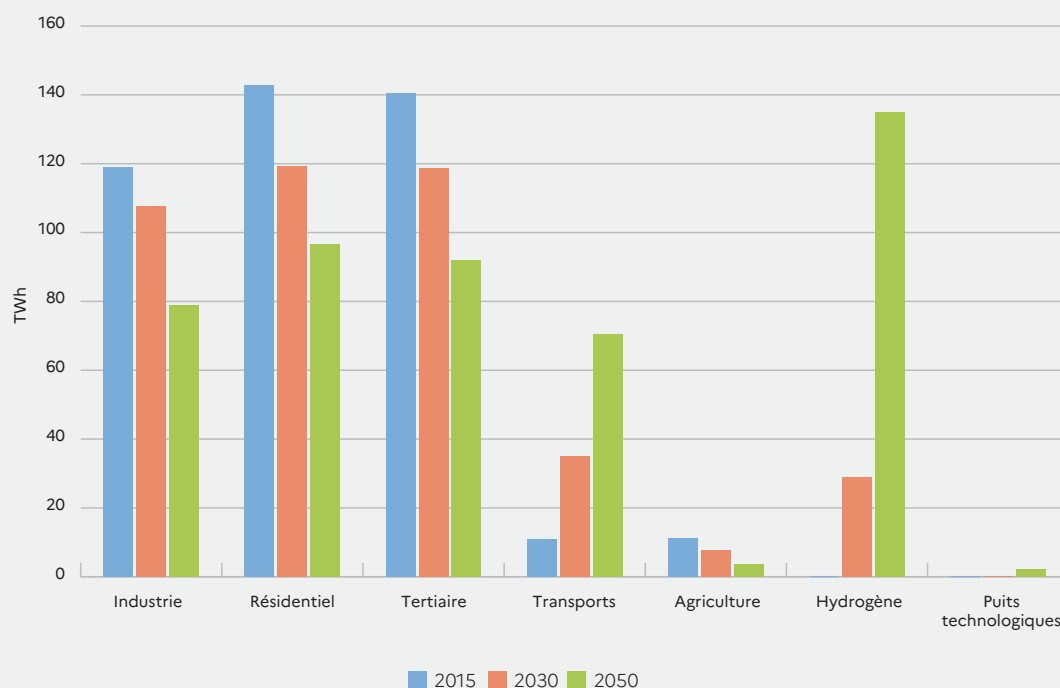


Tableau 7 Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 par secteur dans S2

	Électrification	Maîtrise de la demande	Flexibilité
Résidentiel	L'électricité représente 47 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 33 % en 2015. 40 % des logements ont un chauffage principal électrique contre 33 % en 2015	Une consommation d'électricité moyenne par logement de 2,9 MWh/an contre 5,1 MWh/an en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 90 % pour l'usage ECS, 40 % pour les usages chauffage et climatisation et 25 % pour les produits blancs
Tertiaire	Au périmètre CEREN, l'électricité représente 65 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 49 % en 2015 et 34 % de la consommation de chauffage contre 18 % en 2015	Au périmètre CEREN, ramenée à la surface chauffée, la consommation d'électricité est de 83 kWh/an/m ² contre 113 kWh/an/m ² en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 90 % pour l'usage ECS, 40 % pour les usages chauffage et climatisation et 25 % pour les produits blancs
Transports	L'électricité représente 51 % des besoins énergétiques contre 2 % en 2015. 25 millions de voitures électriques en 2050 (81 % du parc)	Baisse de la mobilité par rapport à 2015 (- 10 % pour les passagers et - 35 % pour les marchandises)	60 % des recharges des véhicules sont pilotables
Industrie	L'électricité représente 36 % des besoins énergétiques (hors matières premières) contre 30 % en 2015		50 % de la consommation industrielle est activable à un coût d'activation de 300 EUR/MWh

UN DÉVELOPPEMENT DU MIX DE PRODUCTION AXÉ SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LA MINIMISATION DES COÛTS DE PRODUCTION

L'évolution du parc de production repose sur un développement des énergies renouvelables solaires (+ 82 GW par rapport à 2020) et éoliennes tant terrestre (+ 46 GW par rapport à 2020) que maritime (+ 24 GW par rapport à 2020), avec une recherche de minimisation des coûts de production. Ainsi, les nouvelles installations sont majoritairement des parcs de grande taille afin de bénéficier d'économies d'échelles, qui se construisent pour exploiter en priorité les meilleurs productibles.

Dans cette logique, les installations photovoltaïques en toiture se développent majoritairement sur les grandes toitures (en 2050, 21 GW de capacité installée sur grande toiture et 5 GW sur petite toiture).

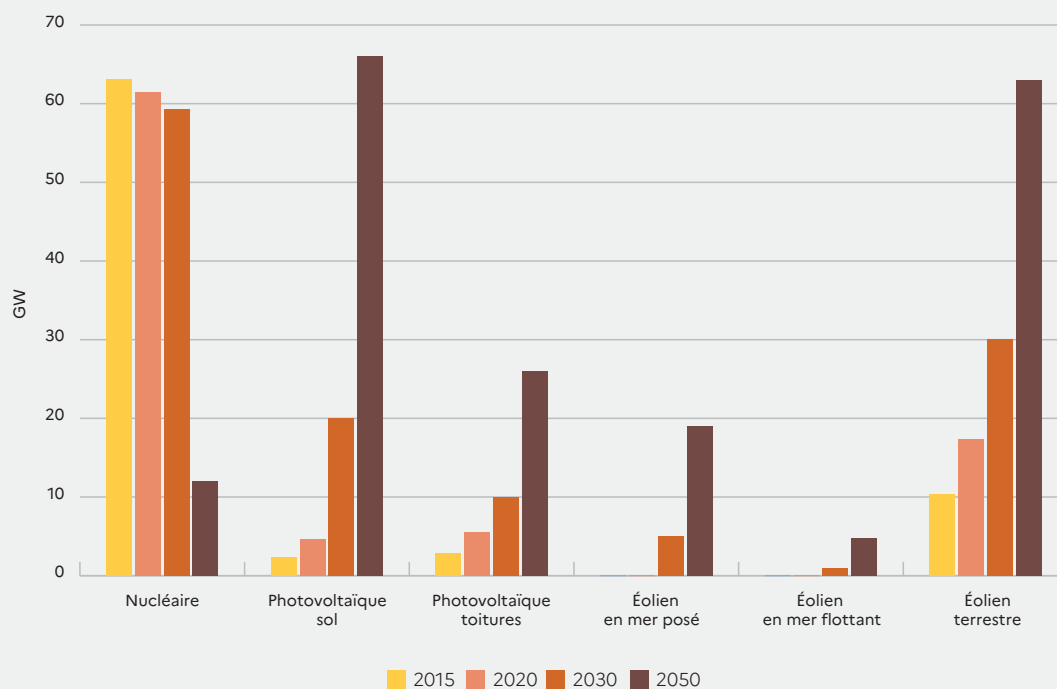
Ainsi, en 2050, le parc photovoltaïque représente 61 GW de centrales au sol (660 km² mobilisés soit environ 0,12 % de la superficie de la France métropolitaine) et 26 GW d'installations en toiture (130 km² mobilisés), avec un rythme annuel moyen d'installation qui s'accélère par rapport à la période 2015 à 2020 (1 GW/an) : 2 GW/an entre 2020 et 2030, puis 3 GW/an entre 2030 et 2050.

Le parc d'éoliennes terrestres représente 63 GW (18 000 mâts installés), avec un rythme annuel moyen similaire à celui de 2015-2020 (environ 1,3 GW/an) alors que le parc d'éoliennes en mer représente 24 GW en 2050 (rythme annuel moyen de 600 MW/an entre 2020 et 2030, puis 900 MW/an entre 2030 et 2050), répartis entre 19 GW de posé (1 260 mâts) et 5 GW de flottant (330 mâts).

Par contre, le parc des EnR thermiques (gaz renouvelable, biomasse et incinération des déchets ménagers) et hydraulique reste stable à respectivement 2 GW et 25 GW installés. Parallèlement, la capacité installée nucléaire diminue (- 50 GW par rapport à

2020) liée à la fermeture des réacteurs arrivant en fin de vie (10 GW de nucléaire historique en service en 2050) et à l'absence de mise en service de nouveaux réacteurs après celui de Flamanville (+ 1,6 GW).

Graphique 9 Évolution des capacités installées du parc nucléaire et des EnR variables dans S2



N. B. : les capacités optimisées (centrales à gaz, batterie et STEP) sont présentées dans le chapitre présentant les résultats de l'optimisation ([section 9.4](#)).

8.4. Scénario S3 : de nouvelles technologies de production industrielles pour une consommation finale en croissance significative

LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ AUGMENTE ENTRE 2015 ET 2050

La consommation totale d'électricité s'élève à **660 TWh en 2050 (+ 180 TWh par rapport à 2015)**. Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité augmente de 157 TWh passant de 425 TWh/an à 582 TWh/an. En effet, par rapport à 2015, la consommation d'électricité en 2050 est plus élevée dans tous les secteurs à l'exception des secteurs résidentiel et agricole (respectivement - 18 TWh et - 6 TWh entre 2015 et 2050). Le secteur des transports, avec plus de 30 millions de véhicules élec-

triques, connaît la plus forte croissance de la consommation d'électricité (+ 103 TWh entre 2015 et 2050). Cette électrification s'accompagne d'une croissance de la pilotabilité de la demande (70 % des recharges de véhicules légers sont pilotables). Notons également un développement significatif de la production d'hydrogène par électrolyse (+ 65 TWh d'électricité dédiée à la production d'hydrogène en 2050 par rapport à 2020).

Graphique 10 Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans S3

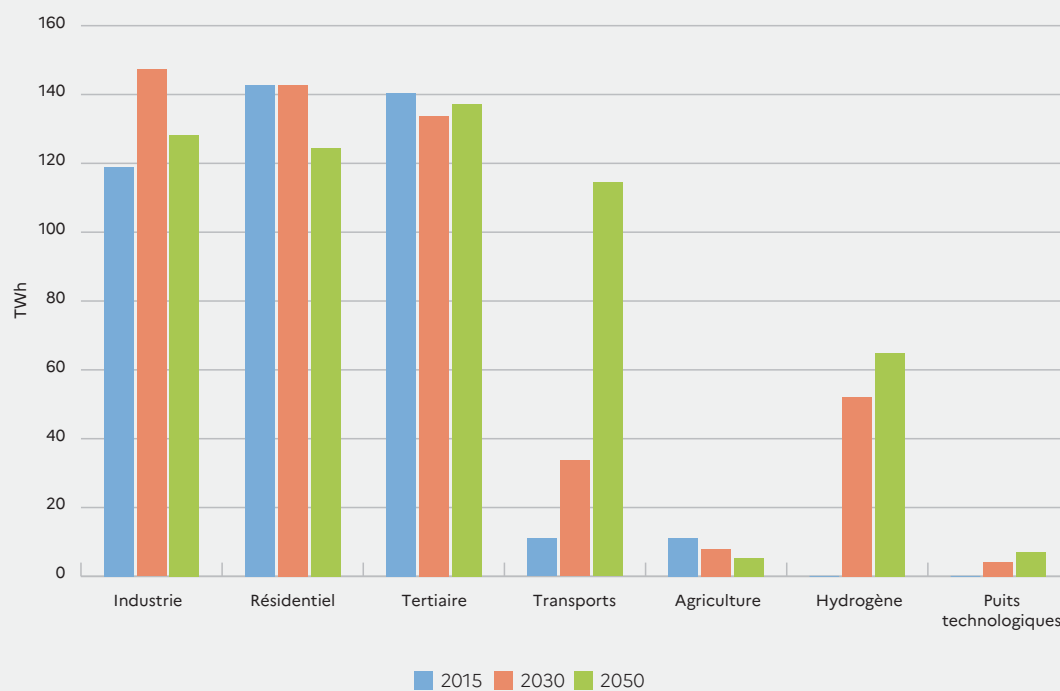


Tableau 8 Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 par secteur dans S3

	Électrification	Maîtrise de la demande	Flexibilité
Résidentiel	L'électricité représente 53 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 33 % en 2015. 33 % des logements ont un chauffage principal électrique, même proportion qu'en 2015, mais avec des ratios entre Joule et PAC inversés	Une consommation d'électricité moyenne par logement de 3,4 MWh/an contre 5,1 MWh/an en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 95 % pour l'usage ECS, 45 % pour les usages chauffage et climatisation et 40 % pour les produits blancs
Tertiaire	Au périmètre CEREN, l'électricité représente 70 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 49 % en 2015 et 41 % de la consommation de chauffage contre 18 % en 2015	Au périmètre CEREN, ramenée à la surface chauffée, la consommation d'électricité est de 98 kWh/an/m ² contre 113 kWh/an/m ² en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 95 % pour l'usage ECS, 45 % pour les usages chauffage et climatisation et 40 % pour les produits blancs
Transports	L'électricité représente 57 % des besoins énergétiques contre 2 % en 2015. 33 millions de voitures électriques en 2050 (82 % du parc)	Par rapport à 2015, hausse de la mobilité passager (+ 23 %)	70 % des recharges des véhicules sont pilotables
Industrie	L'électricité représente 54 % des besoins énergétiques (hors matières premières) contre 30 % en 2015		50 % de la consommation industrielle est activable à un coût d'activation de 300 EUR/MWh

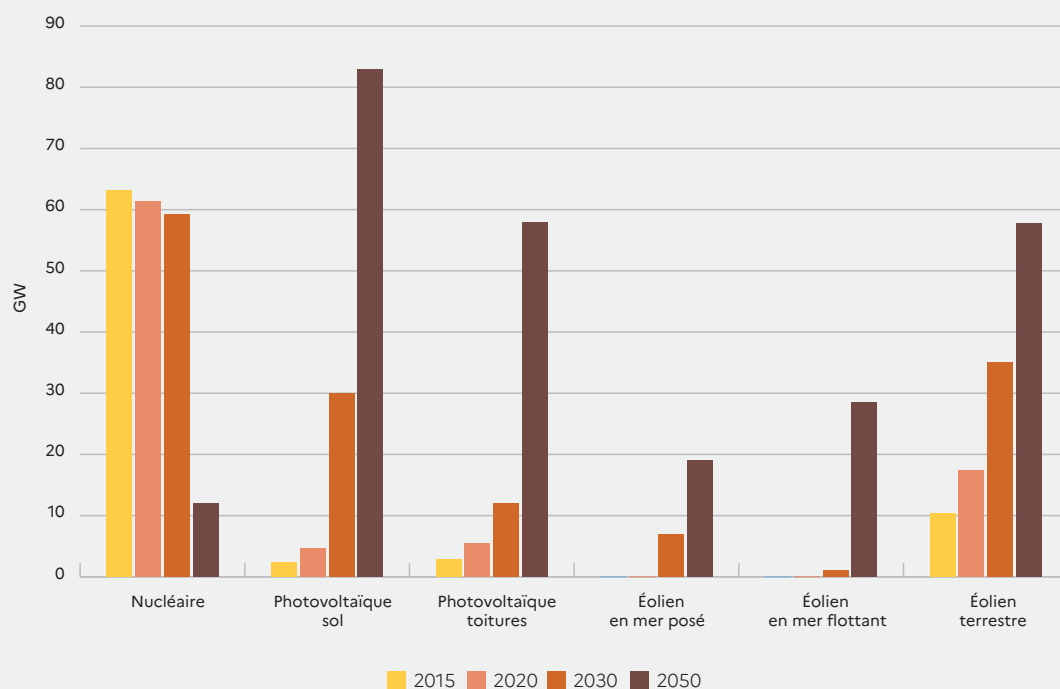
UNE ÉVOLUTION DU MIX DE PRODUCTION ORIENTÉE PAR DES CHOIX INDUSTRIELS

La hausse de la demande d'électricité impose une évolution significative des capacités de production installées. Dans tous les cas, avec le recul des capacités nucléaires historiques (- 50 GW par rapport à 2020), cette évolution de la consommation d'électricité impose un développement des capacités installées solaires (+ 135 GW par rapport à 2020), d'éoliennes terrestres (+ 40 GW par rapport à 2020) et posé en mer (+ 19 GW par rapport à 2020). En 2050, le parc photovoltaïque se compose d'environ 84 GW de centrales au sol (840 km² de surface au sol ; environ 0,15 % de la superficie de la France métropolitaine) et de 58 GW d'installations sur toiture (38 GW sur grande toiture et 20 GW sur petite toiture, soit 300 km² de surface mobilisé), avec un rythme annuel moyen en net progression par rapport à celui de 2015-2020 (1 GW/an) : environ 3,1 GW/an entre 2020 et 2030, puis 5 GW/an entre 2030 et 2050. En 2050, le parc d'éoliennes terrestres est de 58 GW (16 000 mâts installés), avec un rythme annuel moyen par rapport à celui de 2015-2020 (1,4 GW/an) qui progresse légèrement entre 2020 et 2030 (1,8 GW/an) avant de ralentir entre 2030 et 2050 (1,1 GW/an), alors que le parc d'éoliennes en mer posé représente 19 GW (1 260 mâts). Par contre, le parc des EnR hy-

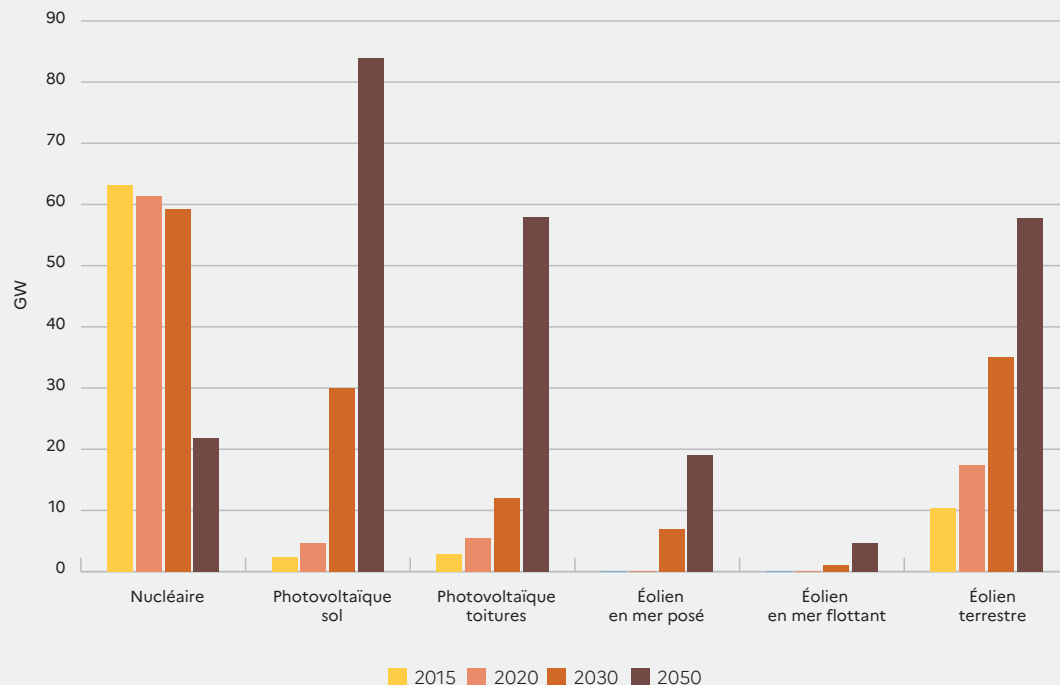
drauliques et thermiques (gaz renouvelable, biomasse et incinération des déchets ménagers) reste stable à respectivement 25 GW et 2 GW installés et la capacité installée nucléaire historique diminue (- 50 GW par rapport à 2020).

En parallèle à ces évolutions communes, deux options, compatibles avec le principe d'une gouvernance nationale caractéristique de S3, peuvent être envisagées représentant deux choix de politiques industrielles distincts :

- l'une s'appuyant sur le développement d'une filière industrielle de l'éolien en mer flottant (+ 28 GW par rapport à 2020, environ 1 870 mâts en 2050), mais sans mise en service de nouveaux EPR après celui de Flamanville (scénario S3EnR-offshore) ;
- l'autre s'appuyant sur le lancement d'un nouveau programme nucléaire avec la construction de 3 paires d'EPR (9,8 GW installés en 2050) en plus de l'EPR de Flamanville (scénario S3Nuc). En revanche, les capacités installées d'éolien flottant restent très modestes (+ 5 GW par rapport à 2020, environ 330 mâts).

Graphique 11 Évolution des capacités installées du parc nucléaire et des EnR variables dans S3EnR-offshore

N. B. : les capacités optimisées (centrales à gaz, batterie et STEP) sont présentées dans le chapitre présentant les résultats de l'optimisation (section 9.4).

Graphique 12 Évolution des capacités installées du parc nucléaire et des EnR variables dans S3Nuc

N. B. : les capacités optimisées (centrales à gaz, batterie et STEP) sont présentées dans le chapitre présentant les résultats de l'optimisation (section 9.4).

8.5. Scénario S4 : forte augmentation de la consommation finale et moindre flexibilité de la consommation

La consommation totale d'électricité s'élève à 840 TWh en 2050 (+ 360 TWh par rapport à 2015). Entre 2015 et 2050, la consommation finale d'électricité augmente de 321 TWh passant de 425 TWh/an à 745 TWh/an. En effet, par rapport à 2015, la consommation d'électricité est plus élevée en 2050 dans tous les secteurs de consommation à l'exception du secteur agricole (- 5 TWh). Le secteur des transports, avec plus de 40 millions de véhicules électriques, connaît la plus forte croissance de la consommation d'électricité (+ 173 TWh entre 2015 et 2050). Cette augmentation s'accompagne d'un

faible développement de la flexibilité, les consommateurs souhaitant conserver des modes de vie sans frein ou sans limite sur leur consommation: à titre d'exemple, seulement 30 % des recharges de véhicules légers sont supposés pilotables. Notons également un développement modéré de la demande d'électricité pour la production d'hydrogène (+ 33 TWh en 2050 par rapport à 2020) et une demande importante pour l'alimentation des puits technologiques (+ 60 TWh en 2050) dont la mise en place est indispensable pour l'atteinte de la neutralité carbone dans ce scénario.

Graphique 13 Évolution de la consommation finale d'électricité par secteur en 2015, 2030 et 2050 dans S4

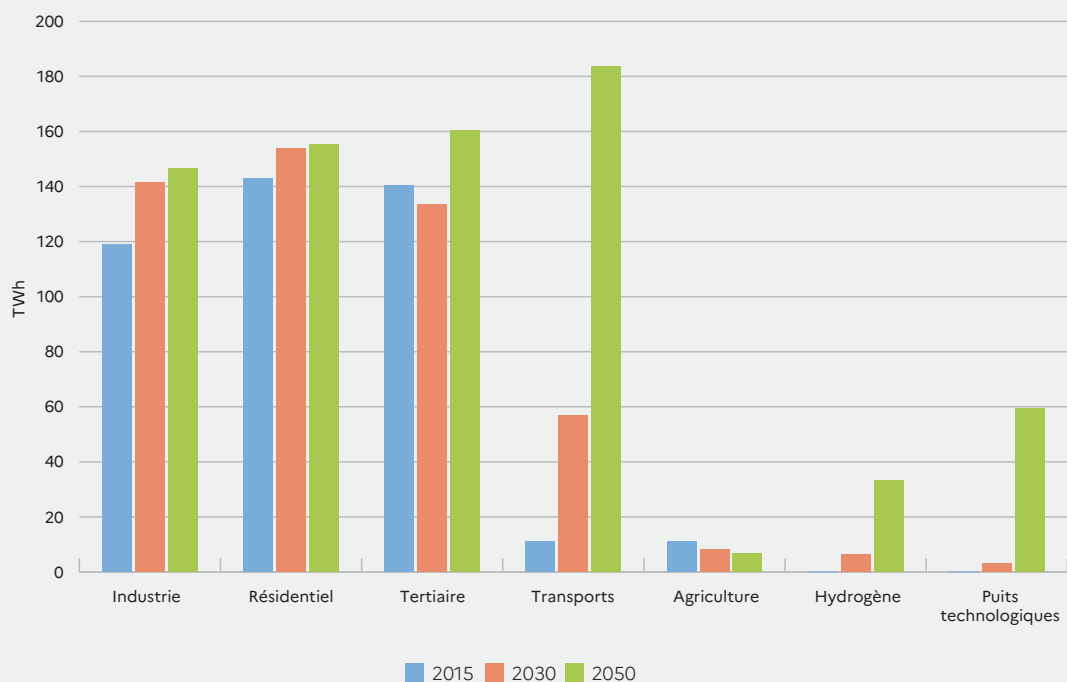


Tableau 9 Caractéristiques de la demande d'électricité en 2050 par secteur dans S4

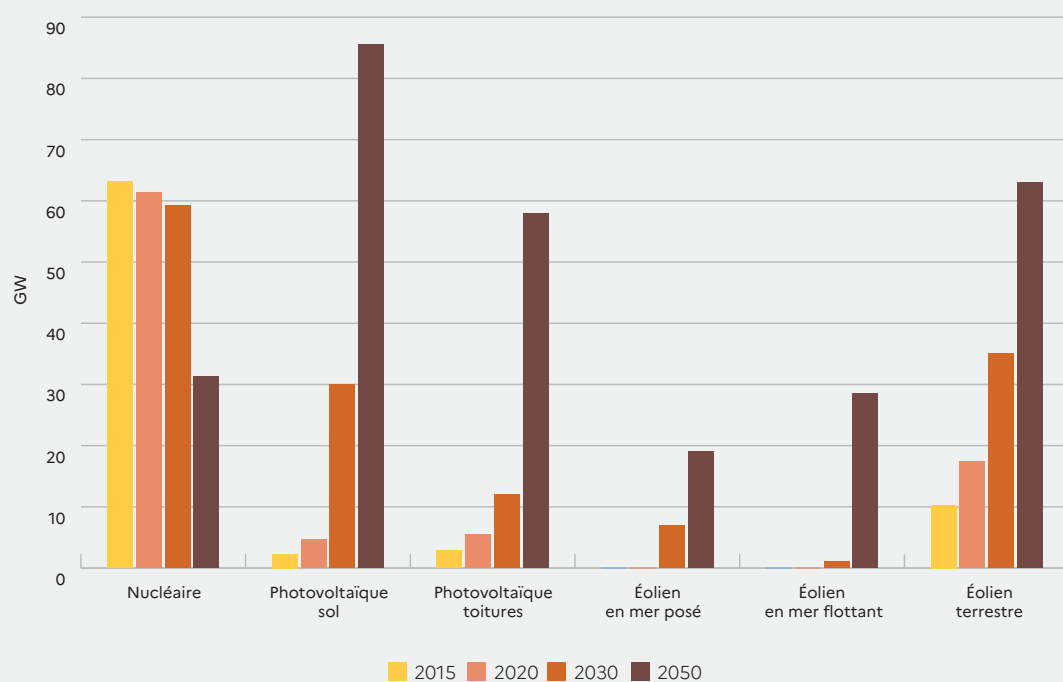
	Électrification	Maîtrise de la demande	Flexibilité
Résidentiel	L'électricité représente 63 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 33 % en 2015. 56 % des logements ont un chauffage principal électrique contre 33 % en 2015	Une consommation d'électricité moyenne par logement de 4,3 MWh/an contre 5,1 MWh/an en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 80 % pour l'usage ECS, 25 % pour les usages chauffage et climatisation et 20 % pour les produits blancs
Tertiaire	Au périmètre CEREN, l'électricité représente 62 % de la consommation énergétique (hors chaleur puisée dans l'environnement par les PAC) contre 49 % en 2015 et 27 % de la consommation de chauffage contre 18 % en 2015	Au périmètre CEREN, ramenée à la surface chauffée, la consommation d'électricité est de 95 kWh/an/m ² contre 113 kWh/an/m ² en 2015	La consommation d'électricité est pilotable à 80 % pour l'usage ECS, 25 % pour les usages chauffage et climatisation et 20 % pour les produits blancs
Transports	L'électricité représente 73 % des besoins énergétiques contre 2 % en 2015. 43 millions de voitures électriques en 2050 (91 % du parc)	Hausse de la mobilité par rapport à 2015 (+ 39 % pour les passagers et + 30 % pour les marchandises)	30 % des recharges des véhicules sont pilotables
Industrie	L'électricité représente 48 % des besoins énergétiques (hors matières premières) contre 30 % en 2015		50 % de la consommation industrielle est activable à un coût d'activation de 300 EUR/MWh

UN DÉVELOPPEMENT DU MIX DE PRODUCTION AXÉ SUR LES ÉNERGIES BAS CARBONE

Dans ce scénario, la hausse de la demande d'électricité impose une évolution significative des capacités de production installées d'énergies renouvelables, mais aussi le lancement d'un nouveau programme nucléaire. Ainsi, les capacités installées de toutes les technologies renouvelables augmentent : par rapport à 2020, + 133 GW pour le photovoltaïque, + 46 GW pour l'éolien terrestre et + 47 GW pour l'éolien en mer. Par contre, le parc des EnR thermiques (gaz renouvelable, biomasse et incinération des déchets ménagers) et hydraulique reste stable à respectivement 2 GW et 25 GW installés.

En 2050, le parc photovoltaïque est de 144 GW, dont 85 GW de centrales au sol (850 km² de surface mobilisée ; environ 0,15 % de la superficie de la France métropolitaine) et 58 GW d'installations sur toiture (290 km² de surface mobilisée) réparties entre 38 GW sur grandes toitures et 20 GW sur petites toitures, soit un rythme annuel moyen en net progression par

rapport à celui de 2015-2020 (1 GW/an) : environ 3,2 GW/an entre 2020 et 2030, puis 5 GW/an entre 2030 et 2050. Le parc d'éoliennes terrestres est de 63 GW (18 000 mâts) en 2050 avec un rythme annuel moyen par rapport à celui de 2015-2020 (1,4 GW/an) qui progresse légèrement entre 2020 et 2030 (1,8 GW/an) pour revenir au rythme observé entre 2015 et 2020 (1,4 GW/an) sur la période 2030-2050. Les éoliennes en mer représentent 47 GW (rythme annuel moyen de 800 MW/an entre 2020 et 2030, puis 2 GW/an entre 2030 et 2050) réparties en 19 GW d'éoliennes posées (1 270 mâts) et 28 GW d'éoliennes flottantes (1 860 mâts). En parallèle, les capacités nucléaires historiques diminuent suite à l'arrivée en fin de vie des réacteurs tout en tenant compte de la volonté de favoriser les prolongations (- 46 GW par rapport à 2020). La mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires (16 GW, soit 5 paires d'EPR en plus de l'EPR de Flamanville), limite la baisse globale des capacités nucléaires installées (**Graphique 14**).

Graphique 14 Évolution des capacités installées du parc nucléaire et des EnR variables dans S4

N. B. : les capacités optimisées (centrales à gaz, batterie et STEP) sont présentées dans le chapitre présentant les résultats de l'optimisation ([section 9.4](#)).

9. Principaux enseignements sur les évolutions du mix électrique

L'ADEME expose ici quelques enseignements principaux issus de la comparaison des résultats techniques et économiques des scénarios. Des résultats complémentaires sont présentés dans le document « **Modélisations et Optimisation des mix électriques français et européen sur la période 2020-2060** ».

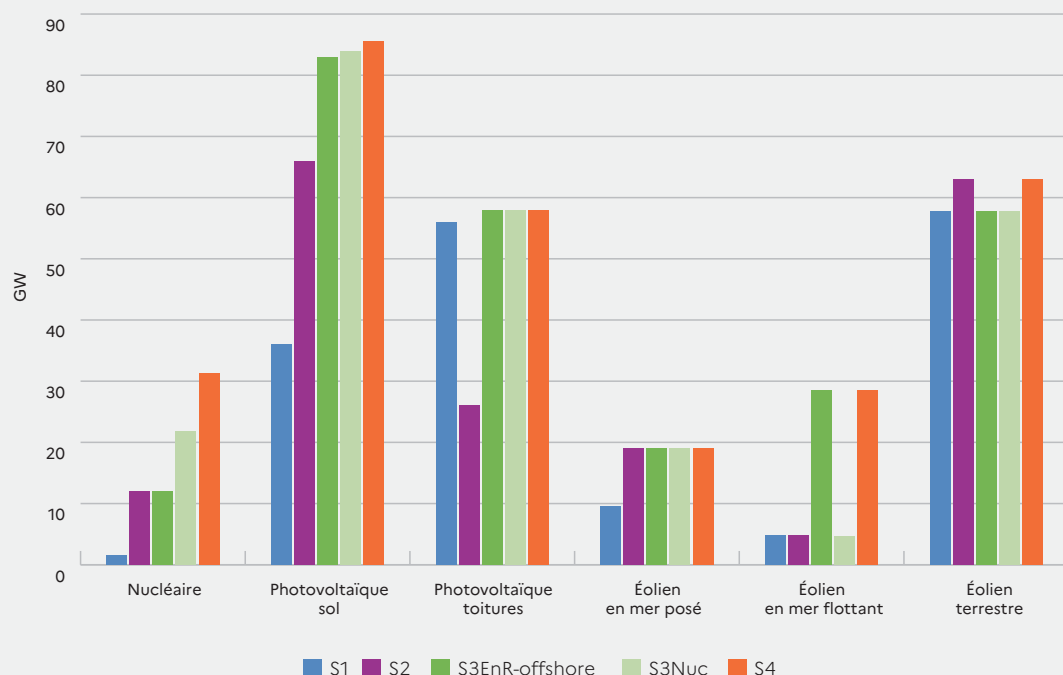
9.1. Avec les hypothèses de déploiement considérées, les énergies renouvelables représentent plus de 70 % de la production d'électricité en 2050 dans tous les scénarios

L'évolution de la composition du mix électrique entre 2020 et 2030 est très similaire d'un scénario à l'autre puisque définie par les objectifs de la PPE fixés pour 2028. Au-delà de 2030, l'évolution des capacités installées varie d'un scénario à l'autre (*Graphique 15*)

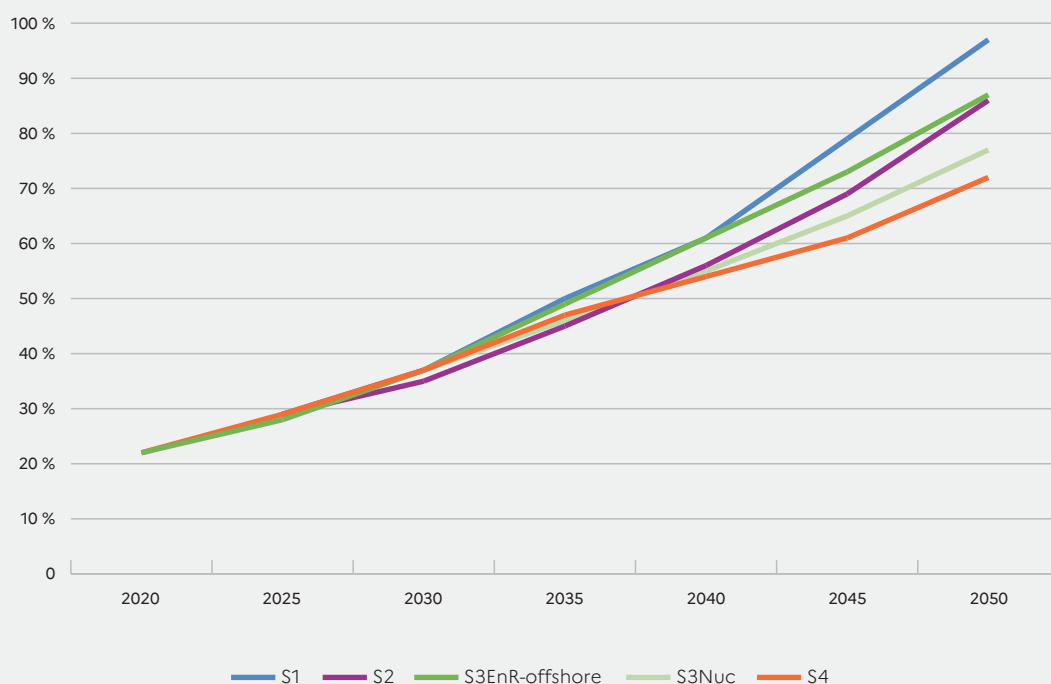
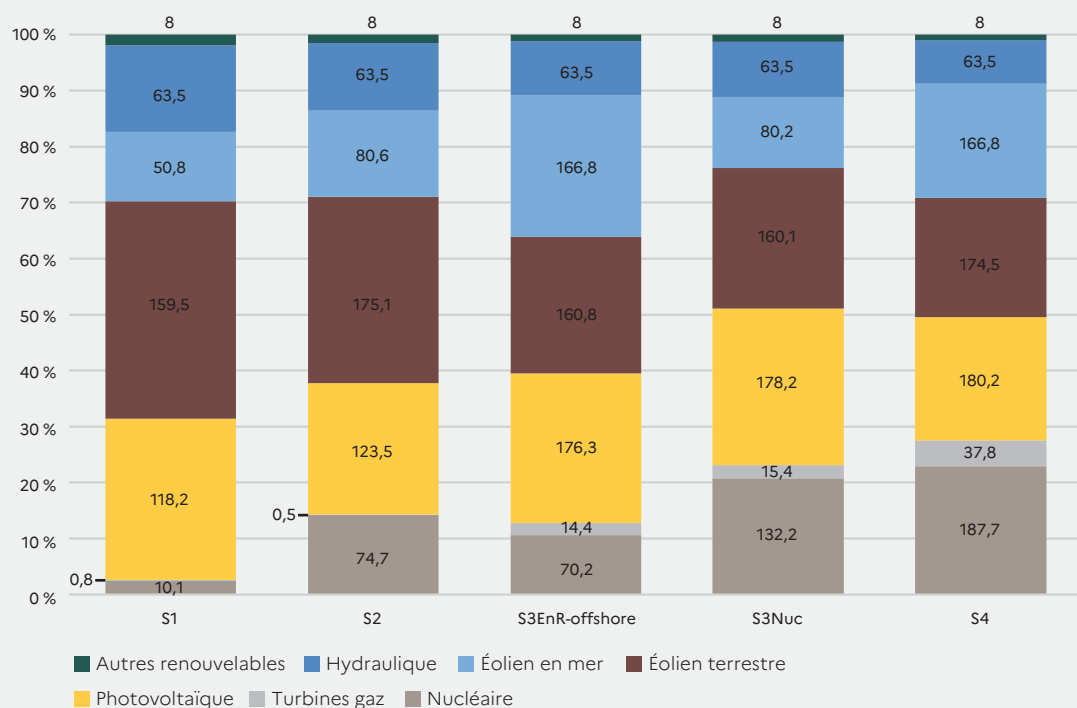
en fonction des hypothèses sur les rythmes de développement des EnR et des nouveaux EPR²⁶. Tous les scénarios se caractérisent par un développement significatif des capacités de production EnR en 2050 : de 90 GW à 145 GW pour le photovoltaïque, environ 60 GW d'éolienne terrestre, 20 GW d'éoliennes posées (sauf S1 avec 8,6 GW), et pour les éoliennes flottantes 5 GW (S1, S2 et S3Nuc) ou 28 GW (S3EnR-offshore et S4). Parallèlement, la capacité nucléaire installée totale en 2050 varie de 1,6 GW dans S1 à 31 GW dans S4.

En 2030, la part d'EnR dans le mix électrique est environ 35 % dans tous les scénarios et continue de progresser jusqu'à atteindre un minimum de 72 % dans S4 en 2050 ; elle est de 77 % dans S3Nuc, 86 % dans S2, 87 % dans S3EnR-offshore et 97 % dans S1 (*Graphique 16*). Cependant, la place de chaque EnR dans le mix électrique diffère entre les scénarios avec notamment une place significative de l'éolien en mer dans S3EnR-offshore et S4 (*Graphique 17*).

Graphique 15 Capacités installées de nucléaire et d'EnR variables en 2050 pour tous les scénarios (parc installé)



²⁶ Par hypothèse, le rythme maximum de développement des EPR (atteint dans S4) est de deux nouvelles paires de réacteurs en 2035, puis une nouvelle paire de réacteurs tous les 5 ans. Cette hypothèse provient des travaux de concertation menés par RTE [16], disponibles au moment où les hypothèses Transition(s) 2050 ont été retenues.

Graphique 16 Évolution de la part d'EnR dans le mix électrique dans tous les scénarios**Graphique 17** Part du mix de production d'électricité (en énergie TWh) en 2050

9.2. Des coûts complets de l'électricité qui évoluent de manière relativement homogène entre les scénarios, avec le coût le plus faible pour le scénario 2, grâce à une demande contenue et à des flexibilités de la demande importantes

Logiquement, les coûts totaux des trajectoires 2020-2060 du système électrique augmentent avec la consommation électrique, entre 1 045 MdEUR pour S1 (pour une consommation électrique de 408 TWh en 2050) à 1 518 MdEUR pour S4 (pour une consommation électrique de 839 TWh en 2050). En revanche, l'analyse sur le coût en EUR/MWh de l'électricité aboutit à des coûts relativement similaires entre les scénarios : de - 12 % (pour S2) à + 4 % (pour S4) par rapport à 2020.

Ces chiffres doivent par ailleurs être comparés avec prudence. En effet, l'analyse économique est réalisée au périmètre du système électrique et ne prend pas en compte certains investissements, hors système électrique, qui augmentent ou diminuent la demande d'électricité entre 2020 et 2050 et qui diffèrent d'un scénario à l'autre (investissement dans la rénovation énergétique, les processus industriels, l'achat de véhicules électriques, etc.), ni l'impact collatéral sur les autres vecteurs énergétiques. La nature et le montant de ces investissements sont très différents d'un scénario à l'autre. Seul le bouclage macroéconomique des scénarios, à paraître, peut permettre d'approcher le poids de la facture énergétique dans l'économie.

En 2050, le scénario S2 permet d'abaisser le coût complet annualisé (incluant production, réseau et flexibilité)²⁷ du système électrique en EUR/MWh de consommation finale de 12 % par rapport à 2020, alors qu'il est stable dans S1 et S3, et augmente dans S4 (**Graphique 18**). Ce coût au MWh plus faible résulte de deux facteurs :

- avec un niveau de consommation totale d'électricité de l'ordre de 535 TWh²⁸ (légèrement supérieur à la consommation actuelle), S2 peut reposer sur un approvisionnement renouvelable à 85 %, basé essentiellement sur les technologies et les gisements les plus compétitifs, alors que dans S3, à 650 TWh, il faut faire appel à de l'éolien en mer flottant ou du nucléaire EPR²⁹. Le scénario S1 a des coûts d'approvisionnement en EUR/MWh de consommation finale similaires à S2 malgré une sortie du nucléaire historique anticipée, mais un coût réseau en EUR/MWh de consommation finale plus élevé lié à des dépenses similaires mais réparties sur une consommation moindre (408 TWh en 2050 dans S1) ;
- la flexibilité apportée par les électrolyseurs, installés en quantité significative dans S2, permet de réduire les coûts de flexibilité (coût net des imports, batterie & flexibilité, centrales gaz).

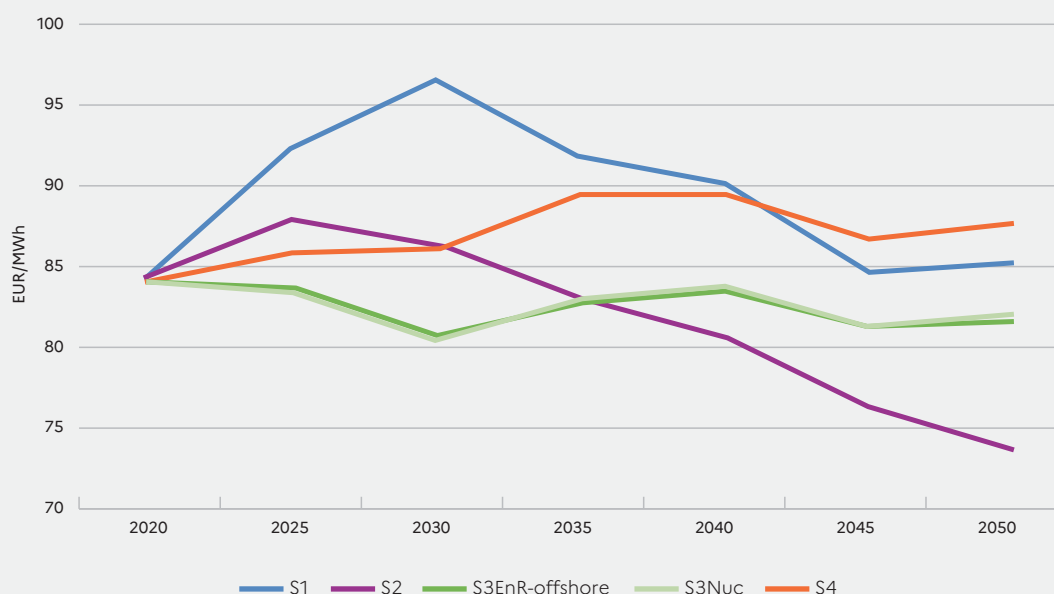
Les coûts plus élevés pour S4 s'expliquent d'une part par le recours aux technologies les plus chères (EPR, éolien flottant) pour faire face à une demande très élevée et d'autre part par un recours plus important au gaz pour pallier la moindre flexibilité de la demande, assez faible par hypothèse dans ce scénario.

²⁷ Le coût complet est défini au périmètre du système électrique, il ne tient pas compte des investissements qui modifient la demande d'électricité entre 2020 et 2050 comme les dépenses de rénovation énergétique des logements, l'achat de véhicules électriques, les modifications de processus industriels, etc.

²⁸ Avec un maintien de la consommation d'électricité aux environ de 520 TWh, le scénario S2 se positionne plus globalement dans un contexte de baisse de la consommation d'énergie d'environ 50 % par rapport à 2015. Cette forte baisse des usages d'énergie repose en premier sur les fossiles et implique, au-delà des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique, un fort développement des usages de l'électricité, dont la part relative dans la consommation d'énergie finale passe de 27 % à 44 %. En particulier, il est caractérisé, en 2050, par 11 millions de résidences principales chauffées avec des pompes à chaleur ; environ 21 millions de véhicules particuliers électriques ; 30 GW d'électrolyseurs ; il inclut une dynamique de réindustrialisation qui modère les baisses de production industrielle.

²⁹ Il serait également possible de faire face à un tel niveau de demande avec de l'éolien terrestre, plus compétitif, mais avec un impact plus fort sur les paysages.

Graphique 18 Évolution des coûts complets annualisés (production, réseau, flexibilité, hors TVA) du système électrique rapportés au MWh de consommation finale



Note de lecture : les courbes S3EnR-offshore et S3Nuc apparaissent superposées.

9.3. Éolien en mer flottant, ou nouveaux EPR : deux alternatives industrielles très proches en termes de coût complet pour le système électrique

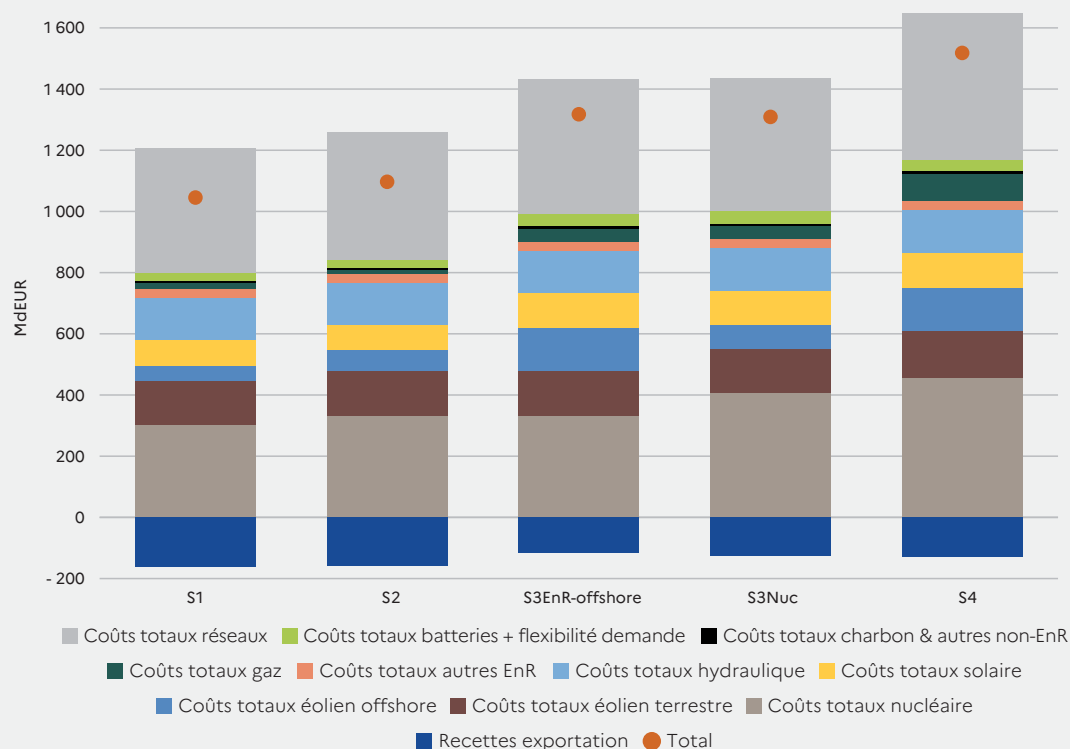
Dans le cas d'une demande d'électricité proche de 650 TWh en 2050 (scénario 3), l'ADEME a modélisé deux mix de production différents : un mix électrique (S3Nuc) comprenant la construction de 6 nouvelles centrales nucléaires EPR2 (environ 10 GW), et un autre (S3EnR-offshore) s'appuyant sur le déploiement massif de l'éolien en mer posé et flottant (48 GW). La modélisation aboutit à un coût (Graphiques 18 et 19) et bénéfice CO₂ (Graphique 23) pour le système électrique proches pour ces deux options industrielles contrastées.

Ce résultat s'appuie sur le fait que les coûts complets des trajectoires 2020-2060 des deux scénarios S3 sont très proches (Graphiques 18 et 19). Le coût complet³⁰ du système électrique représente l'ensemble des dépenses d'investissement et d'exploitation dans les capacités de production, le réseau et les interconnexions, diminué des recettes des exportations nettes. Ce coût complet est croissant avec la de-

mande d'électricité, une demande plus élevée nécessitant davantage d'investissement dans les capacités de production (Graphique 19). Ainsi, le coût complet, diminué des recettes des exportations nettes, est de l'ordre de 1 100 MdEUR dans S1 et S2, 1 300 MdEUR dans S3EnR-offshore et S3Nuc et de 1 500 MdEUR dans S4.

En dehors des deux scénarios S3, qui reposent sur un niveau de demande identique, la comparaison des coûts complets entre les trajectoires doit être réalisée avec prudence puisqu'elle ne prend pas en compte certains investissements, hors système électrique, qui permettent ces augmentations ou diminutions de la demande d'électricité entre 2020 et 2050 (investissement dans la rénovation énergétique, les processus industriels, l'achat de véhicules électriques, etc.), ni l'impact collatéral sur les autres vecteurs énergétiques.

³⁰ Afin d'être conforme aux principes d'évaluation des investissements publics, ce coût complet fait l'objet d'une actualisation à un taux sans risque « puissance publique » de 2,5 %. L'actualisation a toutefois tendance à « écraser les coûts futurs », ce qui peut réduire les écarts de coût entre scénarios. Toutefois, sans actualisation, l'écart de coût entre les deux options de S3 reste non significatif (de l'ordre de 0,8 %).

Graphique 19 Coûts complets actualisés sur la trajectoire 2020-2060 du système électrique de chaque scénario

Note de lecture : les valeurs négatives représentent des recettes (exportations nettes).

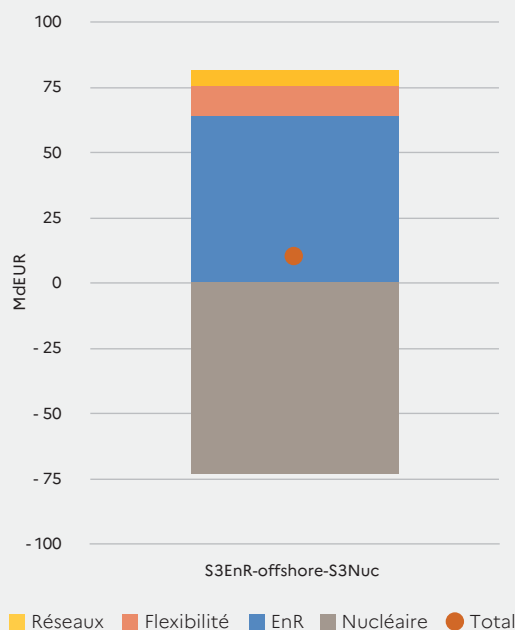
Zoom sur les coûts complets actualisés des trajectoires S3

L'écart en coûts complets actualisés entre les trajectoires S3EnR-offshore et S3Nuc est de + 9 M€EUR et il se décompose de la façon suivante : - 9 M€EUR au périmètre production (EnR et nucléaire), + 6 M€EUR au périmètre réseaux (transport, distribution et interconnexion) et + 11,5 M€EUR au périmètre flexibilité (solde des échanges, coûts des moyens flexibles thermiques, des batteries et de la flexibilité de la demande).

Au périmètre production, l'écart s'explique par un coût de développement des éoliennes flottantes dans S3EnR-offshore inférieur au coût des EPR, en lien avec les hypothèses sur les dépenses d'investissement et les conditions de financement de chacune de ces technologies. Au périmètre réseaux, les coûts complets plus élevés de S3EnR-offshore par

rapport à S3Nuc s'expliquent par un développement plus important du réseau inter-régional, qui est notamment lié au raccordement des éoliennes en mer. Enfin, au périmètre des flexibilités, les coûts complets plus élevés de S3EnR-offshore par rapport à S3Nuc s'expliquent par le solde des échanges : les revenus commerciaux liés aux échanges d'électricité sont plus élevés dans S3Nuc que dans S3EnR-offshore même si S3EnR-offshore a un volume d'exportations nettes sur la période plus élevé (*Graphique 20*). La valeur monétaire des TWh exportés (respectivement importés) dans S3Nuc serait donc en moyenne supérieure (respectivement inférieure) à celle des TWh de S3EnR-offshore et cela pourrait être le résultat de la meilleure pilotabilité de la production nucléaire vis-à-vis de la production des éoliennes flottantes.

Graphique 20 Écart de coûts complets actualisés sur la trajectoire 2020-2060 du système électrique entre les scénarios S3EnR-offshore et S3Nuc



Note de lecture : une valeur positive indique un surcoût de S3EnR-offshore par rapport à S3Nuc.

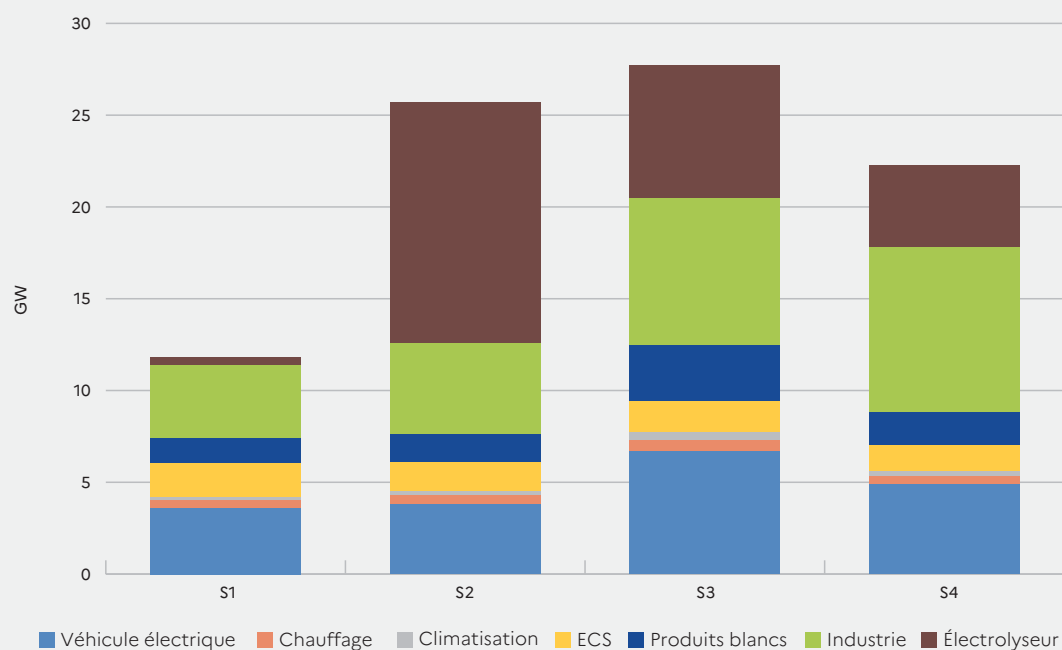
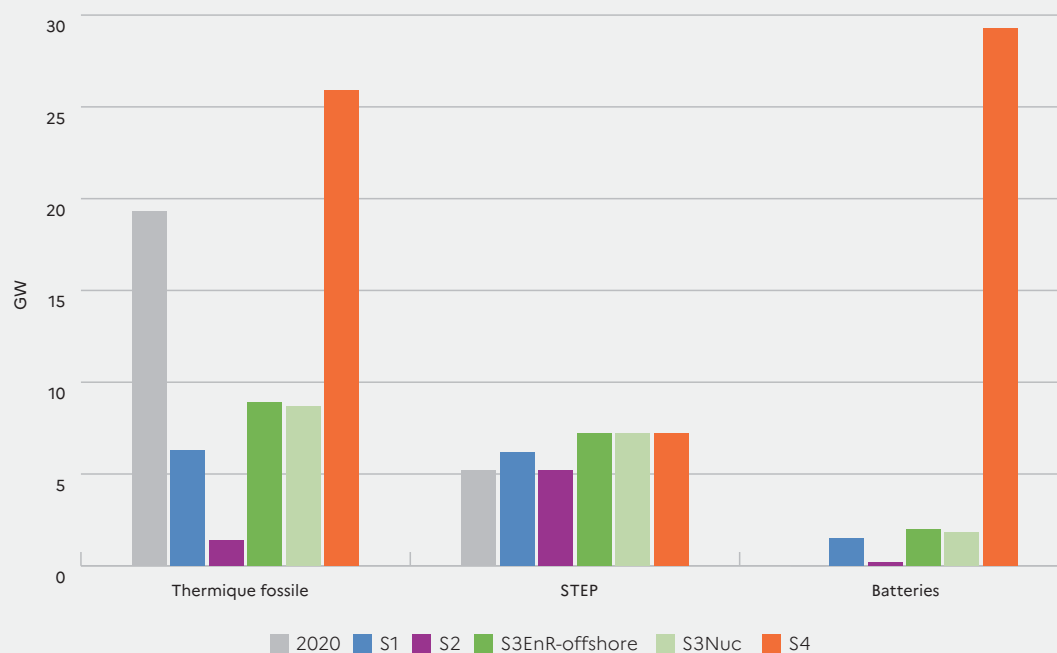
9.4. Des solutions de flexibilité reposant majoritairement sur le développement de la pilotabilité de la demande et la densification du réseau électrique

Dans tous les scénarios, l'équilibrage du système électrique en 2050 repose en premier lieu sur le développement des interconnexions avec les pays voisins (45 GW en import, 50 GW en export en 2050 dans tous les scénarios), puis sur la pilotabilité de la demande (la puissance moyenne effaçable en 2050 est d'environ 12 GW dans S1, 22 GW dans S4 et plus de 25 GW dans S2 et S3 (*Graphique 21*)³¹, ainsi que sur le renforcement du réseau inter-régional (entre 2020 et 2050, les capacités d'échange entre les régions françaises augmentent d'environ 60 % dans S1, S2 et S3Nuc et entre 75 % et 80 % pour S3EnR-offshore et S4). Également, dans tous les scénarios, les capacités hydrauliques installées sont a minima stables (30 GW dont 5 GW de STEP en 2050), ou en légère augmentation par l'ajout de STEP dans S1 (+ 1 GW) et dans S3EnR-offshore, S3Nuc et S4 (+ 2 GW). Ces installations continuent de participer à la flexibilité du système. Enfin, la construction de nouvelles

centrales à gaz et un développement important des batteries pour les besoins d'équilibrage du système électrique semblent nécessaires *a minima* dans les scénarios à demande élevée et peu pilotable (entre 2020 et 2050, + 6 GW de centrales thermiques et + 30 GW de batterie dans S4)³². À l'inverse, dans les configurations testées, il serait possible d'assurer l'équilibre offre-demande au pas horaire en 2050 tout en diminuant les capacités installées de centrales thermiques en France dans S1, S3EnR-offshore et S3Nuc, voire en les supprimant presque totalement dans S2 (*Graphique 22*). Toutefois, ce résultat est potentiellement dépendant des hypothèses de développement des interconnexions, un moindre développement de ces dernières pourrait entraîner une hausse des capacités installées de centrales thermiques en France. Des analyses de sensibilités notamment sur les capacités d'interconnexion seront menées ultérieurement sur ce point.

³¹ La puissance moyenne effaçable dépend du développement de la flexibilité et du niveau de demande d'électricité, ce qui explique que la puissance moyenne effaçable soit plus élevée dans S4 que dans S1 ou S2 alors que dans ces scénarios la flexibilité de la demande est supposée se développer davantage.

³² La robustesse de cette conclusion fera l'objet d'analyses de sensibilité pour évaluer les liens entre développement de la flexibilité, du réseau inter-régional et des interconnexions, la localisation des EnR et la construction de centrales à gaz.

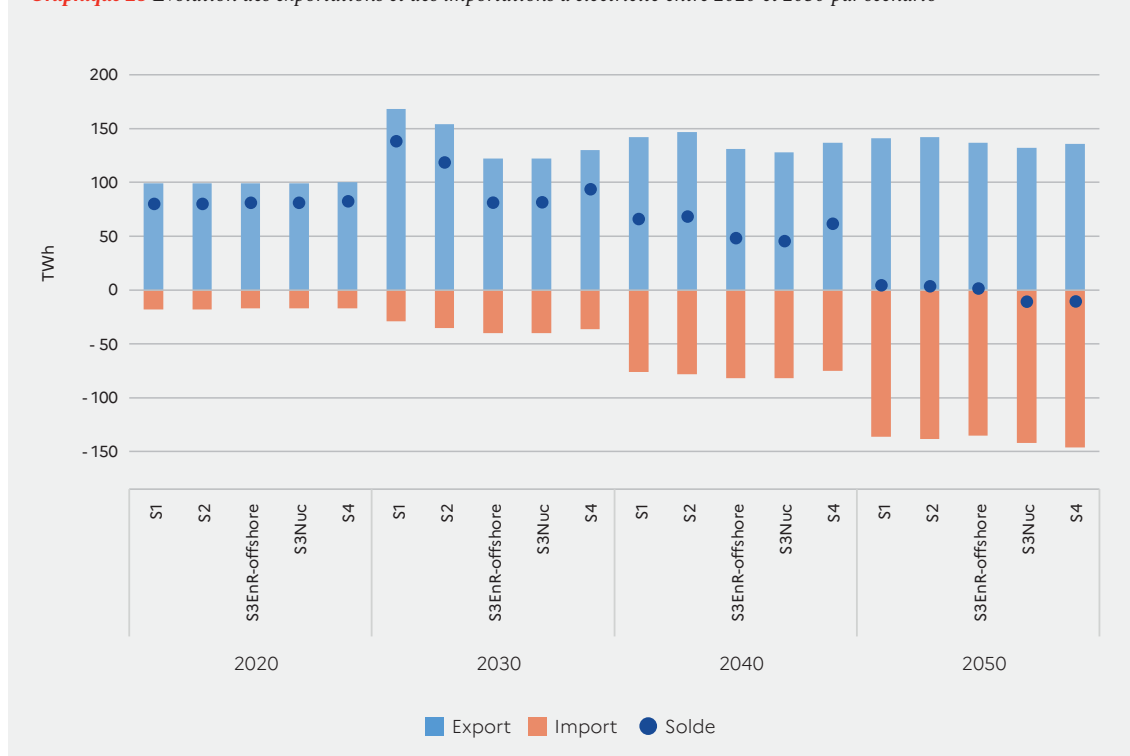
Graphique 21 Puissance moyenne effaçable en 2050 dans chaque scénario**Graphique 22** Capacités de production flexible installées en 2020 et en 2050 par scénario

9.5. Un solde exportateur qui tend vers l'équilibre, mais des échanges avec les pays voisins qui s'intensifient

Dans tous les scénarios, le solde exportateur de la France augmente entre 2020 et 2030 (+ 11 TWh dans S4 à + 58 TWh dans S1) en lien avec l'atteinte des objectifs de la PPE, puis tend vers l'équilibre à l'horizon 2050, voire est légèrement déficitaire dans S3Nuc et S4 (*Graphique 23*). Toutefois, même si le solde exportateur de la France diminue entre 2030 et 2050,

les échanges avec les pays voisins s'intensifient sous l'effet du développement des interconnexions et des productions renouvelables variables : la France exporte et importe davantage d'électricité en 2050 qu'en 2020 dans tous les scénarios (*Graphique 23*).

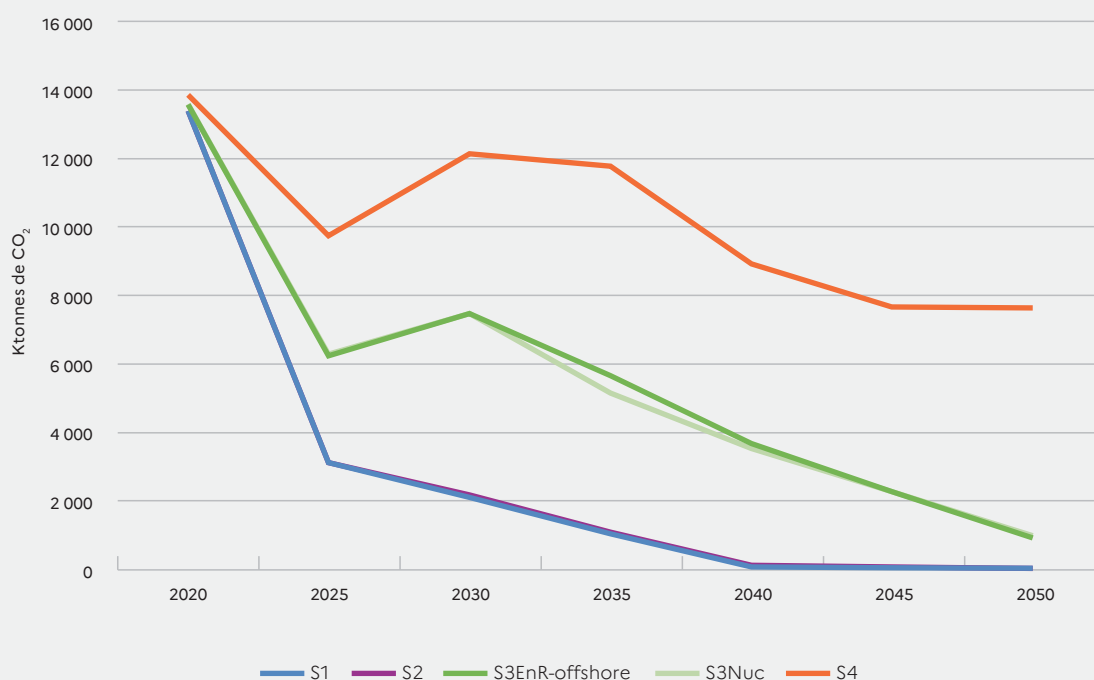
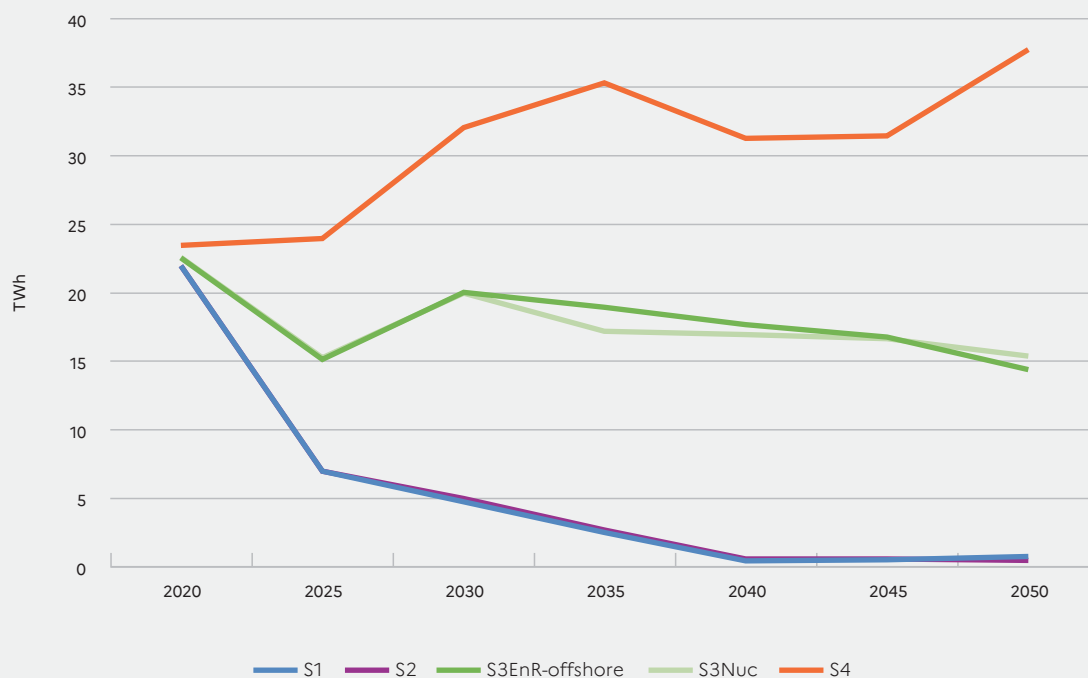
Graphique 23 Évolution des exportations et des importations d'électricité entre 2020 et 2050 par scénario



9.6. Des émissions de CO₂ en net recul dans tous les scénarios

Dans tous les scénarios, le bilan CO₂ (émissions directes, hors ACV) de la production électrique diminue, et il est quasiment nul en 2050 dans S1 et S2 (*Graphique 24*). Dans les scénarios S1, S2 et S3, les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité diminuent de près de 13 millions de tonnes entre 2020 et 2050 (6 millions de tonnes dans S4). Cette évolution s'explique, d'une part, par une baisse de la production d'électricité à partir de moyens thermiques à l'exception de S4 (*Graphique 25*), qui repré-

sente en 2050 moins de 1 TWh dans S1 et S2, 15 TWh dans les deux S3 et 38 TWh dans S4, avec un taux de charge des centrales à gaz de moins de 20 % dans tous les scénarios. D'autre part, cette baisse des émissions s'explique par la substitution du gaz aux autres moyens thermiques plus émetteurs (fermeture des centrales à charbon et au fioul) et par le verdissement du réseau de gaz (plus de 80 % du gaz issu du réseau est renouvelable dans S1, S2 et S3, et plus de 40 % dans S4 (cf. chapitre 2.3.1. Mix gaz).

Graphique 24 Évolution des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité en France**Graphique 25** Évolution de la production d'électricité à partir de moyens thermiques en France (charbon, fioul et réseaux de gaz)

10. Électrification des usages : enjeux et questionnements

L'électricité, largement décarbonée en France, peut apparaître aux yeux de certains, comme « LE » vecteur énergétique d'avenir, à tel point que le terme « énergie » est souvent utilisé en lieu et place du terme « électricité ». En complément des analyses quantitatives présentées dans ce document, l'ADEME souhaite partager ici un travail plus qualitatif sur les enjeux et questionnements que peut poser l'électrification des usages, qui a été réalisé en croisant le regard des ingénieurs de l'ADEME spécialistes des usages (bâtiment, mobilité, industrie) avec ceux de la production d'électricité. Ce travail interne d'exploration des enjeux n'a nulle prétention d'exhaustivité ou de représentativité. Il permet de mettre en exergue des avantages et inconvénients perçus ex ante par la perspective d'électrification forte de notre économie.

Suite à cette analyse qualitative, il est possible de remarquer que **selon la direction que prend l'électrification et sa combinaison plus ou moins forte avec les autres leviers de décarbonation**, l'électrification peut être porteuse simultanément d'opportunités et de menaces : par exemple, de fortes hausses des usages de l'électricité (chauffage, numérique, voiture électrique...) sont une menace pour la gestion de la pointe en hiver, mais un meilleur pilotage de cette demande peut aussi permettre de réduire les risques associés aux pointes de consommation. Autre interprétation possible : la simplicité d'utilisation de ce vecteur, facilitant son déploiement territorial, peut constituer un frein à la sobriété.

Cette première analyse fait ainsi ressortir les principaux enjeux relatifs à l'électrification et peut refléter les axes de perception de ce sujet par une population avertie, mais non spécialiste, pouvant constituer les premiers éléments d'un débat citoyen.



11. Après 2030, des transitions du mix électrique nécessitant toutes un accompagnement

Tous les scénarios supposent une électrification des usages, même si l'impact sur la demande globale varie en fonction de la diffusion de modes de consommation plus sobres et de l'intensité des mesures d'efficacité énergétique mises en place avec notamment un fort développement de la mobilité électrique (entre 20 et 40 millions de véhicules en 2050 selon les scénarios). De la même façon, tous les scénarios se caractérisent par la fermeture de certaines solutions fossiles de flexibilité (charbon) et par le nécessaire développement de la pilotabilité de la demande au-delà des seuls chauffe-eau. Ils impliquent de profondes évolutions du parc de production notamment le démantèlement de la majorité des réacteurs nucléaires existants, l'accélération du rythme de développement des énergies renouvelables et le développement de la production d'hydrogène par électrolyse (cf. chapitre 2.3.5. *Hydrogène*).

Compte tenu de l'évolution des mix post-2030, il faut dès aujourd'hui accompagner l'appropriation sociale de la flexibilité et de la transition énergétique, notamment vis-à-vis du démantèlement et de la construction de nouvelles capacités de production.

11.1. Développer la pilotabilité de la demande

La pilotabilité de la demande (*Tableau 5*) progresse dans tous les scénarios et s'étend plus particulièrement à la recharge des véhicules électriques (suivant les scénarios, 30 à 60 % des recharges sont supposées pilotables), au chauffage (suivant les scénarios, 25 à 40 % des besoins de chauffage sont supposés pilotables), mais aussi à la production d'hydrogène par électrolyse.

Ces évolutions reposent sur l'adhésion des consommateurs, notamment résidentiels. La sensibilisation des consommateurs aux bénéfices de cette pratique pour le réseau électrique est une condition *sine qua non* à son appropriation, mais d'autres mesures doivent l'accompagner notamment dans les scénarios où la flexibilité se répand largement (S1, S2 et S3). Dans ces scénarios, le développement de nouvelles offres tarifaires (avec des prix variant dans le temps pour refléter les fluctuations du marché de l'électricité) et le déploiement d'équipements de pilotabilité à dis-

tance sont indispensables (pilotage par les consommateurs ou des opérateurs tiers comme les fournisseurs). Pour inciter à ces développements, une information accessible à tous menée par la puissance publique, des soutiens publics à l'effacement ou des évolutions sur les règles de marché doivent être envisagés pour mieux rémunérer la flexibilité. Par ailleurs, lorsque le développement de la pilotabilité de la demande reste modeste alors que la demande d'électricité augmente fortement comme dans S4, il apparaît nécessaire de mettre en place des mesures pour encourager le stockage par batterie, en maintenant un effort de financement important dans la recherche et développement et en soutien de l'implantation de capacité de fabrication en France car le stockage reste une filière où les évolutions technologiques et les ruptures seront probablement nombreuses.

11.2. Mieux accompagner l'évolution du mix électrique

Tous les scénarios impliquent le démantèlement de capacités de production existantes et la construction de nouvelles capacités de production et de réseaux, alors qu'actuellement tout nouveau projet de fermeture d'une installation existante, ou de construction d'une nouvelle installation de production quelle que soit l'énergie ou de nouvelle ligne haute tension est source de nombreuses controverses et débats. En conséquence, quel que soit le scénario retenu, la transition du mix électrique nécessitera tout d'abord de pérenniser et d'animer la concertation, et les débats à toutes les échelles, du national au local. Afin que ces débats garantissent une évolution du mix électrique qui résulte d'un choix de société, ce qui limiterait les oppositions futures, il est important de mettre en place les mesures suivantes :

- poursuivre, amplifier et pérenniser l'éducation et la sensibilisation du grand public aux questions énergétiques afin que les débats ne soient pas limités aux « experts » et que l'appropriation des décisions en sorte renforcée ;
- renforcer la planification territoriale des points de vue géographique et prospectif afin de dégager collectivement une vision de la trajectoire de transition énergétique adaptée aux investissements car les

acteurs des filières ont besoin de visibilité et l'investissement dans une unité de production engage la société sur plusieurs décennies, voire siècles ;

- anticiper et accompagner l'évolution du parc nucléaire et en particulier les fermetures afin de tenir compte des impacts sur le personnel et les territoires concernés mais également de mettre en place les activités économiques qui prendront le relais.

Comme le montrent les scénarios étudiés, certaines évolutions sont aujourd'hui indispensables et doivent être accompagnées : la gestion de fin de vie du parc nucléaire existant et son éventuel renouvellement ainsi que l'accélération du développement des énergies renouvelables solaire et éolienne.

11.3. Accélérer le développement des énergies renouvelables

Dans l'ensemble des scénarios étudiés, les capacités installées d'EnR augmentent mais avec des niveaux de déploiement différents par technologie.

À 2050, la filière éolienne terrestre se développe de façon très similaire dans tous les scénarios (+ 60 GW en 2050), alors que l'éolien en mer flottant ne se développe de façon massive que dans les scénarios S3EnR-offshore et S4 (+47 GW en 2050 en incluant le posé). Il est donc nécessaire de maintenir une politique de soutien public pour permettre à ces filières de continuer à se structurer. Par contre, le format de ce soutien change en fonction du scénario :

- dans la logique du récit sous-jacent à S1, le soutien à l'éolien terrestre doit garantir une répartition homogène sur le territoire de parcs éoliens de petite taille avec une implication forte des citoyens et des collectivités locales dans leur développement. Dans ce cas, une politique de guichet ouvert réservée aux projets impliquant citoyens ou collectivités locales et limitée aux parcs de petite taille pourrait être privilégiée ;
- dans S2, S3 et S4, le soutien à l'éolien terrestre ou maritime, doit conserver la forme d'appels d'offres pour minimiser les coûts de production. Dans l'objectif d'en conforter l'appropriation sociale, il faudra alors veiller à renforcer la planification, la sensibilisation, la communication et la concertation autour de ce mode de développement qui privilégie les parcs de « grande taille ». Pour faciliter le dévelop-

pement de la filière, les appels d'offres pourraient être adaptés afin de permettre une meilleure répartition des projets sur le territoire.

Aujourd'hui, le rythme de développement de l'éolien est limité par un ensemble de contraintes (radars, activités aéronautiques, environnementales, contestations locales et juridiques, polémiques, etc.) qui allongent fortement la durée de réalisation des projets et empêchent de nombreux projets d'aller jusqu'à la fin de leur phase de développement. Le travail déjà engagé pour lever ou desserrer progressivement certaines de ces contraintes devra être poursuivi de manière prioritaire pour faciliter l'appropriation sociale du déploiement de l'éolien en s'appuyant sur l'information, la sensibilisation, la concertation, et la participation aux projets.

Le développement de la filière photovoltaïque diffère suivant les scénarios : S2, mais surtout S3 et S4 reposent notamment sur des centrales au sol de grande taille, alors que S1 suppose plutôt un développement en toiture, notamment dans le secteur résidentiel où l'autoconsommation pourrait jouer un rôle plus important.

Dans S2, S3 et S4, le développement de grandes centrales au sol nécessite de grandes surfaces (qui restent limitées rapportées au territoire national, inférieur à 0,2 % dans tous les scénarios), notamment sur les friches et sites délaissés, ou ceux susceptibles d'accepter plus facilement du photovoltaïque (sites et structures dédiées proches des infrastructures de mobilité (chemin de fer, routes/autoroutes...), ou surfaces de plans d'eaux (canaux d'irrigation, berges, digues, lac, lagunes, etc.), ou encore sur des terrains agricoles, notamment dans le contexte de l'agrivoltaïsme³³, pour permettre de réaliser des économies d'échelle. Le soutien à ces installations devrait se faire par le maintien d'appels d'offres, mais aussi en stimulant et encadrant les projets qui pourraient se faire en dehors des appels d'offres pour éviter un développement non maîtrisé du photovoltaïque. La baisse des coûts du photovoltaïque devrait favoriser ces contrats d'achat d'électricité à long terme entre acteurs du marché. Dans S1, le soutien au photovoltaïque doit garantir une répartition homogène sur le territoire, de petites centrales avec une implication forte des citoyens et des collectivités locales dans leur développement. Dans ce cas, une politique de guichet ouvert avec des incitations pour le développement de projets citoyens pourrait être privilégiée.

³³ L'agrivoltaïsme désigne l'ensemble des pratiques consistant à placer des panneaux solaires au-dessus des cultures afin de produire de l'électricité et de protéger les cultures de conditions climatiques trop sévères sans nuire aux activités agricoles. L'expérimentation de ces pratiques est en cours et doit se poursuivre pour en assurer la robustesse.

Dans tous les scénarios, le développement du photovoltaïque sur grandes ou petites toitures nécessite d'abord d'améliorer les pratiques d'installation des panneaux en surimposé pour éviter les sinistres et générer de la confiance chez les acteurs en particulier installateurs, assureurs et usagers. Ensuite, il est nécessaire de créer des incitations ou des obligations à l'installation de panneaux photovoltaïques en toiture en s'appuyant par exemple sur :

- la diffusion des pratiques de gestion de l'auto-consommation les plus performantes auprès des installateurs et consommateurs ;
- le développement des véhicules électriques pour créer une dynamique à l'installation de panneaux solaires à domicile, ou en ombrière sur les parkings des lieux de travail ou des commerces pour permettre les recharges des véhicules électriques au moment de la production solaire, permettant des économies importantes pour le système électrique ;
- le développement du photovoltaïque sur grandes toitures, en élargissant l'obligation d'installer des panneaux solaires pour les toitures dépassant une certaine surface (comme le fait la loi climat et résilience).

Dans tous les scénarios, le développement des énergies renouvelables générera des retombées socio-économiques positives. La gestion de la fin de vie des parcs éoliens et photovoltaïques constitue également un enjeu d'emplois en France et, dans ce contexte, les filières de l'économie circulaire des énergies renouvelables devront être efficacement accompagnées dans leur structuration. Certains impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité,

les sols, les paysages, la consommation des ressources (énergie, matériaux, sols) et les émissions de polluants restent encore mal connus ou mesurés [17]. Il est donc nécessaire de lancer un programme national, structuré et de long terme, visant à poursuivre la réalisation d'études et expérimentations pour (1) mieux connaître les impacts, (2) améliorer leur évaluation, (3) identifier et caractériser pleinement les mesures pour leur évitement, leur réduction ou leur compensation et (4) mieux caractériser et améliorer la comparabilité des impacts entre les énergies et les autres secteurs (transports, bâtiments, industrie, agriculture) pour faciliter la prise de décision des parties prenantes publiques et privées sur les principales composantes du mix énergétique du XXI^e siècle.

Des réponses ont cependant déjà été apportées puisque l'ADEME œuvre, depuis plus de deux décennies, à la conciliation des objectifs de développement des EnR et de préservation de la biodiversité, des sols et des paysages. Très tôt, de nombreux partenariats ont été établis avec des partenaires spécialistes de la biodiversité (LPO, UICN, FNE et OFB plus récemment) et des paysages (ENSP de Versailles Marseille). Par ailleurs, des guides d'études d'impacts ont été réalisés (éolien, hydroélectricité), des démarches de concertation proposées (éolien, méthanisation, biomasse), plus de 15 projets de recherche soutenus, des analyses de cycle de vie réalisées (éolien, photovoltaïque, géothermie, solaire thermique, biocarburants, biogaz, bois-énergie, pompes à chaleur) et plusieurs études et travaux publiés qui ont permis d'identifier, de faire la synthèse et de bien caractériser les enjeux à prendre en compte pour assurer un développement des EnR préservant la biodiversité, les sols et les paysages.

12. Une prospective du mix électrique exploratoire : limites et perspectives

12.1. Un exercice de modélisation en progression

Les conclusions présentées dans ce chapitre sont le résultat de simulations réalisées par Artelys à l'aide de l'outil de modélisation et d'optimisation des systèmes énergétiques « Artelys Crystal Super Grid ». Ce travail, s'il a permis de comparer des trajectoires d'évolution du système électrique sur un périmètre significatif (production, consommation, flexibilité, stockage, réseaux internes et interconnexions), a toutefois certaines limites de par sa structuration, sa méthodologie et ses données :

- l'analyse des trajectoires repose sur une optimisation économique des investissements à la marge de trajectoires principalement scénarisées notamment sur les capacités renouvelables et nucléaires autour de plusieurs scénarios de demande variés. En ce sens, elle ne fournit pas une analyse complète des équilibres économiques entre technologies pour chacun des scénarios d'évolution de la demande étudiés ;
- les analyses réalisées reposent sur 9 années climatiques historiques (2011-2019) permettant de prendre en compte dans une certaine mesure la variabilité des productions renouvelables et des consommations thermosensibles. Néanmoins, ces analyses ne prennent pas encore en compte l'impact de l'évolution potentielle du climat d'ici 2060 sur les moyens de production. Si l'impact du changement climatique sur les niveaux de consommations, en particulier les besoins de chauffage et de climatisation, est déjà pris en compte au premier ordre, son impact sur les facteurs de charge des productions renouvelables, en affectant les régimes de vent, d'ensoleillement et de pluviométrie, mais aussi potentiellement la disponibilité des centrales nucléaires, n'a pas été pris en compte. Très prochainement, cette limite fera l'objet de travaux de modélisation permettant de prendre en compte des années météorologiques prospectives caractéristiques du climat entre 2020 et 2060 pour mieux intégrer les impacts du changement climatique sur le mix électrique optimisé ;
- la prise en compte des coûts des réseaux électriques réalisée dans l'étude, si elle permet au premier ordre de mesurer les équilibres entre réseau, production et consommation, est une simplification de réalités

très complexes. Le réseau de transport est dans cet exercice agrégé à l'échelle interrégionale et soumis à dimensionnement optimal et ne reprend pas la structure réelle du réseau. L'estimation des coûts de renforcement des réseaux de répartition et distribution s'affranchit elle aussi de la structure réelle des réseaux et repose sur des règles de dimensionnement simplifiées issues d'analyse statistique de la charge pour différents types de réseaux (niveau de tension et densité de réseau).

Plusieurs travaux doivent encore être menés pour compléter ces premiers résultats. Tout d'abord, des travaux complémentaires pour mieux qualifier les incertitudes qui entourent ces résultats :

- les résultats produits par le modèle, notamment le coût des trajectoires, reposent sur un ensemble d'hypothèses sur l'ensemble du mix. Ces hypothèses, comme le coût des technologies, la valeur du taux d'actualisation, le niveau de flexibilité de la demande, les scénarios de capacités installées en Europe, entre autres, sont caractérisées par des incertitudes dont les conséquences doivent être quantifiées par des analyses de sensibilité. Par exemple, côté flexibilité, le « Véhicule to Grid » n'est pas considéré dans la modélisation alors que la batterie du véhicule peut être considérée comme une réserve flexible pour le réseau et agir symétriquement en recharge comme en injection ;
- la réalisation de stress tests à des situations clés pour le système électrique (phénomènes météorologiques rares tels qu'une situation de canicule ou de grand froid et vent faible, ou indisponibilité longue de capacités nucléaires, etc.) pourrait aussi être engagée pour quantifier la résilience des mix électriques proposés et vérifier que le risque de défaillance n'est pas sous-estimé.

Ensuite, des travaux supplémentaires sont requis pour produire de nouvelles informations et notamment :

- la réalisation d'analyses socio-économiques pour évaluer les impacts des différents scénarios sur l'emploi (localisation des emplois, compétences requises, niveau de qualification), sur la balance commerciale

(imports/exports d'équipement), sur le bilan budgétaire (coût des soutiens publics, évolution des recettes fiscales) ou encore sur le prix de l'électricité pour les consommateurs finaux (un feuilleton centré sur les analyses macro-économiques des scénarios sera publié en mars 2022) ;

- la réalisation d'analyses environnementales pour évaluer l'impact des différents scénarios sur les ressources minérales (pour les besoins en matière de chaque scénario, voir le feuilleton *Matériaux de la transition énergétique* pour une première estimation), la biodiversité, les sols, les paysages, et le cycle de l'eau ;
- la réalisation d'analyses sociétales car tous les scénarios reposent, notamment pour S1, S2 et S3 sur des hypothèses de forte appropriation sociale qui sont à discuter en lien avec le développement de nouvelles capacités de production et de réseaux. On constate actuellement des oppositions régulières à tout projet relatif à l'énergie. Or, le développement de la flexibilité de la demande peut être perçu comme contraignant voire invasif. La sobriété demande avant tout des changements de comportements structurels, mais la façon de les stimuler reste encore à inventer (cf. [1], partie 1. *Ambitions, cadrage de l'exercice et contexte*, chapitre 1.2. *Société, modes de vie, récit* pour des premiers éléments d'analyse).

12.2. Un exercice de modélisation cohérent et complémentaire avec celui de RTE

En octobre 2021, RTE publiait un exercice de prospectif centré sur l'atteinte de la neutralité carbone du mix électrique intitulé « Futurs Énergétiques 2050 » [2]. En novembre 2021, l'ADEME publiait à son tour un exercice de prospective centré sur la neutralité carbone de la société française intitulé « Transition(s) 2050 » [1]. Ces deux publications questionnent l'évolution du mix électrique entre 2020 et 2060 mais avec une problématique différente. Pour un niveau de demande d'électricité donnée, RTE étudie différents mix électriques permettant d'atteindre la neutralité carbone du système électrique. Selon différents récits d'évolution de la société, l'ADEME étudie les chemins conduisant à la neutralité carbone du pays, le mix électrique étant une pierre de ces constructions. Ces problématiques différentes ont nécessairement un impact sur les résultats de ces deux travaux puisque RTE aura pour objectif de décarboner totalement le mix électrique (principalement avec la boucle

power-to-H₂-to-power), alors que l'ADEME s'autorisera à recourir à des solutions partiellement carbonées (le réseau de gaz) dans la mesure où la société avec ces différents sous-systèmes (système énergétique, systèmes agricole et forestier) atteint la neutralité carbone également via des puits de carbone (technologiques ou naturels).

Concernant la modélisation du mix électrique, les travaux de RTE et de l'ADEME partagent une même approche méthodologique : la trajectoire du mix électrique est simulée sur la période 2020-2060, les évolutions des principales capacités de production (nucléaire, éolien, photovoltaïque et hydraulique) sont scénarisées et l'objectif est de minimiser le coût total du système électrique avec la contrainte d'un équilibre horaire entre l'offre et la demande. Les travaux partagent des hypothèses communes notamment sur les coûts des technologies de production³⁴. Cependant, ils se différencient sur d'autres hypothèses comme le développement de la flexibilité de la demande et des interconnexions. Concernant la flexibilité de la demande, les hypothèses de l'ADEME (entre 25 et 30 GW de potentiel d'effacement dans S2 et S3 – comme présenté dans le *Graphique 21* intitulé « Puissance moyenne effaçable en 2050 dans chaque scénario ») correspondent à la configuration de flexibilité médiane de RTE (25 GW), qui a retenu pour ses modélisations la configuration flexibilité prudente (17 GW). L'ADEME a des hypothèses de développement des interconnexions plus ambitieuses que RTE. En 2050, ADEME suppose une capacité d'import de 45 GW qui correspond à un optimum économique suivant RTE (cf. *chapitre 7* de [2]), RTE ayant retenu une approche prudente à 39 GW en 2050.

De ces travaux, ADEME et RTE en retirent une série de constats similaires : l'intérêt de l'efficacité énergétique et de la sobriété pour atteindre les objectifs climatiques, l'électrification des consommations, la part croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique, l'importance du développement de la pilotabilité de la demande et des interconnexions ou encore la nécessité de redimensionner les réseaux électriques.

Sur l'analyse économique, la comparaison des scénarios M23 et N1 de RTE montre un avantage économique au nucléaire, qui s'annule dans l'étude de sensibilité testant des conditions de financement moins avantageuses pour le nouveau nucléaire. L'ADEME a comparé les coûts des scénarios S3Nuc (comparable à N1) et S3EnR-offshore (comparable à M23) avec l'hypothèse de conditions de financement moins avantageuses pour le nouveau nucléaire³⁵.

³⁴ Pour l'éolien terrestre, l'ADEME a modélisé la technologie de l'éolien « toilé » (éoliennes de plus grand diamètre pour une puissance donnée) qui présente un meilleur facteur de charge que la technologie traditionnelle, mais une dépense d'investissement plus élevée, alors que RTE a modélisé la technologie traditionnelle.

³⁵ RTE teste dans cette variante de sensibilité les WACC de 7 % pour le nucléaire EPR, contre 4 % pour les autres technologies, alors que par défaut, RTE retient 4 % pour toutes les technologies. L'ADEME retient 5,25 % pour les énergies renouvelables et les interconnexions et 7,5 % pour nucléaire, centrales gaz, batterie, STEP et boucle *power-to-gaz*.

Cette comparaison ne montre pas de différence de coût significative, résultat cohérent avec celui de l'étude de sensibilité de RTE.

Plus généralement, l'ADEME considère que centrer les comparaisons sur le coût annuel complet à horizon 2060 peut masquer certaines incertitudes liées à cet horizon lointain et qu'il est nécessaire d'étudier le coût complet d'une trajectoire, c'est-à-dire la somme des dépenses nécessaires à l'évolution du mix électrique sur la période 2020-2060. Selon cet indicateur,

les écarts entre les deux options de S3 de l'ADEME restent très modestes et aucune trajectoire ne semble plus désirable qu'une autre du point de vue purement économique. L'ADEME entend poursuivre ses travaux en testant la sensibilité des résultats de l'analyse économique à différentes hypothèses (évolutions moins importantes de la flexibilité de la demande, du développement des interconnexions, etc.), et en produisant d'autres indicateurs permettant de comparer les scénarios.

13. Annexe

LA SOCIÉTÉ EN 2050



S1 GÉNÉRATION FRUGALE

MODES DE VIE

Société

- Recherche de sens
- **Frugalité choisie mais aussi contrainte**
- Préférence pour le local
- Nature sanctuarisée



Alimentation

- Division par 3 de la consommation de viande
- **Part du bio : 70 %**



Habitat

- Rénovation massive et rapide
- **Limitation forte de la construction neuve** (transformation de logements vacants et résidences secondaires en résidences principales)

Mobilité des personnes

- **Réduction forte de la mobilité**
- Réduction d'un tiers des km parcourus par personne
- La moitié des trajets à pied ou à vélo



Technique

Rapport au progrès, numérique, R&D

- Innovation autant organisationnelle que technique
- **Règne des low-tech**, réutilisation et réparation
- Numérique collaboratif
- **Consommation des data centers stable** grâce à la stabilisation des flux

Gouvernance

Échelles de décision, coopération internationale

- **Décision locale**, faible coopération internationale
- Réglementation, interdiction et rationnement *via* des quotas

Territoire

Rapport espaces ruraux – urbains, artificialisation

- Rôle important du territoire pour les ressources et l'action
- **« Démétropolisation »** en faveur des villes moyennes et des zones rurales

Macro-économie

- **Nouveaux indicateurs de prospérité** (écarts de revenus, qualité de la vie...)
- Commerce international contracté



Industrie

- **Production au plus près des besoins**
- 70 % de l'acier, mais aussi de l'aluminium, du verre, du papier-carton et des plastiques viennent du recyclage



S2 COOPÉRATIONS TERRITORIALES

- Évolution soutenable des modes de vie
- **Économie du partage**
- Équité
- Préservation de la nature inscrite dans le droit

- **Division par 2 de la consommation de viande**
- Part du bio : 50 %



- Rénovation massive, **évolutions graduelles mais profondes des modes de vie** (cohabitation plus développée et adaptation de la taille des logements à celle des ménages)

- **Mobilité maîtrisée**
- - 17 % de km parcourus par personne
- Près de la moitié des trajets à pied ou à vélo



- Investissement massif (efficacité énergétique, EnR et infrastructures)
- Numérique au service du développement territorial
- **Consommation des data centers stable** grâce à la stabilisation des flux

- Gouvernance partagée
- **Fiscalité environnementale** et redistribution
- Décisions nationales et coopération européenne



- **Reconquête démographique des villes moyennes**
- Coopération entre territoires
- Planification énergétique territoriale et politiques foncières

- Croissance qualitative, **« réindustrialisation »** de secteurs clés en lien avec territoires
- Commerce international régulé

- Production en valeur plutôt qu'en volume
- **Dynamisme des marchés locaux**
- 80 % de l'acier, mais aussi de l'aluminium, du verre, du papier-carton et des plastiques viennent du recyclage





S3 TECHNOLOGIES VERTES

- Plus de nouvelles technologies que de sobriété
- Consumérisme « vert » au profit des populations solvables, société connectée
- Les services rendus par la nature sont optimisés

- Baisse de 30 % de la consommation de viande
- Part du bio: 30 %



- **Déconstruction-reconstruction** à grande échelle de logements
- Ensemble des logements rénovés mais de façon peu performante: la moitié seulement au niveau Bâtiment Basse Consommation (BBC)

- Mobilités accompagnées par l'État pour les maîtriser: infrastructures, télé massif, covoiturage
- + 13 % de km parcourus par persc
- 30 % des trajets à pied ou à vélo



- Ciblage sur les **technologies les plus compétitives pour décarboner**
- Numérique au service de l'optimisation
- Les **data centers** consomment 10 fois plus d'énergie qu'en 2020

- Cadre de **régulation minimale** pour les acteurs privés
- État planificateur
- Fiscalité carbone ciblée

- **Métropolisation**, mise en concurrence des territoires, villes fonctionnelles



- **Croissance verte**, innovation poussée par la technologie
- Spécialisation régionale
- Concurrence internationale et échanges mondialisés

- **Décarbonation de l'énergie**
- 60 % de l'acier, mais aussi de l'aluminium, du verre, du papier-carton et des plastiques viennent du recyclage



S4 PARI RÉPARATEUR

- Sauvegarde des modes de vie de **consommation de masse**
- La nature est une ressource à exploiter
- Confiance dans la capacité à réparer les dégâts causés aux écosystèmes

- Consommation de viande quasi-stable (baisse de 10 %), complétée par des **protéines de synthèse ou végétales**



- Maintien de la **construction neuve**
- La moitié des logements seulement est rénovée au niveau BBC
- **Les équipements se multiplient**, alliant innovations technologiques et efficacité énergétique

- Augmentation forte des mobilités
- + 28 % de km parcourus par personne
- Recherche de **vitesse**
- 20 % des trajets à pied ou à vélo

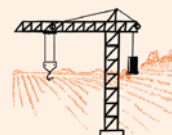


- Innovations tout azimut
- Captage, stockage ou usage du carbone capté indispensable
- Internet des objets et intelligence artificielle omniprésents: les **data centers** consomment 15 fois plus d'énergie qu'en 2020



- Soutien de l'offre
- Coopération internationale forte et ciblée sur quelques filières clés
- **Planification centralisée du système énergétique**

- Faible dimension territoriale, **étalement urbain**, agriculture intensive



- **Croissance économique carbonée**
- Fiscalité carbone minimaliste et ciblée
- Économie mondialisée

- Décarbonation de l'industrie pariant sur le **captage et stockage géologique de CO₂**
- 45 % de l'acier, mais aussi de l'aluminium, du verre, du papier-carton et des plastiques viennent du recyclage

Société

Alimentation

Habitat

Mobilité des personnes

Technique
Rapport au progrès, numérique, R&D

Gouvernance
Échelles de décision, coopération internationale

Territoire
Rapport espaces ruraux – urbains, artificialisation

Macro-économie

Industrie

MODES DE VIE

ÉCONOMIE

14. Références bibliographiques

Pour revenir à la page contenant la première occurrence du renvoi bibliographique au sein du chapitre, cliquez sur le numéro concerné entre crochets.

- [1] **ADEME**, « Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat », Rapport, 2021 (<https://transitions2050.ademe.fr/>).
- [2] **RTE**, *Futurs énergétiques 2050*, 2021.
- [3] **MTEs**, *Stratégie nationale bas carbone : la transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone*, 2020.
- [4] **RTE**, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France* – Édition 2019.
- [5] **MTEs**, *Stratégie Française pour l'Énergie et le Climat – Programmation Pluriannuelle de l'Énergie*, 2020.
- [6] *Rapport annuel du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité*, 2020.
- [7] **RTE**, *Schéma décennal de développement du réseau*, 2019.
- [8] **ENEDIS**, *Éléments de prospective du réseau public de distribution d'électricité à horizon 2050*, 2021.
- [9] **ADEME**, *Marchés & Emplois concourant à la transition énergétique*, 2020.
- [10] **SER**, *Évaluation et analyse de la contribution des énergies renouvelables à l'économie de la France et ses territoires*, 2020.
- [11] **ADEME**, *Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France*, 2019.
- [12] **MTEs**, *Plan de libération des énergies renouvelables – Conclusions du groupe de travail « éolien »*, 2018.
- [13] **France Territoire Solaire**, *Développer un projet de centrale solaire au sol en France*, 2021.
- [14] **SDES**, *Bilan énergétique de la France pour 2019, 2021*.
- [15] **RTE**, *Précisions sur les bilans CO₂ établis dans le bilan prévisionnel et les études associées*, Note, 2019.
- [16] **RTE**, *Groupe de travail 9 « Coûts » – Projections de coûts des énergies renouvelables et du nucléaire*, 2020.
- [17] **ADEME**, « État de l'art des impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité, les sols et les paysages, et des moyens d'évaluation de ces impacts », 2019.

FEUILLETON TRANSITION(S) 2050

« **Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat** » est une prospective qui peint quatre chemins cohérents et contrastés pour atteindre la neutralité carbone en France en 2050. Ils visent à articuler les dimensions technico-économiques avec des réflexions sur les transformations de la société qu'elles supposent ou qu'elles suscitent.

Le rapport Transition(s) 2050, première étape de cet exercice, a été publié le 30 novembre 2021. Chaque secteur y est détaillé, à savoir ceux qui relèvent de la consommation, du système productif, de l'offre d'énergie, des ressources et des puits de carbone. Il est complété par des feuillets qui apportent un éclairage supplémentaire, en particulier sur les impacts induits.

C'est l'objet du présent ouvrage qui détaille les conditions techniques et économiques du mix électrique attaché à chaque scénario, étudié dans le cadre d'une modélisation assurant l'équilibre entre l'offre et la demande au pas horaire sur neuf scénarios météo entre 2020 et 2060.

L'ensemble de ces publications est le résultat d'un travail de deux ans mené par l'ADEME en interaction avec des partenaires extérieurs afin d'éclairer les décisions à prendre dans les années à venir. Car le but n'est pas de proposer un projet politique, ni « la » bonne trajectoire mais de rassembler des éléments de connaissances techniques, économiques et environnementales afin de faire prendre conscience des implications des choix sociétaux et techniques qu'entraîneront les chemins qui seront choisis.



La version numérique de ce document est conforme aux normes d'accessibilité PDF/UA (ISO 14289-1), WCAG 2.1 niveau AA et RGAA 4.1 à l'exception des critères sur les couleurs. Son ergonomie permet aux personnes handicapées moteurs de naviguer à travers ce PDF à l'aide de commandes clavier. Accessible aux personnes déficientes visuelles, il a été balisé de façon à être retranscrit vocalement par les lecteurs d'écran, dans son intégralité, et ce à partir de n'importe quel support informatique.

Version e-accessible par  DocAxe

011760

