

Groupe de travail n°3

« cadrage et scénarisation »



Les principes de construction des scénarios
pour étudier le système électrique à
l'horizon 2050

Version de travail n°3, mise à jour le 18 juin 2020

Table des matières

1.	Contexte et objectifs du groupe de travail « scénarisation »	4
1.1.	Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050	4
1.2.	Objectifs du groupe de travail sur la scénarisation	5
2.	Les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel sont cadrés par la SNBC et l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050	6
3.	La construction des scénarios intègrera une trajectoire et une identification des « jalons clés » .	7
3.1.	Des défis industriels qui impliquent de pouvoir anticiper certaines décisions structurantes sur le mix électrique	7
3.2.	Le choix des échéances d'étude pour les trajectoires de long terme	8
4.	La contribution du système électrique à l'atteinte de la neutralité carbone soulève des enjeux techniques, sociétaux, économiques et environnementaux	10
4.1.	La poursuite de la transformation du système électrique pose des questions sur le fonctionnement technique du système à long terme	11
4.2.	L'analyse identifiera les enjeux associés aux dynamiques sociétales	12
4.3.	La transition énergétique du système électrique pose des questions environnementales au-delà des émissions de gaz à effet de serre	14
4.4.	Les scénarios de transition du système électrique feront l'objet d'un chiffrage économique complet et concerté	14
5.	Quels scénarios pour l'étude du système électrique à l'horizon 2050 dans le cadrage de la SNBC ?	16
5.1.	Principes généraux pour la construction des scénarios de long terme du Bilan prévisionnel	16
5.2.	La définition des différents paramètres des scénarios	17
5.3.	Les évolutions possibles des différents paramètres	19
6.	Les scénarios d'étude	25
6.1.	Un cadrage commun sur le contexte macro-économique, la demande et les hypothèses européennes	25
6.2.	Les scénarios d'étude « 100% EnR » (sans nouveau nucléaire)	26
6.3.	Les scénarios d'étude « EnR + nucléaire » (avec nouveau nucléaire)	30
6.4.	Synthèse comparative des six scénarios d'étude	34
7.	Les principales variantes envisagées autour des scénarios d'études	36

8. Zoom sur le cadrage des scénarios à l'échelle européenne.....	38
8.1. Une ambition croissante dans la lutte contre le changement climatique qui se traduit à différents niveaux.....	38
8.2. Une large gamme de scénarios européens visant la neutralité carbone.....	41
8.3. Analyse comparative des scénarios	47
8.4. Le choix des contextes européens pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel.	55

DOCUMENT DE TRAVAIL

1. Contexte et objectifs du groupe de travail « scénarisation »

1.1. Cadre général : la construction de scénarios de mix électrique à horizon 2050

Dans le cadre de ses missions prévues par le Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Pour répondre à des demandes de certaines parties prenantes, le prochain Bilan prévisionnel à long terme intégrera un volet portant sur l'horizon 2050 et proposera des scénarios d'évolution possibles du mix électrique français, dans un contexte de transition énergétique et d'ambition de l'atteinte de la neutralité carbone de la France à ce même horizon, portée par le projet de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Les premiers éléments de cadrage pour la construction des scénarios à horizon 2050 ont été présentés par RTE et discutés avec l'ensemble des parties prenantes au cours des réunions plénières de la Commission perspectives système et réseau (CPSR)¹ qui se sont tenues les 17 mai et 27 septembre 2019 et le 28 février 2020.

La gouvernance des travaux d'élaboration des scénarios 2050 est articulée autour de plusieurs piliers, visant notamment à renforcer la transparence et la robustesse des analyses :

- **la CPSR**, qui sert d'instance de cadrage stratégique des travaux, et d'arbitrage des orientations ;
- **neuf groupes de travail thématiques**, lancés depuis juin 2019 et réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées sur des thématiques précises, notamment : la consommation, le référentiel climatique, la scénarisation, le couplage entre les différents vecteurs, les flexibilités, les dynamiques sociétales, l'analyse environnementale, l'évaluation économique ou encore le fonctionnement technique du système et du réseau ;
- **une consultation publique** très large, structurée sous forme d'un appel à contributions prévu pour l'été 2020 et qui viendra enrichir les échanges initiés dans les premiers groupes de travail.

De nombreuses réunions des groupes de travail ont déjà eu lieu et d'autres réunions thématiques s'étaleront tout au long de l'année 2020.

Pour chacun de ces ateliers, RTE diffuse un document de cadrage visant à présenter de manière synthétique la méthodologie et les jeux d'hypothèses envisagés pour la construction des scénarios.

Le document présent porte sur le cadrage général des scénarios.

¹ Les supports de présentation des réunions plénières de la CPSR sont disponibles sur le site de la concertation : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

1.2. Objectifs du groupe de travail sur la scénarisation

La trajectoire du mix électrique français jusqu'à l'horizon 2035 est désormais balisée par la PPE, dont la version projet et les grands arbitrages ont été présentés par le Gouvernement fin 2018 et début 2019. À l'horizon 2050 cependant, la part des différentes technologies dans le mix de production et de consommation fait l'objet de nombreuses incertitudes. La SNBC (version projet) liste des mesures permettant d'atteindre la neutralité carbone à cet horizon, et présente des trajectoires globales d'évolution de la demande en énergie, mais pas de trajectoires détaillées sur l'évolution du mix électrique.

Une des questions principales du débat public sur l'évolution du système électrique à long terme porte sur la faisabilité technique d'un système électrique 100% renouvelable et sur la nécessité et / ou l'intérêt de disposer d'un socle de moyens de production thermique ou nucléaire. RTE est ainsi régulièrement interrogé sur le fonctionnement du mix électrique à des échéances postérieures à 2035, et notamment à l'horizon 2050.

Compte tenu des incertitudes sur l'évolution des paramètres techniques, économiques et sociétaux à cet horizon, une approche par optimisation consistant à évaluer le « mix optimal en 2050 », pour des hypothèses techniques et économiques fixées, ne permet pas de refléter ces incertitudes et constitue donc un éclairage partiel aux questions du débat public.

Pour analyser différentes trajectoires possibles du mix électrique, l'approche proposée par RTE consiste à élaborer différents scénarios contrastés, notamment sur l'évolution de la part des différentes technologies de production et de flexibilité dans le mix, et de les décrire de manière détaillée, dans leur fonctionnement technique et dans leurs implications.

Dans une démarche de transparence et de co-construction, l'élaboration des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel vise à être réalisée en concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Les échanges avec les parties prenantes sur le cadrage global des scénarios sont ainsi organisés au sein du groupe de travail « scénarisation ». D'autres groupes de travail portant sur des sujets spécifiques (couplages gaz-électricité, modélisation de la production renouvelable ou nucléaire, évolution de la consommation...) sont organisés en complément.

L'analyse des scénarios se basera sur des éléments de cadrage déjà présentés au cours des réunions plénières de la CPSR et des précédentes réunions des groupes de travail.

Le document présent vise à synthétiser les éléments de cadrage méthodologique sur la construction des scénarios et la définition des hypothèses associés aux scénarios d'étude.

Il s'agit d'une version de travail, réactualisée régulièrement en fonction des échanges en groupe de travail et des retours de la concertation. Les données présentées dans ce document sont provisoires, pour discussion avec les parties prenantes et ne constituent donc pas des analyses définitives des scénarios.

Ce document et les premières réunions du groupe de travail porteront à ce stade essentiellement sur la présentation du cadrage et des enjeux des scénarios de long terme, sur l'identification des paramètres permettant de les concevoir (efficacité énergétique, sobriété, *power-to-gas*, échanges aux interconnexions, flexibilité, mix de production, ...), ainsi que sur les fourchettes de valeurs qu'ils peuvent prendre. De premières discussions pourront également être initiées sur les scénarios eux-mêmes.

2. Les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel sont cadrés par la SNBC et l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050

La France est désormais fortement engagée sur l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone, inscrit dans la loi énergie-climat adoptée à l'automne 2019. La Stratégie nationale bas carbone (SNBC), dont la version finale a été publiée le 21 avril 2020, donne le cadrage de la trajectoire énergétique de la France à l'horizon 2050 pour atteindre cet objectif.

Pour s'appuyer sur ces orientations et pour éviter de refaire le débat de la SNBC sur les trajectoires de demande énergétique à l'horizon 2050, le cadrage général des prochains scénarios de long terme de RTE sera ainsi articulé autour de la SNBC. Cela signifie que les scénarios de long terme de RTE s'appuieront sur les grands principes et grandes orientations du projet de SNBC sur l'évolution de l'offre et de la demande d'énergie à long terme, et notamment sur la répartition des usages (par exemple le chauffage, la mobilité ou l'industrie) entre les vecteurs énergétiques, telle que décrite dans la SNBC.

Dans le même temps, l'exercice du Bilan prévisionnel doit permettre d'établir la robustesse du fonctionnement du système électrique à différentes configurations, notamment différentes évolutions de l'offre et de la demande d'électricité, tant à l'échelle de la France que de l'Europe. **Des variantes pourront ainsi tester la robustesse du système électrique français entre autres à différentes trajectoires d'économies d'énergie, de consommation d'électricité, de population, de produit intérieur brut, de changement climatique ou de mix électrique européen, ainsi qu'à la mise en œuvre effective des leviers nécessaires à l'atteinte de la neutralité carbone.**

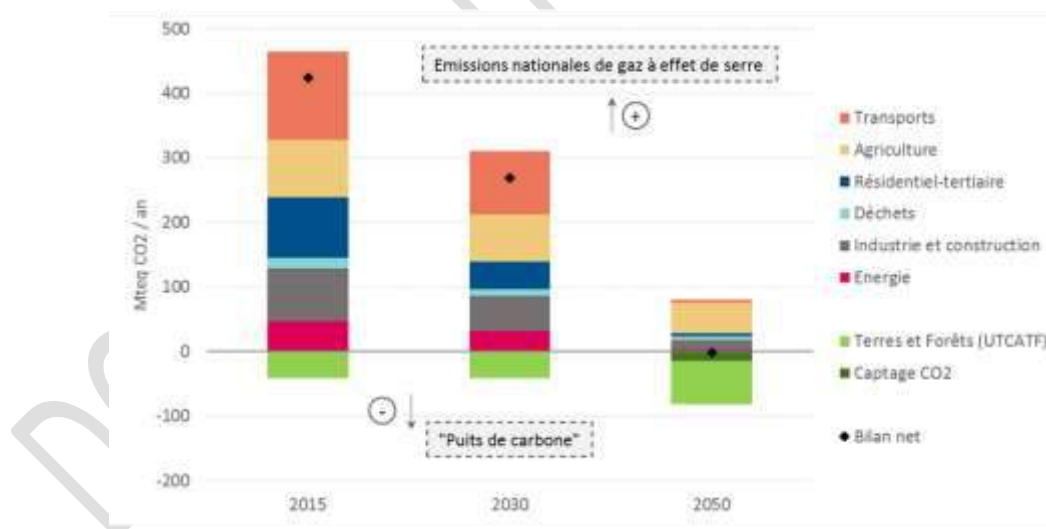


Figure 1. Trajectoire d'évolution des émissions de gaz à effet de serre prévues par les orientations de la SNBC

3. La construction des scénarios intégrera une trajectoire et une identification des « jalons clés »

3.1. Des défis industriels qui impliquent de pouvoir anticiper certaines décisions structurantes sur le mix électrique

Comme présenté en réunion plénière de la CPSR, la construction des « scénarios 2050 » ne se limite pas à construire de « mix cibles » à l'horizon 2050 mais à décrire de manière détaillée les trajectoires associées pour atteindre les différentes cibles possibles. L'enjeu du Bilan prévisionnel sera notamment d'identifier les jalons clés, et ainsi d'apporter des éléments de réponse à diverses questions telles que :

- à quel moment faut-il décider / investir pour assurer le maintien de l'équilibre offre-demande ? à quel moment faut-il décider puis investir pour faire évoluer le mix énergétique ?
- quelle est la valeur d'option associée à certaines technologies ?
- comment limiter les regrets tant s'agissant des coûts échoués que des déviations par rapport à la cible ?

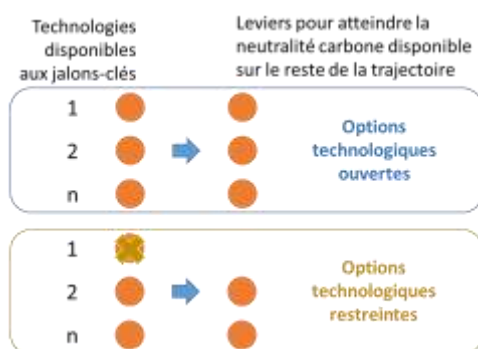
En effet, la capacité à transformer le système électrique fait face à de nombreux défis industriels pour différentes filières technologiques.

Du côté de la consommation, cette transformation requiert des investissements d'efficacité énergétique et de flexibilisation de la consommation électrique. L'effet de ces investissements sera fonction de leur combinaison avec l'évolution des usages et de la sobriété des consommations électriques.

Du côté de la production, les défis industriels concernent toutes les filières de production susceptibles d'être mobilisées pour atteindre l'objectif de neutralité carbone décliné pour le système électrique. Le renouvellement du parc nucléaire, la poursuite du déploiement des énergies renouvelables (éolien terrestre, éolien en mer, photovoltaïque, etc. – qui pose également une question s'agissant du gisement exploitable) ou encore le déploiement d'autres capacités de production (thermiques ou pile à combustibles) combinées ou non avec des capacités de captation ou de séquestration de gaz carboniques requièrent des capacités industrielles convenablement dotées. Les investissements réseau doivent également être déployés dans les proportions et le timing adéquats afin de l'adapter aux évolutions de la production et de la consommation.

Une filière industrielle capable de développer tous les ans plusieurs gigawatts de capacité ou de mener à bien plusieurs millions de rénovation dans le bâtiment nécessite d'être structurée, avec le contingent adéquat de main d'œuvre formée avec les compétences requises. La structuration et la montée en cadence de telles filières prennent du temps. Le développement ou le maintien d'une option technologique nécessite donc d'être anticipé. A l'inverse, l'absence d'une technologie peut compliquer l'atteinte de l'objectif d'un système électrique fonctionnel participant à la neutralité carbone. Les technologies devront donc être disponibles à certains jalons-clés afin d'être effectivement présentes sur le reste de la trajectoire menant à l'horizon 2050. Les technologies considérées aujourd'hui pour l'atteinte de la neutralité carbone participent ainsi d'une stratégie de moindres regrets à l'échelle du système électrique mais aussi de l'ensemble du système énergétique et de l'économie nationale.

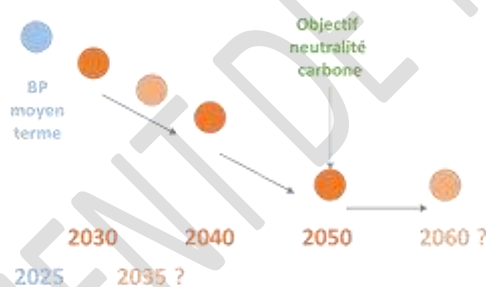
Figure 2 Illustration des jalons-clés pour certaines technologies et de leur valeur d'option



3.2. Le choix des échéances d'étude pour les trajectoires de long terme

Les scénarios de long terme du Bilan prévisionnel décriront ainsi des trajectoires d'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle du système électrique. RTE propose de considérer a minima les échéances suivantes : 2030, 2040, 2050. Deux échéances supplémentaires, correspondant aux horizons 2035 et 2060, pourraient également faire l'objet d'analyses si besoin.

Figure 3 Horizons d'étude proposés pour le Bilan prévisionnel de long terme



Les échéances de 2025 et 2030 sont analysées de manière approfondie dans le cadre des Bilans prévisionnels moyen terme, dont une version actualisée sera publiée à l'automne 2020, sous l'angle de la sécurité d'approvisionnement. Les trajectoires pour le Bilan prévisionnel de long terme s'appuieront donc sur ces analyses et ne chercheront pas à réélaborer de nouveaux scénarios pour cet horizon.

Néanmoins, l'échéance 2025 pourra être considérée comme un horizon de prise de décisions politiques. En effet, compte tenu des dynamiques industrielles, pour une filière technologique donnée, un changement de rythme dans le développement de nouvelles capacités s'anticipe plusieurs années à l'avance. Un temps est nécessaire à la mise en place du cadre réglementaire adéquat et à l'adaptation des capacités industrielles de la filière.

Pour la suite, RTE propose d'étudier des échéances espacées de dix ans, en commençant donc par l'horizon 2030 et en poursuivant sur les horizons 2040 et 2050. L'étude de ces différentes échéances apparaît nécessaire car elle permet de mettre en évidence les jalons à respecter pour atteindre la neutralité carbone en 2050, ainsi que les éventuels remords ou regrets qui pourraient résulter des choix retenus.

L'étude de l'échéance 2035 pourrait également présenter de l'intérêt dans la mesure où elle correspond aujourd'hui à un jalon-clé de la politique énergie-climat de la France, identifié par l'objectif

de 50% de nucléaire à cet horizon. L'étude de cette échéance pourrait donc constituer un point d'étape spécifique à partir duquel les scénarios divergeraient plus fortement pour atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Au même titre que 2025, l'échéance 2035 permet d'éclairer l'horizon des décisions politiques nécessaires aux inflexions de trajectoires au-delà.

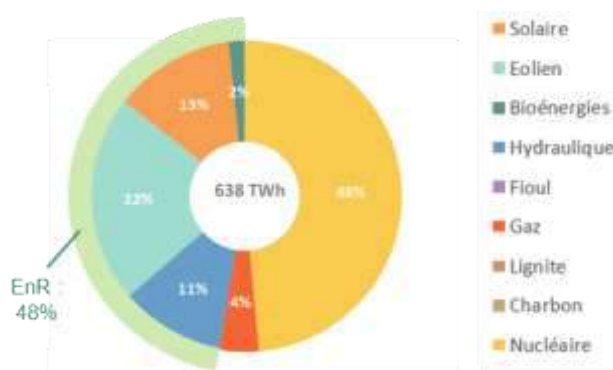


Figure 4. Bilan électrique projeté à horizon 2035 (projections RTE sur la base du scénario de la PPE)

Enfin, il sera utile de mettre en avant les évolutions qui se poursuivraient une décennie supplémentaire jusqu'en 2060. Tout en centrant sur l'horizon 2050, principal objet du débat, la prise en compte de l'horizon 2060 permettra d'illustrer les incertitudes associées au-delà de 2050 ainsi que les conséquences ultérieures des choix ciblant cette échéance. En particulier, si l'option nouveau nucléaire était fermée à l'horizon 2050, il faudrait attendre l'horizon 2060 pour que les réacteurs existants soient arrêtés sous hypothèse d'une prolongation de leur durée de vie jusqu'à 60 ans. Dans ce contexte, le système électrique devrait notamment assurer la résilience de son fonctionnement sans ces moyens, notamment face au changement et aléas climatiques. L'étude de chacune des échéances est néanmoins chronophage, dans la mesure où elle induit à chaque fois des milliers de simulations à réaliser. La multiplication des échéances étudiées pourrait donc se faire au détriment d'autres analyses.

4. La contribution du système électrique à l'atteinte de la neutralité carbone soulève des enjeux techniques, sociétaux, économiques et environnementaux

L'atteinte de la neutralité carbone et les évolutions associées du système électrique à l'horizon 2050 présentent des enjeux conséquents et multiples, pour l'ensemble de la collectivité. Elles emportent des enjeux techniques, sociétaux, environnementaux et économiques.

Ces différents enjeux et leur cadre d'analyse ont fait l'objet d'échange avec les parties prenantes dans le cadre des différents groupes de travail dédiés, qui se sont tous réunis au moins une fois : GT5 sur les dynamiques sociétales, GT6 sur les analyses environnementales, GT8 sur le fonctionnement technique du système, GT9 sur les coûts et l'analyse économique.

Ces premiers échanges ont permis de valider le cadrage d'ensemble des analyses et de préciser certaines attentes des parties prenantes par rapport à la méthodologie et aux hypothèses retenues.

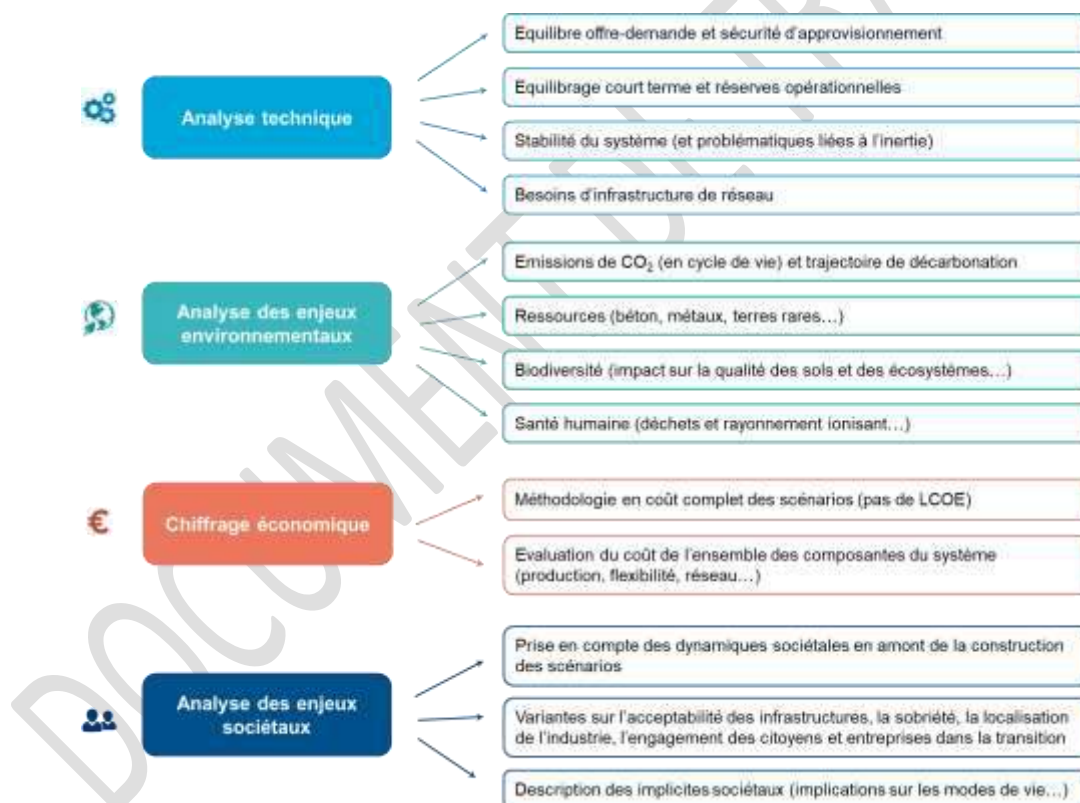


Figure 5. Synthèse des analyses menées sur les scénarios

4.1. La poursuite de la transformation du système électrique pose des questions sur le fonctionnement technique du système à long terme

L'évolution du mix de technologies de production et de consommation électrique représente un défi technique pour le fonctionnement du système électrique. L'intégration des nouvelles technologies de production (nouveau nucléaire, renouvelables, etc.) et des nouveaux usages électriques (électromobilité, *power-to-gas*, flexibilisation de la consommation, etc.) peut ainsi poser plusieurs problématiques sur l'équilibre du système et du réseau.

En particulier, la question du maintien de la stabilité et de l'inertie dans un système marqué par une forte part des énergies renouvelables constitue un sujet récurrent dans le débat sur l'évolution du système électrique. RTE est ainsi régulièrement interrogé sur les solutions qui seront requises pour assurer l'inertie du système à long terme. Un volet du prochain Bilan prévisionnel de long terme portera donc spécifiquement sur ces problématiques et une analyse spécifique sur les conditions de faisabilité technique des scénarios 100% EnR est réalisée en partenariat avec l'AIE, à la demande de la ministre en charge de l'énergie, et fera l'objet d'une publication au deuxième semestre 2020.

Plusieurs dimensions du fonctionnement technique du système seront ainsi étudiées :

- la sécurité d'approvisionnement du système et le paysage de défaillance (i.e. de déséquilibre entre l'offre et la demande),
- la fourniture des réserves opérationnelles pour assurer l'équilibrage du système en fonction des aléas à court terme,
- la fourniture de nouveaux services complétant l'inertie des moyens de production conventionnels ou de compensateurs synchrones pour assurer la stabilité de la fréquence (solutions de *grid forming* notamment) ;
- la gestion des flux sur le réseau électrique et son développement devront également être adaptés au plus large déploiement de ses nouvelles technologies.

Pour plus de détails, le lecteur pourra se référer au document de cadrage du GT8 sur le fonctionnement du système électrique.

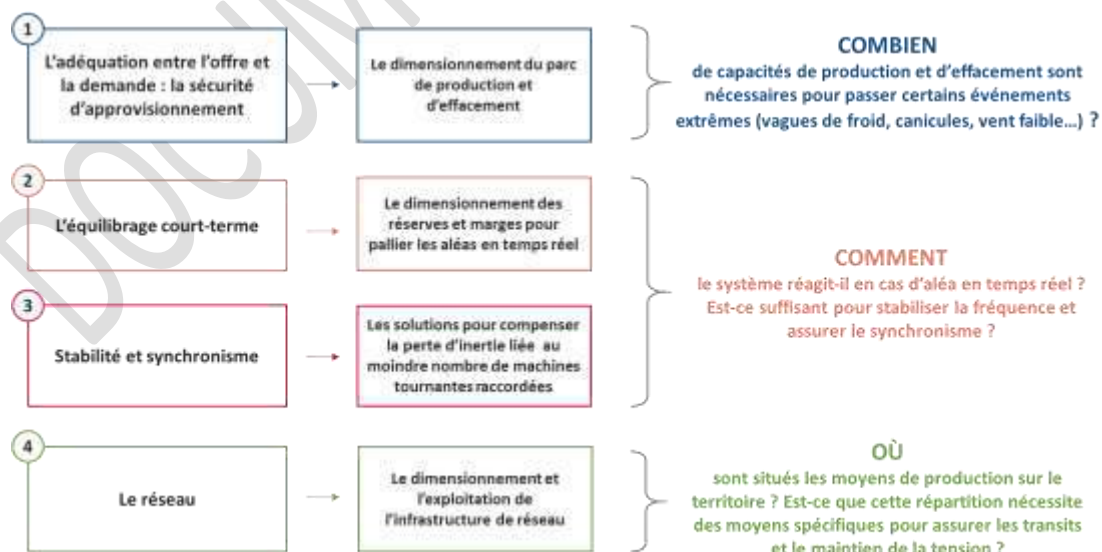


Figure 6. Synthèse des quatre blocs fonctionnels identifiés dans le cadrage des études sur le fonctionnement du système électrique à long terme

4.2. L'analyse identifiera les enjeux associés aux dynamiques sociétales

L'atteinte de l'objectif de neutralité carbone emporte des changements qui peuvent être significatifs pour le système électrique et ses utilisateurs et poser des questions [d'acceptabilité sociétale], notamment s'agissant des investissements, de l'évolution des modes de vie et des comportements ainsi que de la définition de la sécurité d'approvisionnement électrique. Le terme [acceptabilité sociétale] est ici volontairement mis entre crochets, en l'attente d'une formulation adaptée, certains participants à la CPSR ayant indiqué que cette expression était discutable, alors même qu'une réappropriation des enjeux et des transformations par le public pourrait avoir lieu.

L'atteinte de la neutralité carbone impliquera des investissements au sein du système électrique, sur l'ensemble de ses composantes, s'agissant tant de la production, des réseaux, que des transferts d'usage ou de l'efficacité énergétique de la consommation. Ces investissements peuvent faire l'objet de divers degrés [d'acceptabilité sociale], notamment selon les acteurs économiques qui les portent. Ils induisent des évolutions de pratiques, des coûts économiques ou des impacts environnementaux (cf. les deux sections suivantes) que les consommateurs ou les citoyens ne sont pas nécessairement prêts à accepter.

Sur les trente prochaines années, les modes de vie et les comportements sont également amenés à évoluer. Ces évolutions pourront être portées par l'objectif de la neutralité carbone et la faciliter, par exemple si les pratiques de consommation d'énergie deviennent plus sobres et plus flexibles. Mais d'autres évolutions sociétales pourront au contraire compliquer l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone. A titre d'illustration, les travaux sur l'électromobilité menés récemment par RTE², en particulier dans le cadre du scénario *Alto* intégrant l'essor du véhicule électrique autonome partagé, ont souligné l'absence d'automatisme entre autonomie accrue et performances environnementales. Certes, la réduction du nombre de véhicules y diminue aussi l'empreinte environnementale mais l'empreinte des batteries de grande capacité et la durée de vie réduite constituent des facteurs haussiers.

Sur le sujet de la sécurité d'approvisionnement électrique, le niveau de référence est aujourd'hui défini par un critère public, correspondant à une espérance de défaillance (i.e. de déséquilibre entre l'offre et la demande, avant activation de moyens post-marché) ne dépassant pas 3 heures par an en moyenne, en considérant l'ensemble des configurations possibles (conditions météorologiques et disponibilité des moyens de production).

Dans le système électrique actuel, le risque de défaillance est très largement associé aux vagues de froid et à la disponibilité du parc nucléaire. Aussi, le critère de sécurité d'approvisionnement est parfois illustré, de manière approximative, en indiquant qu'il correspond à une trentaine d'heures de défaillance se produisant en moyenne tous les dix ans, lors d'une vague de froid décennale.

À long terme, la diversification du mix électrique, les effets du réchauffement climatique ou encore l'évolution des usages pourraient induire de nouveaux déterminants pour la sécurité d'approvisionnement. Les périodes de défaillance pourraient ainsi concerner d'autres périodes que les vagues de froid (périodes de faible production renouvelable, vague de chaleur...).

Par ailleurs, le respect du critère de 3 heures pourrait être associé à un paysage de défaillance différent, en termes de fréquence des défaillances ou de profondeur des déséquilibres (i.e. ampleur des moyens à engager et nombre de sites à couper pour rétablir l'équilibre). Or, la perception de la sécurité d'approvisionnement ne sera en effet pas la même selon qu'elle conduit à des coupures importantes

² RTE, Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique Principaux résultats. Mai 2019.

tous les ans ou tous les deux ans ou que le risque de coupure reste limité à des événements extrêmes se produisant une fois tous les dix ans.

Le critère actuel ne permet pas de différencier des scénarios pourtant très différents en termes de fréquence et de profondeur de coupure. Les analyses menées dans le cadre du Bilan prévisionnel porteront donc sur une analyse exhaustive du paysage de défaillance et des implications pour les consommateurs d'électricité.

Cette évolution du paysage de défaillance était déjà illustrée dans les scénarios du Bilan prévisionnel 2017, même si à horizon 2035, les différences restaient encore peu marquées entre les différents scénarios.

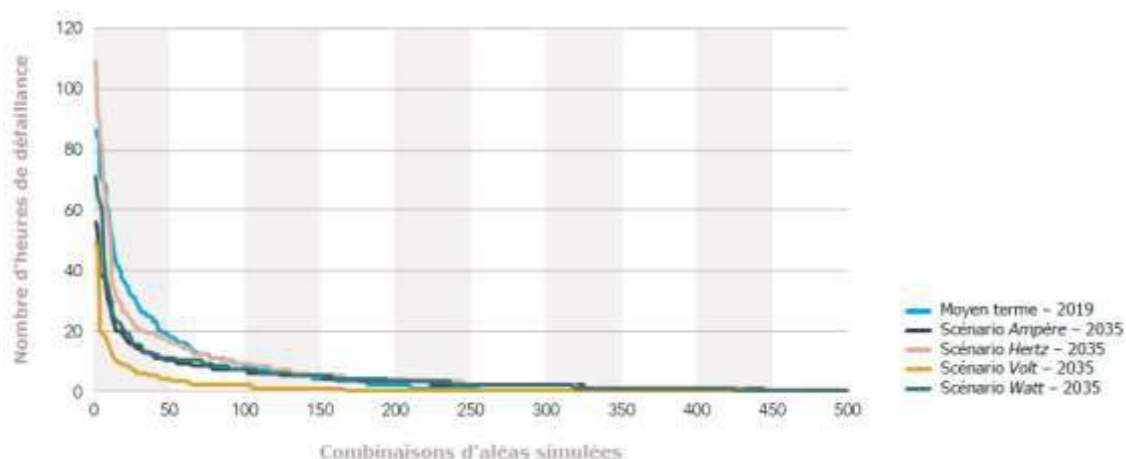


Figure 7. Monotones des heures de défaillance pour 1000 configurations simulées, dans les différents scénarios du Bilan prévisionnel 2017

Le consentement des consommateurs vis-à-vis de ce critère pourrait donc évoluer, en acceptant une moindre sécurité d'approvisionnement ou au contraire en exigeant un nombre d'heures de défaillance plus limité. Dans le même temps, la sécurité d'approvisionnement électrique est considérée aujourd'hui comme un bien collectif, auquel tous les producteurs disponibles lors des pointes de consommation participent et dont bénéficient tous les consommateurs sans appropriation ou différenciation possible. Néanmoins, dans le futur, si des solutions de stockage ou d'alimentation individuelles (moyens de production ou coupures différenciées au compteur) se développent, la sécurité d'approvisionnement pourrait s'individualiser.

De manière générale, la description et le partage des problématiques d'acceptabilité sociétale permettront d'appréhender les enjeux sociétaux associés à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone. Ils pourront mettre en avant que des arbitrages peuvent s'avérer nécessaires en matière d'acceptabilité de technologies de production, de réduction ou de flexibilisation de la consommation électrique ou d'évolutions de l'utilisation de l'électricité.

Les conséquences techniques, environnementales et économiques de ces enjeux seront analysées à l'aide de variantes de scénarios, par exemple s'agissant de l'acceptation plus ou moins forte de différents moyens de production comme le nucléaire ou l'éolien, de la flexibilisation de la consommation plus ou moins poussée, de différents niveaux de sécurité d'approvisionnement qui pourront être différenciées par groupes de consommateurs, etc.

Les dimensions d'analyse mentionnées ci-dessus sont détaillées dans les documents du groupe de travail « Dynamiques sociétales ».

4.3. La transition énergétique du système électrique pose des questions environnementales au-delà des émissions de gaz à effet de serre

La réduction des émissions de gaz carbonique mais aussi plus généralement des gaz à effet de serre (notamment le méthane ou le protoxyde d'azote – respectivement CH₄ et N₂O) est le principal défi afin de contenir le changement climatique, si possible dans les limites définies dans l'accord de Paris. Ces émissions incluent certes celles émises directement lors de l'exploitation du système électrique. Le volume de gaz à effet de serre émis sur l'ensemble du cycle de vie des composants du système électrique (investissement, acheminement des combustibles et exploitation) est plus significatif pour mesurer effectivement l'effet du système électrique sur le changement climatique. L'empreinte carbone est la mesure la plus complète car elle prend en compte l'effet des importations et exportations de biens et de services sur les émissions de CO₂ d'un pays. Elle est néanmoins contingente à des hypothèses qui dépassent les politiques publiques concernant le système électrique, voire même du système énergétique.

Dans le même temps, l'impact environnemental du système électrique peut être mesuré sur d'autres dimensions, notamment l'utilisation des ressources et des sols, l'impact sur la qualité des écosystèmes, la biodiversité et sur la santé humaine. Les enjeux en matière de ressources associés à la participation du système électrique à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone concernent ainsi aussi bien les minéraux, et les métaux, que les combustibles fossiles, l'utilisation des sols, ou de l'eau. Les enjeux en matière de qualité des écosystèmes résident principalement dans la qualité des sols et des eaux (douces ou marines) comme milieux accueillant pour la vie. Les enjeux en matière de santé humaine concernent par exemple la pollution de l'air, la couche d'ozone ou des effets cancérologènes.

Tout comme les émissions de gaz à effet de serre, ces autres types d'impacts environnementaux doivent s'apprécier tant lors de l'exploitation du système électrique que sur le cycle de vie de ses composants. Considérer l'ensemble des enjeux environnementaux permet de mettre en lumière qu'ils ne se résument pas aux seules émissions de gaz à effet de serre. Des solutions satisfaisantes du point de vue de la réduction des émissions de gaz à effet de serre pourront également être différenciées en s'appuyant sur un bilan environnemental plus complet intégrant ces dimensions complémentaires.

Les modalités d'analyse des questions environnementales feront l'objet d'un groupe de travail dédié. La méthodologie ou grille d'analyse³ à retenir ainsi que les bases de données sur lesquelles le travail d'évaluation pourra s'appuyer y seront notamment concertés.

4.4. Les scénarios de transition du système électrique feront l'objet d'un chiffrage économique complet et concerté

L'atteinte de la neutralité carbone en 2050 et ses conséquences pour le système électrique représentent aussi un enjeu économique. Comme pour toutes les études récentes publiées par RTE

³ Lors de la première session du groupe de travail scénarisation, les objectifs de développement durable établis par l'ONU ont été mentionnés. D'autres grilles d'analyse comme celles de la Commission européenne existent également. Le choix de la grille d'analyse fera l'objet d'une concertation dans le groupe de travail adéquat.

depuis 2017, l'analyse réalisée dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel de long terme comprendra un chiffrage économique complet des scénarios.

La méthodologie et la base de coûts utilisées pour l'analyse économique sont concertées, de manière similaire à ce qui avait été fait pour le Bilan prévisionnel 2017.

En particulier, l'analyse économique ne sera pas basée sur des indicateurs de LCOE, qui ne sont pas pertinents pour évaluer les coûts des scénarios, mais plutôt sur une approche en coût complet net annualisé à l'échelle de la collectivité. Les retours des réunions en groupe de travail et au sein de la CPSR montrent que cette approche est partagée par l'ensemble des parties prenantes.

La base de coûts sera par ailleurs enrichie afin d'évaluer l'ensemble des coûts du système. Ainsi, il est prévu d'intégrer dans le chiffrage non seulement les coûts de production mais aussi le coût des investissements d'efficacité énergétique, de flexibilisation de la demande électrique ou encore les coûts de réseau.

Les analyses du Bilan prévisionnel 2017 ont également montré qu'il était utile d'éclairer les trajectoires de coûts au regard des incertitudes à l'horizon ciblé (ici 2050) sur les coûts des technologies composant le mix (de production, de flexibilité et d'investissements de consommation). Chaque scénario pourra ainsi être associé non pas à une unique trajectoire de coûts mais à différentes variantes de coût reflétant les incertitudes. La robustesse des trajectoires de coût ainsi que ses principaux déterminants (capacité et coût des technologies) pourront ainsi être évalués.

Le contenu en emplois des différents scénarios et variantes représente également un enjeu économique et pourra faire l'objet d'un éclairage particulier.

5. Quels scénarios pour l'étude du système électrique à l'horizon 2050 dans le cadrage de la SNBC ?

5.1. Principes généraux pour la construction des scénarios de long terme du Bilan prévisionnel

L'objectif des prochains scénarios de long terme du Bilan prévisionnel est de fournir un éclairage sur les évolutions possibles du système électrique et de son fonctionnement à long terme (horizon 2050) en vue d'atteindre l'objectif de neutralité carbone désormais inscrit dans la loi.

Pour élaborer ces scénarios, RTE propose les principes suivants :

1. Comme indiqué ci-dessus, **ces scénarios s'inscriront en cohérence avec le cadrage du projet de SNBC** dont la version finale a été publiée le 21 avril 2020. Ceci signifie qu'un certain nombre d'hypothèses des scénarios du Bilan prévisionnel seront cadrées par les orientations de la SNBC, notamment pour celles portant sur les consommations énergétiques. En revanche, la SNBC laisse globalement ouverte la question du mix de production électrique au-delà de 2035. En particulier, elle ne donne pas de trajectoires détaillées s'agissant de l'évolution de la capacité des différentes filières de production (nucléaire, éolien, photovoltaïque, thermique...) et des solutions de flexibilité (stockage par batterie ou par production de gaz de synthèse, effacement et pilotage de la demande...) après 2035. L'objectif des scénarios de long terme du Bilan prévisionnel sera donc d'explorer les différentes options possibles en la matière.
2. **Des scénarios illustrant une variété de choix publics possibles qui se diviseront en deux familles distinctes :**
 - des scénarios avec l'option « nouveau nucléaire » ouverte (scénarios « EnR + nucléaire »),
 - des scénarios avec l'option « nouveau nucléaire » fermée (scénarios « 100% EnR »).

Ceci permettra d'apporter des éléments d'éclairage sur l'un des principaux sujets du débat public pour laisse globalement ouverte la question du mix de production électrique au-delà de 2035.

Au sein de ces deux familles, les scénarios se distingueront par différents choix publics possibles dans le cadre de la SNBC sur les autres aspects du système énergétique : les rythmes de développement des autres filières de production, des solutions de flexibilité...

3. Conformément à la méthodologie mise en œuvre dans les dernières éditions du Bilan prévisionnel, l'élaboration des scénarios sera complétée par de nombreuses variantes permettant de tester la résilience des scénarios à des aléas ou de manière générale à une évolution de paramètres différente de celle anticipée dans les trajectoires de référence. **Ces analyses de sensibilité comporteront deux types de variantes :**
 - des variantes portant sur **des paramètres endogènes** à la politique énergétique française reposant sur cet ensemble de choix publics (rythme de développement des différentes filières, efforts en matière de sobriété et d'efficacité énergétique, rythme des transferts d'usage vers l'électricité...), afin d'évaluer la résilience des scénarios à une évolution s'écartant légèrement des objectifs publics sur le mix ;
 - des variantes portant sur **des paramètres exogènes** à la politique énergétique française (réchauffement climatique, macro-économie, PIB, démographie, activité industrielle en

France...), qui permettront d'évaluer la résilience des scénarios à ces paramètres pouvant en particulier affecter la consommation ou la production électrique.

Ces principes de construction des scénarios sont illustrés sur la figure ci-dessous.

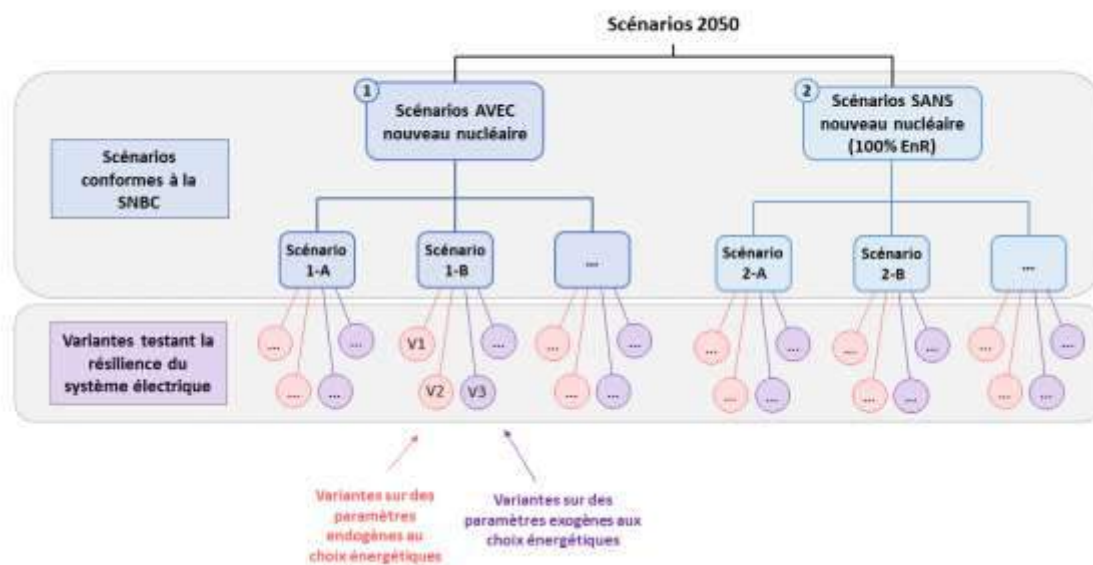


Figure 8. Principes d'élaboration des scénarios et de leurs variantes

5.2. La définition des différents paramètres des scénarios

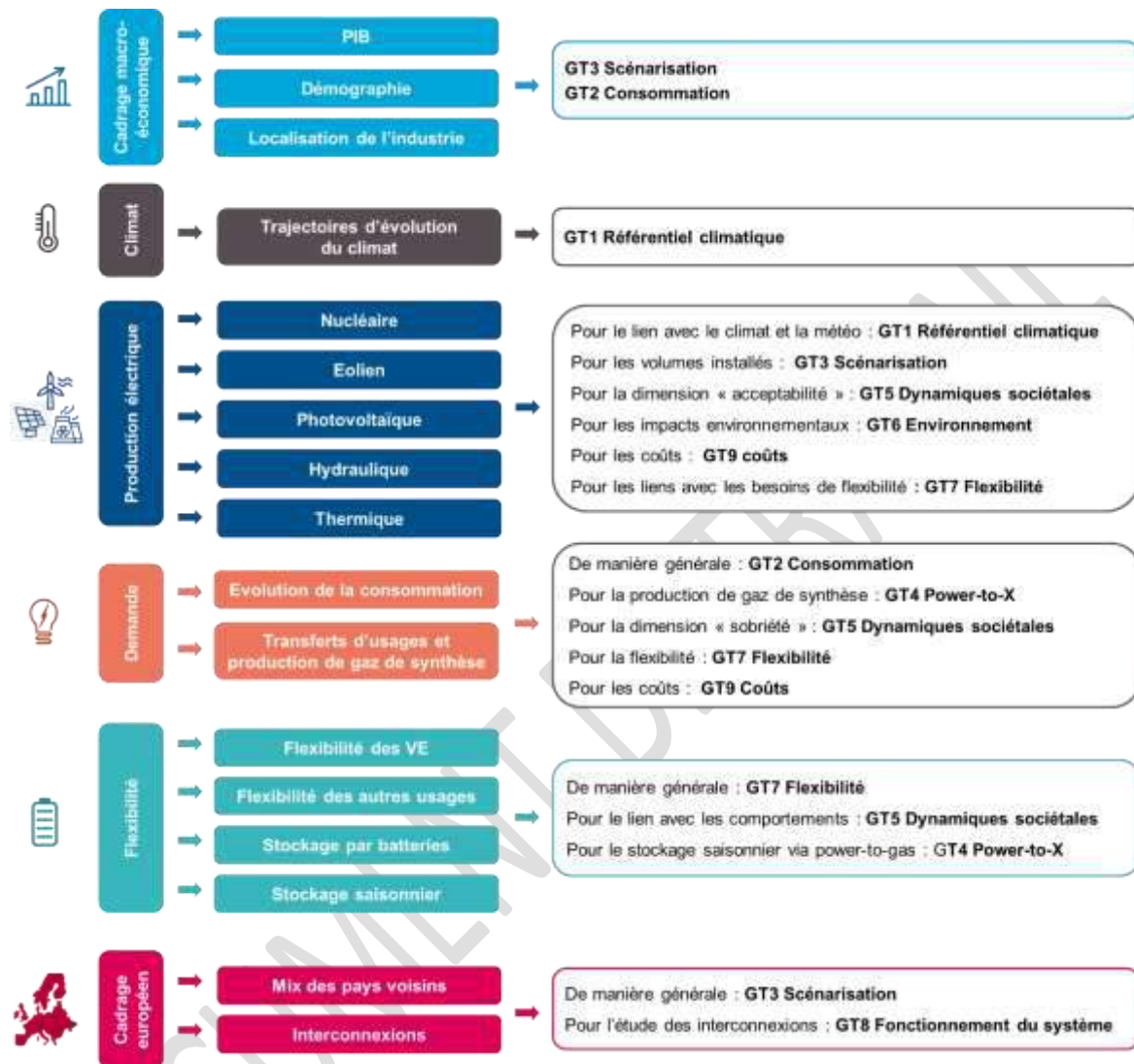
Les scénarios étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel sont définis par un ensemble d'hypothèses, couvrant les différentes composantes de l'économie et du secteur énergétique. Les principales hypothèses à construire peuvent être classées en différentes catégories :

- Les hypothèses relatives au cadrage macro-économique (PIB, Démographie, Niveau d'activité industrielle et relocalisation de l'industrie...);
- Les trajectoires d'évolution du climat considérées (différentes trajectoires du GIEC possibles);
- Les hypothèses relatives à la production d'électricité pour les différentes filières (volume installé, caractéristiques et contraintes de fonctionnement, coûts, ressources et impacts environnementaux...);
- Les hypothèses relatives à l'évolution de la demande (efficacité énergétique, sobriété, nouveaux usages...);
- Les hypothèses relatives aux moyens de flexibilité (flexibilité des véhicules électriques et de manière plus générale de la demande, stockage par batteries ou par couplage sectoriel...);
- Les hypothèses associées au cadrage européen (évolution de la production et de la consommation dans les pays voisins, interconnexions).

La construction de chacun des scénarios et des variantes associées s'appuie donc sur des échanges dédiés dans les différents groupes de travail thématiques.

Le GT3 scénarisation conduit à définir le cadrage d'ensemble.

Les hypothèses associées au cadrage du contexte européen font l'objet d'un zoom dans la suite du document (voir partie 8).



5.3. Les évolutions possibles des différents paramètres

5.3.1. Les hypothèses de contexte macro-économique exogène

Par ailleurs, l'étude des scénarios sera complétée par plusieurs variantes ou tests de sensibilité portant sur les différents paramètres macro-économiques, de manière à tester la résilience des scénarios à des évolutions s'écartant des trajectoires de référence : par exemple, le scénario est-il robuste à une démographie plus forte qu'anticipée ? à une croissance de l'activité en hausse par rapport à aujourd'hui ?

Ces paramètres seront cadrés par des scénarios macroéconomiques cohérents à l'échelle internationale. L'hypothèse sur le produit intérieur brut de la France pourra également être recalée pour tenir compte des effets des investissements tant du côté de la consommation (électrification, efficacité énergétique, transferts d'usages entre vecteurs) que du mix de production. Le recalage du produit intérieur brut se reflétera sur des variantes de trajectoires de consommation, en particulier sur la consommation industrielle.

PIB

RTE propose de retenir la trajectoire de référence de la SNBC. Des variantes seront réalisées avec par exemple une hypothèse de croissance nulle.

Population

RTE propose de retenir le scénario central de l'INSEE⁴ comme trajectoire de référence. Celui-ci conduit à une population totale en France métropolitaine continentale⁵.

Scénario(s) climatique(s) de référence

Comme présenté en GT sur la base climatique⁶, les référentiels climatiques utilisés pour la simulation du fonctionnement du système électrique intégreront les effets du changement climatique, selon plusieurs trajectoires possibles. Les travaux réalisés par RTE depuis plusieurs années en partenariat avec Météo France permettent ainsi de disposer de plusieurs référentiels dits « à climat constant », notamment :

- Deux référentiels basés sur le climat à horizon 2050 correspondant à deux scénarios du GIEC (RCP4.5 et RCP 8.5) ;
- Un référentiel basé sur le climat à horizon 2000 (c'est-à-dire avec les données atmosphériques et de concentration de CO₂ de l'an 2000) ;
- Un référentiel climatique intermédiaire à horizon 2025, obtenu par analyse statistique du réchauffement entre les années 2000 et le référentiel climatique 2050 RCP8.5.

L'analyse réalisée se basera sur ces différents référentiels.

⁴ INSEE, 2017, *Projections de population 2013-2050 pour les départements et les régions*, <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2859843>

⁵ Le périmètre du Bilan prévisionnel correspond à la France métropolitaine continentale (tandis que le périmètre de la SNBC correspond à l'ensemble du territoire français et inclut donc la Corse et les DOM).

⁶ Voir le site des actualités de la concertation pour le détail des documents et des présentations des autres groupes de travail : <https://www.concerte.fr/content/actualite-de-la-commission-perspectives-systeme-et-reseau>

5.3.2. L'évolution de la demande d'électricité

Lors de la construction de scénarios, les paramètres peuvent prendre différentes valeurs, souvent qualifiées par leur niveau relatif par simplification, par exemple haut, moyen, bas. En l'absence d'échelle de valeurs explicites, les qualifications en niveau peuvent être diversement interprétées. Par exemple, une valeur de 500 TWh peut alternativement être considérée comme « haute » ou « basse » selon les participants à la concertation. C'est pourquoi, avant la conception même des scénarios, il apparaît nécessaire de pouvoir concerter sur l'échelle des valeurs que peuvent prendre les paramètres différenciant les scénarios.

Les extrêmes des niveaux d'hypothèses peuvent être établis sur la base des scénarios existants. Par exemple, une trajectoire de consommation électrique s'appuyant sur un fort niveau de d'efficacité énergétique et de sobriété s'approcherait du niveau de consommation du scénario négaWatt, soit autour de 270 TWh (quoique les hypothèses d'électrification en particulier du transport puissent différer) ou 391 TWh dans les visions de l'ADEME. A l'opposé, une trajectoire de consommation électrique s'appuyant sur un niveau de sobriété ou d'efficacité énergétique bien moindre et / ou une plus forte électrification des usages s'approcherait du niveau de consommation électrique considéré dans le scénario Négatep avec 850 TWh en 2050.

Dans tous les cas, les valeurs discutées sur la consommation électrique doivent tenir compte des volumes nécessaires pour la production de gaz de synthèse (via l'électrolyse).

Le scénario de demande de référence utilisée pour les scénarios d'étude sera basé sur les orientations de la PPE et de la SNBC. Des variantes autour de cette trajectoire feront l'objet d'analyses complémentaires.

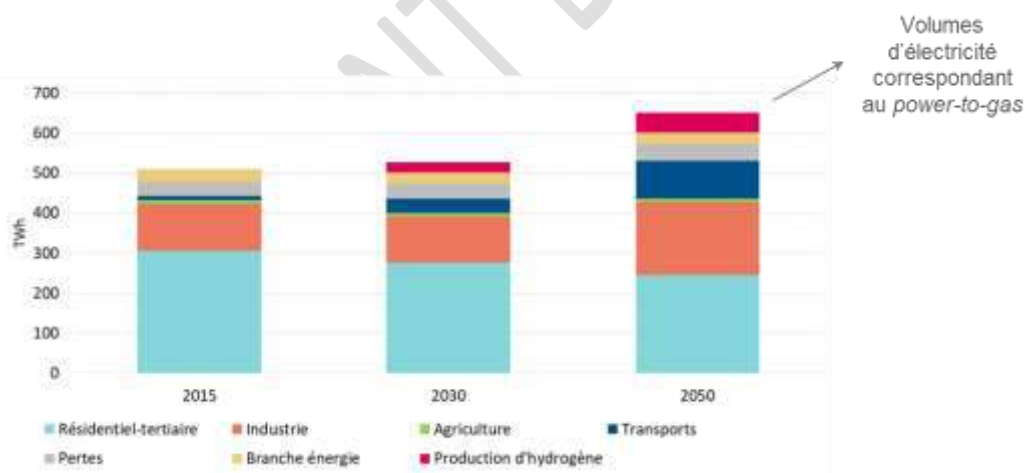


Figure 9. Trajectoires d'évolution de la consommation brute (SNBC)

5.3.3. L'évolution du parc nucléaire existant

Depuis la fin des années 1990, la capacité nucléaire installée en France est de 63 GW. Elle devrait évoluer à la baisse de l'ordre de 100 MW après l'arrêt de la centrale de Fessenheim en 2020 et la mise en service de l'EPR de Flamanville en 2023. La PPE prévoit ensuite que deux réacteurs pourront être fermés à l'horizon 2025-2026 à la date de leur cinquième visite décennale, si certaines conditions relatives au prix de l'électricité et à l'évolution du marché de l'électricité à l'échelle européenne sont remplies, sur la base d'une décision à prendre en 2023. Entre 14 et 16 fermetures de réacteurs (dont Fessenheim) sont prévues par la PPE (suivant la fermeture ou non des deux réacteurs additionnels à l'horizon 2025-2026) pour atteindre 50% de nucléaire à l'horizon 2035, à l'échéance de la cinquième visite décennale (sauf pour deux réacteurs).

Au-delà de 2035, la capacité des centrales nucléaires existantes encore en fonctionnement pourra suivre une trajectoire comprise entre celle décrite par la fermeture des réacteurs à leur cinquième visite décennale ou celle décrite par la fermeture des réacteurs à leur sixième visite décennale.

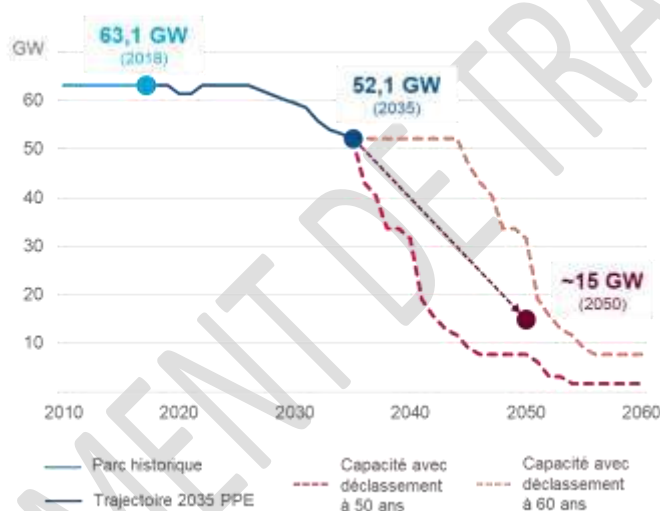


Figure 10. Trajectoires d'évolution de la capacité de nucléaire existant

5.3.1. Les trajectoires de nouveau nucléaire

Plusieurs trajectoires possibles seront considérées et intégreront de possibles mises en service de nouveaux EPR à partir de la période 2030-2035 (voir les scénarios d'étude pour plus de détails).

5.3.2. Les trajectoires d'évolution de l'éolien terrestre

La production éolienne terrestre s'est développée depuis le début des années 2000. Sa croissance a connu des à-coups, variant entre 600 et 1800 MW/an sur les dix dernières années. Néanmoins, depuis les trois dernières années, le rythme de développement est plus régulier, dépassant 1400 MW/an.

Ce développement a permis d'atteindre l'objectif 2018 avec 15 GW de capacité éolienne installée. L'atteinte des objectifs 2023 et 2028 bas va nécessiter une accélération du rythme d'installation des

éoliennes terrestres avec 1900 MW/an en moyenne. L'atteinte de l'objectif haut en 2028 nécessite d'accélérer encore davantage après 2023 avec l'installation de 2200 MW/an.

Par ailleurs, le parc installé pourra bénéficier d'un repowering en fonction de la durée de vie des installations. Par exemple, sous l'hypothèse d'une durée de vie des installations éoliennes de l'ordre de 30 ans, les fermes installées à partir de 2005 devront être progressivement renouvelées à partir de 2035. Cette capacité doit être prise en compte dans le dimensionnement du développement de la capacité éolienne à cet horizon car la filière devra assurer conjointement l'accroissement de la capacité installée et le repowering.

En prolongeant le rythme actuel de développement de la capacité et en tenant compte du besoin de repowering sous l'hypothèse d'une durée de vie des installations de l'ordre de 30 ans (comme concerté dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017), une capacité de l'ordre de 50 GW pourrait être installée à l'horizon 2050. Par ailleurs, le prolongement du rythme permettant d'atteindre l'objectif haut de la PPE en 2028, en supposant également le repowering nécessaire mis en œuvre, pourrait permettre d'atteindre de l'ordre de 80 GW de capacité éolienne terrestre à l'horizon 2050.

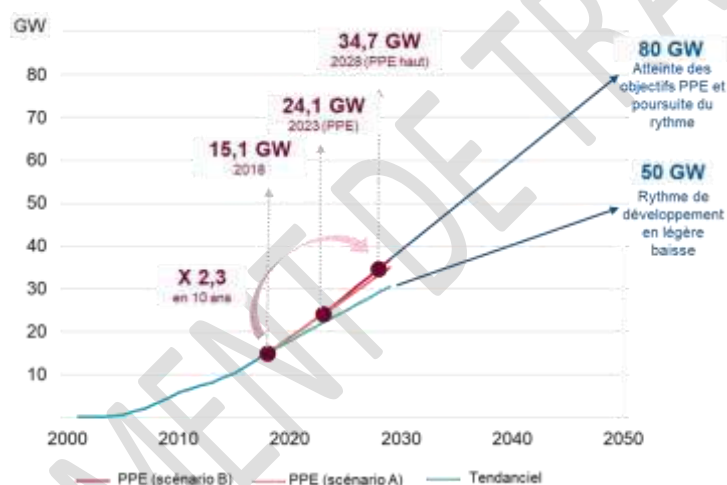


Figure 11. Trajectoires de capacités de l'éolien terrestre, objectifs PPE et fourchette envisageable pour 2050

5.3.1. Les trajectoires d'évolution de l'éolien en mer

S'agissant de l'éolien en mer, le Gouvernement a annoncé sa volonté d'accélérer le développement de l'éolien en mer pour atteindre un rythme d'1 GW/an dans le cadre de la PPE.

Au-delà de la PPE, plusieurs trajectoires sont possibles et dépendront du potentiel technico-économique réellement accessible (notamment sur le flottant).

Cette filière pourrait à l'avenir occuper une part importante du mix électrique. Elle bénéficie aujourd'hui d'une meilleure acceptabilité que l'éolien terrestre (malgré des conflits d'usage possibles avec la pêche dans certaines zones), de coûts qui ont fortement baissé au cours des dernières années et d'une structuration industrielle à l'échelle du continent européen.

Certains scénarios prévoient ainsi de tripler voire quadrupler le rythme d'installation de l'éolien en mer en France au-delà de la PPE.

D'autres technologies marines pourraient également émerger à long terme.

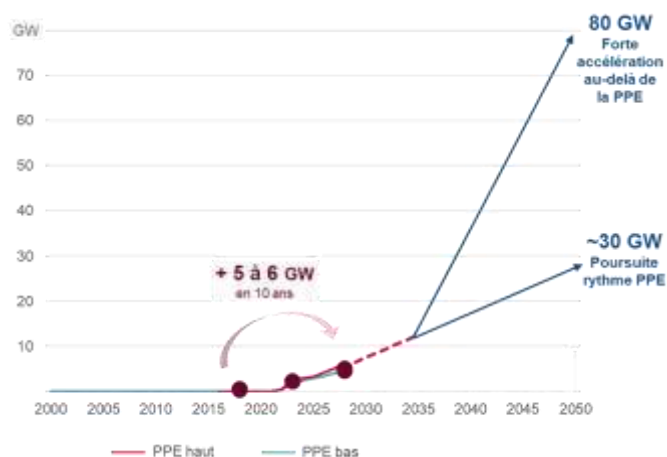


Figure 12. Trajectoires de capacités de l'éolien en mer, objectifs PPE et fourchette envisageable pour 2050

5.3.2. Les trajectoires d'évolution du photovoltaïque

La production photovoltaïque s'est développée depuis la fin des années 2000 et le début des années 2010. Elle a connu un boom d'installations autour des années 2010, consécutif à un moratoire sur un tarif d'achat très avantageux. Depuis les cinq ou six dernières années, la capacité photovoltaïque croît à un rythme moyen de l'ordre de 800 MW/an. La capacité installée était ainsi de plus de 8 GW à la fin de l'année 2018, soit en-dessous de l'objectif initial de la PPE.

La trajectoire d'évolution doit désormais s'infléchir pour atteindre les objectifs de la PPE révisée en 2020 et qui vise à multiplier la capacité solaire installée par 4 à 5 dans les dix prochaines années.

Par ailleurs, le parc installé pourra bénéficier d'un « repowering » en fonction de la durée de vie des installations. Par exemple, sous l'hypothèse d'une durée de vie de l'ordre de 30 ans, capacités photovoltaïques installées à partir de 2010 devront être progressivement renouvelées à partir de 2040. La capacité à renouveler pourrait représenter 10 GW à l'horizon 2050.

Le photovoltaïque fait actuellement face à moins d'oppositions locales que les fermes éoliennes, en particulier, si les sites agricoles et naturels sont épargnés.

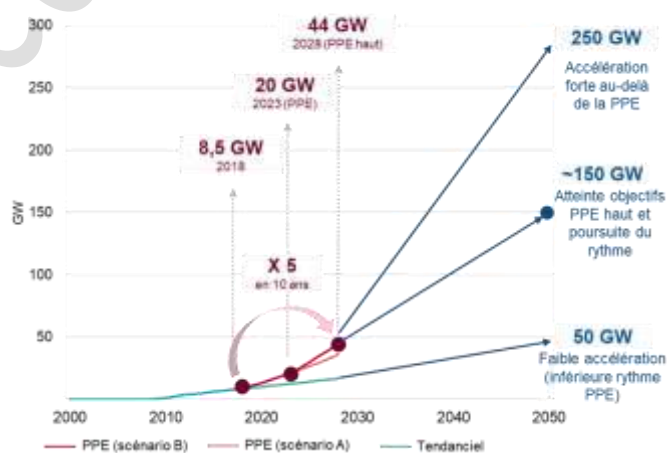


Figure 13. Trajectoires d'évolution du photovoltaïque

5.3.3. La capacité hydraulique

La capacité hydraulique a cru régulièrement depuis une dizaine d'années, à un rythme oscillant en même entre 10 et 30 MW de capacité supplémentaires par an. Elle atteignait 25 540 MW en 2018. Elle dépasse ainsi légèrement les objectifs 2018 de la PPE.

En poursuivant sur ce rythme, l'objectif 2023 de capacité hydraulique fixé dans le projet de PPE pourrait également être atteint. A l'horizon 2028, les objectifs tant haut que bas de la PPE nécessitent d'accélérer substantiellement le rythme d'augmentation de la capacité hydraulique. Dans l'objectif bas de la PPE à 2028, en supposant atteint l'objectif 2023, il sera nécessaire d'augmenter la capacité hydraulique de 140 MW/an en moyenne. Dans l'objectif haut de la PPE à 2028, en supposant atteint l'objectif 2023, il sera nécessaire d'augmenter la capacité hydraulique de 210 MW/an en moyenne.

En complément, la PPE prévoit l'installation de 1,5 GW de STEP⁷ supplémentaires entre 2030 et 2035. La capacité actuelle de STEP est de 4,2 GW.

A l'horizon 2050, la capacité hydraulique ne devrait pas croître de manière significative étant donné les contraintes de gisement disponible.

5.3.4. Les capacités thermiques et de flexibilité

Cette partie sera complétée ultérieurement avec les hypothèses de flexibilité sur la demande et l'analyse du bouclage en flexibilités résultant des simulations.

⁷ Station de transfert d'énergie par pompage.

6. Les scénarios d'étude

A l'issue de la première phase de la concertation (qui visait à définir le cadrage d'ensemble des scénarios) et en cohérence avec les retours exprimés par les parties prenantes dans le cadre des réunions de concertation, des premiers scénarios d'étude ont pu être élaborés.






Conformément au cadre présenté ci-dessus, les principaux scénarios d'étude sont répartis en deux familles de scénarios : une famille de scénarios convergeant progressivement vers un mix 100% EnR c'est à dire sans nouveau nucléaire (scénarios provisoirement nommés M1, M2 et M3), et une famille de scénarios intégrant de nouvelles capacités nucléaires (scénarios provisoirement nommés N1, N2, N3). De premiers éléments de description des scénarios d'étude sont présentés dans la suite.

Avertissement : l'ensemble des données et des chiffres associés aux scénarios d'étude et présentés dans la suite de ce document constituent des éléments provisoires et ne peuvent en aucun cas être considérés comme des résultats définitifs.

En particulier, les données des scénarios d'étude seront progressivement affinées en fonction des simulations (par exemple, pour le bouclage des flexibilités) et des retours des parties prenantes.

6.1. Un cadrage commun sur le contexte macro-économique, la demande et les hypothèses européennes

Afin de faciliter la comparaison des scénarios d'étude, la méthode proposée consiste à retenir **une unique hypothèse centrale pour les principaux paramètres macro-économiques, commune à tous les scénarios**. Ceux-ci seront basés sur des hypothèses de contexte macro-économique identiques correspondant aux orientations et aux trajectoires de référence de la SNBC. Cette proposition fait notamment suite aux commentaires remontés par plusieurs acteurs lors des restitutions des analyses du Bilan prévisionnel 2017, qui soulignaient la difficulté à comparer des scénarios reposant sur des fondamentaux macro-économiques différents.

Cadrage commun aux six scénarios d'étude principaux		
	Démographie : sc. central INSE	71 millions d'habitants en 2050
	PIB : trajectoire de référence SNBC	environ +1,5%/an
	Changement climatique : deux des scénarios de référence du GIEC	RCP4.5 ou RCP8.5
	Demande : sc. de référence SNBC	~630 TWh d'électricité en 2050 (pertes et power-to-gas inclus)
	Europe : scénarios reflétant les ambitions des pays voisins en matière de transition énergétique, et élaboré à partir des scénarios européens existants	

6.2. Les scénarios d'étude « 100% EnR » (sans nouveau nucléaire)

Trois premiers scénarios d'étude sans nouveau nucléaire (aussi appelés scénarios 100% EnR) sont présentés dans la suite. Ceux-ci se distinguent essentiellement par la part des différentes filières renouvelables : éolien terrestre, éolien en mer et photovoltaïque. Ils se différencient également par le type et la taille d'installations qui se développent : un des trois scénarios intègre ainsi un développement plus marqué d'installations décentralisées avec une volonté de la société de développer des formes d'autoconsommation de l'énergie au niveau local.

Dans ces trois scénarios, la part des EnR dans le mix de production atteint 100% en 2060 environ. En 2050, la part des ENR demeure inférieure à 100%, du fait de la persistance d'une partie de la capacité nucléaire existante. Afin de faciliter la comparaison des principaux scénarios d'étude, la trajectoire de déclasserement des tranches est supposée identique à celle employée dans les scénarios avec du nouveau nucléaire. La trajectoire de déclasserement considérée suppose un panachage entre des fermetures de réacteurs existants à 50 ans de durée de vie ou à 60 ans afin de lisser les fermetures et d'éviter « l'effet falaise ». Elle conduit à une capacité résiduelle d'environ 15 GW en 2050.

A l'horizon 2060 en revanche, la totalité des réacteurs nucléaires existants sont déclassés et seul l'EPR de Flamanville est supposé encore en fonctionnement. Le mix de production électrique est alors très proche du 100% EnR.

DOCUMENT DE TRAVAIL

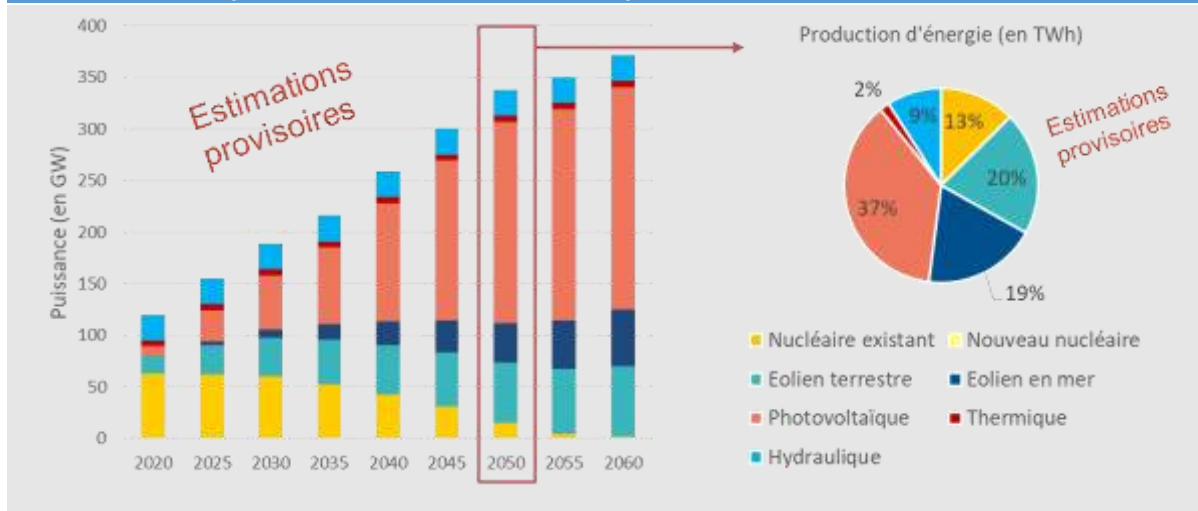
Scénario M1 : EnR décentralisées

Principes et cadrage général

Ce scénario est caractérisé par un développement important des énergies renouvelables décentralisées, porté par des acteurs locaux participatifs ou par des collectivités locales. **Ce développement se concentre en particulier sur la filière photovoltaïque** - avec des installations en autoconsommation (individuelle ou collective), le développement de fermes solaires au sol et sur toitures. **sur le développement de solutions de flexibilité** (stockage, flexibilité de la demande).

L'**éolien terrestre** se développe de manière modérée, avec une orientation vers des projets « citoyens » ou en associant les acteurs locaux (via des sociétés mixtes). L'accélération du développement de l'éolien en mer se poursuit, mais avec un rythme plus limité que dans les autres scénarios.

Evolution de la capacité installée sur 2020-2060 et production en 2050 (*estimations avant simulation*)



Hypothèses de développement par filière



~195 GW en 2050

Développement très important du photovoltaïque sur l'ensemble des segments, avec de nombreuses installations en autoconsommation ou participatives



~58 GW en 2050

Développement modéré de l'éolien terrestre (rythme tendanciel, voire en légère baisse par rapport à aujourd'hui sur l'ensemble de la période 2020-2050).



~39 GW en 2050

Accélération du développement de l'éolien en mer, mais avec un rythme plus limité que dans les autres scénarios 100% EnR, même si le rythme de développement d'éolien en mer augmente par rapport à la trajectoire de la PPE après 2030-2035



~15 GW en 2050

Déclassement progressif du nucléaire existant. Pas de nouveau nucléaire.



Flexibilités : les volumes de moyens de flexibilité nécessaires seront à **déterminer en fonction des simulations** et de l'analyse des besoins de flexibilité (bouclage économique).

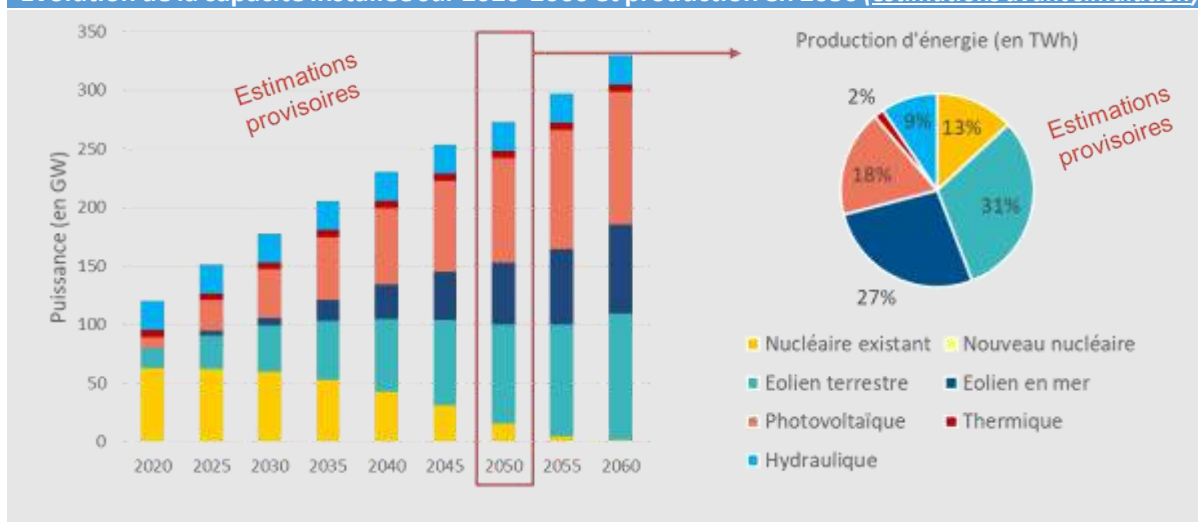
Scénario M2 : « EnR économiques et centralisées »

Principes et cadrage général

Ce scénario se caractérise par un **développement de grands parcs EnR sur l'ensemble des filières**, en vue de bénéficier d'économies d'échelle et de cibler les installations les moins coûteuses.

Le développement de la filière photovoltaïque s'oriente essentiellement vers la construction de grandes centrales au sol. La filière de l'éolien terrestre bénéficie d'augmentations de capacité et de performance importantes à l'occasion du repowering. Enfin, le développement de grands parcs d'éolien posé et flottant s'accompagne d'efforts pour mutualiser certaines infrastructures à l'échelle européenne et pour faciliter l'insertion de l'éolien en mer via une planification de long terme des zones d'accueil.

Evolution de la capacité installée sur 2020-2060 et production en 2050 (*estimations avant simulation*)



Hypothèses de développement par filière



~90 GW en 2050

Développement du photovoltaïque dans le prolongement du rythme bas de la PPE et ciblé sur les projets de grands parcs



~85 GW en 2050

Développement de l'éolien terrestre plus rapide que dans les autres scénarios, aligné avec les objectifs hauts de la PPE et qui se maintient tout au long de la trajectoire



~53 GW en 2050

Accélération du développement de l'éolien en mer, qui atteint les objectifs hauts de la PPE en 2030 puis dont le rythme triple après 2030.



~15 GW en 2050

Déclassement progressif du nucléaire existant. Pas de nouveau nucléaire.



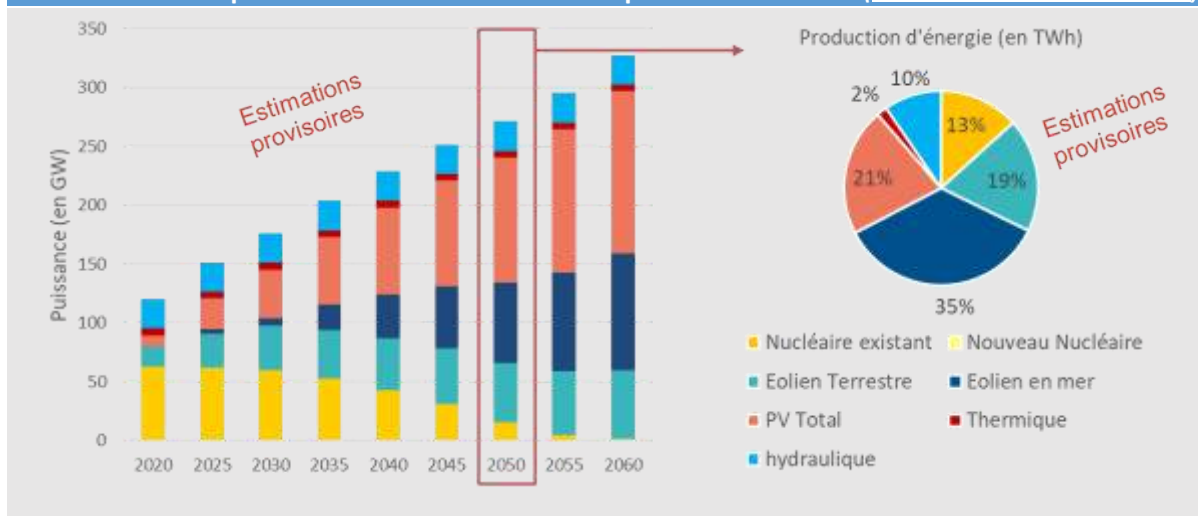
Flexibilités : les volumes de moyens de flexibilité nécessaires seront à **déterminer en fonction des simulations** et de l'analyse des besoins de flexibilité (bouclage économique).

Scénario M3 : énergies marines renforcées

Principes et cadrage général

Dans ce scénario, le développement de l'éolien terrestre est limité par des questions d'acceptabilité et d'insertion dans les territoires. Ceci implique **d'accélérer le développement des énergies marines renouvelables**. Le scénario se distingue donc par une accélération forte du développement de l'éolien en mer, avec le développement de l'éolien posé mais également de l'éolien flottant (voire d'autres technologies), selon un rythme plus élevé que dans les autres scénarios. Le développement du photovoltaïque s'accélère également sur l'ensemble des segments (parcs au sol et toitures).

Evolution de la capacité installée sur 2020-2060 et production en 2050 (*estimations avant simulation*)



Hypothèses de développement par filière



~106 GW en 2050

Développement du photovoltaïque au rythme de la PPE sur l'ensemble de la trajectoire, en raison d'une absence de limite liée à l'acceptation de la technologie



~51 GW en 2050

Développement plus limité de l'éolien terrestre, avec un ralentissement fort du rythme de mise en service après 2035.



~68 GW en 2050

Forte accélération du développement de l'éolien en mer (posé et flottant), qui s'aligne sur les ambitions hautes de la PPE jusqu'en 2030-2035 puis s'accélère (multiplié par 4) pour en faire la source d'énergie principale du parc de production.



~15 GW en 2050

Déclassement progressif du nucléaire existant. Pas de nouveau nucléaire.



Flexibilités : les volumes de moyens de flexibilité nécessaires seront à **déterminer en fonction des simulations** et de l'analyse des besoins de flexibilité (bouclage économique).

6.3. Les scénarios d'étude « EnR + nucléaire » (avec nouveau nucléaire)

Ces scénarios d'étude intègrent le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires qui seraient mis en service à partir de la période 2030-2035. Les trois scénarios proposés se distinguent essentiellement par le rythme de développement des nouveaux réacteurs.

Ainsi, dans les deux premiers scénarios N1 et N2, le programme industriel de nouveaux réacteurs se traduit par la mise en service de paires de nouveaux EPR sur des sites existants (en vue de bénéficier d'économies liées à l'effet de paires), avec un rythme pouvant varier entre une paire tous les 5 ans et jusqu'à une paire tous les 2 ou 3 ans.

Le scénario N3 est quant à lui basé sur le maintien d'un objectif de 50% de nucléaire dans la production. Le rythme de développement du nucléaire est ainsi ajusté pour atteindre cet objectif. La capacité installée n'est donc pas une hypothèse exogène mais résulte du bouclage du mix en puissance et en énergie.

Ces trois scénarios d'étude sont présentés avec le même niveau de développement de l'hydraulique, et une unique répartition entre formes d'énergies renouvelables (éolien terrestre / éolien en mer / solaire PV / bioénergie et autres), correspondant à une continuité par rapport à la stratégie de développement de la PPE.

Le cadrage de ces scénarios pose néanmoins une question sur le dimensionnement du parc d'énergies renouvelables qui accompagne le développement du nouveau nucléaire : il s'agit de définir si le volume de capacités EnR installées est adapté afin de couvrir le même niveau de production totale d'électricité en France que dans les autres scénarios étudiés (ce qui est fait par le nucléaire vient réduire ce qui doit être produit par les EnR) ou si le niveau de développement des EnR est supposé invariant entre les différents scénarios avec du nouveau nucléaire, quitte à obtenir un potentiel d'électricité décarbonée plus important, permettant ainsi une plus forte décarbonation des usages en France ou à l'étranger.

A ce stade, les hypothèses et chiffres sont présentés en privilégiant la première option, mais des variantes pourront néanmoins être étudiées.

Il convient de rappeler que les chiffres présentés dans la suite constituent des estimations provisoires, avant simulation. En particulier, la production effective des réacteurs nucléaires ne pourra être évaluée qu'en réalisant les simulations sur l'équilibre offre-demande d'électricité et en tenant compte des effets de modulation du nucléaire lors des périodes d'abondance de production qui pourraient venir réduire le facteur de charge des réacteurs.

En particulier, la capacité nucléaire nécessaire pour atteindre la part de 50% de nucléaire dans la production ne pourra être évaluée précisément qu'en sortie des simulations. L'analyse sera donc affinée dans les prochains mois.

Scénario N1

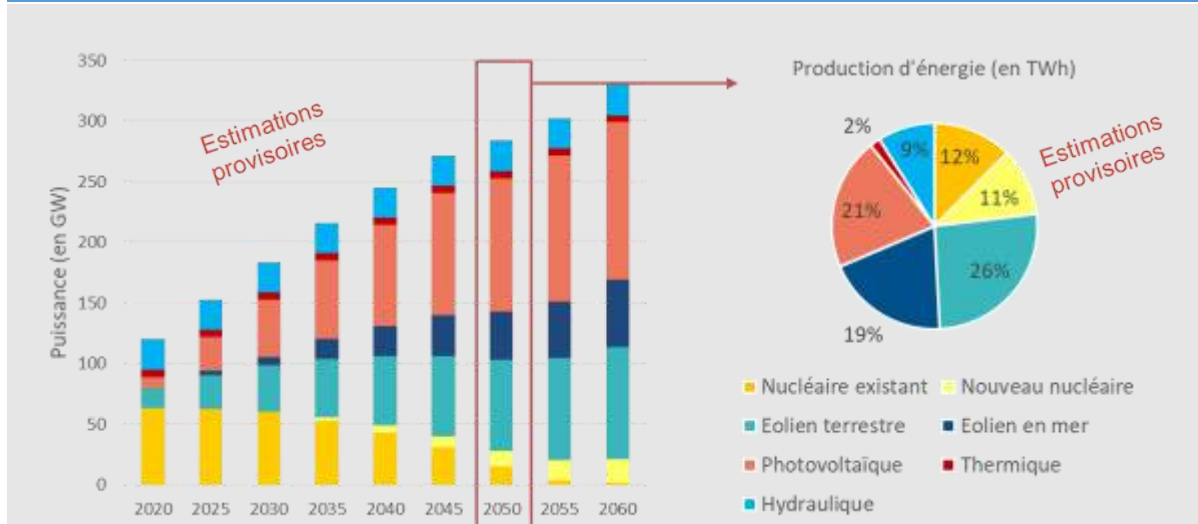
Principes et cadrage général

Ce scénario intègre le lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires, développés par paires sur des sites existants. Le programme de construction serait lancé au début des années 2020 et conduirait à des premières mises en service à l'horizon 2035. Le développement du nouveau nucléaire se poursuit ensuite avec un rythme industriel d'environ **1 paire tous les 5 ans**.

Ce rythme ne permet pas de compenser la baisse de productible engendré par le déclassement du parc existant : la part du nucléaire est comprise entre 20 et 25% de la production à horizon 2050.

En parallèle, les énergies renouvelables poursuivent leur développement sur un rythme soutenu pour couvrir les besoins d'électricité nécessaires à l'atteinte de la neutralité carbone.

Evolution de la capacité installée sur 2020-2060 et production en 2050 (*estimations avant simulation*)



Hypothèses de développement par filière

 **~110 GW en 2050**

 **~75 GW en 2050**

 **~40 GW en 2050**


Le développement des EnR se poursuit à un rythme soutenu au-delà de l'horizon de la PPE, avec une répartition entre les différentes filières conforme aux orientations de la PPE.

 **~15 GW en 2050**

Déclassement progressif du nucléaire existant

 **~13 GW en 2050**

Mise en service de 6 à 10 nouveaux EPR d'ici 2050, développement par paires sur des sites existants, rythme d'une paire tous les 5 ans environ à partir de 2035

 **Flexibilités** : les volumes de moyens de flexibilité nécessaires seront à **déterminer en fonction des simulations** et de l'analyse des besoins de flexibilité (bouclage économique).

Scénario N2

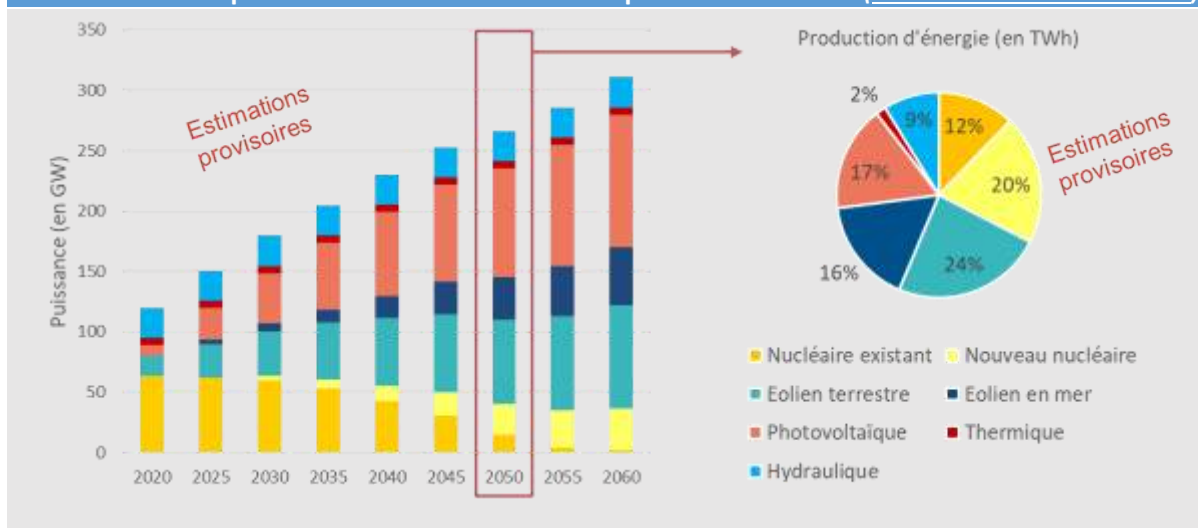
Principes et cadrage général

Ce scénario se traduirait par un lancement d'un programme nucléaire avec un rythme soutenu. Il correspond à une accélération du développement du nouveau nucléaire par rapport au scénario N1, avec une ambition de mise en service d'environ **1 paire tous les 2 ou 3 ans à partir de 2030-2035** en vue de disposer d'une capacité plus importante à l'horizon 2050.

A ce stade, le scénario est construit en réduisant le développement des énergies renouvelables par rapport au scénario N1 de manière à retrouver approximativement le même potentiel de production d'électricité décarbonée total. Il pourrait aussi être considéré que le rythme de développement des EnR est identique à celui du scénario N1 et viendrait s'ajouter aux réacteurs supplémentaires conduisant à développer un potentiel de décarbonation plus important et sur un rythme plus rapide.

La part du nucléaire apparaît de l'ordre du tiers de la production totale en 2050.

Evolution de la capacité installée sur 2020-2060 et production en 2050 (*estimations avant simulation*)



Hypothèses de développement par filière



~90 GW en 2050



~70 GW en 2050



~35 GW en 2050

Le développement de l'ensemble des filières EnR s'alignent sur le **rythme bas de la PPE** prolongé sur l'ensemble de la trajectoire.



~15 GW en 2050

Déclassement progressif du nucléaire existant



~25 GW en 2050

Mise en service de 12 à 16 nouveaux EPR d'ici 2050, développement par paires sur des sites existants, rythme d'une paire tous les 3 ans environ à partir de 2030



Flexibilités : les volumes de moyens de flexibilité nécessaires seront à **déterminer en fonction des simulations** et de l'analyse des besoins de flexibilité (bouclage économique).

Scénario N3 : 50% de nucléaire

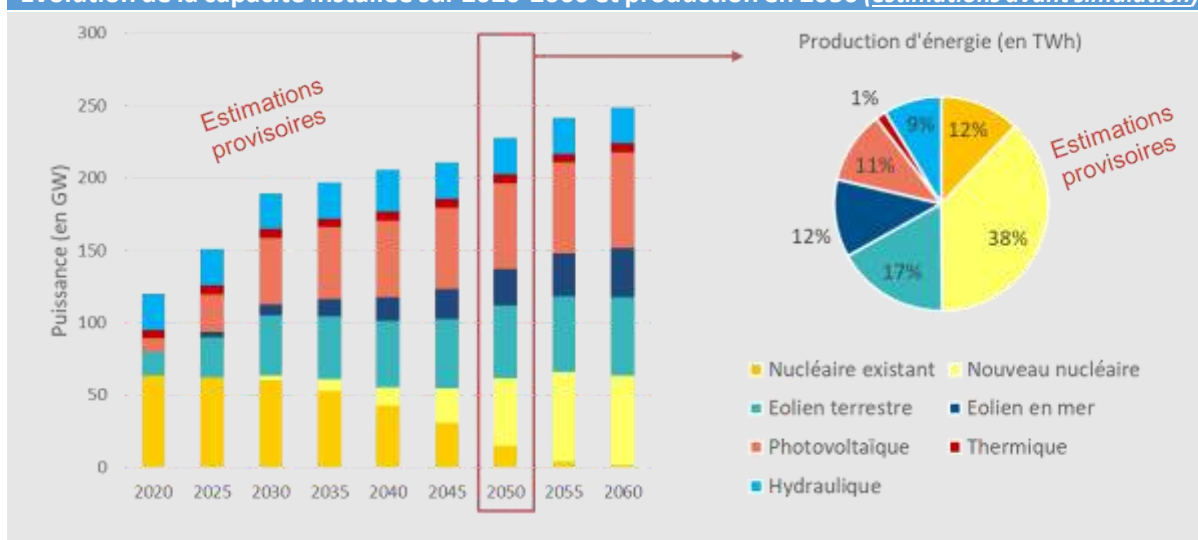
Principes et cadrage général

L'objectif de ce scénario est d'illustrer un scénario de **renouvellement du parc nucléaire très volontariste, visant à maintenir une part de 50% de production d'électricité d'origine nucléaire** au-delà de l'horizon 2035 (qui est l'horizon auquel la part du nucléaire doit être abaissée à 50% selon la loi énergie et climat adoptée à l'automne 2019).

Dans ce scénario, la contribution du système électrique à la neutralité carbone s'appuie essentiellement sur le développement du parc nucléaire avec de nouveaux EPR ou d'autres options.

Le développement des EnR se poursuit sur l'ensemble de l'horizon considéré mais avec un rythme inférieur à celui prévu pour les dix prochaines années par la PPE.

Evolution de la capacité installée sur 2020-2060 et production en 2050 (*estimations avant simulation*)



Hypothèses de développement par filière

 **~60 GW en 2050**

 **~50 GW en 2050**

 **~25 GW en 2050**


Au-delà de la PPE, le rythme de développement des EnR tend à ralentir pour toutes les filières considérées.

 **~15 GW en 2050**






Déclassement progressif du nucléaire existant

 **~40-55 GW en 2050**

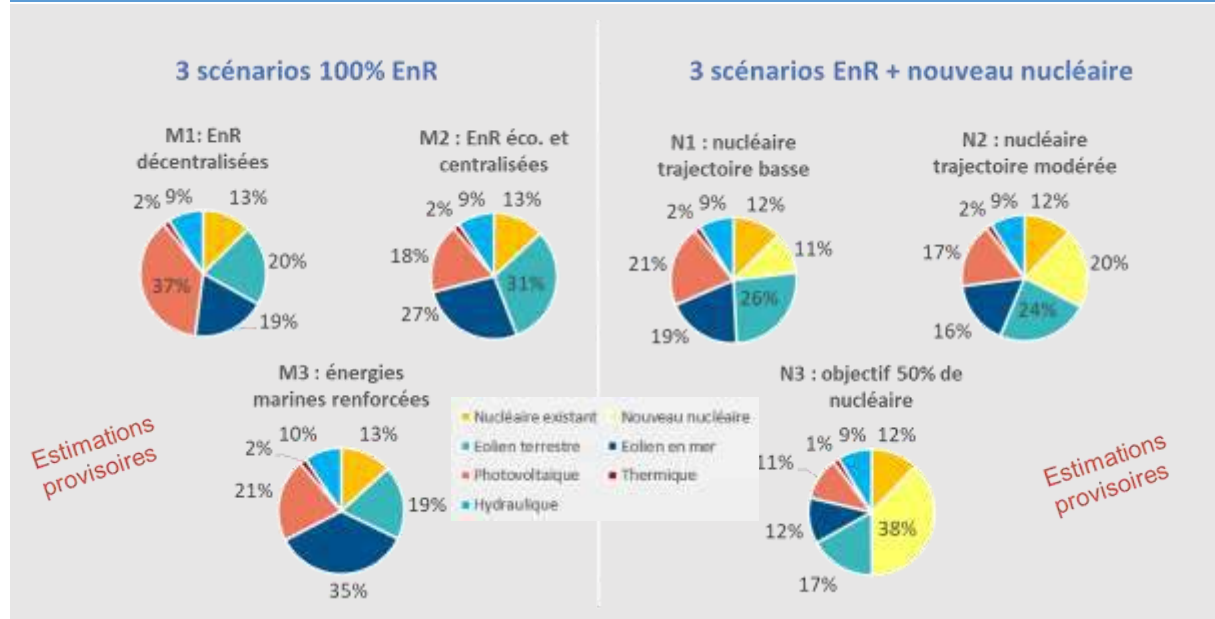
La capacité requise pour atteindre 50% de nucléaire dépend de nombreux paramètres : demande, solde d'imports-exports, nucléaire existant, facteur de charge et modulation du nucléaire, etc. **La capacité cible n'est alors pas une hypothèse exogène mais résulte du bouclage en énergie et puissance**, en tenant compte de la modulation induite par les EnR.

 **Flexibilités** : les volumes de moyens de flexibilité nécessaires seront à **déterminer en fonction des simulations** et de l'analyse des besoins de flexibilité (bouclage économique).



6.4. Synthèse comparative des six scénarios d'étude

Un cadrage commun en matière de macro-économie et de trajectoire européenne		
	Démographie : sc. central INSE	71 millions d'habitants en 2050
	PIB : trajectoire de référence SNBC	Environ +1,5%/an
	Changement climatique : deux des scénarios de référence du GIEC	RCP4.5 ou RCP8.5
	Demande : sc. de référence SNBC	~630 TWh d'électricité en 2050 (pertes et power-to-gas inclus)
	Europe : scénarios reflétant les ambitions des pays voisins en matière de transition énergétique, et élaboré à partir des scénarios européens existants	

Des choix politiques assumés en matière de trajectoire d'EnR et de nouveau nucléaire



Un bouclage économique qui sera à préciser pour chaque scénario

	Thermique : comparaison des coûts des solutions en fonction de la durée de fonctionnement (première estimation intégrée dans les scénarios)
	Flexibilités, couplage, stockage : les volumes de moyens de flexibilité nécessaires seront à déterminer en fonction des simulations et de l'analyse des besoins de flexibilité à différentes échéances.

L'analyse comparative des scénarios d'étude présentée dans le tableau ci-avant permet de visualiser les différences sur les estimations de production du mix électrique.

Cette comparaison met également en évidence quelques caractéristiques communes des scénarios. En particulier, **la part de la production renouvelable atteint des niveaux élevés (de l'ordre de 70% à 90% en 2050) dans cinq des six scénarios (M1, M2, M3, N1, N2), y compris dans des scénarios intégrant le développement de nouveaux réacteurs nucléaires.** Seul le scénario N3 est basé sur une part d'énergies renouvelables légèrement moindre du fait du maintien de 50% de production nucléaire, mais qui reste élevée par rapport au niveau actuel.

Ces scénarios s'intègrent par ailleurs dans un scénario européen plus global dans lequel la part d'électricité renouvelable atteindra également des niveaux très élevés (voir partie 8).

Par conséquent, l'analyse des problématiques associées à l'exploitation d'un mix marqué par des parts importantes d'énergies renouvelables (notamment sécurité d'approvisionnement, réserves opérationnelles, stabilité, réseau) apparaît indispensable et incontournable quels que soient les scénarios étudiés.

Cette partie sera complétée ultérieurement avec les résultats.

DOCUMENT DE TRAVAIL

7. Les principales variantes envisagées autour des scénarios d'études

Les échanges avec les parties prenantes en réunion plénière de la CPSR et dans les premières réunions des groupes de travail ont permis de faire émerger une première liste de variantes à étudier pour tester la sensibilité des analyses et des scénarios à différents paramètres sur le contexte global ou sur le mix.

Comme décrit précédemment, les variantes peuvent être divisées en plusieurs catégories :

- **Des variantes portant sur des choix publics et collectifs et des paramètres associés à l'évolution du mix énergétique :**
 - **Variantes sur les dynamiques sociétales :** plusieurs variantes ont été discutées avec les parties prenantes dans le cadre du GT dédié. Celles-ci portent notamment sur :
 - (i) la relocalisation de l'industrie en France : l'analyse des interactions entre l'empreinte carbone, les choix énergétiques et les choix de localisation de l'industrie a été identifiée comme une des priorités des travaux du Bilan prévisionnel et les demandes des parties prenantes ont été renforcées à la suite de la crise Covid.
 - (ii) l'acceptabilité des infrastructures (production et réseau) qui pourraient freiner le développement de certaines nouvelles sources d'énergie ;
 - (iii) la sobriété de la consommation énergétique : les consommateurs et citoyens montrent aujourd'hui une volonté de réduire leurs consommations d'énergie en agissant sur les modes de vie (moins de déplacements, utilisation de mobilités douces, baisse de la température de chauffage, moins de consommation de produits manufacturés, volonté de privilégier les circuits courts...). Les réductions d'énergie réellement accessibles par ce moyen à long terme restent néanmoins incertaines. Des variantes encadrantes sur l'effet des efforts de sobriété seront donc testées.
 - (iv) l'engagement des citoyens pour le développement des EnR : dans ce type de variantes,
 - **Variantes sur le rythme de transition :** ces variantes intégreront d'éventuels retards ou freins dans le rythme de transition énergétique, par exemple sur le développement des EnR, du nouveau nucléaire, de l'efficacité énergétique ou encore des transferts d'usage. Ceci permettra d'évaluer la robustesse des scénarios à des aléas ou des difficultés sur la réalisation de certaines inflexions. A l'inverse, il sera également possible d'analyser le comportement du système dans des trajectoires d'évolution plus rapide qu'anticipé dans les scénarios d'étude.
- **Des variantes portant sur des paramètres exogènes à la politique énergétique :**
 - **Variantes sur le climat :** le degré de réchauffement climatique est une hypothèse exogène au système électrique français dépendant essentiellement du respect des accords de Paris au niveau mondial. Ces variantes devront permettre l'analyse de la résilience du système électrique à des trajectoires de réchauffement élevé à l'horizon 2050.
 - **Variantes sur le contexte macro-économique :** à la demande des parties prenantes, l'analyse intégrera une variante basée sur une croissance nulle ou quasi-nulle du PIB sur

les trente prochaines années. Cette variante conduirait à une réduction potentiellement plus importante de la demande d'énergie mais aussi à des difficultés de financement pour les investissements de transition énergétique.

- **Variantes sur l'évolution des mix des pays voisins** : l'équilibre (physique et économique) du système électrique en France dépend en grande partie des flux d'échanges aux interconnexions et donc de l'évolution des mix dans les pays voisins. Pour évaluer la sensibilité des résultats sur les scénarios d'étude à des évolutions différentes du secteur énergétique européen, plusieurs variantes seront testées (par exemple avec un contexte basé sur une utilisation exclusive des énergies renouvelables ou encore avec un contexte comprenant un socle important de moyens fonctionnant aux gaz de synthèse).

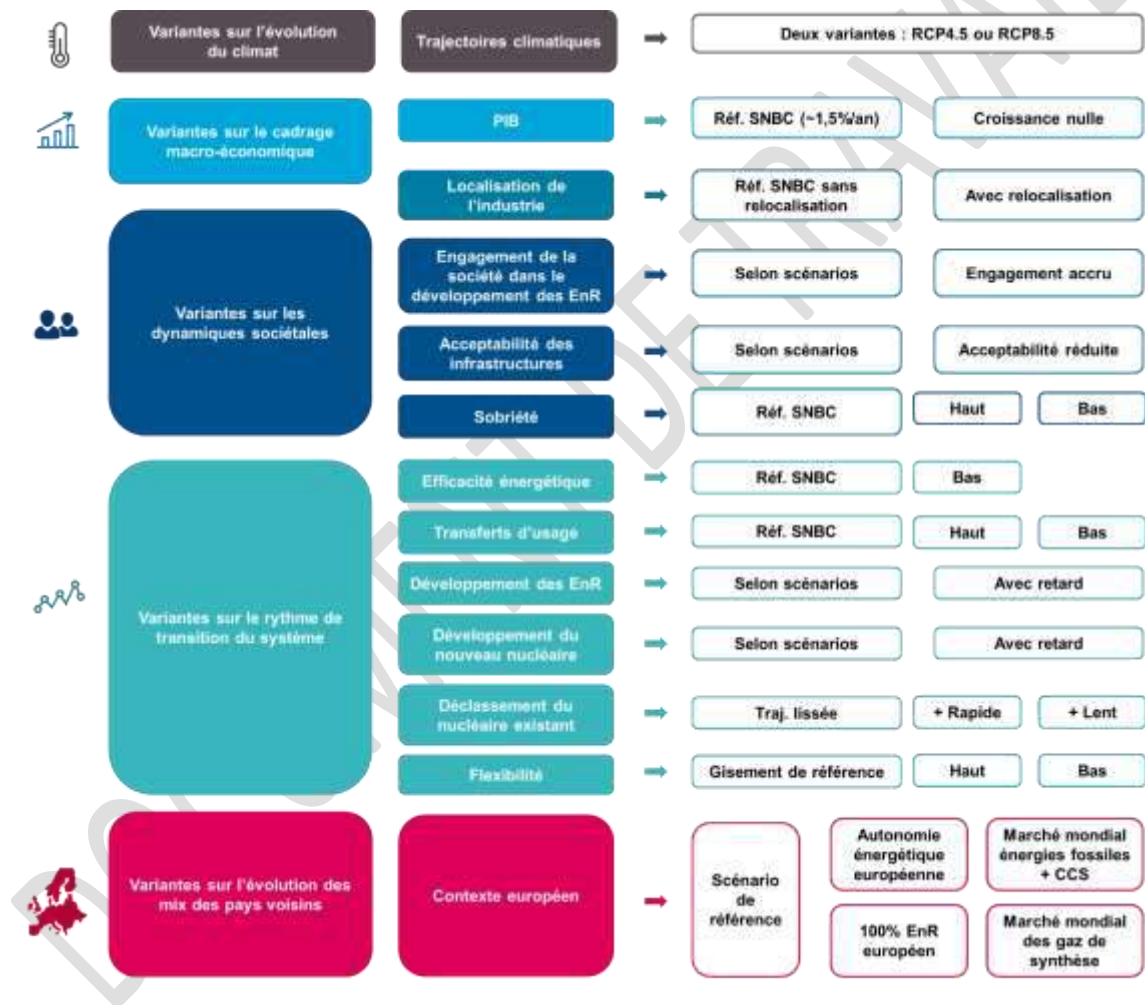


Figure 14. Bilan des principales variantes à étudier

La liste des variantes étudiées sera précisée et complétée ultérieurement avec d'autres analyses de sensibilité possibles.

8. Zoom sur le cadrage des scénarios à l'échelle européenne

Le système électrique fonctionne dès aujourd'hui à l'échelle européenne via les nombreuses interconnexions reliant l'ensemble des pays. Le fonctionnement du système électrique français et en particulier l'équilibre entre l'offre et la demande dépend donc largement des évolutions de la consommation et de la production en France mais également dans les pays voisins.

L'équilibre du système électrique, en particulier dans des scénarios très différents du mix actuel avec une intégration forte des énergies renouvelables, doit donc nécessairement s'étudier à la maille européenne. A titre d'exemple, les besoins de flexibilité et de capacité pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en France pourront être de nature très différente selon que les pays voisins (Allemagne, Royaume-Uni, Italie, Espagne, Benelux...) s'appuient sur un mix reposant quasi-exclusivement sur les énergies renouvelables variables ou sur un mix intégrant des moyens de production thermiques ou nucléaires pilotables. De même, les besoins de flexibilité en France pourront dépendre de manière importante de la flexibilité des usages électriques développée dans le reste des pays européens.

La modélisation utilisée dans les Bilans prévisionnels depuis de nombreuses années, et qui sera reconduite et affinée pour cet exercice, représente ainsi l'ensemble du mix européen, avec une description plus précise pour les pays voisins de la France.

L'analyse du fonctionnement du système dans les scénarios du Bilan prévisionnel nécessite donc de construire et caractériser les trajectoires d'évolution du mix dans les pays européens.

La définition des hypothèses de mix s'appuiera sur les objectifs définis à l'échelle de l'Union européenne et précisés par les Etats dans leurs feuilles de route climatique et énergétique respectives.

8.1. Une ambition croissante dans la lutte contre le changement climatique qui se traduit à différents niveaux

8.1.1. Les objectifs climatiques et le cadre actuel en vigueur au sein de l'Union européenne

Le cadre d'action européen en vigueur a été adopté en octobre 2014 et l'ambition révisée à la hausse en 2018. Les objectifs en matière d'énergie et de climat à l'horizon 2030 actuellement en vigueur à l'échelle de l'Union européenne sont les suivants :

- une réduction d'au moins 40% des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990 (soit encore une réduction de 43% pour les secteurs ETS et 30% pour les autres secteurs par rapport aux niveaux de 2005) ;
- une part des énergies renouvelables d'au moins 32% ;
- une amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 32,5%.

Ces cibles intermédiaires correspondent à l'ambition climatique qui était alors une réduction des GES de 80% à 95% en 2050. Toutefois, les efforts de lutte contre le changement climatique doivent désormais s'accélérer en cohérence avec l'objectif d'atteindre la neutralité carbone à l'échelle du continent à l'horizon 2050 (voir ci-dessous). Les différents objectifs climatiques

8.1.2. La révision en cours des objectifs climatiques et le Green Deal

La nouvelle Commission européenne a présenté en décembre 2019 son plan pour accélérer les efforts en matière de transition énergétique et de décarbonation de l'économie. Ce plan, appelé *European Green Deal*, a pour ambition d'accélérer l'utilisation efficace des ressources en promouvant une économie propre et circulaire et de restaurer la biodiversité et réduire la pollution.

Pour la partie climat, il est proposé de transformer l'ambition de neutralité carbone à 2050 en une obligation légale afin de déclencher les investissements nécessaires. Figure également le relèvement de l'ambition de réduction des émissions de GES à 50% voire 55% en 2030.

La révision de ces objectifs fait l'objet de discussions animées au sein des institutions européennes notamment dans le cadre du projet de loi « climat », présentée par la Commission européenne en mars 2020 et actuellement discutée au Parlement.

8.1.3. Une déclinaison des objectifs à l'échelle des Etats membres via différents documents de planification

En cohérence avec les objectifs déterminés à l'échelle de l'Union européenne, **les Etats membres ont adopté et transmis à la Commission européenne fin 2019 des Plans nationaux énergie-climat (PNEC ou NECP en anglais) couvrant la période 2021-2030.** Pour la France, le PNEC reprend les orientations de la Programmation pluriannuelle de l'énergie et de la Stratégie nationale bas-carbone. Ces plans ont fait l'objet d'une étape intermédiaire de commentaires par la Commission européenne en 2019. La prochaine mise à jour de ces plans est prévue pour 2023.

En tant que signataire de l'accord de Paris, **chaque Etat membre a par ailleurs dû rédiger une stratégie nationale de long terme à l'horizon 2050.** L'Union européenne a mis en place un processus assurant leur mise à jour tous les 10 ans et leur cohérence avec les PNEC.

8.1.4. Une interaction croissante des systèmes nationaux mais des stratégies différentes d'un pays à l'autre

Le processus itératif des PNEC et la définition de scénarios européens par la Commission européenne doivent permettre une cohérence progressive des différents plans. L'importance de cette cohérence va croissante avec l'intégration continue des réseaux d'électricité dont l'équilibrage est désormais européen. **La prise en compte de l'échelle européenne est donc cruciale lors de la définition de stratégies nationales.**

Néanmoins, il convient de noter que le choix du mix énergétique reste aujourd'hui une prérogative des Etats membres et qu'un certain nombre de décisions en matière de politique énergétique sont prises au niveau national.

Par ailleurs, **les stratégies privilégiées par les différents pays européens peuvent se révéler très différentes d'un pays à l'autre et reposer sur des choix technologiques et des potentiels d'énergie renouvelable contrastés.** Ainsi, certains pays s'orientent à moyen terme vers des mix électriques « tout-renouvelables » en excluant le nucléaire, là où d'autres pays envisagent un développement du nucléaire et ou un maintien d'un socle de moyens de production thermiques significatif, éventuellement alimentés par des gaz de synthèse (produits en Europe ou importés d'autres parties du Monde) ou associés à des dispositifs de captage et de stockage du CO₂ (CCS). Ces choix contrastés

peuvent s'expliquer par différentes raisons : stratégie et capacité industrielle, disponibilité de gisement notamment pour les énergies renouvelables (hydraulique, éolien, photovoltaïque, bioénergies), infrastructures existantes, attentes sociétales et politiques, etc.

A titre d'illustration, les capacités remontées par les différents pays dans le scénario *National Trends* du TYNDP Scenario Report 2020 (voir ci-après pour plus de détails), qui est basé sur les orientations des PNEC, apparaissent nettement différentes d'un pays à l'autre. Les graphiques ci-dessous illustrent ainsi l'hétérogénéité des trajectoires issues de la première édition des PNEC pour l'Espagne, l'Allemagne et le Royaume-Uni.

Les stratégies nationales en matière de décarbonation font néanmoins apparaître certaines caractéristiques communes telles que le développement important des énergies renouvelables électriques ainsi que de nombreux transferts d'usages vers l'électricité.

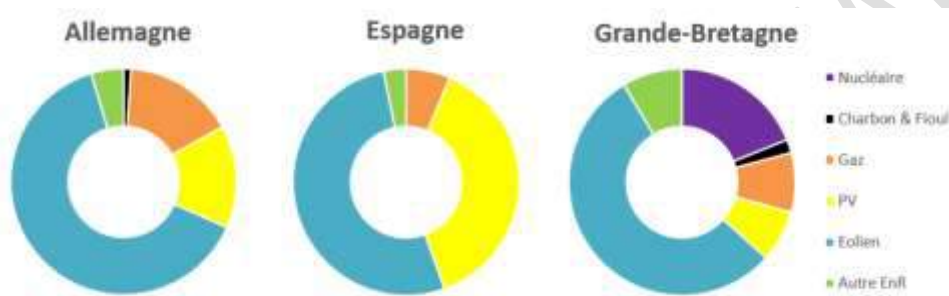


Figure 15. Illustration des mix de production d'électricité (en énergie annuelle produite) en 2040 dans le scénario National Trends du TYNDP 2020 pour l'Espagne, le Royaume-Uni et l'Allemagne

Les spécificités nationales peuvent résulter des choix industriels majeurs (ex. nucléaire, CCS...) et des gisements d'énergie renouvelable propres à chaque pays. La coexistence de scénarios agrégeant les visions nationales et d'autres pan-européens présente plusieurs avantages :

- fournir à chaque pays les éléments nécessaires à l'analyse des interactions de son système énergétique avec le reste de l'Europe (notamment pour le système électrique) ;
- détecter l'émergence de nouvelles voies mises en avant par certains pays et pouvant impacter ou inspirer d'autres pays (ex. l'hydrogène) ;
- générer un cercle vertueux combinant intégration européenne et mise en valeur des atouts de chaque pays.

Ainsi dans le cadre du Bilan prévisionnel 2050, l'un des principaux enjeux est l'analyse de la sensibilité du fonctionnement du système français au contexte européen sous différents scénarios d'évolution du nucléaire et des renouvelables.

8.1.5. Des enjeux qui dépassent les questions de pur fonctionnement du système électrique

L'évolution du système énergétique européen a des conséquences importantes sur l'évolution de la société et de l'économie européennes. Son design n'est donc pas une fin en soi mais une réponse à différents besoins, contraintes et opportunités. L'analyse des scénarios doit donc dépasser la question technique du fonctionnement du mix électrique et doit être réalisée à la lumière de différentes dimensions :

- L'ambition climatique et environnementale (neutralité carbone à l'échelle de l'ensemble des émissions, impacts environnementaux au-delà des émissions...);
- L'équilibre entre les différents niveaux de décision et de gouvernance (européen, national, régional ou local, ou même au niveau du citoyen / consommateur);
- Les modes de vie, aspirations des citoyens et les potentiels efforts de sobriété;
- Les enjeux sur l'économie (coût du mix, compétitivité des entreprises, lien avec la croissance...);
- Les stratégies industrielles, etc.

8.2. Une large gamme de scénarios européens visant la neutralité carbone

Depuis 2017, la plupart des scénarios publiés sur la scène européenne visent l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050. Pour répondre à cette ambition, ces analyses se basent désormais sur une étude du mix énergétique dans son ensemble même si le niveau de détail des modélisations utilisées peut varier selon les études et les vecteurs considérés.

Ces études couvrent un large panel de voies vers la neutralité carbone. Les solutions mises en avant dépendent fortement de l'objectif des auteurs. De la même manière chaque scénario adopte sa propre stratégie face aux différents risques (technologiques, acceptabilité, contexte international...) liés à l'atteinte de la transition énergétique.

8.2.1. Les scénarios institutionnels

- **Clean Planet for all, a long-term strategic vision (Commission européenne, 2018)**

Le Conseil européen et le Parlement européen ont invité la Commission européenne à rédiger une stratégie de réduction des gaz à effet de serre en ligne avec l'Accord de Paris. L'objectif est de contribuer au débat entre institutions, parties prenantes et citoyens. Cette étude identifie que l'atteinte de la neutralité carbone nécessite l'orientation de l'ensemble des politiques (mécanismes de soutien, marché du travail, compétition, développement régional, fiscalité...) vers cet objectif. Elle se base sur un large panel de scénarios recourant à différentes options technologiques ou de modes de vie pour réduire les émissions de GES :

	Electrification (ELEC)	Hydrogen (H2)	Power-to-X (P2X)	Energy Efficiency (EE)	Circular Economy (CIRC)	Combination (COMBO)	1.5°C Technical (1.5TECH)	1.5°C Sustainable Lifestyles (1.5LIFE)
Main Drivers	Electrification in all sectors	Hydrogen in industry, transport and buildings	E-fuels in industry, transport and buildings	Pursuing deep energy efficiency in all sectors	Increased resource and material efficiency	Cost-efficient combination of options from 2°C scenarios	Based on COMBO with more BECCS, CC5	Based on COMBO and CIRC with lifestyle changes
GHG target in 2050	-80% GHG (excluding sinks) ["well below 2°C" ambition]					-90% GHG (incl. sinks)	-100% GHG (incl. sinks) ["1.5°C" ambition]	
Major Common Assumptions	<ul style="list-style-type: none"> Higher energy efficiency post 2030 Deployment of sustainable, advanced biofuels Moderate circular economy measures Digitisation 				<ul style="list-style-type: none"> Market coordination for infrastructure deployment BECCS present only post-2050 in 2°C scenarios Significant learning by doing for low carbon technologies Significant improvements in the efficiency of the transport system. 			
Power sector	Power is nearly decarbonised by 2050. Strong penetration of RES facilitated by system optimization (demand-side response, storage, interconnections, role of prosumers). Nuclear still plays a role in the power sector and CCS deployment faces limitations.							
Industry	Electrification of processes	Use of H2 in targeted applications	Use of e-gas in targeted applications	Reducing energy demand via Energy Efficiency	Higher recycling rates, material substitution, circular measures	Combination of most Cost-efficient options from "well below 2°C" scenarios with targeted application (excluding CIRC)	COMBO but stronger	CIRC+COMBO but stronger
Buildings	Increased deployment of heat pumps	Deployment of H2 for heating	Deployment of e-gas for heating	Increased renovation rates and depth	Sustainable buildings			CIRC+COMBO but stronger
Transport sector	Faster electrification for all transport modes	H2 deployment for HDVs and some for LDVs	E-fuels deployment for all modes	Increased modal shift	Mobility as a service			<ul style="list-style-type: none"> CIRC+COMBO but stronger Alternatives to air travel
Other Drivers		H2 in gas distribution grid	E-gas in gas distribution grid				Limited enhancement natural sink	<ul style="list-style-type: none"> Dietary changes Enhancement natural sink

L'approche utilisée par la Commission européenne met en évidence des scénarios permettant d'atteindre la neutralité carbone en recourant à un ensemble d'options technologiques, avec en plus un recours accru soit au CCS/BECCS (1.5 Tech), soit à l'adaptation des modes de vie (1.5 Life).

- **TYNDP Scenario Report 2020 (ENTSOE et ENTSOG, 2020)**

La vocation première de ces scénarios est de servir de base à l'analyse du besoin d'infrastructure de gaz et d'électricité au sein des TYNDP de l'ENTSO-E et de l'ENTSOG telle que définie dans les règlements (CE) 714/2009 et 715/2009. Ces plans sont également le point de départ du processus de sélection des Projets d'Intérêt Commun défini dans le règlement (CE) 347/2013.

L'édition 2020 du TYNDP est la première dont les scénarios sont issus d'un processus formel de co-construction par l'ENTSOE et l'ENTSOG. Ceci concrétise un rapprochement progressif des travaux des deux associations et apporte une réponse aux exigences du règlement (CE) 347/2013 de disposer de scénarios et modèles conjoints électricité et gaz. Cette coopération a pris la forme de trois scénarios multi-énergie :

	<i>National Trends</i>	<i>Distributed Energy</i>	<i>Global Ambition</i>
Construction	Bottom-up basé sur les PNEC	Top-down selon un narratif décentralisé	Top-down selon un narratif centralisé et d'import d'énergie bas carbone et renouvelable
Ambition climatique à 2030	Réduction des émissions de GES de 40% par rapport à 1990	Réduction des émissions de GES de 55% par rapport à 1990	
Ambition climatique à 2050	Réduction des GES de 80% à 95% par rapport à 1990	Cohérence avec l'Accord de Paris (probabilité de 66,7% de maintenir le réchauffement climatique à 1,5°C à la fin du siècle ⁸)	

⁸ Neutralité carbone atteinte en 2050 et respect d'un budget carbone de 63 GtCO2 déterminé en collaboration avec Renewable Grid Initiative et Climate Action Network Europe

Ces scénarios ont recours aux technologies de *power-to-gas* et *power-to-liquid* afin de contribuer à la décarbonation du mix énergétique. L'approche employée visait essentiellement à quantifier les capacités associées de production électrique d'origine éolienne et solaire. De ce fait elles ont été modélisées en-dehors du système électrique. Il est prévu d'intégrer tout ou partie de ces capacités de génération et de conversion dans la modélisation du système électrique dès l'édition 2022 des scénarios.

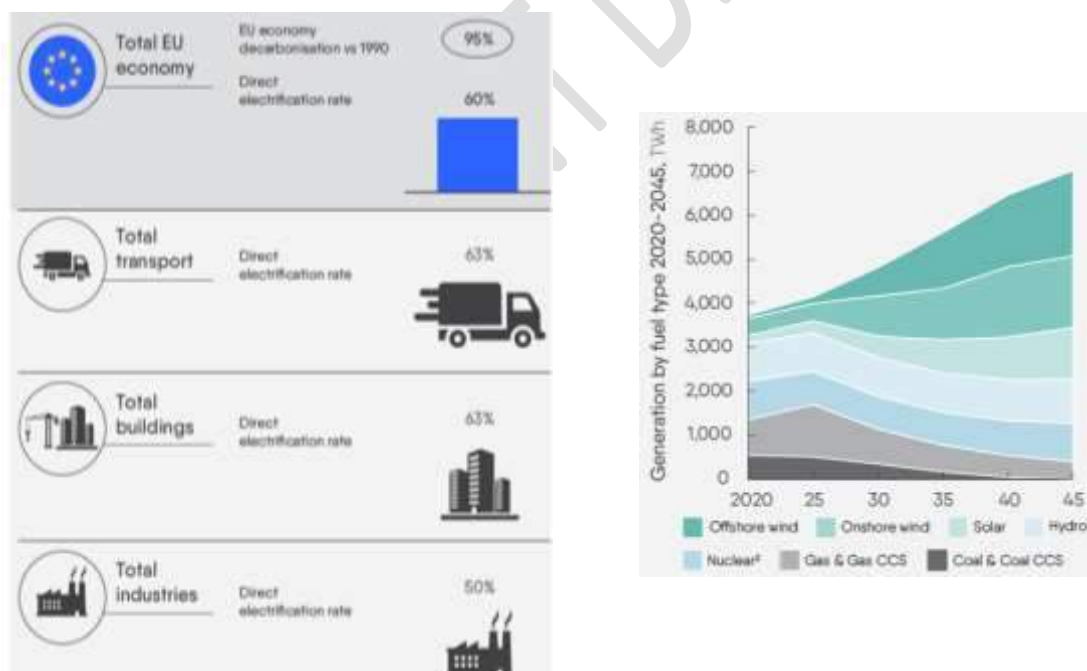
8.2.2. Les scénarios sectoriels

Les principaux acteurs sur la scène européenne mettent en avant des scénarios de transition énergétique compatible avec l'accord de Paris et promouvant les secteurs et technologies qu'ils représentent.

Cette section met en avant les messages clefs de ces études sans prendre parti.

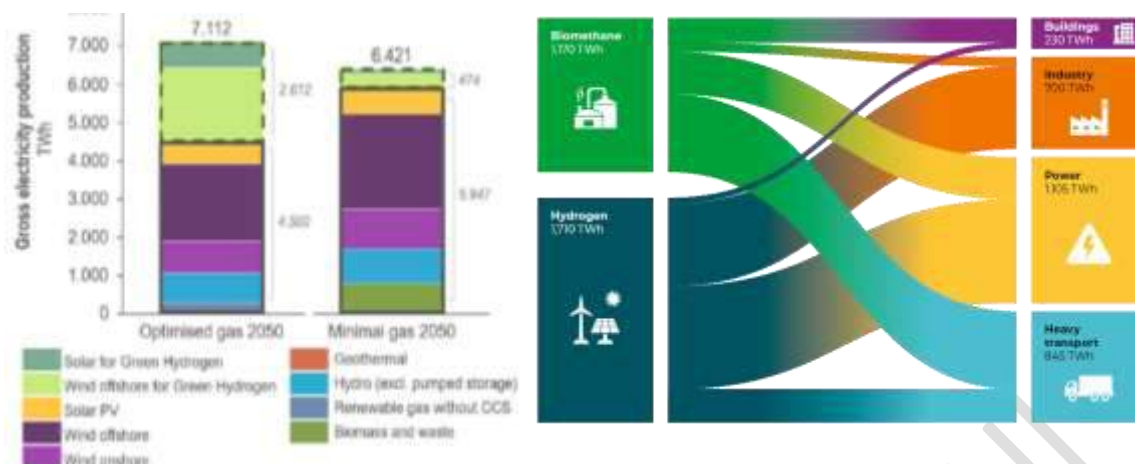
- **Decarbonisation pathways (Eurelectric, 2018)**

L'association a publié trois scénarios dont le plus ambitieux atteint 95% de réduction des GES. Le socle de cette étude est le recours à l'électrification comme principal vecteur de décarbonation grâce à une production décarbonée et à la performance des procédés électriques.



- **Optimized Gas (Gas for Climate, 2019)**

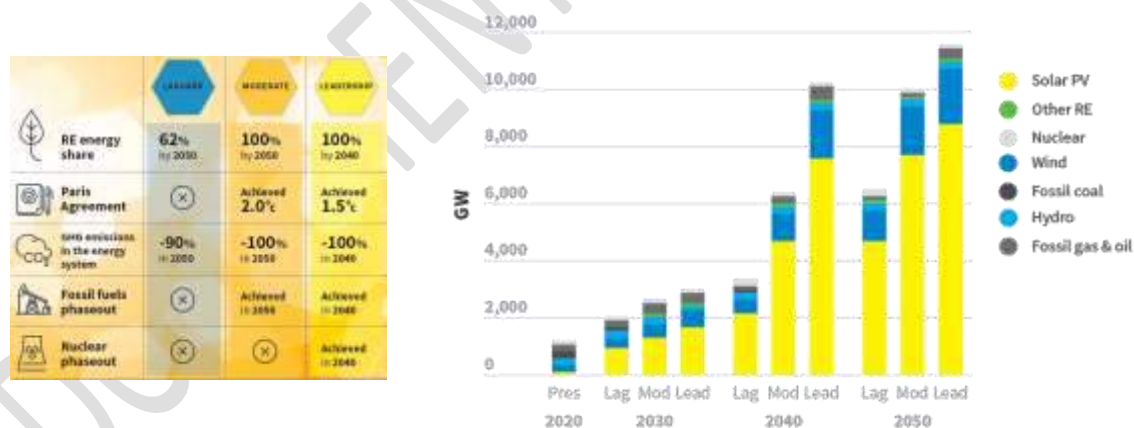
Le consortium a publié une étude comparative sur les bénéfices liés au maintien d'une part significative de vecteurs énergétiques gazeux (méthane et hydrogène) en comparant deux mix énergétiques.



Le consortium a publié en 2020 un nouveau scénario s'appuyant sur un recours au CCS afin d'accroître les volumes d'hydrogène bas carbone disponibles et le potentiel d'émissions négatives (en combinaison avec le biométhane) afin d'accélérer la transition vers la neutralité carbone.

- **100% Renewable Europe (SolarPower Europe, 2020)**

L'association des industriels du secteur photovoltaïque a réalisé en collaboration avec l'université LUT, une étude visant l'atteinte de la neutralité carbone dès 2040 par le seul recours aux énergies renouvelables et principalement le solaire. Cette approche doit permettre une forte électrification de l'économie se traduisant par une forte intégration sectorielle notamment via un rôle significatif pour l'hydrogène.

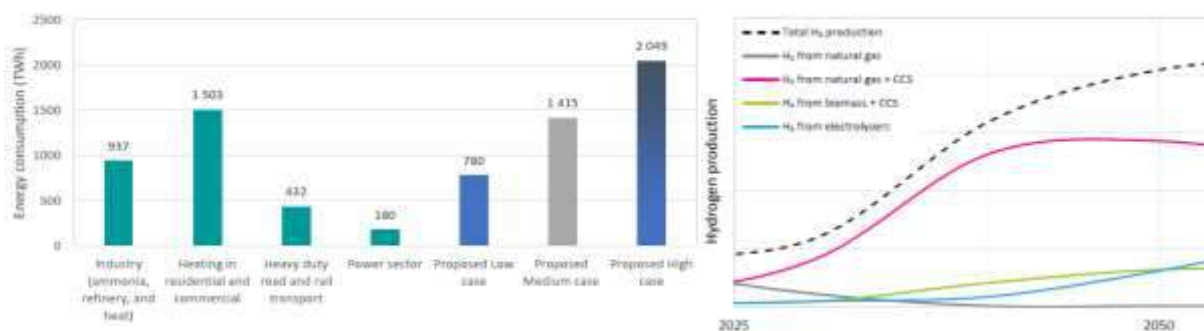


Les scénarios se distinguent par une faible baisse de la demande énergétique, les investissements étant orientés vers le développement massif du solaire. Le scénario Moderate est retenu pour le comparatif car atteignant la neutralité carbone en 2050 en cohérence avec les autres scénarios.

- **Hydrogen for Europe (Sintef & IFPEN, 2019)**

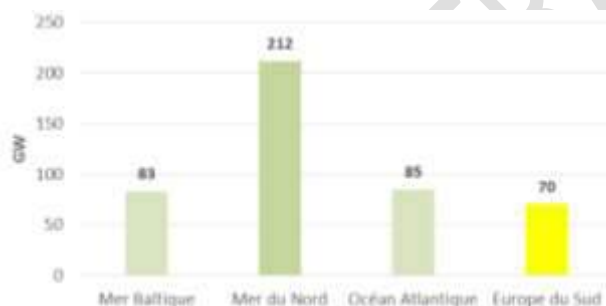
Le Sintef et l'IFPEN ont mené une pré-étude sur le possible rôle de l'hydrogène pour le compte d'acteurs de l'amont gazier. Il s'agit d'une analyse comparative d'un large panel d'études et se concentre sur l'identification des secteurs montrant un potentiel de conversion à l'hydrogène.

Les informations relatives à la production d'hydrogène sont à ce stade seulement des perspectives.



- **Vision 2050: 450 GW of offshore wind (Wind Europe, 2019)**

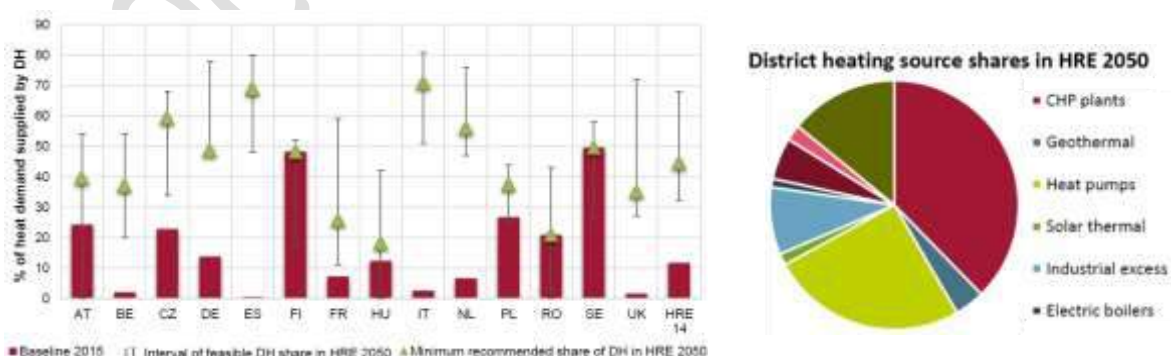
L'association des industriels du secteur éolien a publié un scénario visant le déploiement de 450 GW d'éolien offshore en Europe (hors potentiel de la mer Noire). Au-delà de l'évaluation du potentiel sous différentes perspectives, le rapport identifie les défis associés à la réalisation de cet objectif et les pistes pour y parvenir.



dont pour la France : Atlantique et Mer du Nord (40 GW) et mer Méditerranée (17 GW)

- **European Heat Roadmap (Aalborg University, 2018)**

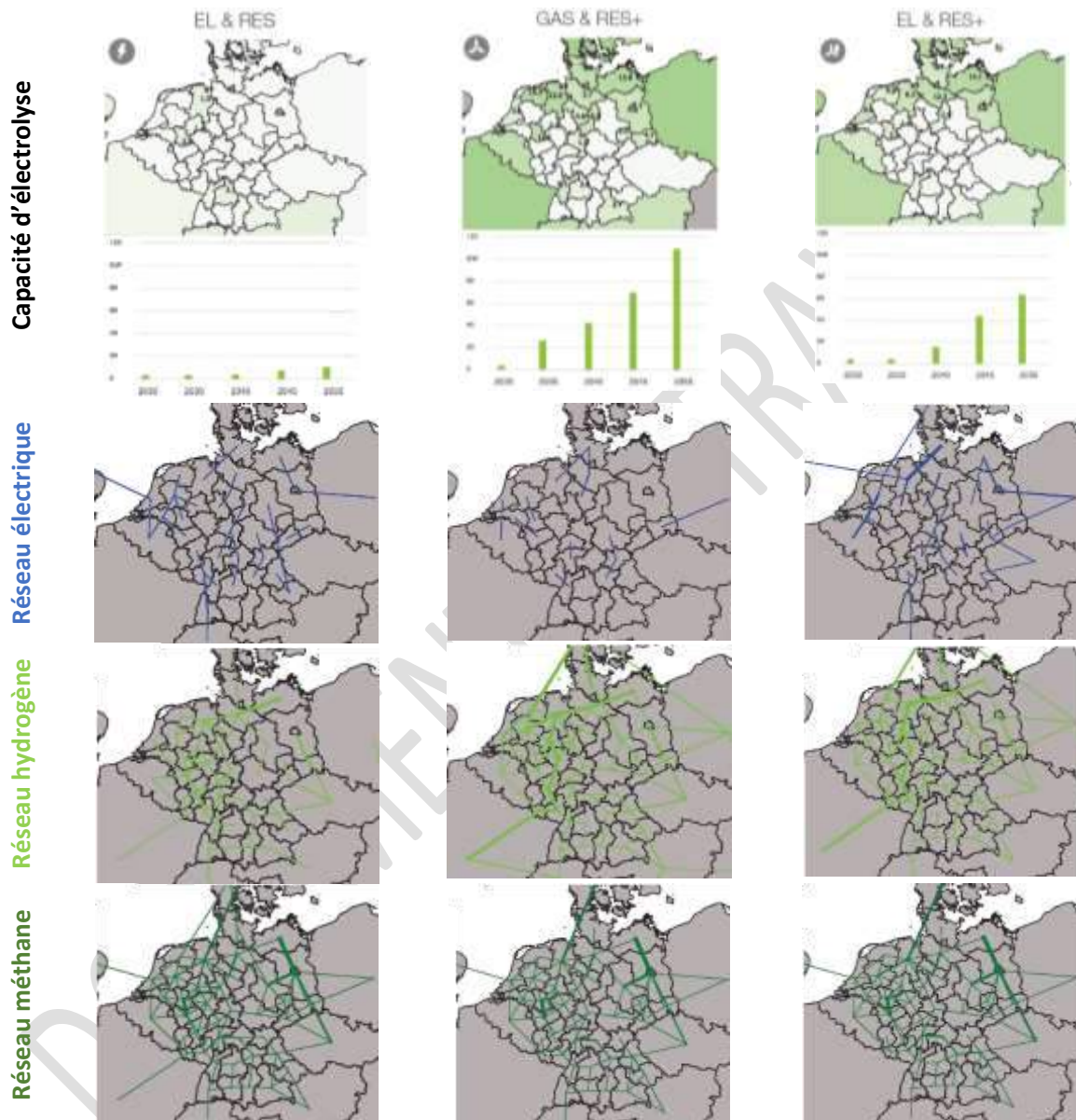
Cette étude analyse les bénéfices d'un scénario ayant recours à un déploiement massif de réseaux de chaleur (chaud et froid) dans l'atteinte de la neutralité carbone pour les 14 pays européens ayant la demande de chauffage la plus élevée.



L'étude met en avant la capacité des réseaux de chaleur à intégrer différentes sources d'énergie tout en apportant de la flexibilité à l'ensemble du système énergétique.

• **Infrastructure Outlook 2050 & Pathways to 2050 (Tennet/Gasunie 2019 & 2020)**

Les opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz néerlandais ont publié deux études analysant 4 scénarios combinant différents niveaux de développement des énergies renouvelables et d'électrification. La spécificité de ces publications est le design de réseaux cibles interconnectés de transport d'électricité, d'hydrogène et de méthane à l'échelle européenne et de manière plus détaillée sur la plaque Pays-Bas et Allemagne.



Dans le cas du scénario EL&RES, les quantités d'hydrogène non produite par électrolyse proviennent d'imports hors UE.

8.2.3. Les autres scénarios

D'autres acteurs publient des scénarios décrivant d'autres voies d'évolution pour le système énergétique européen. C'est notamment le cas de scénarios à l'échelle mondiale, parfois déclinés à des échelles continentales ou régionales. Parmi ces scénarios, se trouvent en particulier :

- Les scénarios de l'AIE avec en particulier le *Sustainable Development Scenario* qui visent à une réduction d'émissions de gaz à effet de serre d'ampleur similaire aux scénarios institutionnels présentés précédemment (neutralité carbone à l'horizon de la deuxième partie du XXI^e siècle, conformément à l'accord de Paris) ;
- Les scénarios du *World Energy Council* (*Modern Jazz*, *Unfinished Symphony* et *Hard Rock*) dont le niveau de détail à l'échelle de l'Europe est néanmoins moindre et le niveau de l'ambition climatique pas précisément défini ;
- Shell au travers de ses scénarios *Sky*, *Mountains* et *Oceans* analyse l'impact du leadership et des mécanismes de partage de l'effort à l'échelle mondiale.

Ces différents scénarios permettent de fournir un contexte plus large à l'analyse du système énergétique mondial.

8.2.4. D'autres scénarios à venir

La publication de nouveaux scénarios est amenée à se poursuivre à un rythme soutenu sous l'effet combiné de l'accélération de l'agenda politique (ex. Green Deal), du développement des outils de modélisation (ex. gestion des couplages entre vecteurs), de l'évolution de nouvelles technologies (ex. hydrogène) et de la participation d'un nombre croissant d'acteurs au débat.

8.3. Analyse comparative des scénarios

Les scénarios observés diffèrent par leur périmètre géographique, leur couverture du mix énergétique ou encore les données quantitatives publiées. Afin de pouvoir comparer les scénarios, quelques extrapolations ont été réalisées pour rendre le plus homogène possible les différents indicateurs.

Il est à noter que la part de chaleur provenant de l'environnement (ex. énergie de l'air extérieur dans le cas des pompes à chaleur) n'est pas prise en compte dans les comparaisons qui suivent.

Le tableau ci-dessous explicite les acronymes des scénarios utilisés dans cette section :

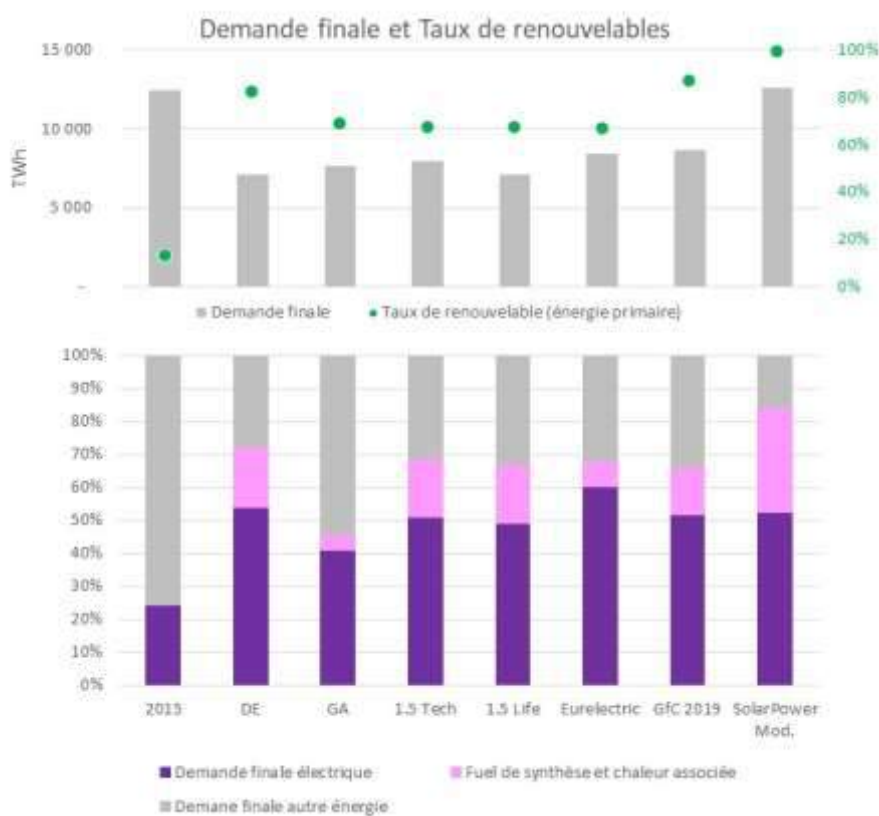
DE	Distributed Energy (TYNDP Scenario Report 2022, ENTSOE & ENTSOG 2020)
GA	Global Ambition (TYNDP Scenario Report 2022, ENTSOE & ENTSOG 2020)
1.5 Tech	1.5 Tech (Clean Planet for All, CE 2018)
1.5 Life	1.5 Life (Clean Planet for All, CE 2018)
Eurelectric	Decarbonisation Pathways 95% (Eurelectric, 2018)
GfC	Optimized gas (Gas for Climate, 2019)
SolarPower Mod.	Moderate (SolarPower Europe/LUT, 2020)
T/G El RES+	High electrification and very ambitious RES expansion (Tennet/Gasunie, 2020)
T/G Gas RES+	High gas demand and very ambitious RES expansion (Tennet/Gasunie, 2020)

8.3.1. Des caractéristiques communes : baisse de la demande énergétique, développement des énergies renouvelables et rôle central de l'électricité

L'ensemble des scénarios, à l'exception de ceux de *SolarPower Europe*, s'appuient sur une forte baisse de la consommation énergétique (-43% pour DE et 1.5 Life et entre -30% et -39% pour les autres par rapport à 2015).

Pour atteindre un tel niveau, les scénarios ont recours à différents leviers : isolation, évolution des modes de vie et efficacité énergétique. Cette dernière résulte en grande partie de l'électrification directe d'usages tels le chauffage et la mobilité.

En parallèle des transferts d'usage vers l'électricité, les scénarios reposent sur une électrification « indirecte » via la production de fuels de synthèses (liquides ou gazeux) par électrolyse. Cette approche répond à un double objectif : (i) décarboner des secteurs dont l'électrification directe est particulièrement difficile et (ii) fournir une source de flexibilité à des mix énergétiques dont les principales sources sont intermittentes.



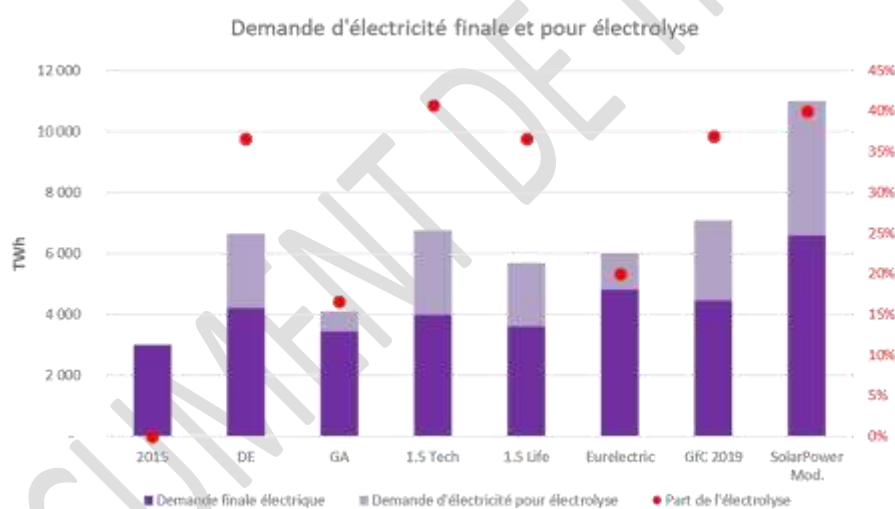
Deux scénarios se distinguent dans leur approche :

- Le scénario *Global Ambition* du TYNDP avec une moindre place de l'électricité, en supposant le recours à des imports d'énergie décarbonée depuis l'extérieur de l'Europe à un prix compétitif ;
- *Moderate* de *SolarPower Europe* pour lequel la place massive faite aux « prosumers » favorise à la fois le développement de la capacité solaire et une moindre recherche de la sobriété énergétique.

Dans l'ensemble des scénarios, l'électricité est amené à jouer un rôle majoritaire. La part de l'électricité dans le mix énergétique, sous forme directe ou de fuel de synthèse, fait plus que doubler dans le scénario le moins électrifié (passage de 24% en 2015 à 50% pour le scénario *Global Ambition* du TYNDP).

A titre de comparaison pour la France, le scénario de la SNBC repose sur une baisse de 45% de la consommation par rapport à 2015 en ligne avec les scénarios DE et 1.5 Life. La part de l'électricité passe elle de 25% en 2015 à 58% soit dans la moyenne basse des scénarios notamment du fait d'un faible recours à l'électrolyse.

8.3.2. Le rôle de l'électrolyse comme élément différenciant



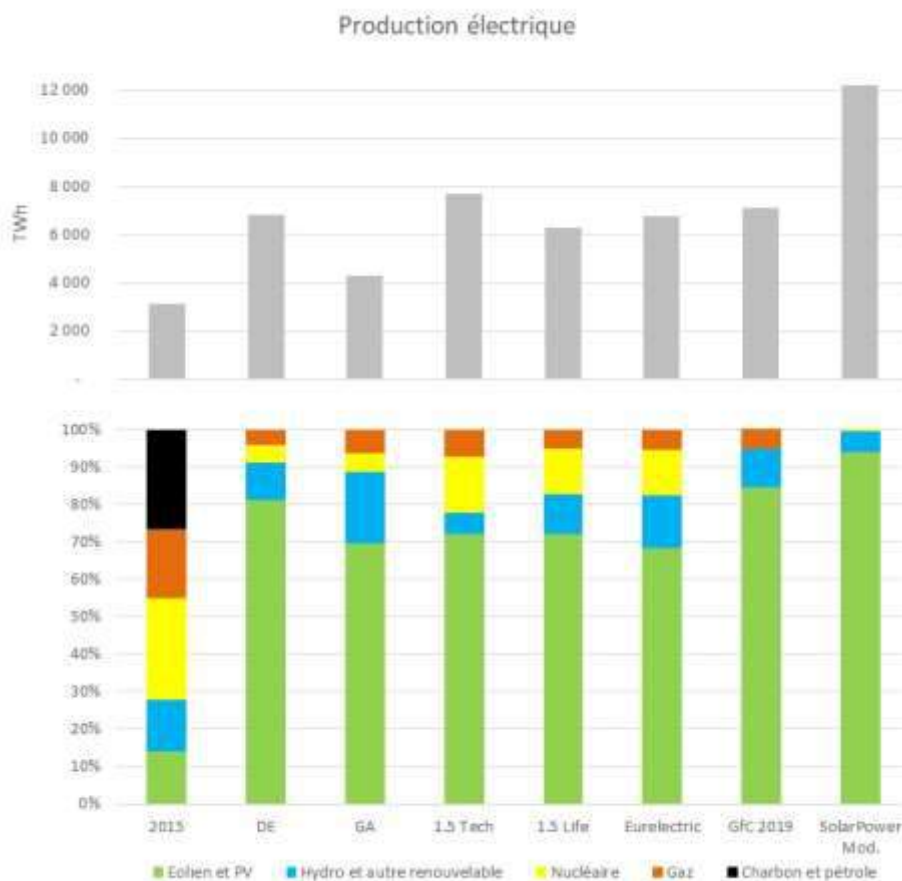
Une analyse plus fine du rôle de l'électricité dans le mix montre que les scénarios se distinguent essentiellement par la place accordée à la production de fuels de synthèse. En dehors du scénario de *SolarPower Europe*, la demande finale d'électricité ne varie que de $\pm 15\%$ autour de 4100 TWh (3000 TWh en 2015) alors que la consommation de l'électrolyse varie de -65% à +40% autour d'une moyenne de 2000 TWh.

Les scénarios *Global Ambition* du TYNDP et celui d'*Eurelectric* sont les scénarios accordant le plus faible rôle à l'électrolyse, le premier du fait du recours à des imports de molécules bas carbone, le second du fait d'une électrification directe plus poussée.

A titre de comparaison pour la France, la production de fuels de synthèse à partir d'électricité se limite à l'hydrogène et représente 9% de la consommation d'électricité. Ce faible niveau de couplage s'explique par un recours élevé à la biomasse, en lien avec un potentiel national élevé, et le maintien de produits pétroliers comme matière première de l'industrie et pour le transport aérien et maritime.

8.3.3. Un mix de production électrique fortement dominé par les énergies renouvelables

La production d'électricité fait plus que doubler pour la quasi-totalité des scénarios par rapport à 2015 (en dehors du scénario *Global Ambition* pour lequel la production n'augmente « que » de 40%). Le scénario *SolarPower Europe* va jusqu'à un quadruplement de la production. Cette évolution va de pair avec un fort développement des énergies renouvelables électriques (éolien en photovoltaïque) : passage de la part de l'éolien et du photovoltaïque dans la production de 14% en 2015 à environ 70% pour les scénarios *Global Ambition*, ceux de la Commission et celui d'Eurelectric, à environ 80% pour les scénarios *Distributed Energy* et *Gas for Climate* et même plus de 90% pour celui de *SolarPower Europe*.

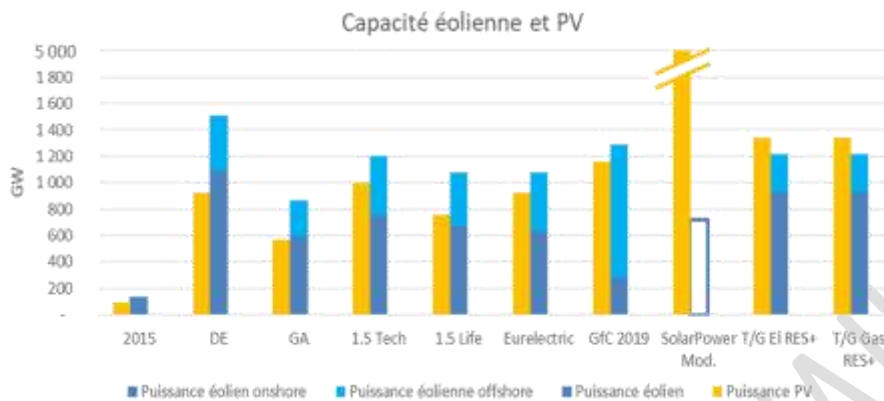


La part de l'hydraulique, notamment des grands barrages, n'est pas toujours précisée dans les scénarios mais semble globalement constante. L'évolution de la production pilotable repose essentiellement sur celles des filières nucléaire et gaz. Leur part dans la production passe de plus de 70% à environ 20% pour les scénarios 1.5 Tech/Life et Eurelectric, et environ 10% pour les scénarios *Distributed Energy*, *Global Ambition* et *Gas for Climate*. Le scénario de *SolarPower Europe* se distingue avec une part se limitant à 1%.

Il est à noter que la part de la production du *gas-to-power* peut recouvrir à la fois les gaz renouvelables, bas carbone et fossiles.

Le niveau très élevé des énergies renouvelables variables nécessitent une attention particulière sur le niveau des sources de flexibilité. Celles-ci peuvent reposer classiquement sur la production (scénario Eurelectric) ou sur l'aval (*Distributed Energy*, *Global Ambition*, *Gas for Climate*, *SolarPower*) via la

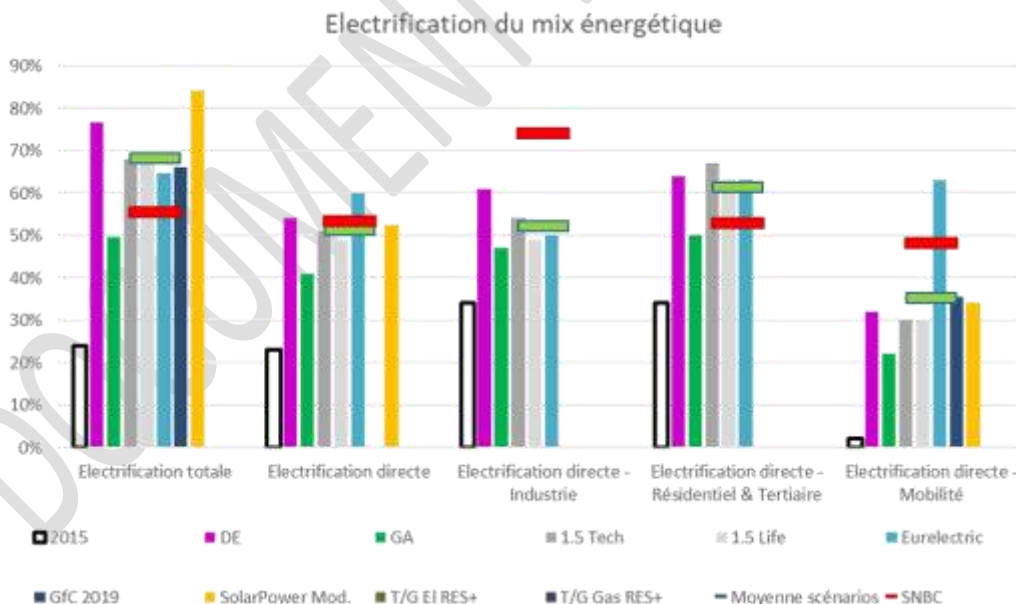
production de fuels de synthèse stockables. Il est à noter que les scénarios 1.5 Tech/Life disposent d'importantes sources de flexibilité à l'amont et l'aval.



D'un point de vue capacité de production électrique, la majeure partie des scénarios donne la priorité à l'éolien. En moyenne (hors scénario *SolarPower Europe*) cette technologie représente 54% des capacités de production intermittentes installées. Dans ce cas la priorité va généralement au terrestre qui représente 62% des capacités éoliennes.

La SNBC ne donnant pas d'indication sur le parc de production à 2050, il est intéressant de comparer ces chiffres à ceux de la PPE à 2028. Celle-ci, dans sa trajectoire haute, donne une priorité légèrement différente : le PV représentant 52% des capacités installées et l'éolien maritime ne représentant que 15% de l'éolien.

8.3.4. Vers une électrification de l'ensemble des secteurs



Comme vu précédemment, le rôle de l'électricité est amené à fortement croître dans tous les secteurs et particulièrement dans la mobilité.

Les principales différences portent sur le niveau du recours à l'électrification indirecte (électrolyse) pour accroître le potentiel de décarbonation de l'électricité et la très forte électrification directe du secteur de la mobilité pour le scénario Eurelectric.

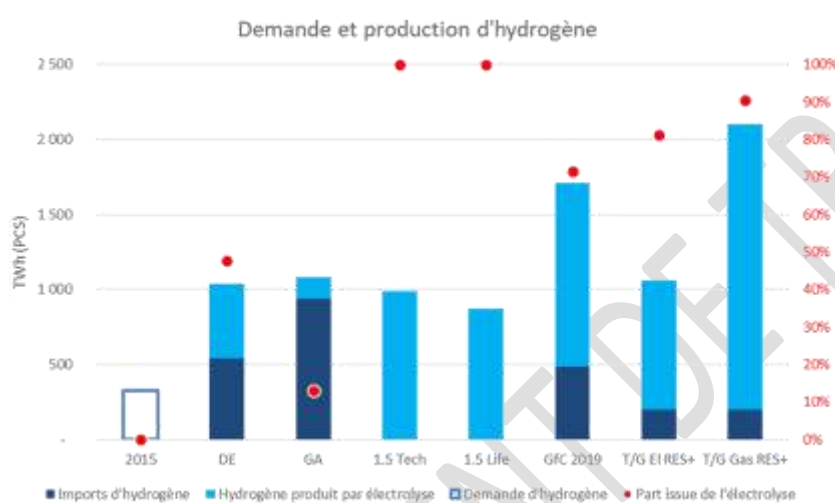
A titre de comparaison, la SNBC vise une électrification directe un peu plus élevée que la moyenne notamment tirée par la mobilité et plus encore l'industrie.

8.3.5. Vers un rôle croissant des fuels de synthèse

Les vecteurs énergétiques gazeux connaissent des évolutions contrastées. En volume, la consommation de méthane baisse fortement, près de 60% en moyenne, alors que celle d'hydrogène quadruple sur la moyenne des scénarios.

Les scénarios d'Eurelectric et SolarPower Europe ne permettent pas de comparaison car les vecteurs gazeux ne sont pas distingués.

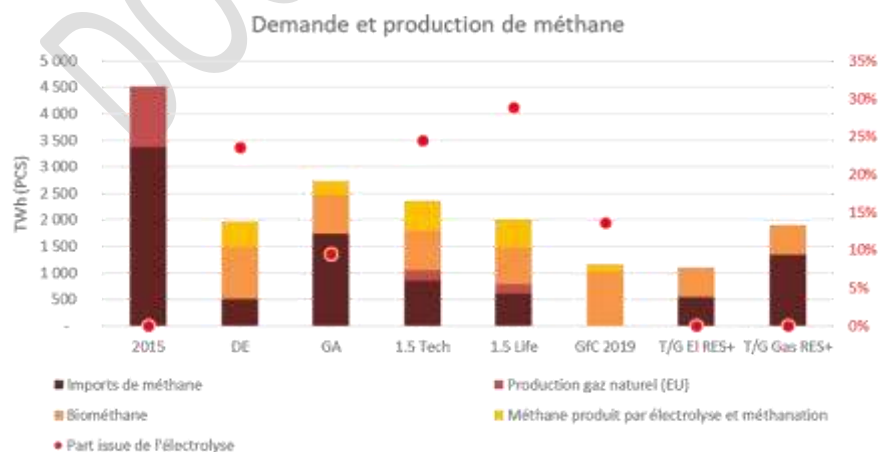
Hydrogène



Aujourd'hui, la production fatale de l'industrie pétrolière et le vaporeformage du gaz naturel sont les deux principales sources d'hydrogène. En 2050, il est attendu que l'électrolyse satisfasse une part significative voire la totalité de la production.

Seul le scénario Global Ambition se distingue par le rôle prépondérant d'import d'hydrogène bas carbone (recours au CCS) ou renouvelable (électrolyse hors de l'UE).

Méthane

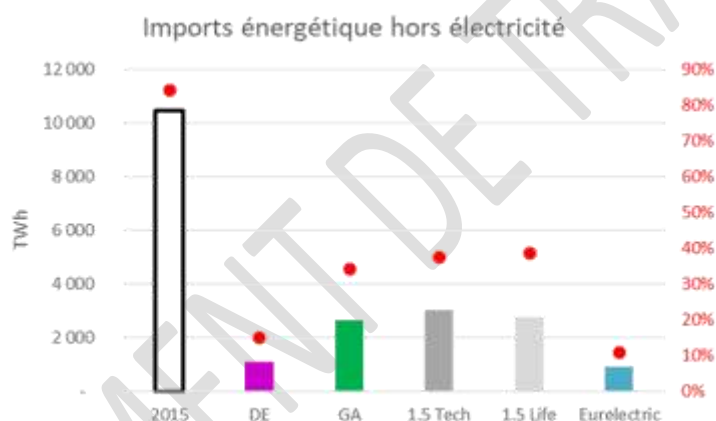


Aujourd'hui la quasi-totalité du méthane provient du gaz naturel produit au sein de l'UE et importé. A l'horizon 2050, seuls les scénarios Global Ambition et Tennet/Gasunie Higher Gas RES+ prévoient encore une place prépondérante pour le gaz naturel mais combiné à de la séquestration carbone afin de permettre l'atteinte de la neutralité carbone.

Le reste de l'approvisionnement serait assuré par une combinaison de biométhane voire de méthane de synthèse. Il est à noter que les scénarios Tennet/Gasunie et Gas for Climate qui prévoient un rôle prépondérant pour l'hydrogène, notamment issu d'électrolyse, ne voient qu'un rôle marginal pour le méthane de synthèse. Ceci pourrait traduire une compétition entre les sous-produits de l'électrolyse hors combinaison méthanisation/méthanation dans le scénario Gas for Climate qui classe le méthane produit sans la catégorie biométhane.

Cette analyse illustre une croissance attendue des interactions entre vecteurs énergétiques et notamment l'hydrogène. Cette interaction demeure limitée dans le cas de la SNBC avec un faible développement de l'hydrogène et l'absence de méthane de synthèse.

8.3.6. Baisse drastique des imports énergétiques

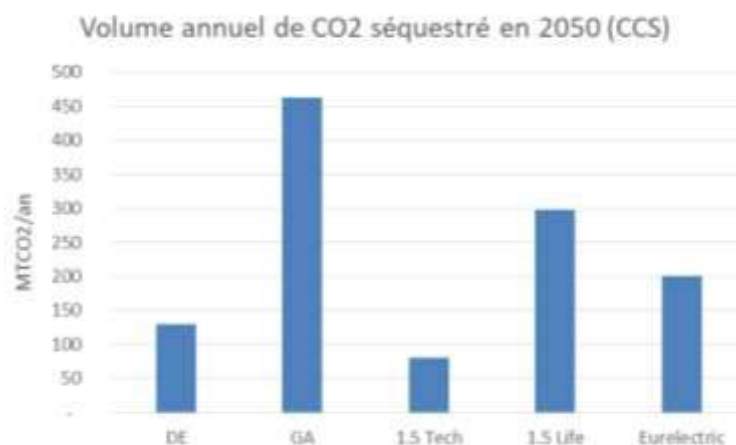


Le maintien d'imports énergétiques est souvent perçu comme un élément négatif. Pour autant l'ensemble des scénarios montre une forte baisse en valeur absolue et relative des imports de solides, liquides et gaz depuis les pays extérieurs à l'UE. Les scénarios ne fournissent que peu d'information sur l'origine géographique des imports alors qu'une partie du gaz (méthane et hydrogène) est susceptible de provenir de Norvège ou d'autres régions avoisinantes.

Les scénarios ne fournissent pas non plus d'information sur les imports d'électricité et d'autres matières premières nécessaires au fonctionnement du système énergétique européen.

A titre de comparaison, dans la SNBC les imports d'énergie sous forme solide, liquide et gazeuse représentent moins de 10% du mix, soit la fourchette basse des scénarios étudiés.

8.3.7. Recours au captage et stockage de carbone (CCS)



Le recours au stockage du carbone est souvent perçu comme un élément négatif. Toutefois la plupart des scénarios mondiaux compatibles avec l'accord de Paris comportent une composante de stockage du carbone. Celle-ci doit permettre la réduction des émissions de secteurs difficiles à décarboner et l'accélération de la réduction des émissions afin de se conformer à un budget carbone cohérent avec la limitation du réchauffement.

La séquestration du carbone ouvre également la voie à des émissions négatives via le BECCS (CCS appliqué aux bioénergies) ou le Direct Air Capture.

A titre de comparaison, dans la SNBC, le CCS représenterait 10 à 15 MtCO₂eq au maximum et serait privilégié pour le captage d'émissions associées à des usages non énergétiques ou non substituables.

8.3.8. Le cas du power-to-heat

L'utilisation de l'électricité comme source d'énergie pour les réseaux de chaleur (et de froid) n'est que faiblement détaillée dans les différents scénarios alors qu'il s'agit du couplage dont les technologies sous-jacentes sont les plus matures. La chaleur distribuée ne représente aujourd'hui que 10% du marché.

Seuls les scénarios 1.5 Tech/Life explicitent la part des réseaux de chaud/froid. Si la part totale dans la fourniture de chaleur n'évolue pas des 4% actuel, celle-ci atteint 50% des besoins de l'industrie alors qu'elle baisse dans les secteurs résidentiels et tertiaires. L'étude de la Commission Européenne cite en parallèle un potentiel qui pourrait atteindre 50% des besoins de chaud et de froid soutenu notamment par une part de 25-30% de pompes à chaleur et la capacité à intégrer de nombreuses sources locales renouvelables ou fatales (solaire thermique, géothermie, biomasse, data centers...).

La SNBC anticipe une évolution inverse avec une part dans le secteur du bâtiment qui pourrait atteindre 10% en 2050 alors que la part dans l'industrie baisserait possiblement sous l'effet de la très forte électrification de ce secteur.

8.4. Le choix des contextes européens pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel

La définition de contextes européens pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel de long terme est dictée par une double exigence : apporter des éléments de réponse aux grandes questions du Bilan prévisionnel et sur l'atteinte de la neutralité carbone (ex. l'éventuelle relance du nucléaire, équilibre d'un système marqué par une part importante d'énergies renouvelables variables) et assurer une cohérence d'ensemble avec le TYNDP de l'ENTSO-E.

Pour cela il est proposé de procéder en deux temps, tout d'abord définir les contextes pertinents puis réaliser l'appariage avec les scénarios France.

8.4.1. Choix d'un premier scénario européen

La pluralité des scénarios publiés ces dernières années permet de couvrir un large champ de futurs potentiels, chacun ayant sa propre cohérence. La sélection de contextes européens doit d'une part refléter la diversité des évolutions possibles, refléter les spécificités des stratégies nationales et d'autre part assurer un appariement cohérent avec les scénarios France.

Le scénario européen de référence qui sera utilisé pour les simulations sera ajusté tout au long des études pour répondre aux exigences suivantes :

- proposer un niveau de détail suffisant pour les simulations ;
- assurer une cohérence du narratif par rapport aux scénarios du Bilan prévisionnel ;
- assurer une cohérence avec les stratégies nationales décrites par les Etats membre dans leurs NECP et dans leurs stratégies de long terme : des ajustements pourront intervenir sur le scénario choisi (par rapport à sa version publiée) pour en tenir compte ;
- garantir un « bouclage » et un équilibre du système à l'échelle du système électrique interconnecté ;

A ce stade, RTE propose de réaliser les simulations sur les scénarios d'étude en prenant pour hypothèses européennes celles du scénario *Distributed Energy* du TYNDP Scenario Report 2020 élaborés par les associations de gestionnaires de réseau de transport de gaz et d'électricité. Ce scénario cumule un certain nombre d'avantages :

- une mise en œuvre de l'ensemble des leviers et notamment des couplages énergétiques ;
- un niveau de détail dans sa description permettant une utilisation rapide pour la simulation ;
- une mise en avant des dimensions de décentralisation et d'indépendance européenne ;
- un statut réglementaire assurant son utilisation par un grand nombre d'acteurs.

Quelques ajustements sur ce scénario seront toutefois nécessaires. En particulier, les capacités d'électrolyse devront être modélisées en couplage avec le réseau électrique (et non systématiquement en autoconsommation) et le couplage des réseaux de chaleur avec le système électrique devra être précisé.

Le graphique suivant illustre les mix électriques pour le scénario *Distributed Energy* en 2040 pour les principaux marchés adjacents à la France.

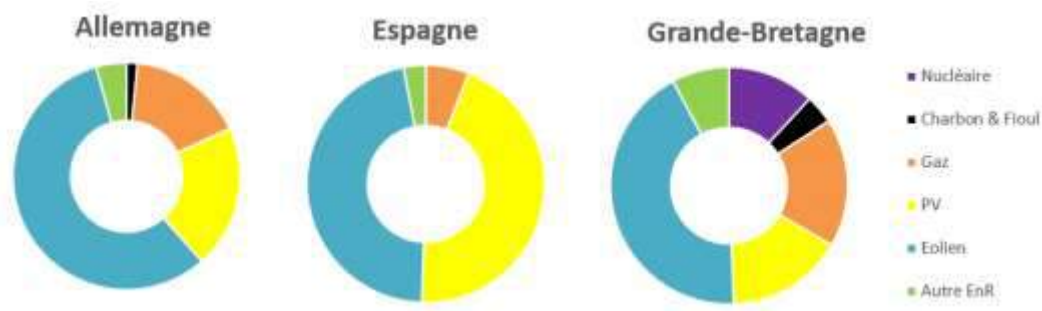


Figure 16 - Illustration des mix en énergie en 2040 dans le scénario Distributed Energy du TYNDP 2020 pour l'Espagne, le Royaume-Uni et l'Allemagne

Un tel scénario, une fois ajusté, permettra de débiter les analyses de l'influence du contexte européen sur le fonctionnement du système énergétique français sans pour autant préempter le choix d'un contexte européen de référence pour le Bilan prévisionnel.

8.4.2. Appariement du mix France

Pour chaque contexte européen retenu, il sera nécessaire de remplacer la description du système énergétique français par un ou plusieurs scénarios nationaux du BP2050. L'analyse des résultats de ces appariements permettra de déterminer les paramètres clefs du contexte européen (ex. niveau de couplage, de capacité de production pilotable...) impactant le fonctionnement du système français (ex. production nucléaire, solde exportateur,...). Ceci permettra d'orienter le choix d'autres contextes européens permettant d'accroître la robustesse du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050 et la sélection parmi ceux-ci d'un cas de référence.

8.4.3. Elaboration de variantes pour tester la sensibilité des résultats à d'autres contextes européens possibles

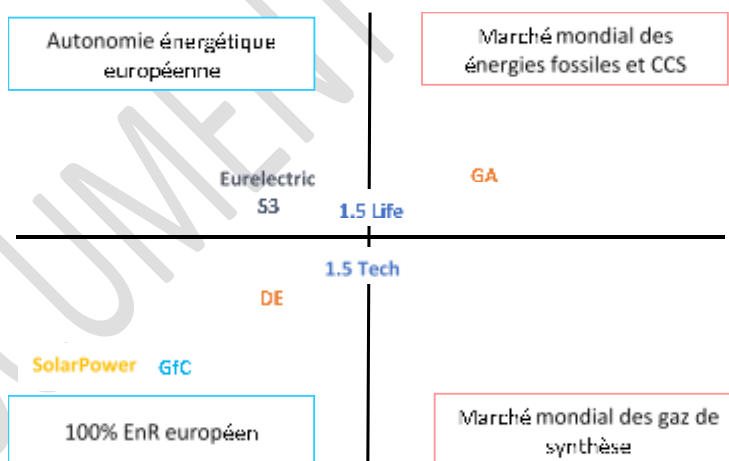
Afin d'évaluer la sensibilité des résultats des scénarios à l'évolution du mix considérée dans les pays voisins, l'étude des scénarios du Bilan prévisionnel sera réalisée sur plusieurs variantes. Il s'agira par exemple de vérifier que l'équilibre d'un mix 100% EnR en France ne repose pas uniquement sur l'existence de moyens pilotables à l'étranger et d'évaluer l'impact d'un choix généralisé du 100% renouvelable en Europe sur les besoins de flexibilité du système électrique.

Lors des précédentes réunions de concertation, quatre types de contextes européens caractéristiques ont ainsi été esquissés et discutés avec les parties prenantes, en vue de construire des variantes à analyser dans le Bilan prévisionnel. Ces différents contextes possibles sont résumés sur la figure suivante. Ils présentent des distinctions essentiellement basées sur les stratégies d'approvisionnement énergétique à l'échelle européenne.



Il est possible de situer les différents scénarios européens présentés dans les sections précédentes par rapport à ces stratégies (voir figure ci-dessous).

Ainsi les principaux scénarios visent un haut niveau d'indépendance énergétique européenne via la mobilisation des gisements EnR de l'Union européenne. Le complément est assuré majoritairement par des imports d'énergies fossiles associées en partie à de la séquestration du carbone.



Afin d'assurer une large couverture des évolutions possible du système énergétique européen, ces différents contextes pourront être précisés avec des variantes sur l'importance des couplages (part de la production allant vers l'électrolyse et le *power-to-heat*).

Cette partie sera complétée ultérieurement avec des scénarios précisés.