Consultation publique

Actualisation des *Futurs énergétiques 2050*

●

Appel à contributions sur le cadrage général de l'exercice, les hypothèses pour la construction des trajectoires de consommation et des mix de production et les méthodologies et données pour les analyses détaillées des scénarios

Propositions détaillées

3 avril 2026

Avant-propos

Date de publication : 3 avril 2026

Date limite de réponse : 15 mai 2026

Modalités de réponse : réponses à envoyer par mail à rte-concerte-bp@rte-france.com

Dans la continuité de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* et des derniers bilans prévisionnels, RTE met en place un vaste dispositif de concertation afin de discuter avec les parties prenantes de l'ensemble du cadrage et des hypothèses de l'étude : une réunion plénière, sept groupes de travails techniques thématiques, et deux séances du comité de suivi parlementaires ont déjà été organisés. Cette concertation, réunissant l'ensemble des experts et des parties prenantes intéressées, vise à renforcer la transparence et la robustesse technique, économique et industrielle des scénarios, des hypothèses et des résultats de l'étude.

Dans ce cadre, RTE lance un appel à contributions, qui fait l'objet du présent document, visant à compléter et enrichir les échanges initiés lors des premiers groupes de travail. Cet appel à contributions porte sur l'ensemble du cadrage, des hypothèses des scénarios, et les différents axes d'analyses de la prochaine édition des *Futurs énergétiques*.

Il convient de noter que toutes les hypothèses proposées dans ce document constituent des hypothèses de travail provisoires, pour discussion avec l'ensemble des parties prenantes, et ne préjugent pas de celles qui seront retenues dans la publication finale. Celles-ci pourront évoluer en fonction des retours de la concertation et des résultats de simulation obtenus progressivement.

Conformément à l'article L.141-8 du code de l'énergie, les parties prenantes sont tenues de partager toutes les informations utiles à l'établissement des bilans et études établis par RTE. Les répondants peuvent s'exprimer sur le cadrage de l'exercice et des axes de travail et peuvent se positionner sur tout ou partie des hypothèses, en partageant le cas échéant leurs hypothèses ou des références pertinentes. Les répondants sont invités à soumettre un document de réponse public qui sera publié sur le site de la concertation de RTE. Ce document peut être accompagné d'une partie confidentielle contenant des informations et des chiffres complémentaires et dont la confidentialité sera préservée par RTE dans les conditions prévues à l'article L.142-1 du code de l'énergie.

Les réponses doivent être adressées avant le 15 mai inclus sur la page dédiée du site www.concerte.fr ou par mail à l'adresse rte-concerte-bp@rte-france.com.

1. Cadrage général : l'actualisation des *Futurs énergétiques 2050* s'inscrit dans un monde plus contraint

L'élaboration et l'analyse de scénarios prévisionnels et prospectifs sur le système électrique constitue une des missions légales de RTE inscrite dans le code de l'énergie (article L. 141-8) et dans le contrat de service public de RTE. Ces travaux permettent d'éclairer les politiques publiques menées par l'Etat dans le cadre de la planification énergétique de la France à long terme.

En matière d'énergie, des analyses à long terme sont nécessaires pour permettre la planification des infrastructures énergétiques sur le temps long du fait des durées de construction et durées de vie.

L'étude *Futurs énergétiques 2050* a permis pour la première fois de projeter l'évolution des besoins d'électricité et d'évaluer les options de planification à un horizon ~30-40 ans. A la suite de cette publication fin 2021, une reconduction de l'étude tous les cinq ans est apparue pertinente afin d'actualiser à échéance régulière les scénarios d'évolution du système électrique à long terme. RTE a ainsi lancé début 2025 le travail de réactualisation des *Futurs énergétiques 2050*, et prévoit de publier les résultats actualisés à la fin de l'année 2026.

Depuis la publication des *Futurs énergétiques 2050* en 2021, différents éléments de contexte ont évolué et doivent être intégrés au cadrage de cette nouvelle étude.

Un contexte plus contraint d'atteinte de la neutralité carbone, avec de nouvelles ambitions

Sur *les ambitions*, la nouvelle étude prendra notamment en compte le rehaussement des objectifs publics :

1) **Depuis 2021, les objectifs climatiques européens ont été révisés à la hausse (au-delà de l'objectif de neutralité carbone en 2050),** avec de nouveaux textes votés par l'Union européenne, notamment le paquet *Fit for 55* visant à rehausser l'objectif de réduction des émissions à 2030 ou encore les textes *ReFuelEU Aviation* et *FuelEU Maritime* qui définissent des cibles pour la décarbonation du transport international. Des discussions sont également en cours sur d'éventuels nouveaux objectifs à l'horizon 2040.

2) **La France a également affirmé sa volonté de renforcer sa souveraineté énergétique et industrielle. Les récentes crises internationales mettent en évidence l'intérêt d'accélérer la réduction des dépendances du pays sur le plan des importations d'énergies fossiles mais aussi du point de vue de l'industrie manufacturière et du numérique**. Cette ambition en matière de souveraineté énergétique et de réindustrialisation se traduit aussi au niveau européen[1], l'objectif étant de disposer d'un système électrique résilient aux nouvelles menaces et crises, tout en assurant une électricité la plus compétitive possible. Une nouvelle ambition de développer l'intelligence artificielle et de favoriser l'implantation des *data centers* en France a aussi récemment émergé, et pourrait conduire à des volumes importants de consommation d'électricité.

[1] Notamment, leNet Zero Industry Act (NZIA) publié en mai 2024 prévoit une multiplication par 3 de la production de technologies clés de l'atteinte de la neutralité carbone sur le territoire européen pour atteindre, à horizon 2030, une part de production souveraine de ces technologies de 40 %.

Sur le plan du *contexte général*, plusieurs évolutions notables apparaissent ces dernières années :

- **Un nouveau contexte énergétique mondial émerge** à la suite des crises sanitaire et énergétique, à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, aux stratégies industrielles « agressives » menées par la Chine et les Etats-Unis, ou encore en lien avec les conflits en cours au Proche et Moyen-Orient. Les relations internationales se caractérisent par une forte montée du protectionnisme et une concurrence croissante pour la maîtrise des investissements et de l'activité industrielle. Dans ce contexte général de tensions, les stratégies et infrastructures énergétiques peuvent être un levier de souveraineté et de compétitivité.

- **En France, un nouveau contexte économique se dessine, marqué par des contraintes budgétaires qui se renforcent et contraignent la capacité d'investissement de l'Etat dans la transition énergétique**. Des interrogations émergent sur la priorisation des dépenses de l'Etat et nourrit les oppositions à la transition énergétique alors même que certaines technologies de décarbonation subissent encore le contrecoup économique des crises des dernières années. Dans le même temps, il existe un point d'attention croissant sur l'évolution du pouvoir d'achat des ménages et sur la compétitivité des entreprises implantées en France, notamment celles les plus exposées à la concurrence internationale.

- **A l'échelle internationale et aux niveaux européen comme national, une remise en cause des objectifs climatiques par certaines parties prenantes ou acteurs industriels** est apparue ces dernières années et conduit certains Etats à envisager des décalages dans la transition énergétique (par exemple, renégociation de l'objectif de fin de vente des véhicules thermiques en 2035 en Europe…).

Enfin, certains *paramètres spécifiques au système électrique français* se sont précisés :

- **Sur le plan de la consommation, les effets de la crise énergétique se font encore ressentir et la consommation d'électricité ne s'infléchit pas encore à la hausse, signe d'un retard sur la décarbonation de l'économie française à court terme**. A long terme, en revanche, les travaux sur la planification écologique ont souligné une révision à la baisse des puits de carbone et du volume de biomasse disponible pour décarboner l'économie française, ce qui renforce mécaniquement le besoin d'électrification et de recours aux économies d'énergie pour respecter les objectifs climatiques à l'horizon 2050-2060.

- **Sur le plan de la production, les travaux sur la planification écologique ont permis à l'Etat de donner certaines orientations de politique énergétique,** avec en particulier une orientation très nette en faveur du lancement d'un programme de nouveaux réacteurs nucléaires tout en poursuivant voire en accélérant en parallèle le développement des énergies renouvelables pour accompagner l'électrification des usages.

- **Sur le plan économique**, les projections de coûts des principales composantes du système électrique ont évolué depuis la précédente étude. La révision montre une tendance à la hausse pour de nombreuses technologies (nucléaire, renouvelables, hydrogène, réseau…) par rapport aux hypothèses retenues dans la précédente édition de l'étude, sous l'effet de différents facteurs : inflation générale et/ou spécifique à certains matériels, tensions sur les chaînes d'approvisionnement, choix de privilégier l'éolien en mer loin des côtes ou encore le photovoltaïque en toiture ou agrivoltaïque, manque d'économies d'échelles etc. A l'inverse,

certaines technologies comme les batteries voient leurs coûts continuer à diminuer à un rythme très soutenu. Ces évolutions doivent être prises en compte dans l'actualisation des analyses économiques sur le coût complet de production d'électricité en France.

- **Sur le plan technique**, de nouvelles controverses techniques sur le fonctionnement du système électrique ont émergé dans le débat public, notamment à la suite de différents retours d'expérience ou d'événements ayant été observés ces dernières années (*black-out* ibérique ayant mis en évidence les défis associés au réglage de la tension, déploiement du *grid forming* en Australie pour assurer la stabilité du système, etc.). Une actualisation des analyses menées en 2020-2021 apparaît dans ce contexte incontournable.

L'actualisation des *Futurs énergétiques 2050* doit aussi garantir la cohérence de la prospective du temps court (les prochaines années) et celles du temps long. Au cours des derniers mois, RTE a publié un nouveau Bilan prévisionnel 2025 faisant état de la nécessité d'accélérer sur l'électrification à court terme afin de permettre à la France de se mettre sur la bonne trajectoire pour atteindre ses objectifs de décarbonation et de souveraineté.

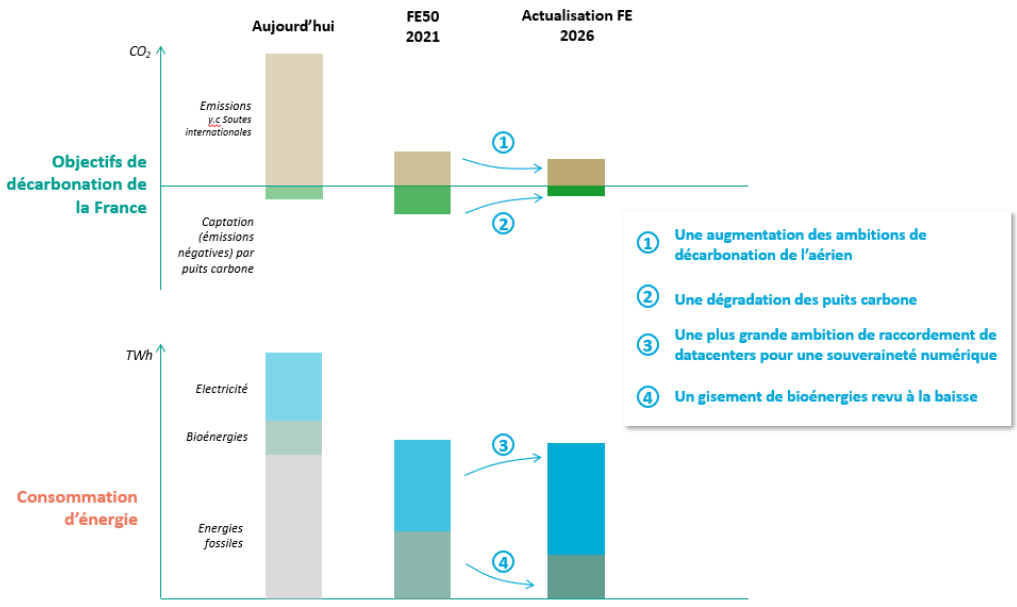


Figure 1 : Evolution des paramètres et des ambitions depuis la première édition des Futurs énergétiques 2050

Les grands axes d'étude envisagés

Au regard de ces nouveaux éléments de contexte, RTE identifie quatre objectifs principaux nécessitant certaines analyses spécifiques identifiées comme prioritaires.

1) **Actualiser les perspectives de consommation énergétique et les besoins en électricité à couvrir dans différentes configurations (niveaux de décarbonation, compétitivité) :** l'objectif est de prendre en compte l'ensemble des nouveaux éléments de contexte pour actualiser les trajectoires de consommation permettant la sortie des énergies fossiles, et requestionner les perspectives possibles d'évolution de la consommation d'électricité. Dans ce cadre, le bouclage autour de la biomasse est analysé en partenariat avec l'ADEME et l'Etat. Une attention particulière sera également portée sur le rythme de transformation du système énergétique, en lien avec les tendances récentes indiquant un retard dans la décarbonation de l'économie.

2) **Identifier les leviers pour optimiser le coût du système électrique français et favoriser les perspectives d'électrification et de réindustrialisation :** l'équation économique de la transition énergétique est devenue plus complexe (augmentation des coûts unitaires de certaines technologies, fortes contraintes budgétaires sur les finances publiques, attention forte sur la compétitivité des entreprises et le pouvoir d'achat des ménages…). L'un des objectifs de l'étude consistera à mettre en évidence les leviers de réduction du coût de l'électricité dans l'optique de favoriser la compétitivité du pays, qui peuvent être de différentes natures : privilégier les installations de grande taille pour les économies d'échelle et de réseau, optimiser les parts relatives des différentes technologies en fonction de leurs caractéristiques (par exemple ratio entre solaire et éolien), agir sur la localisation des nouveaux moyens de production à terre et en mer pour optimiser le raccordement et le renforcement du réseau, modifier les règles de dimensionnement du système, etc.

3) **Evaluer la résilience des scénarios à certains aléas majeurs au niveau mondial :** les crises récentes ont mis en évidence leurs impacts possibles sur la facture énergétique, les coûts des technologies, les équipements ou les matières premières nécessaires. L'étude vérifiera la résilience du futur système énergétique à des crises économiques, géopolitiques et climatiques et mettra en lumière les leviers accessibles permettant de limiter l'effet de ces aléas majeurs.

4) **Poursuivre l'évaluation des conditions de robustesse techniques des scénarios :** comme pour les *Futurs énergétiques 2050*, RTE chiffrera pour chaque scénario l'ensemble des besoins techniques nécessaires à la sécurité du système et les intégrera dans les calculs économiques. L'analyse de robustesse technique conduira ainsi à actualiser et approfondir les conditions de réussite identifiées dans le rapport RTE-AIE publié en janvier 2021 pour garantir l'équilibre du système à tout instant, y compris dans des systèmes à forte part en énergies renouvelables.

Comme pour la précédente étude, ceci se traduira par une structuration en plusieurs grands axes d'analyses appliqués aux scénarios et permettant d'éclairer les conséquences de chacun des scénarios sous différents angles. En particulier, les 4 principaux volets de l'analyse précédente seront reconduits voire approfondis : (i) volet technique, (ii) volet économique, (iii) volet sociétal, et (iv) volet environnemental.

Au-delà de ces approfondissements, RTE prévoit également d'ajouter un 5e axe d'analyse à l'étude portant sur les enjeux industriels (voir partie 11). Il vise à documenter les trajectoires et capacités industrielles sous-jacentes (i) aux évolutions du parc de production d'électricité notamment le rythme industriel de développement des renouvelables et du nucléaire et (ii) au développement de la consommation d'électricité (production et installation de procédés de vecteur de consommation d'électricité comme les pompes à chaleur, les véhicules électriques, ou d'usines de production d'hydrogène et de ses dérivés).

Les horizons d'étude

Comme pour les *Futurs énergétiques 2050*, l'étude vise à tracer des trajectoires sur l'ensemble des prochaines décennies et non seulement une cible à l'horizon 2050-2060. L'objectif est ainsi de décrire les conditions permettant l'atteinte des objectifs à long terme en tenant compte des dynamiques possibles sur l'évolution des usages énergétiques, sur la structuration des filières industrielles ou encore sur les délais de développement et de déploiement de nouveaux moyens et infrastructures.

Dans le détail, RTE propose de centrer l'analyse sur les horizons 2040, 2050 et 2060 :

1) **2040** : horizon correspondant à un point de passage sur la trajectoire de neutralité carbone, qui fait l'objet de vives discussions au niveau européen. Il s'agit également d'un horizon où les inflexions sur la construction de nouvelles grandes installations de production peuvent se concrétiser (nouveaux réacteurs nucléaires, massification ou non de l'éolien en mer…) ;

2) **2050** : des analyses approfondies sur les trajectoires long terme et leurs conditions de réussite à un horizon correspondant à l'objectif de neutralité carbone en France et dans l'Union européenne ;

3) **2060 et au-delà** : autour de 2060, étude de l'enjeu de fermeture des derniers réacteurs nucléaires de 2e génération en France et de « l'effet falaise » associé. L'étude de cet horizon permet d'étendre l'éclairage au-delà (par exemple jusqu'à l'horizon 2075) en fonction de l'hypothèse retenue sur la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs existants.

Les trajectoires sur l'horizon 2030-2035 reposeront sur celles élaborées dans les Bilans prévisionnels 2023 et 2025 et seront mises à jour.

Principaux éléments de cadrage des trajectoires et scénarios

En cohérence avec l'approche utilisée dans ses derniers exercices de prospective, RTE propose une approche « multi-scénarios » : celle-ci vise à construire plusieurs trajectoires d'évolution du système électrique et ensuite d'évaluer les implications techniques, économiques, environnementales, sociétales et industrielles associées aux choix énergétiques de la France, mais aussi leur dépendance au contexte global dans lequel s'inscrit la transition énergétique.

Ceci diffère d'une approche visant à déterminer un unique « mix électrique optimal » en fonction des données d'aujourd'hui. Un tel exercice a déjà été réalisé dans de précédentes publications (voir par exemple le chapitre 11 des *Futurs énergétiques 2050*) mais son résultat est si sensible aux paramètres d'entrée que la validité des conclusions qu'il permet d'avancer demeurent limitées.

L'évolution du système électrique est principalement déterminée par l'évolution de la consommation d'électricité et l'évolution du mix de production d'électricité. Ils conditionnent en grande partie le fonctionnement technique, la sécurité d'approvisionnement, les besoins en termes d'infrastructures de réseau, les coûts, etc. D'autres paramètres, tels que le climat ou l'évolution du système électrique européen ont toutefois aussi des implications importantes sur le fonctionnement du système électrique français et doivent donc être modélisées précisément dans les études.

Dans la continuité des *Futurs énergétiques 2050*, **RTE propose de construire les trajectoires d'évolution du système électrique reposant principalement sur l'appariement de trajectoires de consommation d'électricité et de trajectoires d'évolution du mix de production, sans a priori sur les**

appariements. La concertation devra néanmoins permettre d'identifier les appariements qui nécessiteraient d'être approfondis.

En pratique, la construction de chaque scénario reposera sur le croisement de nombreuses hypothèses, au-delà des seules hypothèses sur la consommation et la production d'électricité, comme notamment :

- **des hypothèses qui relèvent du contexte dans lequel s'effectue la transition énergétique**, c'est-à-dire qui sont exogènes au système énergétique et sur lesquelles les choix publics de la France en matière d'énergie n'ont pas ou peu de prise : évolution du climat, contexte économique français et géopolitique mondial, évolution des systèmes électriques dans les autres pays européens, tendances sociétales en matière de modes de vie.
- **des hypothèses qui correspondent à des choix de la France en matière de transition énergétique** : ces hypothèses portent principalement sur (i) le rythme de la transition énergétique (et l'éventuel retard sur les objectifs climatiques), (ii) les rôles des différents leviers de décarbonation, (iii) le mix de production d'électricité et (iv) le bouquet de flexibilité.

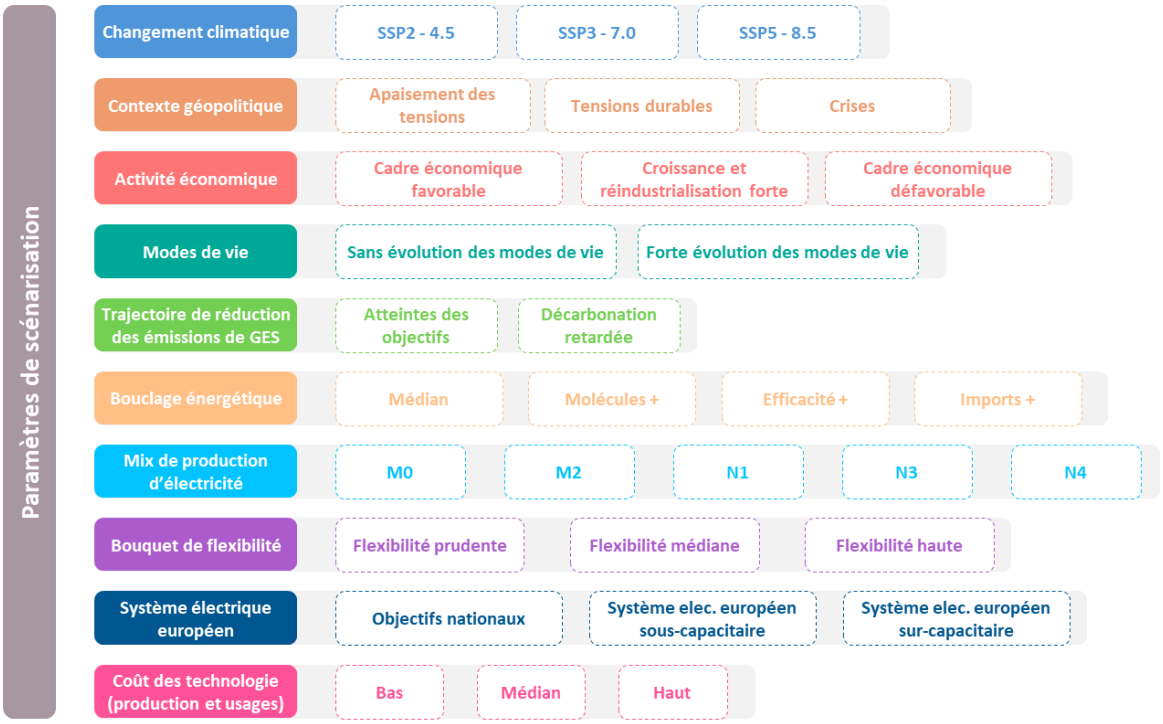


Figure 2 : Schéma des principaux paramètres de scénarisation et configurations envisagées pour chaque paramètre

Variantes et analyses de sensibilité

Dans le cadre de ses études prospectives, RTE porte une attention particulière à la vérification de la robustesse des résultats techniques et procède pour ce faire à l'analyse de nombreuses variantes : ceci vise à identifier la robustesse des résultats obtenus à des variations d'hypothèses et ainsi éviter de tirer des enseignements reposant sur des configurations très particulières.

Ces variantes sont généralement construites à la marge d'un scénario en modifiant un (ou éventuellement plusieurs) paramètre(s) pour en tester l'effet technique ou économique sur le système électrique.

Certaines variantes particulières, dénommées « *stress-tests* », permettent de tester la robustesse du système électrique à des variantes extrêmes et défavorables. Ces *stress-tests* seront notamment mobilisés dans l'analyse de la résilience du système.

La concertation doit permettre de définir les variantes et les *stress-tests* les plus pertinents en vue de consolider les résultats de l'étude et d'identifier les paramètres les plus sensibles.

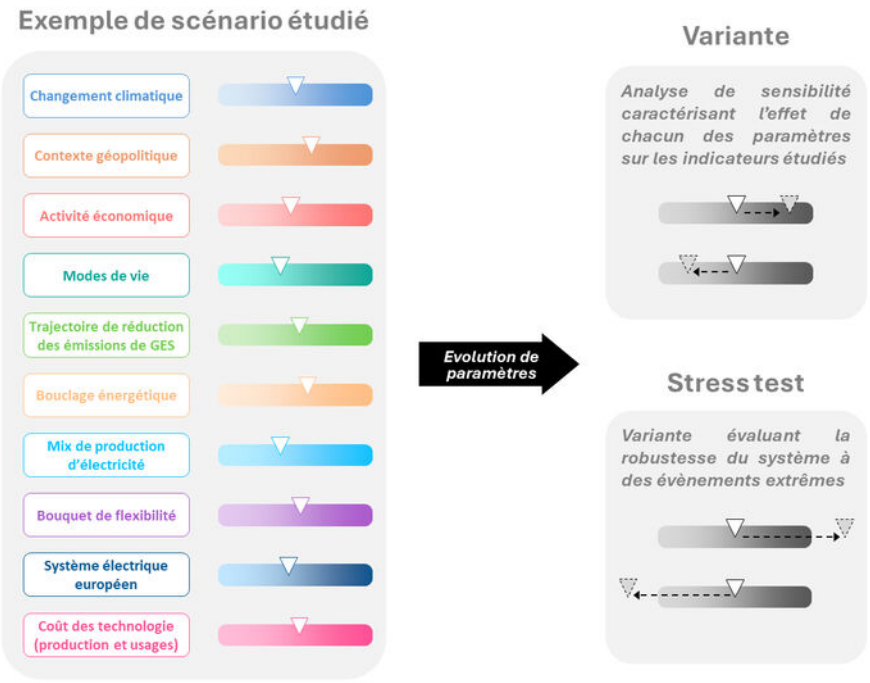


Figure 3 : Schéma explicatif du principe de variante et de stress test étudiés

Questions 1 : le cadrage de l'étude

- **Partagez-vous ces éléments de cadrage ? Voyez-vous d'autres éléments à intégrer ?**
- **Êtes-vous en accord avec les principaux axes de l'étude (actualisation des besoins, compétitivité du système électrique, résilience et robustesse technique) ? Voyez-vous un axe prioritaire ou un autre axe à approfondir ?**
- **Les horizons d'analyse vous semblent-ils pertinents ?**

Organisation de la consultation publique

Afin de faciliter la lecture et la formulation des réponses, la consultation publique est organisée en trois volets principaux :

- **Un volet A - « Trajectoires de consommation et production »,** présentant les propositions de trajectoires et les principaux paramètres sous-jacents à la construction de ces trajectoires (contexte géopolitique, activité économique, modes de vie, bouclage énergétique, choix sur le mix de production) ;

- **Un volet B - « Modélisation du fonctionnement du système électrique » :** ce volet décrit les principales hypothèses conditionnant le fonctionnement technique du système électrique (hypothèses sur la flexibilité de la demande, hypothèses sur l'évolution des systèmes électriques européens), la méthodologie proposée pour identifier les besoins de moyens de flexibilité (stockage et production thermique de pointe) pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électrique, ou encore les hypothèses relatives à la stabilité du système électrique et aux besoins de réseau.

  Ce volet décrit les propositions d'analyses sur le fonctionnement technique du système électrique : l'équilibre offre-demande et la sécurité d'approvisionnement, la stabilité et les besoins d'infrastructures de réseau

- **Un volet C - « Analyses transverses » :** ce volet décrit les propositions d'analyses des scénarios sur les plans économique, environnemental, sociétal, industriel ainsi que les analyses de résilience.

Les répondants peuvent apporter des réponses sur tout ou partie des volets en fonction de leurs expertises et des informations dont ils disposent et qu'ils souhaitent apporter dans le cadre de cette concertation.

Volet A

Trajectoires de consommation et mix de production

2. Trajectoires de consommation

2.1. RTE envisage de reconduire trois contextes principaux de neutralité carbone, complétés par l'analyse de trajectoires de décarbonation retardée

La construction détaillée des trajectoires de consommation implique de travailler sur les contextes dans lesquels ces trajectoires s'inscrivent. Concrètement, il s'agit de fixer les hypothèses structurantes de contexte économique, démographique, géopolitique ou encore sociétal.

Dans la précédente étude *Futurs énergétiques 2050*, RTE avait établi trois principales trajectoires de consommation d'électricité compatibles avec l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 et reflétant des configurations contrastées en termes d'évolution des modes de vie et de développement de l'activité industrielle.

Dans l'actualisation de l'étude, RTE envisage d'étudier :

- **Trois différentes trajectoires de neutralité carbone, qui correspondent à différentes modalités d'atteinte des objectifs climatiques français et européen : une large part de l'étude vise ainsi à en examiner les conditions de faisabilité à la lumière des évolutions de contexte**
- **Une ou plusieurs trajectoires de « décarbonation retardée », dont l'examen est impératif compte tenu des tendances récentes, des remises en cause récentes de ces objectifs ou de leur principe et de la tendance des Etats membres de l'Union européenne à en repousser les traductions concrètes.**

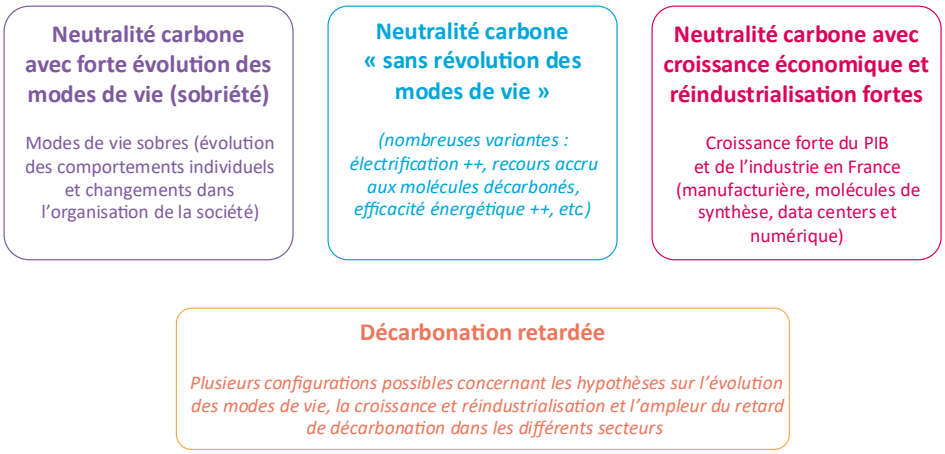


Figure 4 : Trajectoires de consommations proposées dans le cadre de l'exercice

Trois trajectoires de neutralité carbone actualisées sont proposées à la concertation

Les trois trajectoires visant la neutralité carbone se fondent sur des hypothèses actualisées et s'inscrivent dans des contextes socio-économiques différents.

- **Trajectoire d'atteinte de la neutralité carbone sans révolution des modes de vie (cas de base) :** cette trajectoire s'inscrit dans un contexte socio-économique relativement favorable (croissance économique moyenne, amélioration de la souveraineté industrielle) et en considérant des modes de vie peu modifiés par rapport à aujourd'hui. Seules des inflexions légères en termes de sobriété

sont considérées quand elles correspondent à des tendances observées ou qu'elles peuvent être le résultat de politiques publiques engagées.

Cette trajectoire repose sur des hypothèses démographiques cohérentes avec le scénario « Central » de l'INSEE (établi en 2021) en termes de population et de taille des ménages. La croissance économique est de 1,1%/an, en ligne avec le consensus actuel[2], et l'activité industrielle croît dans les mêmes proportions, avec une stabilisation de la part de l'industrie manufacturière dans le PIB à 10%.

- **Trajectoire d'atteinte de la neutralité carbone avec forte évolution des modes de vie, reposant sur un contexte de développement étendu de la sobriété énergétique :** cette trajectoire se distingue de la trajectoire précédente par l'adoption généralisée de modes de vie plus sobres permettant de limiter les besoins énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre. Ces évolutions de modes de vie ne se limitent pas à des choix individuels, mais résultent aussi d'évolutions dans l'organisation de la société et l'aménagement du territoire. Ils conduisent à limiter les besoins énergétiques pour le transport (développement du covoiturage, des transports en commun…), pour les surfaces de bâtiments à chauffer (cohabitation, réduction des surfaces par habitant…), pour la production de biens manufacturés. Par ailleurs, les évolutions en termes d'alimentation (avec notamment une réduction de la consommation de viande bovine) et de pratiques agricoles peuvent permettre de réduire les émissions du secteur agricole et ainsi faciliter l'atteinte des objectifs climatiques.

  La construction des hypothèses de sobriété doit faire l'objet d'une attention particulière, car cette trajectoire apparaîtra comme la moins exigeante et la moins coûteuse en termes de déploiement d'infrastructures, mais impliquera des évolutions de mode de vie dont la crédibilité pourrait être questionnée. RTE propose de retenir des hypothèses de sobriété sur les différents secteurs qui soient à la fois ambitieuses mais accessibles étant donné les appétences remontées dans différentes enquêtes ou les modes de vie ayant déjà été observés à la maille de certains territoires.

  Certains acteurs proposent de construire cette trajectoire en intégrant des ambitions plus importantes en termes d'efficacité énergétique (notamment via l'isolation des logements) ainsi que d'une relocalisation de la production industrielle pour répondre aux besoins du pays (sobriété combinée à un désir d'achat du « made in France/Europe »). Cette hypothèse conduirait à des besoins d'électricité additionnels pour accompagner cette relocalisation et aurait ainsi pour effet de compenser une partie des effets baissiers de la sobriété sur la consommation électrique.

- **Trajectoire d'atteinte de la neutralité carbone avec forte croissance économique et réindustrialisation** : cette trajectoire se distingue de la trajectoire d'atteinte des objectifs climatiques sans évolution des modes de vie par une croissance économique nettement plus forte et une forte progression de l'activité industrielle. Elle cherche à caractériser les effets liés à une activité économique plus élevées indépendamment des évolutions des modes de vie (sans opposer la croissance et la réindustrialisation à la sobriété). La croissance économique atteint 1,5%/an (contre 1,1% par an dans le cas de base) et la part de l'industrie manufacturière dans le PIB atteint 12% (contre 10% dans le cas de base).

[2] Par exemple, le dernier *Consensus Forecasts Global Outlook* d'octobre 2025 rapporte une croissance annuelle de l'ordre de 1,1% en moyenne à l'horizon 2050.

En termes de consommation énergétique, la principale différence par rapport au cas de base portera sur l'industrie, mais la plus forte croissance économique porte aussi sur l'activité tertiaire et la demande de transport.

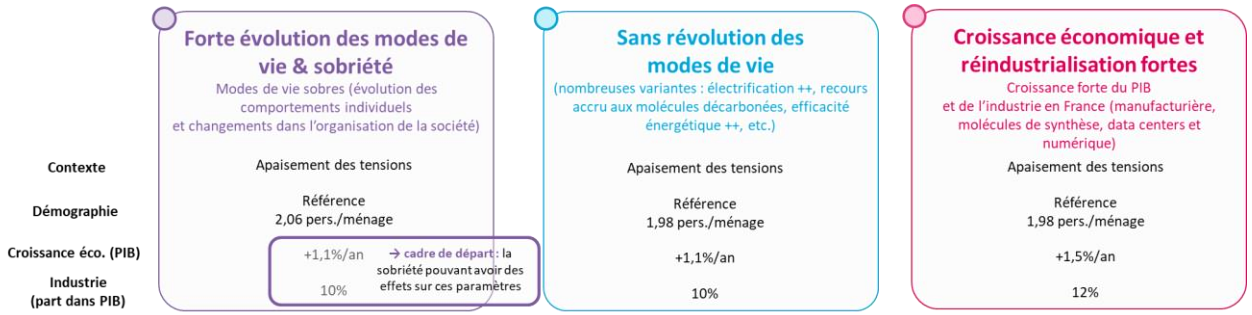


Figure 5 : Cadre socio-économique proposé pour les trajectoires de consommation

Questions 2 : le cadre des trajectoires d'atteinte de la neutralité carbone

- **Partagez-vous l'intérêt reconduire le principe de construction des trois trajectoires principales d'atteinte des objectifs climatiques des *Futurs énergétiques 2050 ?***
- **Pensez-vous pertinent de construire une trajectoire de forte évolution des modes de vie, qui se différencierait de la trajectoire « sans révolution des modes de vie » sur d'autres paramètres comme les efforts d'efficacité énergétique et la relocalisation de l'industrie ?**
- **Partagez-vous l'intérêt de tester ces différentes trajectoires avec plusieurs configurations de « bouclage », c'est-à-dire de mobilisation des différents leviers de décarbonation ? Que pensez-vous des propositions de configuration de bouclage ?**

Une trajectoire de « décarbonation retardée » est proposée en complément dans la nouvelle étude

Compte-tenu du retard que la France a enregistré quant à son rythme de décarbonation et des difficultés à financer la transition énergétique, RTE envisage de compléter le dispositif d'étude sur la consommation par une trajectoire de décarbonation retardée. Cette trajectoire serait construite pour correspondre à une décarbonation profonde de l'économie, mais dans une ampleur et à un rythme insuffisant pour atteindre l'objectif de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

La construction d'une telle trajectoire présente plusieurs intérêts. D'une part, elle permet de documenter les implications sur les besoins d'électricité et le dimensionnement du système électrique lié à un retard dans la décarbonation du pays. D'autre part, le chiffrage économique d'une telle trajectoire et sa comparaison avec une trajectoire d'atteinte des objectifs climatiques permet d'éclairer les implications d'une telle configuration sur le plan économique, industriel et sociétal (coût de la transition, impacts sur la souveraineté énergétique, « coûts climatiques », effet sur le rythme de transformation des usages…).

Cette trajectoire conduirait à des niveaux de consommation d'électricité plus faibles du fait de l'échec partiel des politiques de décarbonation et de réindustrialisation qu'elle suppose.

Plusieurs approches peuvent être envisagées pour construire une telle configuration d'atteinte retardée des objectifs climatiques :

- **Une première approche basée sur des raisonnements économiques, visant à réduire le coût de la transition en considérant que les usages les plus coûteux seront décarbonés les derniers :** une première approche consiste à construire une telle configuration sur la base de considérations économiques, en centrant le retard sur les actions de décarbonation les plus coûteuses en matière de coûts d'abattement.

  Une première analyse de la littérature permet d'identifier que les actions de décarbonation les plus coûteuses concernent principalement les usages difficiles à électrifier directement et qui reposent sur des molécules de synthèse. Il s'agit principalement du recours aux carburants de synthèse dans les transports (e-fuels ou hydrogène) et à l'hydrogène dans la plupart des secteurs industriels. Les actions d'isolation des logements peuvent aussi présenter des coûts d'abattement élevés si elles ne sont pas bien ciblées sur les catégories de logement les plus pertinentes. En outre, ces actions ne peuvent pas se juger sur un critère économique seul, compte-tenu de l'existence d'externalités positives (confort, santé, etc.) attestées mais non monétisables.

  Au-delà des coûts, d'autres considérations peuvent compléter l'analyse pour identifier les leviers dont les rythmes de décarbonation seraient relâchés : besoins énergétiques associés et pression sur le bouclage, maturité technologique, besoin en investissement et en financement public…

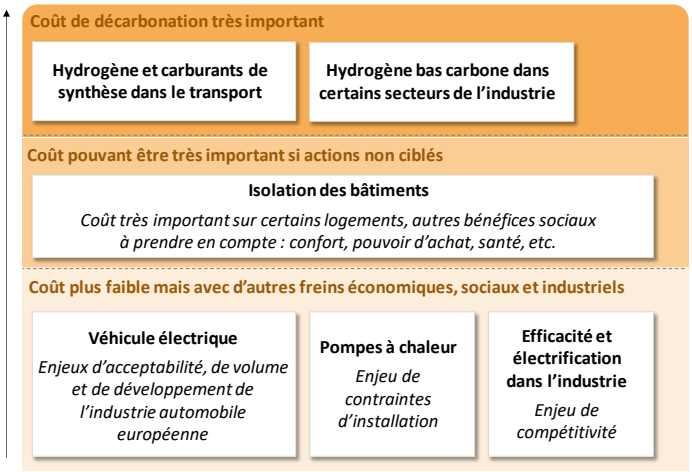


Figure 6 : Comparaison des coûts de leviers de décarbonation

- **La seconde approche consiste à décrire un retard généralisé, prolongeant la trajectoire de décarbonation lente du Bilan prévisionnel 2025**. Le retard concerne alors aussi bien les secteurs dont la décarbonation apparaît compétitive que ceux pour lesquels elle s'avère coûteuse. Une telle trajectoire reflèterait ainsi les inerties sur l'accélération de la mise en œuvre des différentes actions de décarbonation, même pour les actions qui ne sont pas les plus coûteuses pour la collectivité.

  Sur la période 2025-2035, RTE propose que cette trajectoire soit construite en cohérence avec la trajectoire de décarbonation lente du Bilan prévisionnel 2025, en ajustant certaines hypothèses pour neutraliser les différences éventuelles de cadre socio-économique (pour rappel, l'hypothèse de croissance du PIB dans la trajectoire de décarbonation lente est fixée à +0,6%/an).

  Sur la période 2035-2050, plusieurs configurations peuvent être envisagées pour la prolongation de cette trajectoire de décarbonation retardée, en fonction de l'hypothèse d'accélération après 2035 des actions de décarbonation sur les différents usages.

La construction d'une telle trajectoire nécessite aussi de s'interroger dans quel contexte socio-économique elle s'intègre. Elle peut être construite dans le même contexte que le cas de base, avec des hypothèses économiques et de réindustrialisation similaires mais pourrait aussi s'envisager dans un contexte plus dégradé, qui intégrerait les effets de tensions durables sur le plan géopolitique et économique (par exemple croissance faible du PIB autour de +0,5 %/an et échec relatif de la réindustrialisation, à l'exception de quelques secteurs industriels).

Questions 3 : le cadrage du scénario de décarbonation retardée

- **Partagez-vous l'intérêt d'analyser une configuration de décarbonation retardée ?**
- **Quel niveau d'écart (en MtCO2) avec l'objectif climatique pensez-vous pertinent de considérer à horizon 2050 ?**
- **Identifiez-vous une approche à privilégier parmi celles proposées (retard centré ou retard normatif sur tous les secteurs) ?**
- **Concernant l'approche basée sur des raisonnements économiques**
  - **Que pensez-vous du principe de se référer principalement au coût pour la collectivité, à travers l'utilisation des coûts d'abattement ?**
  - **Que pensez-vous de l'intérêt d'intégrer d'autres critères dans le choix des leviers pour lesquels le rythme serait relâché ?**
  - **En pratique, sur quels leviers de décarbonation faut-il selon vous ralentir le rythme et à quel niveau pour construire le scénario de décarbonation retardée ?**
- **Concernant l'approche basée sur un retard généralisé :**
  - **Que pensez-vous de l'approche consistant à construire cette trajectoire à partir du scénario de décarbonation lente du Bilan prévisionnel 2025, avec les ajustements proposés ?**
- **Dans quel contexte macro-économique (favorable ou dégradé) pensez-vous qu'il soit pertinent de modéliser cette trajectoire ?**

2.2. Au sein de ces trajectoires, différents recours aux leviers de décarbonation sont possibles

Chacune de ces trajectoires peut se décliner avec plusieurs hypothèses sur le recours aux différents leviers de décarbonation, correspondant à différentes configurations de « bouclage », c'est-à-dire de rôle respectif des différents leviers de décarbonation, en assurant l'équilibre entre les ressources énergétiques disponibles (biomasse notamment) et leur consommation. Autour d'une configuration de bouclage « médiane », RTE propose de considérer des variantes sur le rôle des différents leviers de décarbonation, notamment sur (i) les rôles respectifs de l'électrification directe et des molécules bas-carbone pour décarboner les différents secteurs, (ii) l'ampleur des efforts d'efficacité énergétique (notamment sur l'isolation des bâtiments) et (iii) le niveau de recours à des imports énergétiques (notamment de carburants de synthèse).

RTE propose de décliner la trajectoire « sans révolution des modes de vie » sur les configurations de bouclage suivantes :

- Une configuration « médiane » dans laquelle la décarbonation repose en grande partie sur l'électrification directe, complétée par le recours à des molécules bas-carbone (méthane, carburants liquides, hydrogène) issues surtout de bioénergies, à l'exception d'une partie des besoins du transport aérien et maritime, conformément aux objectifs des réglementations européennes ReFuelEU.

- Une configuration « molécules + » dans laquelle la décarbonation mise davantage sur les molécules bas-carbone et moins sur l'électrification directe. Le recours accru aux carburants de synthèse est nécessaire en raison du gisement limité de biomasse.

- Une configuration « imports + » qui se distingue de la configuration « molécules + », par un recours important à des imports de molécules (e-carburant, e-méthane) produites dans d'autres régions du monde.

- Une configuration « efficacité + » qui repose sur un effort plus important sur les leviers d'efficacité énergétique (isolation des bâtiments, processus industriels, valorisation de la chaleur fatale, choix d'électrolyseurs haute température plus performants, etc.). En pratique, cette configuration ne se distingue de la configuration « médiane » que sur l'effort d'efficacité énergétique.

Ces configurations de bouclage représentent ainsi différents arbitrages possibles entre les différents enjeux et contraintes associées à la décarbonation de l'économie : acceptabilité, maturité technologique, efficacité énergétique, coût, souveraineté énergétique, etc. Elles visent à refléter les visions contrastées que peuvent porter les différentes parties prenantes du système énergétique.

	Médiane	Molécules +	Efficacité +	Imports +
Electrification directe	61% d'électricité dans la conso finale d'énergie	*53% d'électricité dans la conso finale d'énergie*	61% d'électricité dans la conso finale d'énergie	*53% d'électricité dans la conso finale d'énergie*
Efficacité énergétique (hors électrification)	Efficacité prudente Rythme réno actuel X 2 Gain industrie – 22% Electrolyse alcaline	Efficacité prudente Rythme réno actuel X 2 Gain industrie – 22% Electrolyse alcaline	*Forte efficacité* *Rythme réno actuel X 3* *Gain industrie – 30%* *Electrolyse haute T°*	Efficacité prudente Rythme réno actuel X 2 Gain industrie – 22% Electrolyse alcaline
Imports énergétiques	Pas d'imports Hors fossiles résiduels (usages MP et 30% d'aviation)			*100 TWh de e-fuels + fossiles résiduels (usages MP et 30% d'aviation)*

Figure 7 : Configurations de bouclage proposées à l'étude

D'autres configurations peuvent être envisagées, comme, par exemple une configuration « Électrification directe + » avec une électrification beaucoup plus poussée, une configuration « Exports + » reflétant une France exportatrice de molécules de synthèse, ou une configuration « CCS + » reposant sur maintien partiel des énergies fossiles compensé par un recours accru à la capture et séquestration du carbone.

Pour des raisons de ressources d'étude et de lisibilité, RTE ne pourra étudier qu'un nombre limité de configurations et de croisements avec les contextes socio-économiques : la concertation devra permettre d'identifier les configurations prioritaires.

Questions 4 : les configurations de bouclage

- **Avez-vous des remarques sur les différentes configurations de bouclage proposées à l'étude ?**
- **Identifiez-vous des configurations prioritaires à considérer dans les différentes trajectoires ?**

2.3. Depuis la publication de la première édition de l'étude, plusieurs évolutions conduisent à envisager un rôle accru pour l'électricité

2.3.1. Le gisement de bioénergies est largement revu à la baisse depuis la SNBC 2

En raison de la dégradation de l'état des forêts et de la baisse attendue des rendements agricoles notamment sous l'effet du changement climatique, les gisements de biomasse disponible pour l'énergie projetés à l'horizon 2050 par différentes publications récentes apparaissent sensiblement inférieurs à ceux qui avaient été considérés lors de l'élaboration de la SNBC 2 (gisement de l'ordre de 170 millions de tonnes de matière sèche (MtMS) permettant une production de 460 TWh_{EF} de bioénergies).

RTE propose de s'appuyer sur ces nouvelles estimations révisées à la baisse pour l'actualisation du gisement de biomasse considéré comme disponible au sein de l'étude :

- dans les trajectoires « sans révolution des modes de vie » et de « croissance économique et réindustrialisation fortes », RTE propose ainsi de retenir une hypothèse de gisement de 100 MtMS, représentant de l'ordre de ~300 TWh_{EF} d'énergie finale. Ce gisement correspondrait dans ces trajectoires à une augmentation des prélèvements de bois forêt, un développement modéré de l'agroforesterie et un système alimentaire et agricole analogue à aujourd'hui.
- dans la trajectoire de « forte évolution des modes de vie », RTE propose pour cette trajectoire de retenir un gisement d'environ 90 MtMS, soit une production de bioénergies de ~280 TWh_{EF}. Dans cette trajectoire, le modèle agricole évoluerait vers des systèmes agroécologiques et la baisse de consommation de viande impliquerait une baisse de l'élevage, ce qui résulterait en un gisement légèrement plus faible.

Les hypothèses précises concernant le gisement de biomasse à usage énergétique pourront être ajustées sur la base des travaux en cours de l'ADEME.

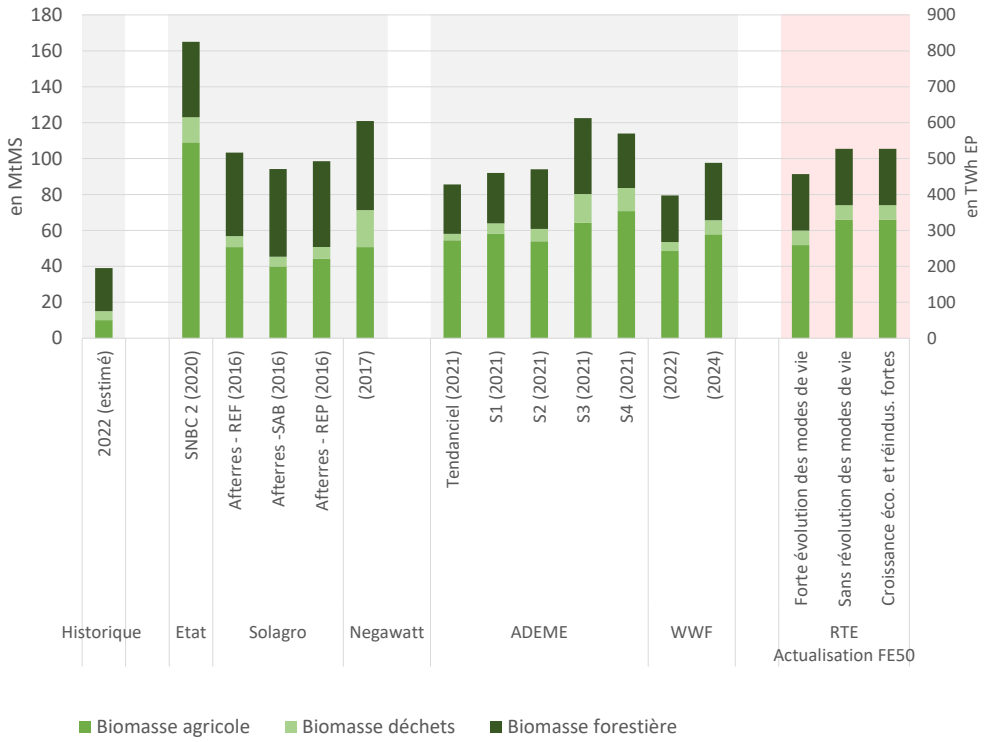


Figure 8 : Hypothèses de gisement de biomasse en France métropolitaine à l'horizon 2050

Questions 5 : le gisement de biomasse et sa valorisation énergétique

- **Avez-vous des remarques concernant les hypothèses de gisement de biomasse mobilisable en France ?**
- **Avez-vous des préconisations sur les modes de transformations et les fléchages les plus pertinents des gisements de biomasse à usage énergétique ?**

2.3.2. La baisse des puits naturels de carbone réduit les possibilités résiduelles de recours aux énergies fossiles et impose un développement plus massif du CCS

Les puits naturels de carbone[3] (forêts, sols, etc.) sont fortement sensibles aux gisements de biomasse forestière et agricole et au rythme d'artificialisation des terres et sont également très influencés par le changement climatique (sécheresses, maladies, etc.), notamment pour le puit forestier. La SNBC 2 reposait sur une hypothèse – utilisée pour la précédente édition de l'étude – de croissance des puits naturels de carbone atteignant -67 $MtCO_2$ en 2050. Le projet de SNBC 3 mis en consultation en décembre 2025 fait désormais l'hypothèse de puits naturels de carbone de près de 40 $MtCO_2$/an.

RTE propose de retenir à date, en lien avec les hypothèses de gisement de biomasse, une hypothèse de puits naturels de -40 MtCO2eq en 2050 pour les deux trajectoires sans révolution des modes de

[3] Le carbone stocké dans les puits naturels se retrouve en forêt (dans les arbres, le bois mort, les sols forestiers), dans les produits issus du bois et dans les sols (agricoles selon les pratiques, zone humide, etc.).

vie, avec croissance économique et réindustrialisation fortes et -50 MtCO2eq pour la trajectoire avec forte évolution des modes de vie. Les hypothèses précises concernant les puits naturels seront adaptées en cours d'étude sur la base de l'étude IGN-FCBA[4] sur les puits forestiers et sur les travaux de l'ADEME dans le cadre de l'actualisation de l'étude « Transition(s) 2050 ».

En l'état, ces nouvelles estimations de puits naturels de carbone ne permettent pas d'absorber les émissions de gaz à effet de serre résiduelles non liées à la consommation énergétique et qui ne peuvent être réduites par les transferts d'usages vers des énergies bas-carbone : émissions de méthane et de protoxyde d'azote de l'agriculture liées à l'élevage de bovins, l'épandage d'engrais et aux déjections animales, émissions de CO_2 de certaines procédés industriels, fuites de gaz fluorés. Ces émissions sont estimées respectivement à environ 60 $MtCO_2eq$/an, 70 $MtCO_2eq$/an et 75 $MtCO_2eq$/an dans les trois trajectoires de neutralité carbone (avec forte évolution des modes de vie, sans révolution des modes de vie, avec croissance économique et réindustrialisation fortes).

Avec ces hypothèses, atteindre la neutralité carbone nécessite la capture et stockage de carbone (CCS) entre 10 et 35 $MtCO_2$/an selon les scénarios à l'horizon 2050, en plus de la sortie des énergies fossiles. Ce volume est ainsi plus du double de celui considéré dans la SNBC 2, suscitant ainsi différentes interrogations et défis sur la faisabilité (le niveau de maturité technologique de la filière à l'horizon 2050), la capacité de stockage (700 Mt en réservoirs déplétés selon le BRGM et 4 100 Mt potentiels en salins et aquifères, plus incertains), ainsi que la consommation d'énergie (capturer et séquestrer 1 $MtCO_2$ requiert entre 0,2 TWh et 2,5 TWh d'électricité).

Question 6 : les hypothèses de puits naturels de carbone et le recours au CCS

- **Que pensez-vous des hypothèses proposées pour les trois cadres socio-économiques concernant les puits naturels de carbone, les émissions non liées à l'énergie et le besoin de recours au captage et stockage de carbone ?**

2.3.3. Les ambitions de décarbonation du transport international ont été réhaussées

La France a inscrit au niveau législatif un objectif à atteindre de neutralité carbone sur ses émissions nationales, un périmètre qui exclut les émissions du transport maritime et aérien international dont la régulation climatique sectorielle relève respectivement de l'OMI (Organisation maritime internationale) et de l'OACI (Organisation de l'aviation civile internationale).

Alors que la SNBC 2 misait surtout sur une décarbonation partielle du transport aérien et maritime reposant sur un usage important de biocarburants, les ambitions internationales ont été nettement renforcées ces dernières années (objectif de neutralité carbone de l'OMI et de décarbonation complète de l'OACI, règlements européens FuelEU Maritime et ReFuelEU Aviation). En parallèle, les incertitudes concernant la disponibilité de biomasse se sont accrues. Cette évolution conduit à accorder une place plus importante aux carburants de synthèse, ce qui modifie profondément les besoins énergétiques et notamment électriques associés à ces secteurs.

[4] Projections des disponibilités en bois et des stocks et flux de carbone du secteur forestier français, rapport d'étude, mai 2024, IGN-FCBA

Dans l'aérien, les pays membres de l'OACI se sont accordés en 2023 sur une décarbonation complète du secteur à l'horizon 2050. Au niveau européen, le règlement ReFuelEU Aviation fixe une trajectoire d'incorporation croissante de carburants d'aviation durables, jusqu'à 70 % en 2050, dont la moitié environ devra être constituée de carburants de synthèse produits à partir d'électricité bas carbone. En France, l'Etat a réaffirmé l'objectif de la SNBC 2 consistant à atteindre 50 % de biocarburants dans les carburants d'aviation. Combiné aux obligations européennes, cet objectif équivaudrait à une part totale d'environ 85 % de carburants durables en 2050. Les acteurs du secteur aérien ont ainsi élaboré des scénarios évaluant la part des carburants durables entre 63 % et 85 % à cet horizon.

Face à ces évolutions, RTE propose de retenir une hypothèse centrale alignée sur les réglementations européennes, avec une part de carburants durables d'environ 80 % dans le maritime et 70 % dans l'aérien, dont 35 % de carburants de synthèse à l'horizon 2050. RTE propose de retenir comme hypothèse que les ambitions de décarbonation du transport aérien soient réhaussées à l'horizon 2060 pour atteindre des parts de carburants bas-carbone de 85% (aviation) et 90% (maritime). Des variantes plus ambitieuses pour les horizons 2050 et 2060 pourront être testées.

Le renforcement des ambitions de décarbonation engendre des conséquences directes sur le plan énergétique. L'augmentation de la demande en biomasse pour le maritime et l'aérien réduit les possibilités d'usage dans d'autres secteurs, qui devront alors recourir davantage à l'électricité. Dans le même temps, le développement des carburants de synthèse, dont la production est fortement consommatrice d'électricité, conduirait à une hausse soutenue de la consommation d'électricité nationale si la production était localisée en France. Les besoins réels restent toutefois très incertains, en raison des évolutions possibles du trafic, de l'efficacité énergétique, de l'optimisation logistique ou encore des rendements technologiques. À titre illustratif, décarboner environ 70 % du transport aérien et 80 % du transport maritime par des carburants de synthèse en 2050 pourrait nécessiter entre 150 et 200 TWh d'électricité.

Question 7 : les hypothèses de décarbonation du transport maritime et aérien international

- **Que pensez-vous des hypothèses concernant le niveau d'ambition sur le recours aux carburants durables pour le transport international et le principe de prendre comme référence les exigences des règlements FuelEU Maritime et ReFuelEU Aviation ?**

2.4. Dans les trajectoires de neutralité carbone, des besoins d'électricité réhaussés dans plusieurs secteurs par rapport à la précédente étude

L'ensemble des évolutions ci-dessus ont pour conséquence un recours plus important à l'électricité (usage direct ou indirect) et une réduction du recours aux bioénergies par rapport à la référence de la SNBC 2 et de la première édition des *Futurs énergétiques 2050*. Ces ajustements ne sont pas uniformes selon les secteurs et prennent en compte les spécificités technologiques et contraintes associées à chacun d'entre eux.

Pour chaque secteur, les principales orientations sont décrites ci-dessous, mais les éléments détaillés sont présentés dans le document de support du GT 3 et dans les tableaux en annexe. Les répondants sont invités à apporter au maximum des éléments chiffrés pour alimenter la définition des hypothèses de l'étude.

2.4.1. Transports : l'électrification directe apparaît de plus en plus comme la solution de référence pour décarboner le transport routier

Le secteur des transports représente aujourd'hui le plus gros poste d'émissions de gaz à effet de serre du pays (34% des émissions de la France en 2024, hors transport maritime et aérien international). Sa consommation d'énergie est quasiment exclusivement constituée de carburants fossiles (> 90 %).

Depuis la publication des *Futurs énergétiques 2050*, les perspectives technologiques se sont précisées et le cadre réglementaire (*Fit for 55*) associé à la décarbonation du transport s'est fortement renforcé. **L'électrification, qui constituait déjà la solution de référence pour décarboner le transport terrestre léger, apparaît maintenant aussi comme la solution privilégiée pour le transport routier lourd, grâce notamment aux progrès sur les batteries. La plupart des constructeurs misent principalement sur cette solution.** RTE propose donc de renforcer sensiblement la place de l'électrification directe par rapport à l'étude de 2021, avec des différences selon les configurations de bouclage considérées.

La décarbonation du transport aérien et maritime devra en revanche reposer sur des molécules bas-carbone produite à partir de biomasse ou d'électricité. Conformément aux éléments présentés *supra*, RTE propose de considérer une part de carburants bas-carbone de 70% pour l'aérien (dont 35% minimum de carburants de synthèse) et de 80% pour le maritime à l'horizon 2050, conformément aux objectifs prescrits par les réglementations précitées. A l'horizon 2060, RTE propose de prolonger la trajectoire de décarbonation de ces secteurs à hauteur de 85% (pour l'aérien) et 90% (pour le maritime).

L'évolution des besoins énergétiques et en particulier électriques des transports dépendra en pratique assez largement de l'évolution des besoins de déplacement, qui est influencée par différents paramètres (évolution des parts modales, du covoiturage et des transports en commun, de la part du fret ferroviaire, de l'évolution du trafic aérien, etc.).

Dans le cas de base, avec les hypothèses de bouclage « médianes », la consommation énergétique finale des transports (incluant le transport international) serait divisée par deux entre aujourd'hui et 2050 (passant de 550 TWh à 275 TWh), principalement sous l'effet de l'électrification de la mobilité routière et de la meilleure efficacité énergétique des moteurs électriques par rapport aux moteurs thermiques. La consommation d'électricité des transports représenterait quant à elle près de 150 TWh de consommation directe auxquels s'ajouteraient plus de 50 TWh_e pour la production de carburants de synthèse (essentiellement à destination du transport aérien et maritime).

Questions 8 : le secteur des transports :

- **Avez-vous des remarques sur l'évaluation des besoins énergétiques associés aux transports et sur les hypothèses considérées (parts modales, mix technologique dans les différents segments des transports…) ?**
- **Avez-vous des remarques spécifiques sur les hypothèses de décarbonation du transport international ?**

2.4.2. Bâtiments : le déploiement des pompes à chaleur et l'amélioration de l'isolation thermique des bâtiments comme principaux leviers de décarbonation

Le secteur du bâtiment représente un poste d'émissions de gaz à effet de serre important, de l'ordre de 15% des émissions de la France en 2024, essentiellement liées à la combustion d'énergies fossiles. L'électrification des usages thermiques (chauffage notamment), en remplaçant des chaudières fossiles par des pompes à chaleur (PAC), et l'isolation des bâtiments constituent les deux principaux leviers de décarbonation identifiés dans tous les scénarios de transition énergétique.

L'accélération et la massification du développement des PAC et de l'isolation des bâtiments soulèvent cependant des questions de faisabilité, du fait de difficultés pratiques pour certains bâtiments (contraintes architecturales, patrimoniales/esthétiques, nuisances sonores, etc.). D'autres leviers complémentaires auront ainsi un rôle significatif à jouer (notamment réseaux de chaleur urbains, chauffage au bois par bûches ou granulés, alimentation des chaudières gaz par du biométhane).

RTE propose de considérer un développement important de PAC et une accélération du rythme d'isolation qui tient compte de ces difficultés : dans la configuration « médiane » de bouclage le parc de bâtiments chauffés à partir de PAC représenterait de l'ordre de la moitié du parc de bâtiments en France (54% des logements et 47% des surfaces tertiaires) en 2050. Ce développement se fait essentiellement en remplacement de chaudières au fioul, au gaz et aussi en partie de radiateurs électriques. Le rythme d'isolation des bâtiments est doublé par rapport à aujourd'hui, mais reste prudent par rapport à des niveaux d'ambitions affichés dans de nombreux scénarios prospectifs.

Dans la trajectoire « sans révolution des modes de vie » avec les hypothèses de bouclage « médianes », la consommation énergétique finale des bâtiments (hors chaleur de l'environnement captée par les PAC et hors centres de données) baisse de l'ordre de 35% (environ 370 TWh contre 580 TWh actuellement). **La consommation d'électricité reste globalement stable et diminue même légèrement à 250 TWh (dont 130 TWh pour le résidentiel et 120 TWh pour le tertiaire hors centres de données), du fait d'une compensation entre des effets haussiers liés à l'électrification des usages thermiques et à la climatisation, et des effets baissiers liés aux gains d'efficacité énergétique** (isolation et amélioration des performances des équipements, y compris systèmes de chauffage).

Questions 9 : le secteur des bâtiments (résidentiel et tertiaire hors centres de données)

- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses considérées les usages énergétiques des bâtiments et notamment les besoins de chauffage et la répartition des différentes solutions dans le parc de bâtiments ?**
- **Avez-vous des remarques sur l'évaluation des besoins énergétiques associés aux bâtiments ?**

2.4.3. Centres de données : une forte croissance de la consommation envisagée pour répondre à des usages croissants mais dans des proportions encore incertaines

La consommation d'électricité actuelle des centres de données sur sites dédiés en France est estimée à environ 5 TWh. Néanmoins, une large partie des usages numériques français est aujourd'hui alimentée par des centres de données situés à l'étranger[5].

Ce secteur est actuellement en profonde mutation et la consommation d'électricité des centres de données est en forte hausse dans le monde, portée par la numérisation et le développement de nouveaux usages, principalement l'IA générative fortement consommatrice d'électricité. Les projets de centres de données se multiplient à l'échelle mondiale, européenne et française. Néanmoins, l'ampleur de l'augmentation de la consommation des centres de données fait l'objet de fortes incertitudes (i) d'ordre politique (ambitions de souveraineté numérique et d'attractivité de ce type d'activité sur le territoire français), (ii) d'ordre technologique (gains d'efficacité énergétique, *move-to-cloud*, ruptures technologiques, etc.) et (iii) d'ordre économique et sociétale (adoption de nouveaux usages, modèle économique, etc.).

Dans la trajectoire « sans révolution des modes de vie », RTE propose de retenir une hypothèse de consommation d'électricité de l'ordre de 50 TWh à l'horizon 2050, qui correspond à la concrétisation de l'ordre de 35% des 14 GW de projets ayant déjà sécurisé leur accès au réseau de transport, dont les sites dits *fast track*, et à l'arrivée de 3 GW de projets additionnels encore non déclarés après 2035, en supposant que ces projets consomment à terme environ 60% de leur puissance demandée initialement. La trajectoire comprend aussi un développement notable de projets sur le réseau de distribution.

Question 10 : le secteur des centres de données

- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses considérées de consommation d'électricité des centres de données ?**

2.4.4. Industrie : l'électrification directe constitue un levier important pour décarboner le secteur mais ne pourra pas être généralisée à tous les procédés

L'industrie manufacturière représente aujourd'hui 17% des émissions de gaz à effet de serre en France en 2024. Elles résultent essentiellement de la combustion d'énergie fossiles pour les besoins thermiques mais aussi à de procédés eux-mêmes directement émetteurs. La consommation d'énergie de l'industrie représente de l'ordre de 400 TWh en 2024 (dont près de 300 TWh pour des usages énergétiques et le reste pour des usages matières, non énergétiques). La part de l'électricité a représenté de l'ordre de 100 TWh en 2023 et a pour l'essentiel alimenté des usages mécaniques, de froid et d'éclairage. Les besoins thermiques de l'industrie, qui représentent de l'ordre de 180 TWh, sont aujourd'hui essentiellement couverts par du gaz et dans une moindre mesure par des produits pétroliers, du charbon et de la biomasse. L'évolution à long terme de ces besoins énergétiques de l'industrie sera à la fois conditionnée par l'évolution de l'activité industrielle et par les efforts de

[5] Evaluation de l'impact environnemental du numérique en France (mise à jour 2025 de l'étude conjointe ADEME-Arcep)

décarbonation (efficacité énergétique, transferts d'usages vers des solutions bas-carbone telles que l'électricité et les bioénergies).

Dans le cas de base, RTE propose de retenir une hypothèse de croissance de l'activité industrielle, sous l'effet d'une croissance économique (+1,1%/an de PIB sur 2025-2050) et d'un arrêt de la baisse de la part de la valeur ajoutée de l'industrie dans le PIB (10% du PIB en 2050 contre 9,6% en 2024). Par ailleurs, RTE propose de revoir sensiblement à la baisse l'activité des industries grandes consommatrices d'énergie (IGCE) par rapport à la précédente édition de l'étude, pour tenir compte de la tendance baissière constatée ces dernières années mais aussi des implications de la révision à la baisse des hypothèses de population, qui réduisent les besoins de logements neufs et donc de matériaux de construction (clinker et acier).

Les options techniques de décarbonation de l'industrie dépendent de chaque secteur et de chaque procédé. L'efficacité énergétique et l'électrification directe joueront un rôle important, notamment pour les besoins thermiques, qui représentent aujourd'hui de l'ordre de 200 TWh et dont environ la moitié apparaît électrifiable. Mais pour une partie des procédés, le recours à d'autres vecteurs bas-carbone (biométhane, biomasse solide ou hydrogène) sera privilégié. C'est le cas pour les procédés utilisant aujourd'hui des combustibles fossiles en usage matière (réduction du minerai de fer à partir de charbon dans la sidérurgie, utilisation d'hydrogène produit par vaporeformage de méthane dans le secteur de la chimie et les raffineries, etc.) ou des besoins thermiques à très haute température.

Dans la configuration de bouclage « médiane », le taux d'électrification directe de l'industrie (i.e. la part de l'électricité en usage direct dans la consommation à usage énergétique) représente environ 60% contre un peu moins de 40% aujourd'hui.

Dans le cas de base, pour la configuration de bouclage « médiane », la consommation totale énergétique de l'industrie (incluant les usages non énergétiques) à l'horizon 2050 représente de l'ordre de 370 TWh. La consommation directe d'électricité représente quant à elle environ 150 TWh auxquels s'ajoutent les besoins de captage de CO_2 pour séquestration ou usages (~20 TWh) et ceux pour la production d'hydrogène électrolytique à usage industriel (~30 TWhe).

Dans cette trajectoire, le niveau de consommation d'électricité en 2050 (hors CCS et hydrogène) est sensiblement en retrait par rapport au scénario de référence de la première édition des *Futurs énergétiques 2050* pour plusieurs raisons : (i) une hypothèse plus faible de l'activité industrielle (même part dans le PIB à 10%, mais un rythme de croissance du PIB plus faible), (ii) le constat de la mise en œuvre plus rapide et plus importante que prévue de mesures d'efficacité énergétiques depuis la crise énergétique de 2022-2023 (les quantités d'énergie par unité de production ont diminué), (iii) des hypothèses affinées sur les consommations énergétiques de certaines solutions techniques de décarbonation (notamment grâce aux PTS publiés par l'ADEME) et surtout (iv) des hypothèses de production des IGCE sensiblement revues à la baisse, notamment pour les IGCE les plus consommatrices en électricité comme l'acier.

Questions 11 : le secteur de l'industrie

- **Avez-vous des remarques sur les besoins énergétiques de l'industrie et sur les hypothèses considérées à propos de l'évolution de l'activité industrielle ? Quelles vous semblent être les conditions économiques (prix de l'énergie…) permettant le développement de l'activité industrielle et son électrification ?**

2.4.5. Agriculture : la sortie des énergies fossiles permet de réduire les émissions mais le principal enjeu du secteur porte sur les émissions non liées à l'énergie

Le secteur de l'agriculture représente un des secteurs les plus émetteurs de gaz à effet de serre (76 $MtCO_{2eq}$ en 2024), en lien avec l'élevage (émissions de méthane et de protoxyde d'azote liées aux bovins principalement) et l'épandage d'engrais. Les émissions du secteur liées à la combustion d'énergies fossiles sont relativement faibles en comparaison (environ 10 $MtCO_2$/an). La consommation d'énergie du secteur représente quant à elle un peu plus de 50 TWh (dont 40 TWh d'énergies fossiles), dont 60% correspond aux consommations des différents engins agricoles et véhicules utilitaires, les 40% restants correspondant aux consommations des bâtiments (bâtiments d'élevages, serres, etc.). La décarbonation de ces consommations énergétiques reposera globalement sur des solutions analogues à celles des secteurs de la mobilité et du bâtiment, mais le niveau d'électrification pourrait être plus faible, notamment du fait d'une plus grande difficulté potentielle à basculer sur des solutions électriques (notamment pour les engins agricoles).

Dans le cas de base, pour la configuration de bouclage « médiane », la consommation totale énergétique de l'agriculture diminue sensiblement pour atteindre de l'ordre de 30 TWh dont près de 20 TWh d'électricité à l'horizon 2050 (contre de l'ordre de 10 TWh d'électricité aujourd'hui).

Question 12 : le secteur de l'agriculture

- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses considérées pour le secteur de l'agriculture et sur les besoins énergétiques associés ?**

2.4.6. Les trajectoires de neutralité carbone conduisent à une baisse de la consommation d'énergie finale comparable à celle de la première édition des *Futurs énergétiques 2050* mais à une croissance de la consommation d'électricité nettement rehaussée

Consommation d'énergie finale (tous vecteurs confondus)

La consommation énergétique finale du cas de base pour la configuration de bouclage « médiane » s'établit autour de 1 000 TWh[6] (et de 1 100 TWh en comptant les besoins énergétiques des soutes internationales) à l'horizon 2050. Ces niveaux sont très légèrement supérieurs à ceux de la SNBC 2 : même si plusieurs paramètres ont évolué depuis sa publication, leurs effets se compensent globalement (effets haussiers sur les centres de données et la révision des hypothèses de rénovation, effets baissiers sur la révision des hypothèses démographiques, de croissance économique, de production des IGCE et d'efficacité énergétique induite par l'électrification qui améliore des usages).

Dans les autres configurations de bouclage considérées, la consommation énergétique finale s'écarte de +/- 50 TWh par rapport à la configuration « médiane ». Les configurations reposant sur un niveau plus faible d'électrification (« molécules + » et « imports + ») présentent une consommation finale

[6] Cette valeur intègre la consommation d'énergie pour des usages matières dans l'industrie mais n'intègre pas la chaleur de l'environnement (PAC)

énergétique plus importante (moindre efficacité des solutions non basées sur l'électricité) tandis que la configuration « efficacité + » conduit à une consommation finale énergétique plus faible.

La trajectoire de « forte évolution des modes de vie » conduit à des besoins en énergie finale (intégrant les soutes internationales) inférieurs de l'ordre de - 150 TWh par rapport à la trajectoire « sans révolution des modes de vie ». A contrario, le cadre « croissance économique et réindustrialisation fortes » conduit à une consommation énergétique finale plus importante, de l'ordre de + 150 TWh.

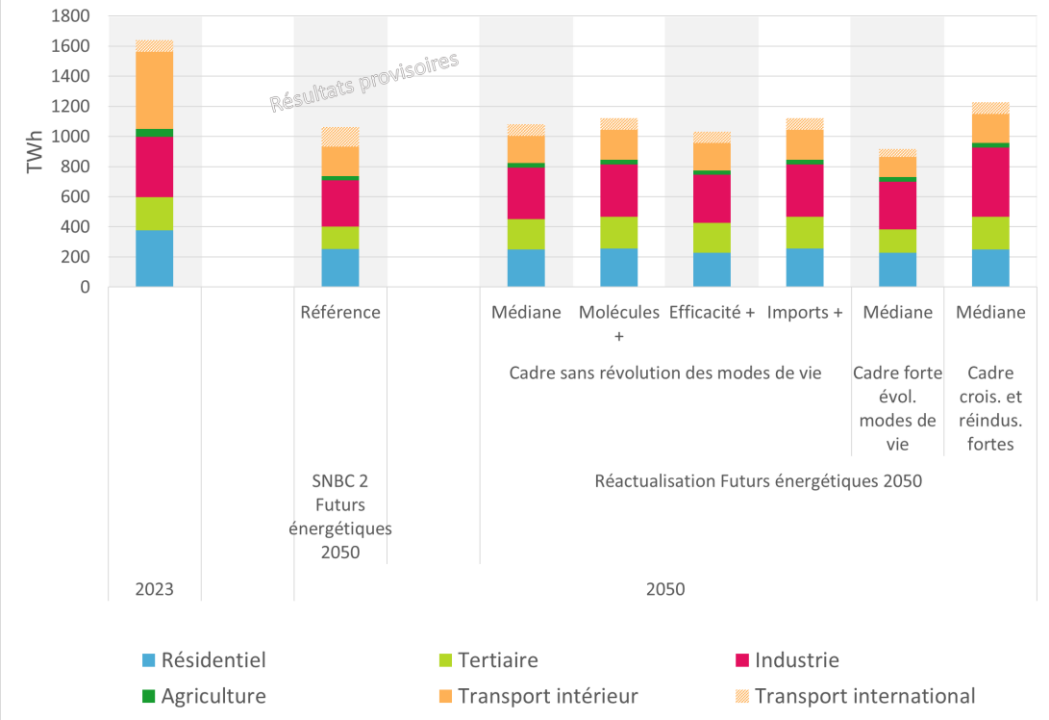


Figure 9 :1 Consommation d'énergie finale à l'horizon 2050 (incluant les usages non énergétiques de l'industrie et les soutes internationales mais ne comptabilisant pas la chaleur de l'environnement des PAC)

Question 13 : les besoins énergétiques à l'horizon 2050

- **Partagez-vous les ordres de grandeur des estimations de RTE sur la consommation finale énergétique ?**

Consommation d'électricité

Malgré un niveau de consommation finale énergétique analogue à celui du scénario de référence de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, la consommation d'électricité nécessaire pour atteindre les objectifs climatiques est très fortement réhaussée du fait notamment de la réduction de la disponibilité des bioénergies et des puits naturels de carbone et du rehaussement des ambitions de décarbonation sur le transport international.

En pratique, la consommation intérieure d'électricité dans la trajectoire « sans révolution des modes de vie » et pour la configuration de bouclage « médiane » atteint dans les travaux préliminaires de RTE de l'ordre de 850 TWh en 2050 (contre ~650 TWh dans le scénario de référence des *Futurs énergétiques 2050*).

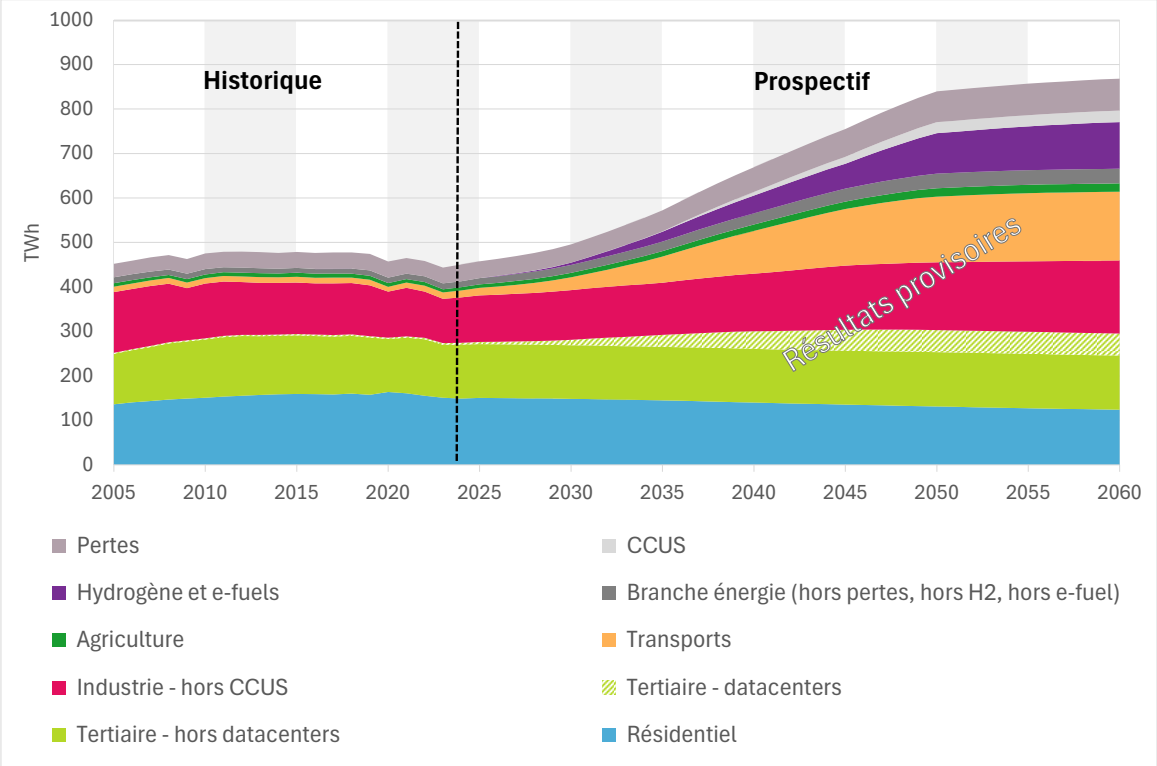


Figure 10 : Evolution de la consommation intérieure d'électricité jusqu'en 2060 dans la configuration de bouclage « médiane » de la trajectoire « sans révolution des modes de vie »

Sensibilité aux trajectoires considérées

Des modes de vie beaucoup plus sobres peuvent conduire à réduire très fortement le besoin d'électricité. Dans le cadre « forte évolution des modes de vie », les hypothèses concernant la sobriété conduisent à une consommation totale d'électricité inférieure de l'ordre de 150 à 200 TWh à celle du cadre « sans révolution des modes de vie », pour une même configuration de bouclage. Les effets d'un développement de la sobriété seraient ainsi plus importants que dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050* : la réduction du trafic aérien réduit la consommation d'énergie globale du secteur mais aussi des besoins en e-SAF, les émissions non liées à l'énergie plus faibles réduiraient le besoin de CCS et l'électrification d'une plus grande part des usages accroît les gains d'efficacité énergétique.

A l'inverse, une croissance économique et une réindustrialisation plus forte peuvent conduire à des besoins d'électricité sensiblement plus importants (de l'ordre de +150 TWh dans le cadre « croissance économique et réindustrialisation fortes ») qui s'approcheraient alors d'une consommation d'électricité totale de l'ordre de 1 000 TWh.

Sensibilité aux choix de « bouclage » énergétique

Pour la trajectoire « sans révolution des modes de vie », les besoins d'électricité sont également très dépendants des choix relatifs au bouclage énergétique.

Paradoxalement, la configuration de bouclage « molécules + », dans laquelle l'électrification directe est moins importante, conduirait à un besoin d'électricité plus important atteignant de l'ordre de 1 000 TWh (si toutes les molécules énergétiques sont produites en France), du fait d'une efficacité

énergétique globale beaucoup moins bonne. *A contrario*, le recours à des imports de molécules de synthèse peut conduire à des niveaux de consommation d'électricité sensiblement plus faibles en France (car reportés sur d'autres pays).

Des efforts portant sur l'efficacité énergétique peuvent aussi avoir un effet significatif sur la consommation d'électricité. Avec les hypothèses plus ambitieuses sur les rénovations des bâtiments, le remplacement de systèmes de chauffage Joule par des PAC, l'efficacité dans l'industrie et le recours à des solutions d'électrolyse plus efficaces, la consommation d'électricité peut être limitée de 50 TWh à 100 TWh dans la configuration « efficacité + » par rapport à la configuration « médiane ».

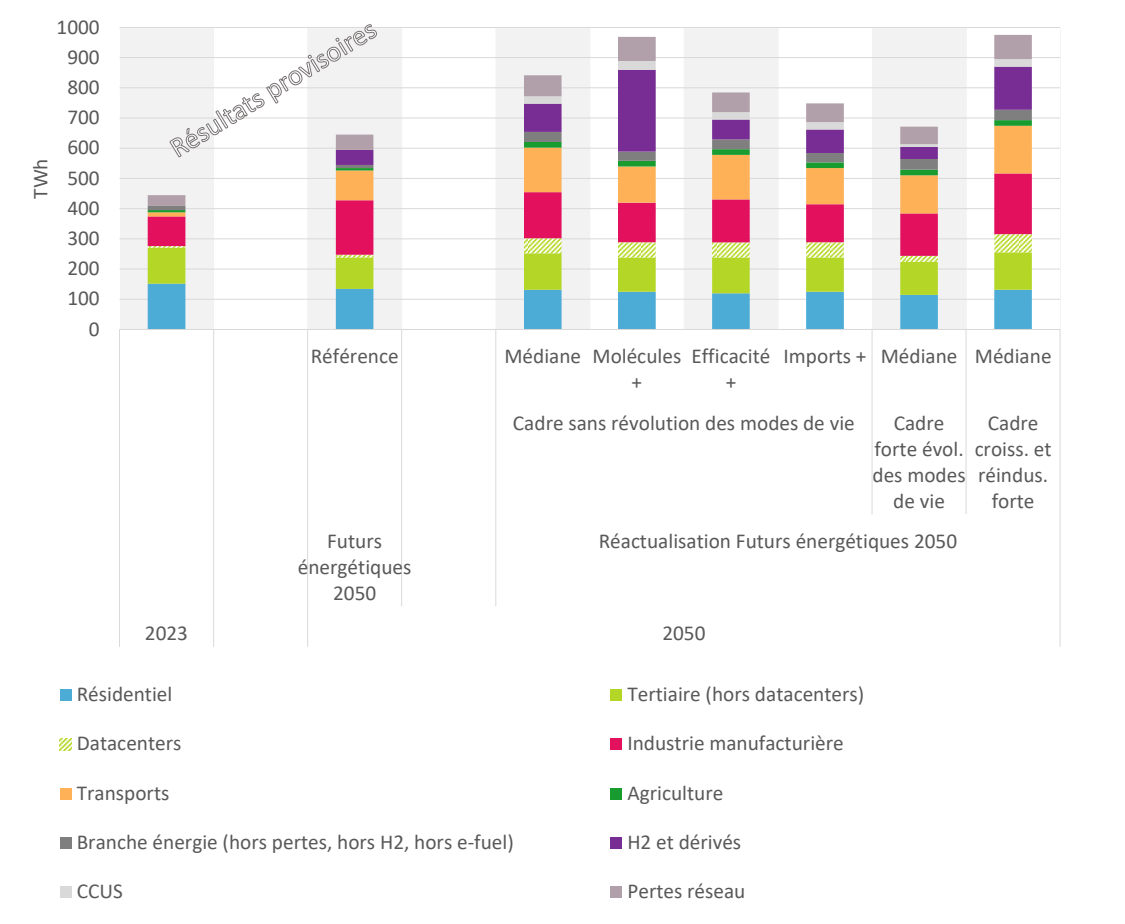


Figure 112 : Consommation intérieure d'électricité pour les différents cadres socio-économiques et configurations de bouclage étudiées à horion 2050

Questions 14 : les besoins d'électricité à l'horizon 2050

- **Partagez-vous les ordres de grandeur des estimations de RTE sur la consommation intérieure d'électricité pour l'atteinte de la neutralité carbone ? Les configurations testées vous semblent-elles refléter le champ des possibles en termes d'évolution de la consommation d'électricité compatible avec l'atteinte des objectifs climatiques ?**
- **En particulier, avez-vous des remarques sur les hypothèses consistant à ne pas recourir à des imports énergétiques à des fins de renforcement de la souveraineté énergétique considérées dans la trajectoire « sans révolution des modes de vie » pour la configuration de bouclage médian ?**

2.5. L'analyse en puissance : l'évolution des usages de l'électricité modifie la structure des appels de puissance

De façon générale, le système électrique est dimensionné de façon à assurer l'alimentation d'un volume de consommation d'électricité annuelle donné, exprimé en térawattheures, mais également d'un niveau maximal instantané de consommation (consommation en niveau d'appels de puissance), exprimé en gigawatts.

Pour les besoins de ses analyses, RTE modélise le profil de consommation national à la maille horaire en empilant les profils associés à environ 40 types d'usage de l'électricité 40et secteurs économiques. Chaque profil d'usage est caractérisé par sa dépendance à la saison, au type de jour de la semaine, et à l'heure de la journée. Pour les usages « historiques », ces dépendances temporelles sont calibrées à partir de l'étude des appels de puissance constatés et de panels de consommateurs (Elecdom) permettant de disposer d'une décomposition des usages (TIC, lavage, froid, eau chaude, etc.). La consommation des usages thermosensibles (chauffage et climatisation), qui dépend des conditions météorologiques (température extérieure, ensoleillement) est estimée à partir d'un apprentissage statistique mené sur la courbe de charge nationale historique. Toutes ces estimations sont calibrées pour assurer la reconstitution de la courbe de consommation nationale mesurée.

Les « nouveaux » usages de l'électricité, qui représentent aujourd'hui une consommation limitée, pèseront de façon importante dans la consommation à l'horizon 2050 (plus de 250 TWh dans le cas de base pour la mobilité électrique, les pompes à chaleur et la climatisation et la production d'hydrogène). Les profils de consommation associés présentent donc des enjeux importants pour le dimensionnement futur du système électrique. Afin de les représenter précisément, RTE a lancé des travaux d'analyse et de modélisation spécifiques en partenariat avec certains acteurs.

RTE est ainsi preneur de toute donnée permettant d'alimenter la construction de profils de consommation robustes portant sur les nouveaux usages de l'électricité, et notamment sur la mobilité électrique (véhicules légers et lourds) et le chauffage par des pompes à chaleur.

2.5.1. Mobilité électrique

L'évaluation des profils des appels de puissance pour la charge des véhicules électriques (légers et lourds) utilisés par RTE repose sur une modélisation des habitudes de déplacements (heures de départ, d'arrivée, kilomètres parcourus, localisation du véhicule). Cette modélisation est basée sur des statistiques et enquêtes déplacement (notamment l'enquête nationale déplacement, pour la mobilité légère), ainsi que sur des partenariats avec des constructeurs.

Néanmoins, le profil actuel et futur des appels de puissance pour la mobilité légère (hors effet du pilotage de la recharge[7]) fait encore l'objet d'incertitudes et RTE soumet à la concertation les profils d'appel de puissance proposés pour l'étude. Les incertitudes sur les profils sont encore plus importantes pour les poids lourds, par manque de recul sur les usages actuels.

[7] La modélisation des appels de puissance en « charge naturelle » (i.e. sans pilotage de la recharge pour en réduire les coûts) est complétée par une représentation des flexibilités possibles, en fonction des hypothèses sur le développement du pilotage de la recharge. Voir partie 5

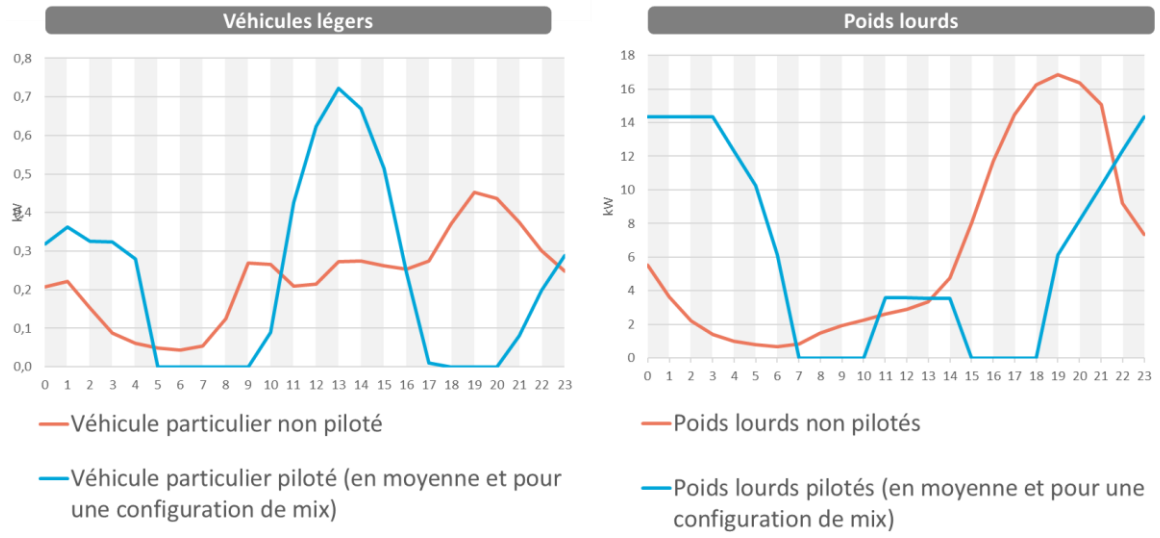


Figure 12 : Profils de recharge de moyens de transport électrifiés, pilotés et non pilotés

2.5.2. Chauffage électrique

Les appels de puissance du chauffage électrique constituent un élément central pour déterminer les besoins en capacités de production de pointe nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité du pays. La forme de la dépendance des appels de puissance à la température extérieure devrait évoluer sous l'effet du développement des pompes à chaleur et de l'isolation des bâtiments.

Dans ses études, RTE modélise la dépendance des performances des PAC aux températures extérieures, point qui fait l'objet de débats importants (*cf*. volet « bâtiments » du Bilan prévisionnel 2023). Suite à la publication par l'ADEME de l'étude « 100 PAC » mesurant les performances de PAC en conditions réelles, RTE a mené des compléments d'analyse en lien avec le bureau d'études ENERTECH : ceux-ci conduisent à revoir légèrement à la hausse les hypothèses de COP des PAC air/eau à basse température, comme illustré sur la figure ci-dessous.

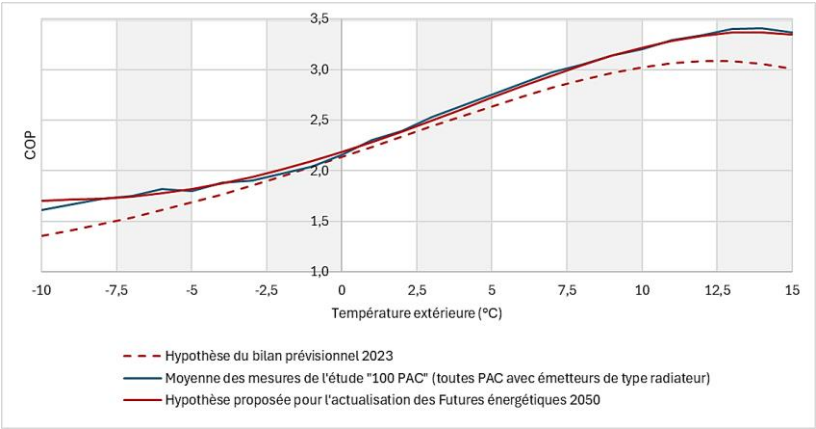


Figure 13 : Dépendance du COP à la température extérieure pour les PAC air/eau du parc actuel (dont la T° de départ moyenne à température extérieure de base se situe autour de 50-55°C)

La modélisation tient compte de performances différenciées selon le type de pompe à chaleur et pour les PAC air/eau spécifiquement, selon la température de départ du circuit d'eau. Elle intègre aussi la

prise en compte d'une amélioration progressive des performances des PAC commercialisées ainsi qu'une amélioration des réglages : RTE propose ainsi de considérer une amélioration de l'ordre de 10% à 15% du COP dans le parc de PAC entre aujourd'hui et 2050. Une amélioration plus importante du COP par rapport à la situation actuelle pourrait être envisagée, en considérant une amélioration des installations, des réglages et de l'entretien des PAC (de premières estimations montrent que le COP saisonnier des PAC air/eau pourrait être amélioré de 20% à 30% uniquement par une amélioration des réglages).

2.5.3. Centres de données

L'analyse des profils des centres de données existants montre que les variations des appels de puissance au sein de la journée, entre les jours de la semaine et entre les saisons sont relativement faibles. Il existe bien une saisonnalité été/hiver, liée aux besoins de refroidissement, mais celle-ci est aujourd'hui faible (elle n'influence que moins de 5% de la consommation).

Ce comportement correspond à des sites « classiques » (sites privés ou cloud) mais pourrait ne pas être représentatif des futurs nouveaux centres de données. D'une part, le retour d'expérience sur le comportement des sites dédiés à l'intelligence artificielle est aujourd'hui limité. D'autre part, les solutions de refroidissement pourraient évoluer et modifier le besoin d'électricité pour limiter la consommation d'eau. Enfin, des flexibilités sur la consommation des centres de données peuvent être envisagées (voir partie 5.2).

A ce stade, RTE propose de conserver la modélisation actuelle, basée sur les profils constatés des centres de données existants.

Questions 15 : les appels de puissance

- **Avez-vous des remarques sur l'approche générale proposée pour estimer la courbe horaire de consommation nationale, à partir d'un empilement des usages ?**
- **Sur les usages « nouveaux » ou émergents, avez-vous des remarques sur les profils proposés ? disposez-vous d'éléments qui permettraient d'affiner la représentation des appels de puissance associés à ces usages ?**
- **Avez-vous des éléments sur les montées de charge de ces usages ?**

3. Hypothèses de mix de production

3.1. Les perspectives des filières de production ont sensiblement évolué depuis 2021, notamment pour le nucléaire existant

Cette partie présente les perspectives des différentes filières de production d'électricité nucléaire et renouvelable. Cette section n'aborde pas le développement des leviers de production dédiés aux besoins de flexibilité comme la production thermique pilotable ou les STEP, car leur développement dans les différentes configurations constituera un *résultat* et non une *donnée d'entrée* de l'analyse des besoins de flexibilité. Les hypothèses relatives à ces filières flexibles sont présentées dans une partie dédiée (partie 5).

Sur la base des perspectives pour les différentes filières et en s'appuyant sur les premiers retours de la concertation, RTE propose de centrer l'étude sur cinq hypothèses de mix différentes, dénommées à titre provisoire et pour les besoins de la concertation, M0, M2, N1, N3 et N4.

3.1.1. Nucléaire existant : des évolutions notables des perspectives de prolongation

Depuis la publication de la première édition des *Futurs énergétiques 2050*, les perspectives de prolongation du parc existant ont fortement évolué. D'une part, les objectifs consacrés au sein de la PPE 2 prévoyant la fermeture de 14 réacteurs de 900 MW d'ici 2035 ont été remis en cause par les pouvoirs publics. D'autre part, l'option d'une prolongation longue des réacteurs, au-delà de 60 ans, apparaît désormais explicitement envisagée[8], à l'instar de plusieurs pays qui étudient des options de prolongation jusqu'à 70 voire 80 ans[9]. L'autorisation d'exploiter au-delà de 60 ans ne pourra *in fine* être accordée que réacteur par réacteur lors des visites décennales en fonction des contraintes de chacun. Un avis préliminaire devrait notamment être rendu par l'ASNR courant 2026 pour évaluer plus précisément les conditions de poursuite du fonctionnement du parc nucléaire au-delà de 60 ans.

Ces nouvelles perspectives conduisent à élargir considérablement, par rapport à la première édition des *Futurs énergétiques 2050*, les trajectoires de capacité installée du parc nucléaire existant demeurant en service aux horizons 2050 et 2060.

RTE propose une trajectoire « médiane » consistant à panacher les fermetures de certaines tranches à 60 ans, d'autres à 70 ans voire à 80 ans, dans l'optique de lisser « l'effet falaise » et, dans les scénarios concernés, d'assurer un chaînage avec les mises en service d'EPR 2.

Cette trajectoire ne correspond pas à une trajectoire de « prolongation maximale des réacteurs » admise par les exigences de sûreté nucléaire mais d'une trajectoire industrielle lissée. Elle conduit à une capacité en service d'environ 40 GW de nucléaire existant en 2050 et d'environ 20 GW en 2060. Par ailleurs, certaines fermetures « subies » avant 60 ans pourraient survenir sur certains réacteurs (4 à 5 réacteurs pris en hypothèse dans la trajectoire médiane proposée).

Il s'agit d'une évolution structurante par rapport à la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* (l'hypothèse était alors de 15,5 GW installés en 2050). RTE propose que cette nouvelle trajectoire médiane soit utilisée pour la construction de tous les mix, en dehors du mix M0 qui suppose une fermeture en 2050 du parc nucléaire existant. Le mix N4 serait aussi décliné dans une configuration avec une hypothèse de prolongation plus forte que mais l'avantage que constituerait cette hypothèse serait spécifiquement isolé dans les différentes analyses (notamment pour l'évaluation des coûts).

Des incertitudes existent toutefois sur cette hypothèse de prolongation des réacteurs. En particulier, la prolongation de tous les réacteurs existants au-delà de 60 ans n'est pas acquise, sur le plan technique comme économique. De ce fait, la proportion exacte de réacteurs qui pourraient être

[8] *cf.* Cour des comptes, *La maintenance du parc électronucléaire d'EDF en France*, 17 novembre 2025. Le rapport mentionne que des études de l'exploitant sont en cours afin de déterminer l'aptitude de certains composants non remplaçables (cuve, pieds de cuves, et enceinte de confinement) à dépasser les 60 ans. Il cite les études préliminaires de l'exploitant qui qualifie de « très conservatrice » une hypothèse où 6 réacteurs sur 56 ne pourraient pas être prolongés au-delà de 60 ans

[9] Les Etats-Unis ont notamment autorisé le renouvellement de 76 réacteurs jusqu'à 60 ans et de 15 réacteurs jusqu'à 80 ans. D'autres pays comme la Suède, la Finlande ou encore la Belgique étudient aussi la possibilité de prolonger au-delà de 50 voire 60 ans la durée de vie de certains réacteurs.

prolongés demeure incertaine. C'est également le cas du « délai de prévenance », c'est-à-dire la date à laquelle un diagnostic suffisamment clair permettrait à l'exploitant de décider et préparer la fermeture à 60 ans ou à l'inverse de prolonger.

RTE propose par conséquent d'examiner une variante normative consistant à considérer qu'une tranche existante sur deux pourrait ne pas être prolongée au-delà de 60 ans, avec un délai de prévenance tardif (exemple : décision tranchée au moment de la 6e visite décennale de chaque réacteur) ou au contraire avec un délai de prévenance important (très en amont de la 6e visite décennale, par exemple lors des examens génériques), de façon à examiner les conséquences pour la planification du système électrique d'une décision plus ou moins rapide concernant la prolongation des réacteurs.

A titre d'illustration, cette variante normative pourrait conduire à considérer une trajectoire dégradée avec 8 à 10 fermetures supplémentaires par rapport à la trajectoire de référence (qui contient déjà une vingtaine de fermetures à 60 ans ou avant).

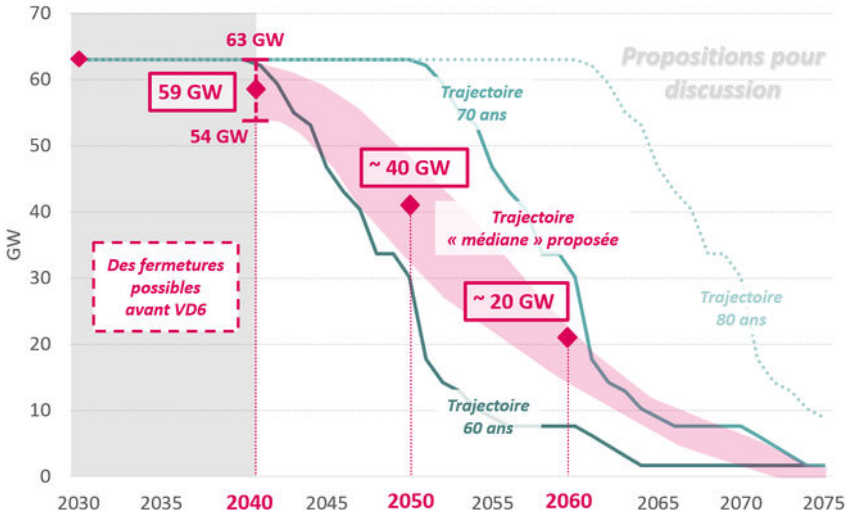


Figure 14 : Trajectoires envisageables d'évolution de la capacité de production du parc nucléaire existant

La prolongation de la durée de vie ne constitue pas le seul levier pour maximiser la production à partir du parc de réacteurs existants. EDF envisage ainsi de procéder à des augmentations de la puissance de certains réacteurs, avec deux programmes industriels qui pourraient permettre, au maximum, d'augmenter la production du parc existant de 15 TWh/an.

La disponibilité du parc nucléaire existant constitue aussi un élément déterminant pour le volume annuel d'électricité qu'il produit, ainsi que pour sa contribution à la sécurité d'approvisionnement en électricité. Cette disponibilité s'est sensiblement dégradée au cours des quinze dernières années et l'évolution à long terme fait l'objet de fortes incertitudes, entre l'effet de l'augmentation des activités de maintenance liée au vieillissement des installations et des améliorations de sûreté et l'amélioration de la performance opérationnelle du parc sous l'effet du programme START. RTE propose de retenir comme hypothèse de disponibilité du parc existant un Kd de 74% (à comparer au Kd moyen de 73% - resp. 75%- sur la période 2015-2024, resp. 2010-2024[10]).

[10] Disponibilité du parc nucléaire d'EDF SA - Depuis 2002 - https://opendata.edf.fr/datasets/disponibilite-du-parc-nucleaire-d-edf-sa-depuis-2002/table

La production nucléaire ne dépend pas que de la puissance disponible, mais également de ses débouchés économiques. La modulation de la production des réacteurs ne constitue pas un phénomène nouveau et remonte à une période antérieure au développement des énergies renouvelables en France et en Europe. En revanche, la nature de la modulation tend à évoluer : celle-ci intervient de manière croissante sur des périodes de forte production renouvelable, notamment au moment du pic solaire en milieu de journée, alors que les prix deviennent très faibles et atteignent des niveaux inférieurs aux coûts variables du nucléaire, autrement dit dans des périodes d'absence de débouchés. Ces dernières, initialement marginales, se sont fortement accrues en 2024 du fait notamment de la stagnation de la consommation.

L'ampleur de ces modulations pourrait continuer évoluer avec, notamment, un besoin croissant de modulation sur les heures de forte production solaire (*cf*. résultats du Bilan prévisionnel 2025). L'ampleur de la modulation dépendra en pratique des configurations de mix et des niveaux de consommation considérés ainsi que de l'ensemble des hypothèses conditionnant le fonctionnement du système électrique français (mix et consommation dans les autres pays européens, flexibilités, etc.).

Les niveaux de modulation et la contribution du parc nucléaire aux besoins de modulation du système électrique dépendront aussi dans la durée des éventuelles évolutions des modalités d'exploitation du parc. De nombreuses caractéristiques en matière de fonctionnement sont ainsi déterminantes : marges de manœuvre en matière de saisonnalité des maintenances (pour produire plus en hiver et moins en été), niveau de puissance minimale, durées minimales des arrêts et marches, etc.

Questions 16 : le parc nucléaire existant

- **Que pensez-vous des hypothèses proposées concernant la prolongation des réacteurs existants ? Partagez-vous le principe consistant à lisser les trajectoires de fermeture et selon quelle stratégie de lissage en particulier ? Que pensez-vous de l'intérêt de variantes normatives pour refléter les incertitudes sur la possibilité de prolonger effectivement les réacteurs ?**
- **Compte tenu des incertitudes sur les perspectives de prolongation, RTE est preneur de tout élément permettant de documenter les jalons décisionnels afin de pouvoir éclairer les risques et conditions de réussite associés aux choix possibles sur le mix de production.**
- **Concernant les programmes d'augmentation de puissance, quelles perspectives (échéance, gain de productible) doivent être considérées dans l'étude selon vous ?**
- **Quel niveau de disponibilité des réacteurs existants vous semblerait-il pertinent de considérer aux différents horizons ?**
- **Quels paramètres de flexibilité actuels du parc existant pourraient selon vous être révisés (saisonnalité des arrêts, puissance minimale, durée minimale de marche/arrêt, nombre maximum d'arrêts économiques simultanés…) ?**

3.1.2. Le nouveau nucléaire

Le programme EPR2

Dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050*, les trajectoires de développement des nouveaux réacteurs intégrées dans les principaux scénarios à l'issue de la consultation publique étaient déterminées par la capacité industrielle à mettre en service des EPR 2, estimée par la filière à la date de l'étude (2021).

En pratique, la trajectoire initialement proposée par RTE lors de la consultation publique de 2021 sur les *Futurs énergétiques 2050*, qui permettait d'atteindre de l'ordre de 40 GW à l'horizon 2050, dépassait les trajectoires industrielles hautes identifiées dans les contributions des acteurs de la filière et qui ont finalement été retenues dans l'étude (14 EPR 2 environ dans les scénarios N2 et N03).

Depuis la publication des *Futurs énergétiques 2050*, les pouvoirs publics ont affiché une claire volonté de relancer un programme nucléaire en France basé sur la construction de trois premières paires d'EPR 2 assortie d'une option pour quatre autres paires mises en service d'ici 2050. La mise en service d'un premier réacteur à l'horizon 2038 et la tenue d'un rythme industriel permettant de garantir la mise en service de 14 réacteurs à l'horizon 2050 constituent des défis industriels d'ampleur.

Les éléments à disposition de RTE à date conduisent à considérer que le rythme le plus haut retenu dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050* (14 EPR 2 en service en 2050) constitue toujours une trajectoire haute dans le contexte actuel. Les nouvelles trajectoires considérées dans l'actualisation de l'étude impliqueront de légers décalages sur les premières mises en service mais qui pourraient être rattrapés d'ici 2050.

Dans toutes les configurations de mix considérées, sauf N4, le développement des EPR 2 est donc considéré comme inférieur à cette trajectoire considérée comme maximale. La configuration N4 repose, elle, sur une logique différente consistant à évaluer, sans intégrer de contraintes *a priori* sur leur rythme de construction, le volume de nouveaux réacteurs nécessaires pour accompagner une électrification du pays sans poursuivre le développement de la production éolienne et solaire.

S'agissant du taux de disponibilité des nouveaux réacteurs, RTE propose une légère révision à la baisse par rapport à la précédente édition des *Futurs énergétiques* 2050 (80% vs. 84%[11]) compte tenu du retour d'expérience des premières mises en service d'EPR dans le monde, notamment pour les premières années d'exploitation.

Les technologies nucléaires alternatives (SMR et 4e génération)

Depuis la publication de la première édition des *Futurs énergétiques 2050*, l'intérêt mondial pour les petits réacteurs nucléaires modulaires (« *small modular reactor* » – SMR ou « *advanced modular reactor* » – AMR, l'équivalent de 4e génération) s'est confirmé et de nombreux projets ont continué à se développer. La possibilité de mise en service de ce type de réacteur en France était intégrée dans la configuration de mix N03 de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*.

Pour autant, la plupart des concepts de SMR ayant émergé ces dernières années en France portent essentiellement sur la production de chaleur (SMR calogènes) ou sur des projets de SMR destinés à

[11] Basé sur une disponibilité comprise entre celle annoncée pour l'EPR au moment de l'étude et celle estimée par RTE entre 2010 et 2019 pour le palier N4 (le plus récent et le plus proche technologiquement)

l'export, plutôt que sur des réacteurs ayant vocation à représenter une part importante de la production d'électricité française.

Pour l'actualisation des *Futurs énergétiques 2050*, RTE propose de retenir les mêmes orientations que pour l'exercice de 2021, à savoir la possibilité de considérer la mise en service en France de SMR dans les scénarios les plus volontaristes sur le nucléaire (de l'ordre de quelques gigawatts à horizon 2050 pour la production d'électricité). En complément, RTE propose de retenir une hypothèse de production de chaleur par des SMR calogène de l'ordre d'une dizaine de TWh en 2050.

Les autres technologies nucléaires de rupture, notamment les réacteurs nucléaires de grande taille de 4e génération ainsi que la fusion nucléaire, ne semblent pas pouvoir présenter un potentiel de production d'électricité significatif à l'horizon 2060 compte tenu de leur maturité, mais pourraient être envisagées au-delà.

Questions 17 : le nouveau nucléaire

- **Disposez-vous d'éléments permettant de conforter ou de revoir la trajectoire haute des *Futurs énergétiques 2050* sur les EPR 2 (mise en service de 14 EPR 2 à horizon 2050) ? Selon vous, quelles seraient les conditions industrielles pour atteindre cette trajectoire ?**
- **Au-delà de 2050, quel rythme de développement vous semblerait envisageable et sous quelles conditions ?**
- **Quels volumes de SMR/AMR vous semblerait-il pertinent d'étudier à 2050 et au-delà ? Les volumes retenus dans la précédente édition des *Futurs énergétiques* dans les scénarios les plus optimistes (5 GW en 2050 et 6,5 GW en 2060) vous semblent-ils toujours pertinents ?**
- **Quelles hypothèses de fonctionnement (profil, niveau de disponibilité, niveau de flexibilité de la production) vous sembleraient devoir être retenues pour les nouveaux réacteurs ?**

3.1.3. Les filières éoliennes et photovoltaïque

L'éolien terrestre

Le parc éolien terrestre installé en France représente près de 23,9 GW de puissance installée et 50 TWh en 2025. L'éolien terrestre est aujourd'hui une technologie mature qui se développe à un rythme moyen de 1,3 GW/an en France (moyenne sur 2019-2024). Ce rythme historique est inférieur à ceux constatés dans d'autres pays européens.

Une accélération de ce rythme d'installation semble possible d'un point de vue industriel, mais le développement de l'éolien terrestre fait l'objet d'un débat persistant sur l'acceptabilité et les modalités de son développement dans chaque territoire. Plusieurs trajectoires contrastées sont ainsi proposées, allant d'un arrêt total à une croissance de 3,9 GW/an.

S'agissant des caractéristiques des parcs, les capacités installées en France ont progressivement évolué avec la mise en service d'éoliennes de plus en plus puissantes, de plus en plus hautes et de plus en plus toilées. **Les caractéristiques moyennes des installations récentes semblent se stabiliser depuis 2020 et restent en-deçà de celles qu'affichent les installations les plus récentes et performantes situées dans la plupart des pays voisins.**

En pratique, RTE propose une approche prudente consistant à considérer que les nouveaux parcs s'appuient sur la même répartition de technologies que les parcs ayant été installés entre 2020 et 2024, et que la moitié des parcs arrivant en fin de vie fait l'objet d'un renouvellement à l'identique et que l'autre moitié fait l'objet d'un *repowering* avec des technologies plus récentes. Cette hypothèse conduirait à un facteur de charge moyen du parc éolien compris entre 26 et 28 % à l'horizon 2050 (contre 23,5 % actuellement).

Questions 181 : l'éolien terrestre

- **Quelles perspectives de développement de l'éolien terrestre sont envisageables selon vous ? Quels leviers seraient à activer pour atteindre des rythmes de développement dépassant 2 GW/an voire 3 GW/an ? Souhaiteriez-vous étudier certaines variantes de localisation ?**
- **Les hypothèses proposées par RTE vous conviennent-elles ? Quelles perspectives envisagez-vous sur les projets sujets au *repowering* ? Disposez-vous d'éléments permettant de juger de la pertinence de l'hypothèse de facteur de charge moyen du parc national d'éolien terrestre comprise entre 26 % et 28 % ?**

L'éolien en mer

Depuis la publication des *Futurs énergétiques 2050* en 2021, les parcs éoliens mis en service en France ont atteint une capacité cumulée de près de 2 GW (à fin 2025) et 5 GW de capacités supplémentaires sont en développement ou déjà attribuées. En parallèle, le débat public *« La mer en débat »* et un exercice de planification national ont permis de définir des zones pour 15,5 GW de capacité supplémentaire à l'horizon 2040 (s'ajoutant aux capacités déjà en service, attribuées ou en cours d'attribution pour atteindre 26 GW en 2040) et des zones complémentaires d'implantation, parfois très éloignées des côtes, ont également été identifiées pour atteindre 45 GW à l'horizon 2050.

L'objectif de développement de l'éolien en mer à long terme et la localisation des parcs associés suscitent toutefois toujours un débat intense sur les plans sociétaux (visibilité, coexistence avec d'autres usages), environnementaux et économiques. **Les scénarios envisagés par RTE couvrent ainsi des perspectives allant d'un arrêt total du développement de la filière à une accélération forte pour couvrir les besoins d'électricité dans les trajectoires de neutralité carbone** (2,9 GW/an pour atteindre 60 GW en 2050, soit en rythme en très forte hausse et proche de celui ambitionné pour les prochaines années au Royaume-Uni, qui dispose d'un littoral autorisant davantage d'éolien posé).

L'accélération du développement de l'éolien en mer constitue un défi industriel de premier plan et sera ainsi conditionnée par la disponibilité des chaînes d'approvisionnement (navires d'installations, production de pâles et de nacelles, postes en mer posé ou flottant, câbles…). Elle représente toutefois aussi une opportunité de développer une filière industrielle localisée en France et en Europe.

Les localisations privilégiées par le gouvernement conduisent RTE à considérer que l'hypothèse de facteur de charge moyen en France de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* (entre 40% et 42%) reste valable. Ce facteur de charge, qui tient compte des périodes de maintenance et effets de sillage, sera ajusté sur la base des données les plus récentes disponibles sur les parcs en service en tenant compte d'hypothèses d'évolution des technologies et des modélisations climatiques.

Questions 19 : l'éolien en mer

- **Quelle capacité installée vous paraîtrait atteignable d'ici à 2050 ? Sous quelles conditions ? En particulier, quelles contraintes et quels leviers propres à chaque façade identifiez-vous pour atteindre la cible publique de 45 GW à 2050 (disponibilité des navires, existence de capacités portuaires adaptées, dimensionnement des chaînes d'approvisionnement, taille et localisation des parcs, puissance unitaire des machines, densité de machines au sein des parcs…) ?**
- **L'approche proposée pour le facteur de charge et la fourchette estimée vous paraît-elle pertinente ?**

Le photovoltaïque

Depuis la publication de la première édition des *Futurs énergétiques 2050*, la filière a démontré sa capacité à accélérer son déploiement : en 2025, 5,9 GW de capacités photovoltaïques ont été installées (soit 5 fois plus que la moyenne 2009-2020). Cette accélération n'est pas propre à la France, l'Allemagne ayant récemment enregistré des rythmes d'installation d'une toute autre ampleur (16 GW installés en 2024).

Cependant, des incertitudes existent sur l'évolution du rythme de déploiement et la répartition entre centrales photovoltaïques au sol, sur grandes toitures (bâtiments d'exploitation agricole, installations industrielles, ombrières...) et sur petites toitures (maisons individuelles notamment).

RTE propose de retenir comme hypothèse de base que la répartition entre installations au sol, sur grandes toitures et sur petites toitures ainsi que la répartition géographique restent analogues à celles du parc actuel (en 2025, 47% d'installation au sol, 34% sur moyennes/grandes toitures, 19% sur petites toitures résidentielles). Des variantes pourront être analysées dans le cadre de l'exercice, notamment pour les évaluations économiques.

Le facteur de charge actuel moyen du photovoltaïque en France se situe autour de 14 %[12] (moyenne 2020-2025). **RTE propose de retenir une approche prudente consistant à considérer que le facteur de charge resterait entre 14 % et un peu plus de 15 % en fonction des parts respectives des différents types d'installations**, et de compléter l'analyse par des variantes.

Questions 202 : le photovoltaïque

- **Quelles perspectives de développement (rythme, capacité installée atteignable d'ici 2050) vous paraissent envisageables pour les différents types d'installations (toitures, ombrières, parcs au sol avec ou sans *tracker*, et agrivoltaïsme) ? Quelles variantes de localisation vous paraîtraient pertinentes d'étudier ?**
- **Quels sont les sous-jacents à considérer sur le plan industriel pour la filière (possibilité de recyclage des panneaux en France, accent sur un type d'installations en particulier, développement d'usines de fabrication sur le territoire…) ?**

[12] Ce facteur de charge est exprimé par rapport à la capacité de production connectée au réseau et non par rapport à la puissance crête des modules.

3.1.4. Le parc hydro-électrique (hors station de transfert d'énergie par pompage - STEP)

Le parc hydroélectrique hors STEP représente aujourd'hui une capacité installée de 21 GW et un productible annuel de l'ordre de 60 TWh en moyenne qui peut toutefois varier sensiblement d'une année à l'autre en fonction des apports hydrauliques (précipitations et fonte du manteau neigeux). Le débat sur le devenir des concessions qui a longtemps constitué un motif de temporisation des investissements dans la filière (rénovations, suréquipement des sites existants, nouvelles unités…), semble toucher à sa fin, suite à l'annonce d'un accord de principe entre l'Etat français et la Commission européenne, dont les modalités précises restent à traduire réglementairement.

La première édition de l'étude *Futurs énergétique 2050* retenait une hypothèse d'accroissement limité de la capacité de production avec ~1 GW de capacités supplémentaires d'ici 2035, puis une stabilisation. Le potentiel de développement de la filière reste en pratique incertain du fait des contraintes environnementales et sociétales associées.

Les retours de la concertation pourront conduire à ajuster les hypothèses de développement de la production hydroélectrique dans certains scénarios. Pour bien intégrer une telle perspective dans l'analyse des scénarios, il conviendra de préciser le type d'installations envisagées (suréquipements, nouveaux sites…), la puissance associée (en GW), l'éventuel potentiel de production supplémentaire du parc hydroélectrique français (en TWh de production annuelle) et si possible la localisation approximative (afin d'évaluer les impacts sur le réseau).

Questions 213 : filière hydro-électrique (hors station de transfert d'énergie par pompage)

- **Que pensez-vous d'une hypothèse de légère hausse de la puissance hydraulique installée (hors STEP) du même ordre que celle de l'étude précédente (~1 GW) ? Disposez-vous d'éléments permettant de justifier une éventuelle révision à la hausse de cette trajectoire ?**
- **Si oui, pouvez-vous préciser les perspectives de développement de capacités supplémentaires que vous jugez crédibles aux différents horizons étudiés (projets concrets, sites, type d'équipements, puissance, capacité de stockage, etc.) ?**

3.1.5. Les bioénergies

Concernant les bioénergies, les nouvelles perspectives sur la biomasse conduisent RTE à revoir à la baisse, par rapport à l'édition précédente, le « socle » de bioénergies dans les différents scénarios, en abaissant la puissance installée de ces moyens de 2,3 GW (aujourd'hui) à 1,3 GW en 2050.

3.1.6. Les énergies marines (hors éolien en mer)

Concernant les énergies marines (hydrolien, marémoteur…), des perspectives de développement limitées à quelques gigawatts existent en France mais la filière reste aujourd'hui à un niveau de maturité technologique et de coûts qui rendent très incertain son déploiement à grande ampleur. RTE propose de reconduire une hypothèse allant jusque 3 GW d'énergies marines dans les scénarios de type M.

3.1.7. La géothermie

Malgré un potentiel technique significatif, la température nécessaire pour générer de la vapeur (et donc de l'électricité) implique de forer à des profondeurs conduisant à des coûts d'investissements et

des risques importants. RTE propose de ne pas retenir de volume significatif de géothermie pour la production d'électricité en France métropolitaine. La géothermie peut en revanche se développer pour contribuer aux besoins directs de chaleur, notamment pour les réseaux de chaleur urbains.

Questions 224 : les bioénergies, les énergies marines et la géothermie :

- **Que pensez-vous des hypothèses proposées par RTE concernant les bioénergies, les énergies marines et la géothermie ?**

3.2. RTE testera plusieurs mix de production d'électricité et propose d'élargir le champ des configurations à étudier

La première édition des *Futurs énergétiques 2050* avait étudié six scénarios de mix permettant d'évaluer les implications techniques, économiques et environnementales associées aux choix en matière d'évolution du mix de production d'électricité. Ces scénarios exploraient des configurations contrastées allant d'un mix 100% renouvelable en 2050 (scénario M0) à un mix reposant sur un développement soutenu de nouveaux réacteurs nucléaires (scénario N03). Ces six configurations de mix avaient été croisées avec les trois trajectoires principales de consommation (référence, sobriété, réindustrialisation profonde) afin d'évaluer, pour chaque combinaison, les implications sur le fonctionnement technique du système électrique (sécurité d'approvisionnement, besoins de réserve, échanges, etc.), les coûts complets du système électrique et les impacts environnementaux.

Pour la réactualisation de l'étude, comme indiqué *supra*, les besoins d'électricité à long-terme sont réévalués à la hausse entre 650 TWh et 1 000 TWh à l'horizon 2050 pour atteindre les objectifs climatiques. D'autre part, les perspectives sur les différentes filières de production d'électricité ont évolué depuis la première édition des *Futurs énergétiques 2050* sous l'effet des orientations publiques et d'évolutions récentes propres à chaque filière, notamment s'agissant des perspectives de prolongation du nucléaire existant ou encore du rythme constaté d'évolution des renouvelables en France et en Europe.

Les nouvelles orientations publiques n'ont cependant pas conduit à refermer le débat sur les filières à privilégier pour développer la production d'électricité bas-carbone (nouveau nucléaire vs renouvelables). Comme l'ont montré les travaux des commissions d'enquête parlementaires sur l'électricité ou encore le débat public autour de la PPE, les débats sur les avantages et inconvénients des différentes filières portent sur des questions économiques, d'acceptabilité et d'impact environnemental, de besoins de flexibilité, de résilience du système électrique, mais aussi sur des questions de souveraineté industrielle. Ils conduisent d'une part à ne pas exclure a priori l'intérêt d'étudier des scénarios très contrastés d'évolution du mix sur le développement du nucléaire et des renouvelables et d'autre part à maintenir le périmètre des analyses sur ces scénarios (fonctionnement technique, coûts, impacts environnementaux, enjeux sociétaux).

Pour la nouvelle étude et sur la base des premiers échanges menés dans le cadre de la concertation, RTE propose d'étudier cinq configurations de mix contrastées, élargissant le champ des configurations étudiées dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050*.

Les configurations proposées vont d'un mix M0 reposant exclusivement sur les énergies renouvelables à horizon 2050 (impliquant la fermeture de tous les réacteurs nucléaires existants à cet horizon) à un mix N4 reposant quasiment exclusivement sur le nucléaire et l'hydraulique. Trois autres mix de production (M2, N1 et N3) reposant sur de la production renouvelable et de la production nucléaire, dans des proportions différenciées, sont également proposées. Chacun de ces mix sont détaillés dans la section suivante du document.

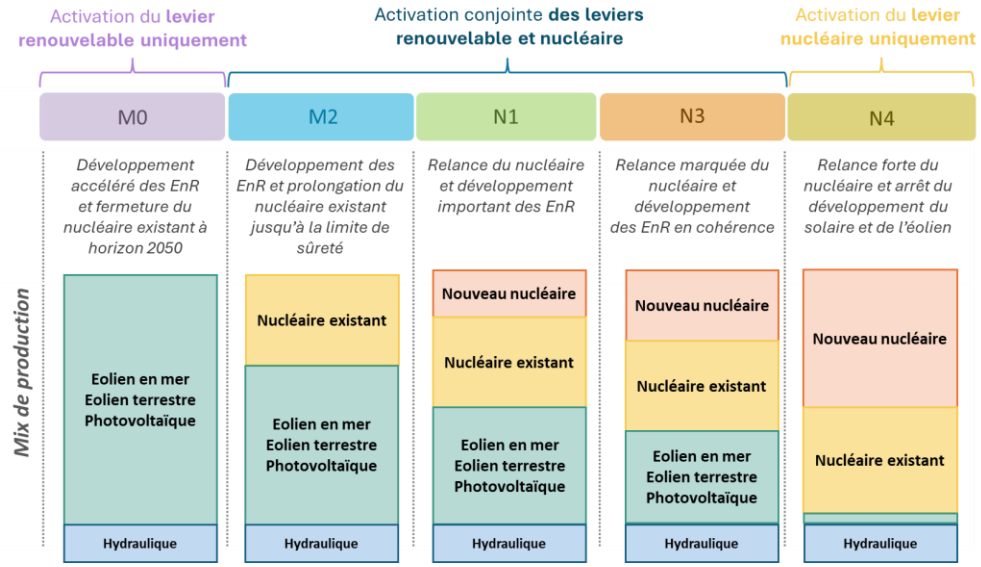


Figure 15 : Description qualitative des mix de production proposés pour l'étude

Les principes de construction de ces mix de production peuvent se décliner pour différents niveaux de consommation. Ils sont restitués dans les fiches ci-après à titre illustratif dans une configuration leur permettant d'alimenter des trajectoires de consommation d'électricité de 650 TWh à 850 TWh en 2050 (*cf.* trajectoires de consommation *supra*). Néanmoins, **RTE croisera l'ensemble des trajectoires de consommation et des mix de production, tout en focalisant éventuellement les analyses sur les combinaisons plébiscitées dans la concertation.**

Les capacités installées et volumes de production associés présentés dans la suite sont de premières estimations, basées sur des modélisations simplifiées. Les valeurs seront affinées ultérieurement en fonction des résultats de simulations du système électrique et des modifications éventuelles des trajectoire de consommation.

Même si les évaluations sont simplifiées, les estimations du dimensionnement des mix de production prennent en compte les volumes d'électricité qui sont « perdus » (pertes énergétiques liées au cyclage des moyens de stockage et aux écrêtements/modulation de la production bas-carbone), en se basant sur les résultats de la première édition des *Futurs énergétiques 2050* (quelques TWh à plusieurs dizaines de TWh selon les configurations de mix). Le dimensionnement des mix présentés ci-dessous aux horizons 2050 et 2060, inclut aussi une légère marge exportatrice (de l'ordre de 20 TWh) dans une optique de prudence et pour éviter un dimensionnement « au plus juste » des capacités de production.

Questions 235 : cadrage des mix de production

- **Partagez-vous l'intérêt du cadrage proposé autour de l'étude de cinq principales configurations de mix ?**
- **Partagez-vous l'intérêt de reconduire l'approche consistant à analyser les différents croisements possibles entre consommation et mix de production ?**

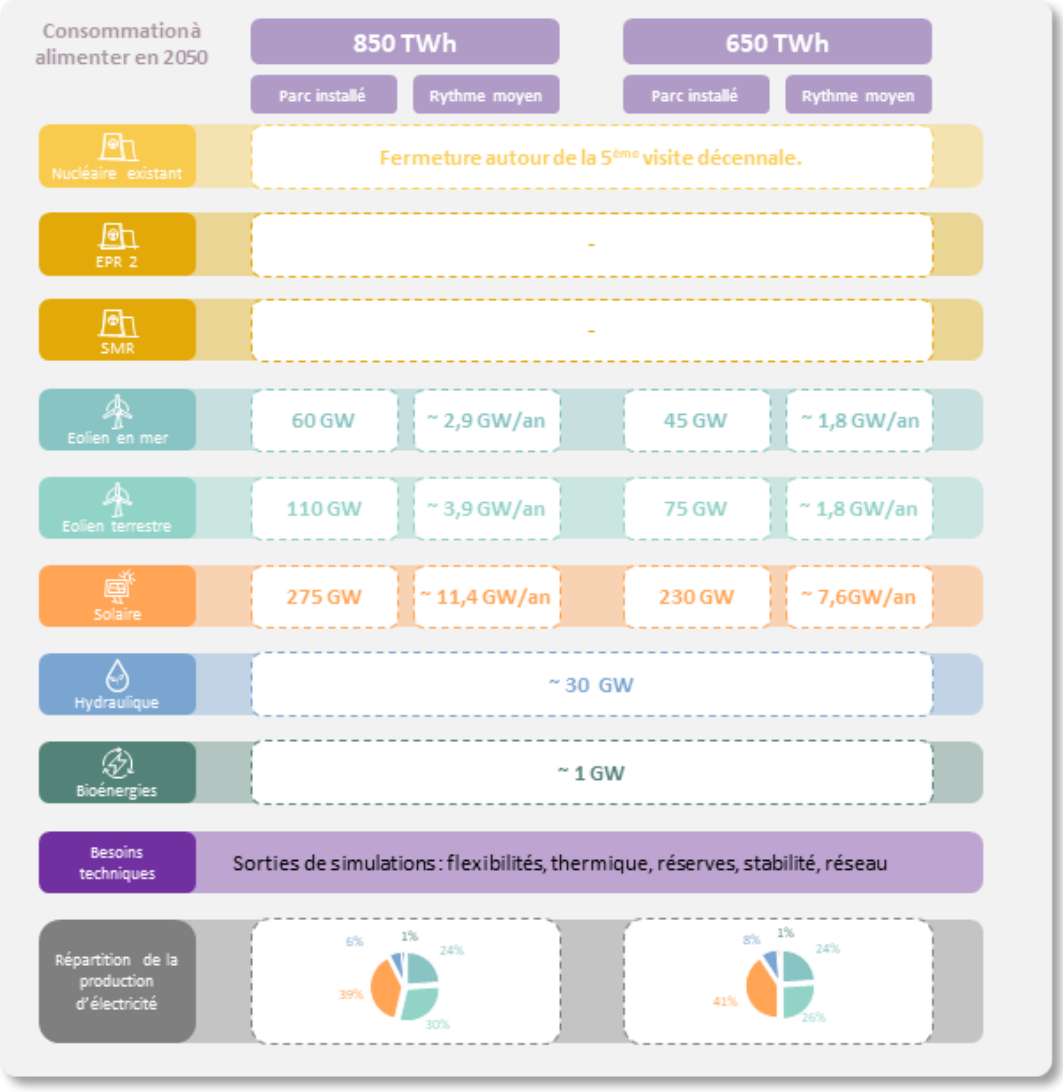
M0 : Développement accéléré des renouvelables et fermeture anticipée du parc nucléaire existant

Le mix M0, dont le principe est repris de la première édition des *Futurs énergétiques 2050*, vise à atteindre une production 100% renouvelable à partir de 2050. Il implique une trajectoire de fermeture du nucléaire existant largement anticipée par rapport à l'hypothèse médiane proposée, revenant globalement à fermer tous les réacteurs existants (hors Flamanville) autour de leur 5e visite décennale. Il suppose donc un développement de la production renouvelable (photovoltaïque, éolien) particulièrement conséquent d'ici 2050 pour (i) compenser la fermeture du parc nucléaire existant et (ii) satisfaire une consommation plus importante qu'aujourd'hui.

En faisant l'hypothèse qu'il doive permettre d'alimenter une consommation d'électricité de 850 TWh à l'horizon 2050, le mix M0 serait composé de 275 GW de photovoltaïque (contre 30 GW à fin 2025), 110 GW d'éolien terrestre (contre 24 GW à fin 2025) et 60 GW d'éolien en mer (contre 2 GW à fin 2025).

Le mix M0 soulève ainsi deux défis majeurs : atteindre en France les rythmes d'installation de la production renouvelable les plus élevés observés dans des pays voisins et le déploiement rapide de solutions techniques indispensables pour assurer le fonctionnement d'un système électrique intégralement composé de renouvelables.

Evolution des capacités installées et des rythmes de mises en service (estimations avant simulations)



Points d'attention et analyses prévues

- **Fonctionnement technique** : RTE s'attachera à préciser l'ensemble des prérequis techniques (stabilité, flexibilités, redimensionnement des réserves d'équilibrage, évolution des modes d'exploitation du système) pour assurer le bon fonctionnement d'un système électrique intégralement composé d'énergies renouvelables. L'analyse des prérequis identifiés dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* et l'étude conduite par RTE en lien avec l'Agence internationale de l'énergie sera actualisée, en vérifiant l'état des avancées observées ces dernières années.
- **Trajectoire industrielle :** déployer l'appareil de production renouvelable nécessaire à l'alimentation d'une consommation d'électricité de 850 TWh implique de maintenir sur plusieurs décennies et pour chaque filière des rythmes d'installation de renouvelables au-delà des rythmes records observés en Europe.
- **L'alimentation d'une moindre consommation d'électricité, de l'ordre de 650 TWh,** permettrait de réduire significativement l'effort de développement des énergies renouvelables, bien que cela suppose des rythmes de déploiement demeurant nettement supérieurs à ceux actuellement observés en France.
- **A l'horizon 2060 :** les évolutions du parc de production sur la décennie 2050-2060 dépendent des évolutions de la consommation, qui demeureront d'une ampleur moindre que celles nécessaires pour atteindre les objectifs climatiques d'ici à 2050.
- **Ce type de mix nécessitera des besoins en flexibilité très conséquents qui seront restitués par RTE à l'issue des travaux de modélisation et d'analyse.**
- **L'analyse environnementale permettra de documenter les besoins de foncier et les enjeux pour la biodiversité associés à un mix supposant le développement d'un très grand nombre d'installations de production**.
- **L'analyse sociétale** permettra de documenter l'acceptabilité des ouvrages dans ce type de scénario.

Questions 246 : le mix M0

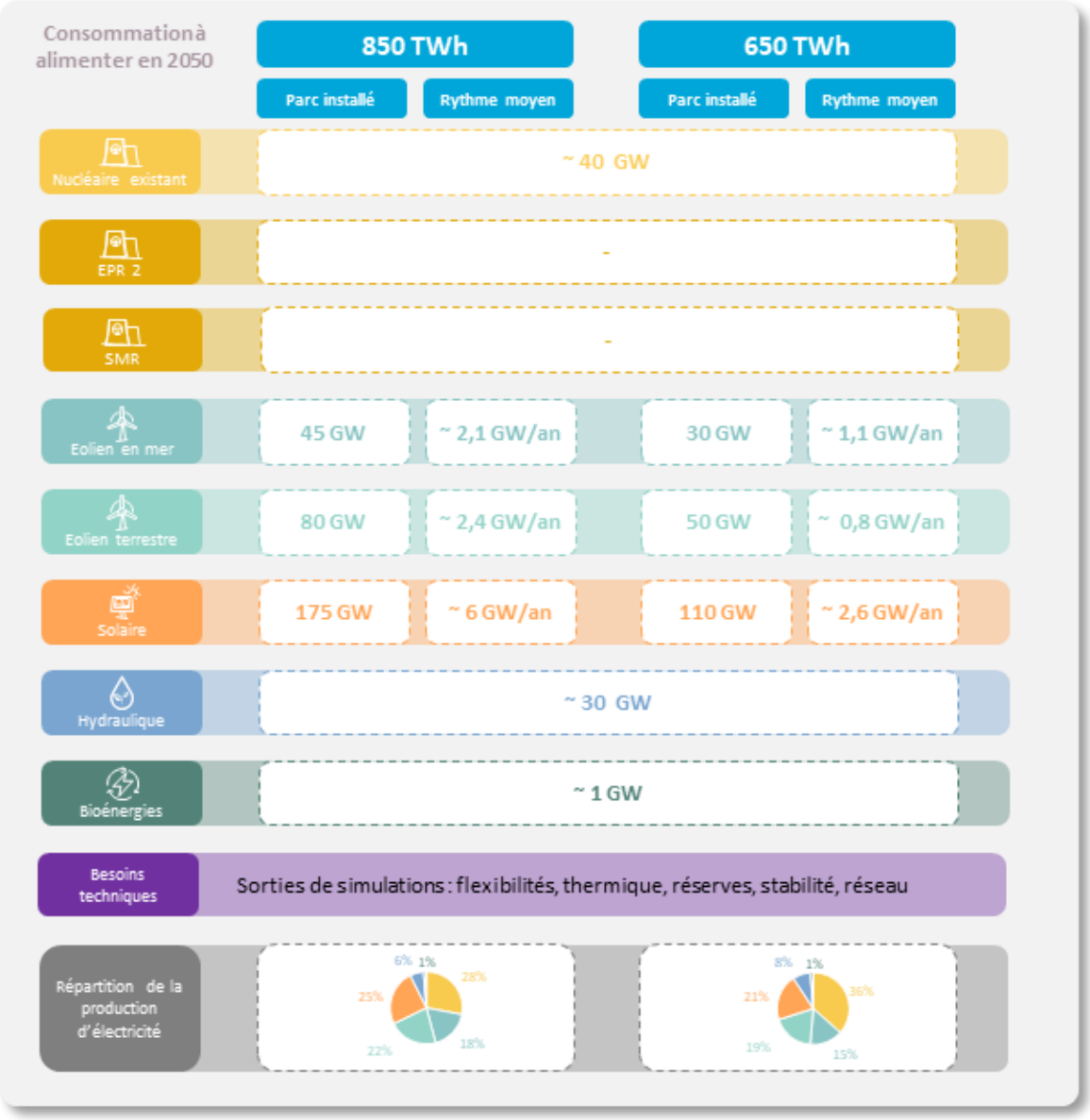
- **La configuration proposée dans ce mix vous paraît-elle pertinente ? Vous semble-t-il pertinent de croiser ce mix avec l'ensemble des trajectoires de consommation, en particulier avec les trajectoires de consommation les plus élevées ?**
- **Que pensez-vous des niveaux de développement des capacités renouvelables envisagées et de la répartition entre les filières renouvelables ?**
- **Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production ? Faut-il activer des leviers spécifiques pour atteindre ces capacités de production renouvelable ?**

M2 : Développement de la production renouvelable et prolongation du parc nucléaire existant

Le mix M2 correspond à une actualisation du mix M23 étudié dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050*. Il repose sur un développement de la production bas-carbone s'appuyant uniquement sur le développement des énergies renouvelables et la prolongation du parc nucléaire existant jusqu'à sa limite de sûreté, sans construire de nouveaux réacteurs. La trajectoire de prolongation proposée correspond à celle présentée en partie 3.1. Du fait de l'atteinte progressive des limites de sûreté du parc nucléaire, un tel mix aboutit concrètement vers 2075 à un mix quasiment 100% renouvelable (hors EPR de Flamanville).

Par rapport au scénario M0, l'effort de développement des renouvelables est moins important, mais reste néanmoins très ambitieux. Les rythmes de développement de toutes les filières renouvelables demeurent supérieurs aux rythmes maximums déjà atteints en France.

Evolution des capacités installées et des rythmes de mises en service (estimations avant simulations)



Points d'attention et analyses prévues

- **Trajectoire industrielle :** malgré la prolongation du parc nucléaire existant, l'alimentation d'une consommation de l'ordre de 850 TWh implique une forte accélération du déploiement des énergies renouvelables (rythme d'installation pour l'éolien terrestre similaire à celui actuellement observé en Allemagne, dépassement de l'objectif public pour l'éolien en mer)
- **Fonctionnement technique :** comme pour le mix M0, RTE s'attachera à préciser l'ensemble des prérequis techniques (stabilité, flexibilités, redimensionnement des réserves d'équilibrage, évolution des modes d'exploitation du système) pour assurer le bon fonctionnement d'un système électrique à haute part, voire intégralement composé à terme, d'énergies renouvelables. L'analyse des prérequis identifiés dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* et l'étude conduite par RTE en lien avec l'Agence internationale de l'énergie sera actualisée, en vérifiant l'état des avancées observées ces dernières années.
- **L'alimentation d'une moindre consommation d'électricité, de l'ordre de 650 TWh,** permettrait de réduire de près de moitié le rythme requis d'installation des énergies renouvelables, qui s'approcherait ainsi du rythme observé en France au cours des dernières années.
- **A l'horizon 2060** : entre 2050 et 2060, la trajectoire de prolongation du nucléaire implique la fermeture d'une vingtaine de réacteurs sur la décennie qui serait compensé par le développement d'énergies renouvelables, ce qui suppose de maintenir un effort de développement soutenu au cours de la décennie.
- **Ce type de mix nécessitera des besoins en flexibilité conséquents – quoique dans une** moindre mesure par rapport à M0 du fait de la prolongation du parc existant **– qui seront restitués par RTE à l'issue des travaux de modélisation et d'analyse.**
- **L'analyse environnementale permettra de documenter les besoins de foncier et les enjeux pour la biodiversité associés à un mix supposant le développement d'un grand nombre d'installations de production**.
- **L'analyse sociétale** permettra de documenter l'acceptabilité des ouvrages dans ce type de scénario.
- **Les analyses technico-économiques** intègreront les nouvelles perspectives de coûts de prolongation du nucléaire qui demeurent marquées par d'importantes incertitudes, notamment pour des prolongations au-delà de 60 ans.

Questions 25 : le mix M2

- **Que pensez-vous des niveaux de développement des capacités renouvelables envisagés et la répartition entre les filières renouvelables ?**
- **Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production ?**
- **Pensez-vous utile de prévoir des variantes sur le panachage entre les filières renouvelables ?**

N1 : Relance du nucléaire et développement important des renouvelables

Le mix N1, dont le principe est repris de celui étudié dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050*, repose sur la construction de nouveaux réacteurs, à un rythme prudent, le prolongement des réacteurs nucléaires existants (sur la base de la trajectoire proposée en partie 3.1) et un développement de la production renouvelable. L'hypothèse de construction de nouveaux réacteurs correspond au rythme d'une paire tous les trois à quatre ans à partir de 2038, permettant d'atteindre 8 réacteurs en 2050. Il s'agit d'un rythme sans accélération après la mise en service des premières paires du programme.

Malgré des perspectives de prolongation étendue pour le nucléaire existant, ce rythme de développement des EPR 2 ne suffit pas à compenser la fermeture des réacteurs, telle que considérée dans l'hypothèse de prolongation médiane présentée en partie 3.1. La capacité nucléaire totale en service en 2050 atteint ainsi 54 GW (contre 63 GW actuellement). Un développement important des renouvelables est donc nécessaire pour la compenser. Pour permettre d'alimenter une consommation de 850 TWh en 2050, le rythme de développement des renouvelables est sensiblement inférieur à celui du mix M2 sur la période 2030-2050 mais demeure plus soutenu que la tendance actuelle.

Evolution des capacités installées et des rythmes de mises en service (estimations avant simulations)

Points d'attention et analyses prévues

- **Trajectoire industrielle** : Alimenter une consommation de 850 TWh nécessite la réussite de la construction de huit nouveaux EPR2 d'ici 2050, couplée au développement des renouvelables avec des rythmes soutenus.
- **L'alimentation d'une moindre consommation d'électricité, de l'ordre de 650 TWh,** nécessiterait des rythmes de développement des énergies renouvelables inférieurs aux rythmes de mises en service actuels en France pour le photovoltaïque et l'éolien terrestre.
- **A l'horizon 2060 :** Entre 2050 et 2060, la mise à l'arrêt d'une vingtaine de tranches du parc nucléaire existant conformément à la trajectoire « sans révolution des modes de vie » proposée serait compensée par une stratégie équilibrée entre nouveau nucléaire, avec la mise en service de six nouveaux réacteurs, et renouvelables, reposant sur le développement des trois filières renouvelables mais à un rythme inférieur à celui requis sur la période pré-2050
- **Les besoins en flexibilité** associés seront renseignés par la suite dans les simulations, et répondront à la variabilité des renouvelables et aux potentiels besoins de modulation associés pour le nucléaire existant et le nouveau nucléaire.
- **La localisation du nouveau nucléaire** fera l'objet d'un point d'attention notamment en lien avec le besoin de dimensionnement du réseau en lien avec les contraintes de disponibilité liées au changement climatique pour certains sites (notamment ceux situés sur les fleuves).
- **Les analyses technico-économiques** prendront en compte, au-delà de la prolongation du nucléaire existant, l'évolution de la connaissance des coûts depuis 2021, notamment pour les trois premières paires d'EPR2.

Questions 26 : le mix N1

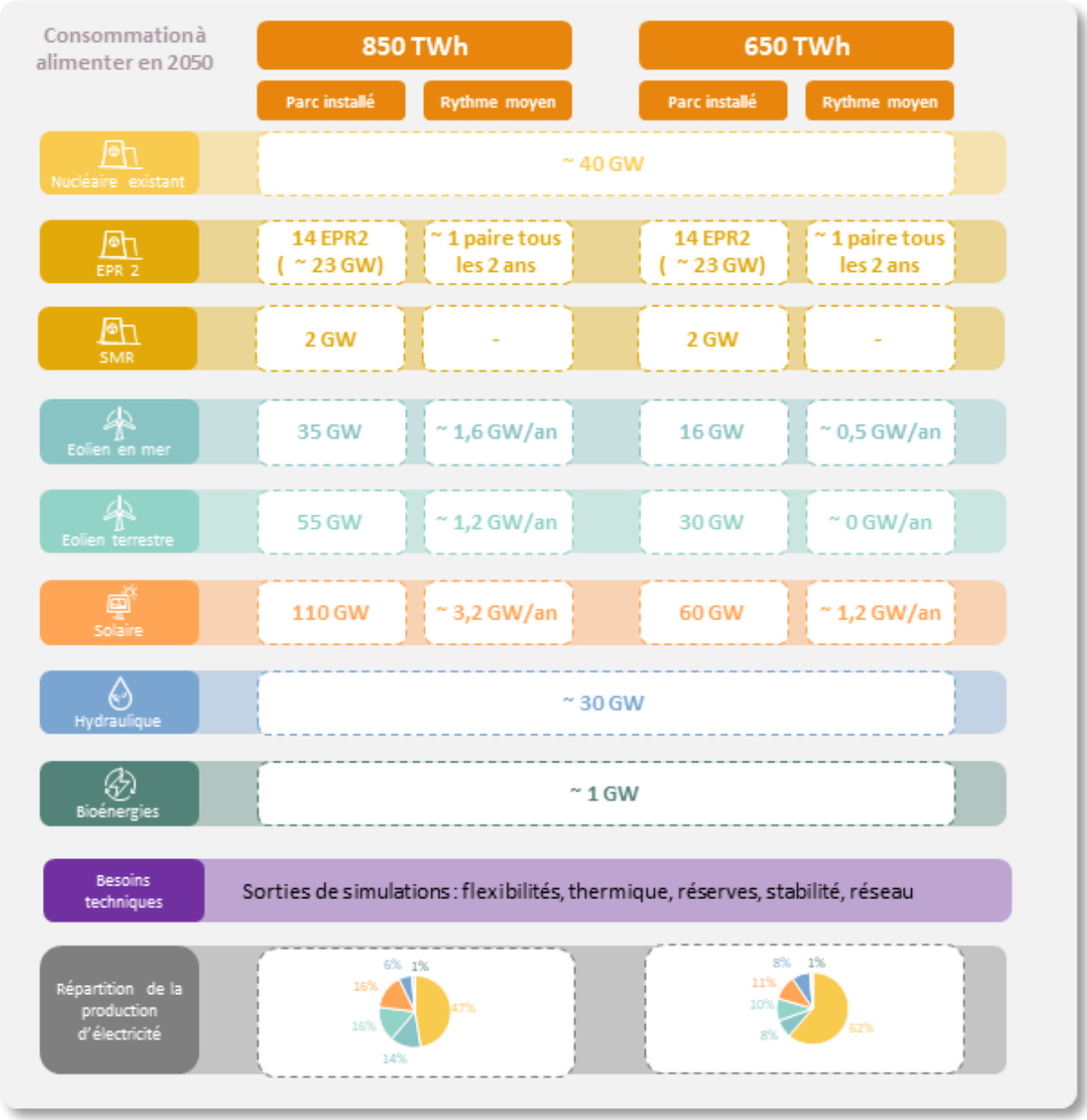
- **La configuration proposée dans ce mix vous paraît-elle pertinente ? Que pensez-vous du rythme de développement du nouveau nucléaire et en particulier du fait de considérer la construction d'EPR 2 au-delà des 3 premières paires du programme NNF ?**
- **Que pensez-vous des niveaux de développement des capacités renouvelables envisagés et la répartition entre les filières renouvelables ?**
- **Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production ?**

N3 : Relance marquée du nucléaire et développement des énergies renouvelables

Le mix N3 correspond à une actualisation du mix N03 étudié dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050*. Il repose sur un **développement de la production bas-carbone s'appuyant notamment sur une accélération de la construction de nouveaux réacteurs nucléaires au-delà des premières paires, à hauteur du rythme maximal envisagé par la filière** lors de la consultation publique conduite pour l'élaboration de la première édition de l'étude.

Dans un tel mix, le parc nucléaire comporterait, en plus du parc existant, 14 nouveaux EPR 2 et 2 GW de SMR en 2050, ce qui conduit à une capacité installée totale légèrement supérieure à aujourd'hui (environ 65 GW en 2050 contre 63 GW actuellement). Le mix N3 repose en complément sur un développement de la production renouvelable pour alimenter l'ensemble de la consommation, mais à un rythme sensiblement moins soutenu que dans le mix N1.

Evolution des capacités installées et des rythmes de mises en service (estimations avant simulations)



Points d'attention et analyses prévues

- **Trajectoire industrielle** : le mix N2 repose notamment sur la réussite de la construction de quatorze EPR 2 en 2050, avec des mises en services cadencées après 2038 au rythme d'une paire tous les deux ans assorties d'un développement de petits réacteurs modulaires. Le mix repose en complément sur un développement de la production renouvelable selon un rythme similaire à celui des dernières années pour alimenter l'ensemble de la consommation.
- **L'alimentation d'une moindre consommation d'électricité, de l'ordre de 650 TWh,** nécessiterait des rythmes de développement des énergies renouvelables relativement faibles, entre 0 et 1 GW/an selon les filières.
- **A l'horizon 2060** : entre 2050 et 2060, le prolongement du rythme de mise en service d'une paire d'EPR 2 tous les deux ans pour atteindre 24 EPR 2 et 4 GW de SMR en 2060 compenserait globalement les fermetures de réacteurs existants (avec l'hypothèse de prolongation présentée en partie 3.1). Le développement d'un faible volume d'installations renouvelables, en complément du renouvellement des parcs, pourrait être nécessaire sur la décennie pour pallier aux incertitudes sur le rythme des fermetures.
- Comme dans le mix N1, **l'emplacement géographique du nouveau nucléaire** influencera directement les besoins d'aménagement ou de renforcement du réseau et les coûts associés. Cet enjeu est encore plus marqué dans le mix N2 que dans le mix N1 du fait du plus grand nombre de nouvelles installations nucléaires qu'il comporte.
- **Les analyses environnementales et sociétales** préciseront les conséquences de ce mix en matière notamment de gestion des déchets nucléaires associés à la prolongation du nucléaire et des nouveaux EPR 2.

Questions 277 : le mix N3

- **La configuration proposée dans ce mix vous paraît-elle pertinente ? Que pensez-vous du rythme de développement du nouveau nucléaire ? Ce rythme vous semble-t-il accessible ?**
- **Que pensez-vous des niveaux de développement de nouvelles capacités nucléaires atteints ? Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production ?**

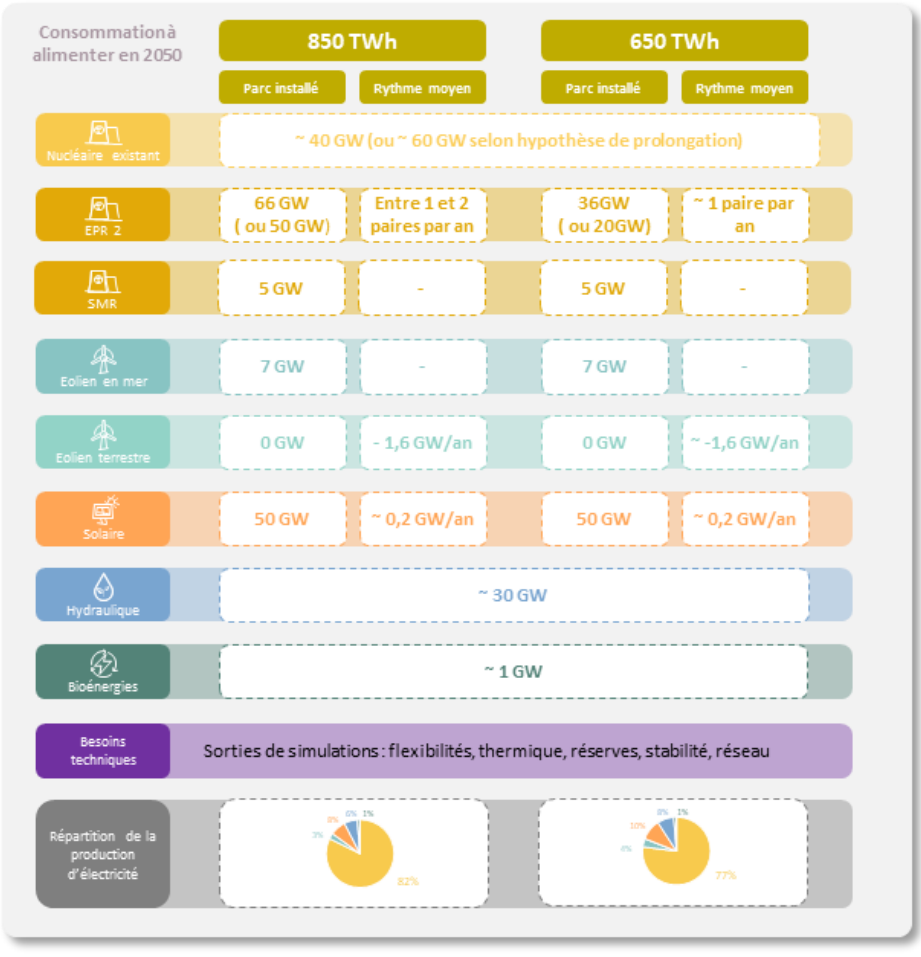
N4 : Relance forte du nucléaire et arrêt du développement du solaire et de l'éolien

Le mix N4 constitue une nouveauté par rapport à la diversité de mix étudiés au sein de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*. RTE propose de l'inclure dans le champ d'analyses de la réactualisation de l'étude à la demande de certaines parties prenantes. Ce mix est construit sur le principe (i) d'un arrêt du développement de nouveaux projets éoliens (à terre et en mer) et solaires au sol, (ii) du non-renouvellement des parcs renouvelables existants, (iii) d'une réévaluation possible des perspectives pour la prolongation des réacteurs nucléaires existants et (iv) d'une réévaluation du rythme de construction de nouveaux réacteurs (EPR 2 ou autres technologies).

En pratique, il n'y aurait pas de nouveaux parcs éoliens mis en service après 2030, à l'exception des parcs éoliens en mer déjà attribués (AO1 à AO8, hors AO7 infructueux). Les parcs éoliens terrestres et en mer existants ne seraient pas renouvelés à leur fin de vie. Le développement du photovoltaïque serait strictement limité aux installations sur toitures qui se développent spontanément, sans soutien public. La réduction de la production renouvelable ne concerne pas l'hydraulique, dont le développement se poursuivrait marginalement.

Pour couvrir une consommation de 850 TWh d'électricité en 2050, cette configuration de mix nécessite une très forte augmentation de la capacité nucléaire (plus de 110 GW en 2050). En retenant l'hypothèse de prolongation commune aux autres mix (hors M0) proposée en partie 3.1, il serait alors nécessaire de mettre en service de l'ordre de 70 GW de nouvelles capacités d'ici 2050 (soit par exemple 40 EPR 2 et 5 GW de SMR). Ceci implique la mise en service d'environ une paire de réacteurs par an dès 2038 puis de deux paires par an à partir de 2044. Ce rythme est très nettement supérieur aux trajectoires industrielles actuellement envisagées par la filière.

Evolution des capacités installées et des rythmes de mises en service (estimations avant simulations)



Points d'attention et analyses prévues

- **Trajectoire industrielle :** l'alimentation d'une consommation de 850 TWh (cas de base) en vue d'atteindre la neutralité carbone implique la construction d'ici 2050 d'un volume de nouveaux réacteurs très supérieur aux trajectoires industrielles envisagées par la filière. Il apparaît donc nécessaire d'en spécifier les conditions de réussite sur le plan industriel (y compris dimensionnement de l'aval du cycle) et les conditions d'implantation, qui détermineront la disponibilité des ressources en eau et les impacts sur le réseau.
- **Une hypothèse différente de prolongation (ou d'augmentation de puissance) du parc existant peut aussi être envisagée**. Par exemple, prolonger l'exploitation des réacteurs jusqu'à 80 ans réduirait d'une dizaine d'unités le besoin de nouveaux EPR 2 en 2050 tout en restant très largement supérieur à la trajectoire industrielle maximale envisagée dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*. Sur le plan strictement méthodologique, considérer une hypothèse plus ambitieuse de prolongation du parc dans ce seul mix rendrait toutefois plus complexe sa comparaison technique et économique avec les autres mix qui, à l'exception de M0, reposent également sur une optimisation de la durée de vie des réacteurs existants.
- **Permettre, dans ce mix, la possibilité d'un renouvellement des parcs renouvelables existants à la fin de leur durée de vie** contribuerait à limiter le besoin et le rythme de construction de nouveaux réacteurs.
- **L'alimentation d'une moindre consommation d'électricité, de l'ordre de 650 TWh, nécessiterait encore la mise en service de 22 EPR 2**, ce qui demeure supérieur au rythme considéré comme accessible par la filière. Dans ce mix dans lequel un développement des énergies renouvelables en complément n'est *par construction* pas accessible, les perspectives de la filière en matière de rythme de mise en service de nouveaux EPR 2 n'apparaissent ainsi compatibles qu'avec un niveau de consommation à alimenter de l'ordre de 650 TWh doublé d'une forte prolongation du parc existant (fermeture lors de la 8e visite décennale).
- **A l'horizon 2040** : l'arrêt du développement des renouvelables et la mise en service d'un premier EPR 2 en 2038 seulement conduirait à l'horizon 2040 à un déficit de plusieurs dizaines de térawattheures d'électricité. La mobilisation d'autres leviers de production (recourir à l'import de technologies nucléaires alternatives, renoncer à l'interdiction de poursuivre le développement des énergies renouvelables) apparaîtrait alors inévitable pour assurer la sécurité d'approvisionnement et l'alimentation de la consommation du pays.
- **A l'horizon 2060** : entre 2050 et 2060, la mise en service de nouveaux EPR 2 conduirait à combler le déficit identifié à l'horizon 2040. Elle compenserait même la fermeture de tout ou partie du parc existant en fonction de l'hypothèse de prolongation considérée (jusqu'à une vingtaine de réacteurs si la fermeture était opérée lors de leur 7e visite décennale). Le rythme de mise en service de nouveaux réacteurs postérieurement à 2050 serait ensuite moins ambitieux mais demeurerait important (au moins une paire tous les deux ans, en plus d'un développement de 5 GW de SMR sur la décennie).

Questions 28 : le mix N4

- **Que pensez-vous de la proposition de RTE d'ajouter un tel mix à l'étude ? Cette configuration vous paraît-elle pertinente ? Que pensez-vous de l'hypothèse retenue sur les renouvelables pour ce mix ?**
- **Selon vous, la construction d'un tel mix doit-elle reposer sur la même hypothèse de prolongation du parc nucléaire existant que les autres mix (hors M0), afin d'assurer leur comparabilité ?**
- **Que pensez-vous de ces niveaux de développement de nouvelles capacités nucléaires ? Selon vous, quelles sont les conditions ou leviers requis pour atteindre les capacités envisagées dans ce mix ?**

Volet B :

Modélisation du fonctionnement du système électrique

Sur la base des orientations sur la construction des trajectoires de consommation et de production, la première étape de l'analyse conduite par RTE consistera à évaluer les besoins complémentaires de flexibilités pour l'équilibre offre-demande (« flexibilités » au sens large, incluant le stockage et la production thermique) ainsi que les besoins d'infrastructures de réseau permettant d'accompagner les transformations du système électrique.

Ce volet de l'analyse, qui constitue le cœur des travaux menés par RTE dans ses études prospectives, nécessite de recourir à des modèles approfondis de fonctionnement du système électrique (en particulier, le modèle *Antares* développé par RTE et disponible en *open source*) et de définir de nombreuses hypothèses complémentaires : évolution du climat (partie 4), perspectives de développement des leviers de flexibilité et caractéristiques associées (partie 5), évolution du système électrique européen (partie 6).

4. Climat : une représentation du climat et de la météo qui évolue pour tenir compte des avancées scientifiques les plus récentes

4.1. L'utilisation de la *Pan-European Climate Database* permet une modélisation plus fine de l'évolution du climat et de ses impacts sur le système électrique

Le système électrique dans son ensemble est sensible à la météo (variations au jour le jour) et au climat (variations naturelles ou d'origine anthropique, sur de plus longues périodes). Cette dépendance au climat concerne à la fois la consommation (dépendance principalement à la température), la production (productible renouvelable et disponibilité des centrales thermiques) et les infrastructures de réseau (sensibilité aux fortes chaleurs et aux inondations notamment).

Les dernières projections du GIEC[13] confirment que le climat va continuer à changer, avec plusieurs futurs possibles en fonction de l'effort de décarbonation mené par l'ensemble des pays. A l'horizon 2050, les projections basées sur les scénarios *Shared Socioeconomic Pathways* (SSP) du GIEC font état de plages d'augmentation de la température moyenne de la surface du globe par rapport à l'ère préindustrielle [1850-1900] allant de 1,2°C à 2,7°C pour le scénario SSP1-2.6 et de 1,8°C à 3,4°C pour le scénario SSP5-8.5. En France, la trajectoire de référence pour l'adaptation au changement climatique (TRACC) définie par les pouvoirs publics au sein du 3e Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC 3) et qui sert de référence pour la planification des actions d'adaptation retient un niveau de réchauffement mondial de 2°C à l'horizon 2050 (par rapport à l'ère préindustrielle) qui correspond à un réchauffement de 2,7°C pour le territoire français.

Dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, RTE avait modélisé pour la première fois les impacts du changement climatique sur la base de données climatiques issues d'un partenariat conclu avec Météo France et réalisé des variantes sur des scénarios de réchauffements plus importants. L'analyse était conduite sur la base des scénarios d'émissions RCP 4.5 et RCP 8.5 du GIEC.

[13] IPCC, *Climate Change 2021 – The Physical Science Basis: Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, 2023

Depuis, des avancées scientifiques et techniques ont conduit à la mise à disposition en accès libre de projections climatiques à partir de modèles climatiques de dernière génération et des derniers scénarios (dits SSP) du GIEC. Pour l'actualisation de l'étude, RTE propose donc d'utiliser la base de référence climat/énergie *Pan-European Climate Database* (PECD) réalisée par le programme européen Copernicus[14] avec la contribution d'ENTSO-E.

Cette proposition répond aux recommandations du Haut Conseil pour le climat et aux exigences définies au sein de la PPE 3 qui charge RTE d'approfondir les impacts du changement climatique sur le système électrique, en s'appuyant sur un spectre large de modèles et de scénarios.

L'utilisation de la dernière version disponible à date de la nouvelle base de données PECD4.2 permet de mieux représenter l'évolution du climat, les incertitudes associées et leurs effets sur le système électrique à travers deux évolutions importantes :

- **une approche « multi-modèle » :** les variables météorologiques projetées de la PECD 4.2 s'appuient sur 6 modèles climatiques[15] à l'état de l'art de la modélisation. Ceci permet de disposer d'une modélisation plus fine et d'un meilleur recul sur l'incertitude liée aux modèles eux-mêmes. En pratique, pour un scénario de changement climatique et un horizon temporel donnés, RTE recourra à l'ensemble des 6 modèles (tandis que la précédente édition de l'étude s'appuyait sur un unique modèle).

- **une représentation plus fine du lien entre les conditions climatiques et les facteurs de charge des différentes technologies de production d'électricité :** l'autre apport de la PECD 4.2 est de fournir une représentation plus fine de la « conversion » des variables météorologiques en facteurs de charge des différentes filières de production. Les facteurs de charge obtenus sont déclinés en fonction des caractéristiques techniques des installations (toitures résidentielles, toitures commerciales avec inclinaison faible, centrales au sol fixes et centrales avec *tracker*, hypothèses de hauteur de moyeu et de puissances spécifiques pour l'éolien, etc.) et de leur localisation sur le territoire (26 zones en France).

Concernant l'hydraulique, les données de la PECD 4.2 sont établies à l'échelle des zones de marché (le plus souvent les pays) et permettre de projeter des apports en eau pour quatre technologies hydrauliques. Faute de données de débit d'eau disponibles à ce jour, RTE propose de recourir aux données d'un projet d'évaluation des impacts du changement climatique sur la ressource en eau en France[16] pour modéliser les possibles évolutions futures de la disponibilité en eau.

---

[14] *cf.* Climate and energy related variables from the Pan-European Climate Database derived from reanalysis and climate projections

[15] Les données historiques vont de 1950 à aujourd'hui et sont mises à jour mensuellement, Elles se basent sur la cinquième génération de réanalyses du Centre européen pour les prévisions météorologiques à moyen termes (ECMWF). Les données sont projetées avec une simulation continue du climat de 2015 à 2100 sur 6 modèles climatiques de génération CMIP6, appliqués aux quatre scénarios d'émissions de gaz à effet de serre (SSP1-2.6, SSP2-4.5, SSP3-7.0 et SSP5-8.5), avec un ajustement des biais calé sur ERA5.

[16] Explore2 : impacts du changement climatique sur la ressource en eau à horizon 2100 | Ministères Aménagement du territoire Transition écologique

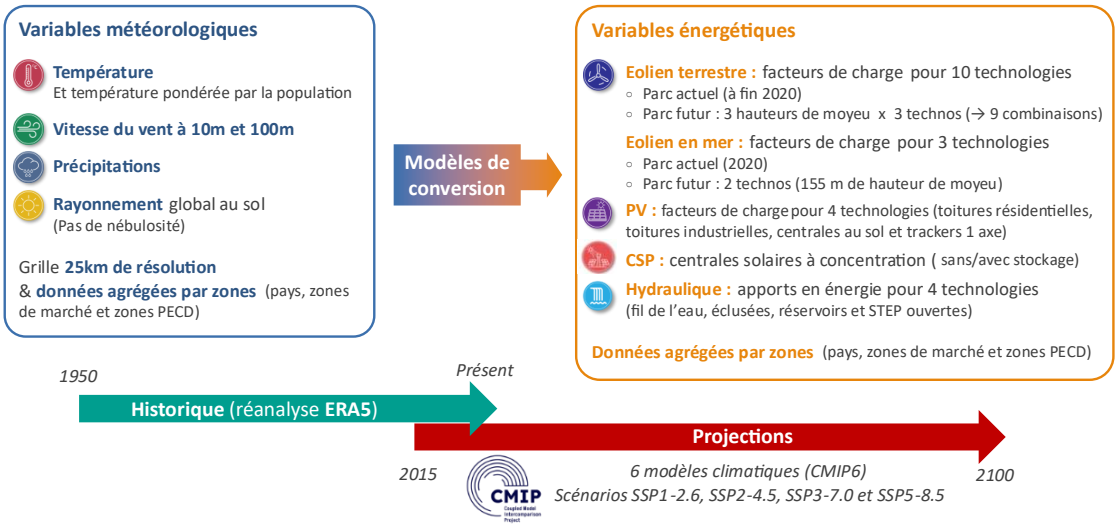


Figure 16 : Description de la base climatique PECD

4.2. RTE propose de fonder la réactualisation de l'étude sur une trajectoire de changement climatique compatible avec la TRACC assortie de variantes

Par souci de cohérence avec les orientations publiques en termes de planification des actions d'adaptation au changement climatique, RTE propose de considérer une trajectoire de changement climatique de référence cohérente avec la trajectoire de référence d'adaptation au changement climatique (TRACC) définie par les pouvoirs publics. **Les trajectoires des modèles de la PECD 4.2 correspondant au scénario d'émission SSP2-4.5[17] constitueraient ainsi les trajectoires de référence de l'étude.**

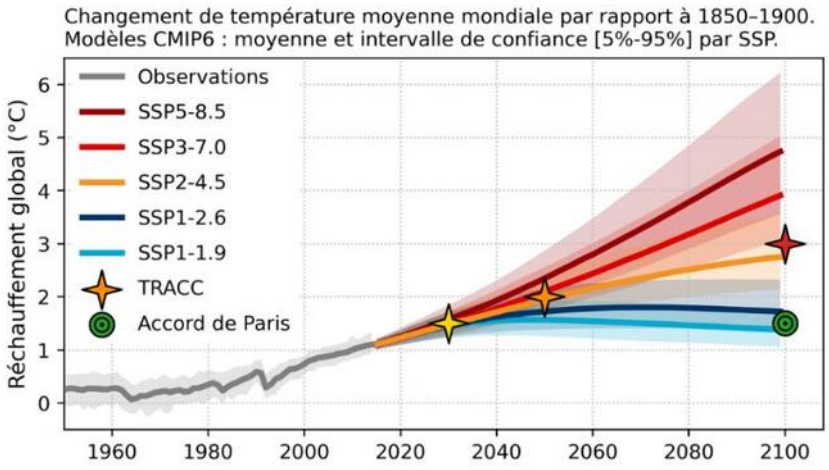


Figure 173 : Données CMIP6 : Fyfe, J.; Fox-Kemper, B.; Kopp, R.; Garner, G. (2021): Summary for Policymakers of the Working Group I Contribution to the IPCC Sixth Assessment - 2021

[17] *Soubeyroux J-M., Dubuisson B., Bernus S., Samacoïts R., Rousset F., Schneider M., Drouin A., Madec T., Tardy M., Corre L. 2024. A quel climat s'adapter en France selon la TRACC ? Meteo-France.*

Au sein du scénario SSP2-4.5, le territoire français est marqué par :

- une diminution modérée du vent moyen, de l'ordre de 0,1 à 0,2 m/s sur la période 2035-2064 par rapport à 1995-2014. Cette baisse moyenne entraînerait une très légère baisse du facteur de charge éolien, à la fois sur terre et en mer. L'impact de cette diminution sur la production éolienne apparaît toutefois mineur comparé à celui de la répartition future entre les différentes technologies ;

- une augmentation modérée du rayonnement moyen, dont l'effet sur la production photovoltaïque est en partie contrebalancé par l'augmentation de la température (qui réduit la performance des panneaux solaires, notamment au-delà de 25°C). *In fine*, ces perspectives conduiraient à une légère augmentation du facteur de charge photovoltaïque.

L'évolution des émissions mondiales fait l'objet d'incertitudes, reflétées par les différents scénarios SSP. RTE propose de réaliser différentes analyses de sensibilité dans le cadre de la réactualisation de l'étude pour évaluer l'impact sur le système électrique d'une dérive plus importante des émissions, notamment en étudiant prioritairement le scénario SSP3-7.0.

4.3. Les impacts des phénomènes climatiques critiques pour le système électrique feront l'objet d'analyses spécifiques

La modélisation du fonctionnement du système électrique prendra en compte l'ensemble des implications de l'évolution du climat et des aléas météorologiques sur le fonctionnement du système électrique : effet du réchauffement climatique sur les besoins de chauffage (à la baisse) et de climatisation (à la hausse), effet de l'évolution de l'hydraulicité sur la production hydraulique et la disponibilité des centrales nucléaires situées en bord de fleuve, etc.

RTE propose par ailleurs de mener des analyses spécifiques sur les situations météorologiques critiques pour le système électrique en prolongeant les analyses déjà menées dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, en se basant sur les nouvelles données de la PECD 4.2 pour caractériser ces situations, leur probabilité d'occurrence et les leviers pour les gérer.

Il est également proposé d'évaluer les implications des modifications du cycle hydrologique et de la temporalité des apports en eau qui pourront modifier la capacité de production hydroélectrique et la disponibilité des centrales nucléaires en bord de fleuve.

Questions 29 : la prise en compte du climat

- **Avez-vous des remarques sur l'utilisation de la PECD comme base climatique ?**

  Que pensez-vous du choix de privilégier le SSP2 4.5 comme référence, et de réaliser des analyses de sensibilité avec le SSP3 7.0 ?
- **Quels phénomènes climatiques extrêmes vous semblerait-il pertinent d'étudier d'un point de vue de l'impact sur le système électrique ?**

5. Flexibilités : une démarche d'évaluation des « bouquets de flexibilités » nécessaires pour assurer le même niveau de sécurité d'approvisionnement dans tous les scénarios

5.1. Une évaluation des flexibilités nécessaires à l'équilibre du système basée sur des considérations économiques, industrielles et sociétales

La construction des différentes configurations de mix de production ne se limite pas à l'adéquation entre la consommation annuelle et la production annuelle d'électricité. Il est nécessaire que l'équilibre entre l'offre d'électricité[18] et la demande d'électricité[19] soit assuré à chaque instant.

Cela signifie qu'en complément des capacités de production nucléaires et renouvelables présentées dans la partie 3.2, des capacités flexibles pour permettre d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant sont intégrées dans la construction des scénarios.

En pratique, le « risque zéro » en matière de sécurité d'approvisionnement en électricité n'est pas atteignable et l'adéquation à chaque instant entre l'offre et la demande d'électricité ne peut être garantie 100% du temps. Le niveau de risque actuellement considéré comme acceptable pour le dimensionnement du système électrique a été défini par les pouvoirs publics à une espérance de « défaillance » (c'est-à-dire de recours aux moyens « post-marché » pour gérer les déséquilibres entre l'offre et la demande) inférieure à trois heures par an et une espérance de recours au délestage de consommation inférieure à deux heures par an. Cela signifie que l'alimentation en électricité est garantie à tout instant, en dehors de ces situations exceptionnelles dont l'occurrence est très limitée dans lesquelles RTE est susceptible d'intervenir par l'activation de moyens de sauvegarde, incluant en dernier recours des délestages de consommateurs de manière ciblée (hors consommateurs sensibles) et tournante.

RTE propose de maintenir l'approche de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* consistant à dimensionner les bouquets de flexibilité dans toutes les configurations de mix étudiées selon un même niveau de sécurité d'approvisionnement effectif pour les consommateurs. Dans la précédente édition de l'étude, le niveau de risque avait été estimé à une espérance de défaillance de d'électricité de l'ordre de 10 GWh/an, soit environ 0,002% de l'actuelle consommation annuelle d'électricité en espérance.

Le rôle respectif des différents leviers de flexibilité pour assurer ce niveau de sécurité d'approvisionnement dépendra de l'adéquation de leurs caractéristiques techniques et de celles des besoins de flexibilité du système électrique mais aussi des coûts et d'autres considérations pouvant déterminer leur déploiement (p.e. acceptabilité).

Les besoins de flexibilité du système électrique ne se caractérisent pas uniquement par un besoin de puissance disponible, mais aussi par l'horizon temporel auquel ils se manifestent et leur prévisibilité (besoin structurel ou dynamique). La précédente édition de l'étude a permis de documenter la contribution des différentes filières de production à la réduction ou à l'augmentation des besoins de flexibilité (par exemple, contribution du photovoltaïque à l'augmentation des besoins de flexibilité

[18] Production + injection des unités de stockage + imports
[19] Consommation intérieure + soutirage des unités de stockage + exports

intra-journaliers et inter-saisonniers, contribution de l'éolien à l'augmentation des besoins intra et inter-hebdomadaires et à la réduction des besoins inter-saisonniers…).

En pratique, la plupart des leviers de flexibilité qui peuvent être déployés sur le système électrique peuvent répondre à des besoins intra-journaliers voir intra-hebdomadaires (flexibilité de la demande, batteries, STEP) mais les solutions de flexibilité permettant de répondre aux besoins sur des horizons plus longs, notamment les besoins inter-saisonniers, sont plus limitées.

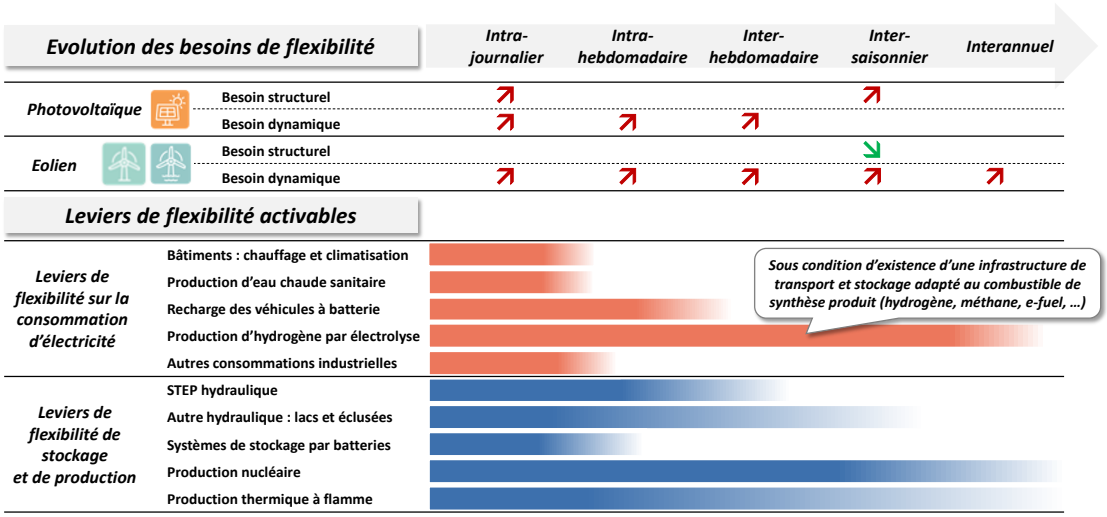


Figure 18 4: Effet qualitatif des productions éoliennes et solaires sur les besoins de flexibilité en France et solutions de flexibilité en fonction des horizons temporels

Pour déterminer le niveau de déploiement de chaque levier de flexibilité, RTE propose de réitérer l'approche utilisée dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*, qui consiste à définir les bouquets de flexibilité par une optimisation économique à l'échelle du système, notamment pour les batteries et les moyens thermiques.

Comme cela a été fait dans la première édition de l'étude, RTE propose de tenir compte d'autres considérations pour définir les bouquets de flexibilités, notamment des considérations sociétales et industrielles pour le déploiement des flexibilités de consommation ou pour les STEP (limites sur le potentiel réellement accessible).

En pratique, RTE propose de considérer que le développement des flexibilités de consommation est principalement déterminé par des considérations sociétales, technologiques et industrielles et de retenir l'hypothèse d'un développement des flexibilités de consommation identique dans tous les mix envisagés, indépendamment des besoins de flexibilités dans chacun d'entre eux. Ce choix permet d'insensibiliser la comparaison des différents mix aux hypothèses de coût des flexibilités de consommation, dont certaines présentent de fortes incertitudes et sont difficiles à objectiver.

Une exception est proposée concernant les effacements industriels ponctuels, car leur développement résulte essentiellement du niveau de rémunération attendu, et les coûts ou les attentes de rémunérations des industriels et opérateurs sont davantage documentés (*cf.* partie 5.2). Il est donc proposé que le niveau de développement des effacements industriels puisse être différencié en fonction des besoins et de la valeur associée.

L'approche basée sur une logique de recherche d'optimum économique intégrant d'autres considérations, permet d'assurer la bonne comparaison des configurations de mix, chaque configuration étant complétée par un mix de flexibilité « optimisé » ou fixé pour certains gisements de flexibilité. En complément, RTE pourrait confronter cet optimum à l'analyse de variantes sur les bouquets de flexibilité, non nécessairement « économiquement optimaux », à l'instar de l'approche mobilisée par RTE dans les derniers Bilans prévisionnels. Ces variantes permettraient d'identifier les effets sur le fonctionnement du système électrique de différents types de bouquets de flexibilité. RTE propose notamment de tester, sur une des configurations de mix, un bouquet de flexibilité intégrant un volume plus important de batteries, dans la mesure où il est observé une dynamique importante de projets de batteries (environ 14 GW en file d'attente à fin 2025 sur le réseau de transport et de distribution). Dans la continuité des analyses menées lors du SDDR 2025 et conformément à la demande formulée par la CRE, cette variante servirait à évaluer l'intérêt que pourrait représenter ces batteries pour la gestion des congestions sur le réseau public de transport.

Question 308 : la méthodologie de détermination des bouquets de flexibilité

- **Avez-vous des remarques sur la méthodologie proposée pour déterminer les bouquets de flexibilité nécessaires aux besoins du système électrique ?**
- **Avez-vous des propositions sur les volumes de batteries pour les bouquets alternatifs de flexibilité ?**

5.2. Les leviers de flexibilité de la consommation : une option en général peu coûteuse mais dont le développement ne dépend pas que de facteurs économiques

La première édition des *Futurs énergétiques 2050* et les études récentes du Bilan prévisionnel ont montré l'intérêt de développer la flexibilité de la consommation d'électricité, à la fois pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement en électricité et optimiser les coûts de fonctionnement du système.

Les flexibilités de consommation peuvent prendre plusieurs formes et reposer sur des schémas de valorisation économique différents. Il peut s'agir d'effacements ponctuels lors des périodes de tension sur le système électrique et/ou de modulation plus structurelle et régulière de la consommation pour placer le plus possible la consommation d'électricité lors des périodes où le système électrique enregistre une production à faible coût variable (et bas-carbone) abondante.

Ces deux types de flexibilité existent déjà en France depuis plusieurs décennies et se sont développées historiquement sous l'effet d'offres tarifaires (tarifs heures pleines/heures creuses, EJP, Tempo) puis sous l'effet de l'ouverture des différents mécanismes de marché à la participation explicite des flexibilités de consommation depuis une dizaine d'années.

En pratique, certains usages sont par nature davantage flexibles que d'autres, dès lors que le service rendu par la consommation d'électricité ou le produit en résultant n'est pas utilisé instantanément ou peut être stocké : production de chaleur, charge de véhicule électrique, production d'hydrogène, etc.

L'électrification des usages offre ainsi de nouvelles opportunités de flexibilité, la flexibilisation d'une grande partie de ces nouveaux usages pouvant naturellement être envisagée.

Sur l'ensemble des leviers de flexibilité de consommation, plusieurs configurations de développement sont proposées, allant d'une hypothèse de faible développement de la flexibilité à une hypothèse très ambitieuse. RTE propose de retenir une hypothèse « médiane », relativement prudente, pour la plupart des analyses sur le système électrique.

Industrie : la croissance des usages de l'électricité dans le secteur industriel permet d'envisager une hausse des gisements d'effacement. La production de chaleur industrielle à partir d'électricité, de l'ordre de 50 TWh en 2050 dans le cas de base peut permettre le développement d'un gisement de flexibilité complémentaire aux effacements ponctuels déjà existants : elle peut ainsi s'accompagner de modulation du soutirage d'électricité grâce à l'inertie thermique naturelle des usages, grâce à des stockages thermiques inertiels ou via l'hybridation avec des équipements pré-existants (ex : chaudière gaz). Ces leviers de flexibilité peuvent contribuer à faire baisser très sensiblement les coûts d'approvisionnement en électricité pour la chaleur industrielle et contribuent à sa compétitivité.

Bâtiments (résidentiels et tertiaires) : la flexibilité associée concerne en premier lieu la plupart des usages thermiques (ECS, chauffage) susceptibles d'être convertis à l'électricité, et qui peuvent s'appuyer sur du stockage de chaleur (pour l'ECS notamment) ou sur l'inertie thermique des bâtiments (pour le chauffage). Sous réserve de préserver le confort des occupants, cette flexibilité pourrait prendre plusieurs formes : effacements ponctuels ou modulation de la consommation, par exemple en préchauffant les bâtiments en heures creuses puis en réduisant la température de consigne. Dans le cas de base, les consommations d'électricité associées atteignent environ 40 TWh pour l'ECS et 85 TWh pour le chauffage, en comptant les consommations directes dans les bâtiments et indirectes (alimentation des réseaux de chaleur par des PAC). Les réseaux de chaleur urbains alimentés par des pompes à chaleur offrent également un potentiel de flexibilité pour le système électrique, grâce à l'inertie des réseaux, la présence éventuelle de stockages de chaleur et/ou la bascule vers d'autres sources de production de chaleur (biomasse et gaz notamment). Le potentiel accessible pour l'ensemble de ces usages thermiques doit néanmoins être précisé.

La flexibilité dans les bâtiments peut aussi porter sur d'autres usages décalables (lavage…), même si les gisements apparaissent plus faibles et moins facilement accessibles car liés aux modes de vie.

Centres de données : les centres de données pourraient représenter un potentiel de flexibilité pour le système électrique en s'appuyant (i) sur la flexibilité des usages (par exemple cryptomonnaies ou entraînement de modèles d'IA, déport des calculs vers d'autres centres de données situés dans d'autres pays…), (ii) sur l'utilisation de l'inertie thermique pour moduler la production de froid destinée au refroidissement et (iii) sur la contribution des générateurs de secours (groupes électrogènes, batteries) aux besoins du système électrique en situation de tension.

Le potentiel de ces options de flexibilité (hors services de gestion de la tension) a été estimé par le GIMELEC[20] entre 0,4 et 3 GW à l'horizon 2035 (pour une hypothèse de consommation de 31 TWh, proche de l'hypothèse de la trajectoire « sans révolution des modes de vie » proposée pour la réactualisation de l'étude).

[20] GIMELEC-Livre-blanc-Flexibilite-energetique-Data-centers-web-page-a-page.pdf

RTE propose de considérer dans la configuration de référence une hypothèse prudente, en considérant que cette flexibilité serait sollicitée de façon très ponctuelle. Les travaux en cours dans le cadre de l'initiative DCFlex pourraient conduire à reconsidérer cette première proposition.

Transports : le pilotage de la recharge des véhicules électriques constitue un gisement très important de flexibilité (de l'ordre de 135 TWh de consommation d'électricité par des véhicules légers ou lourds à batterie en 2050). Le pilotage de la recharge, soit par déclenchement régulier de la recharge lors des heures favorables au système électrique ou par un pilotage plus dynamique peut fortement contribuer à la gestion des variations journalières de production et consommation d'électricité. Dans la configuration médiane, RTE retient un développement des recharges pilotées dont la part atteint 75 % des recharges des véhicules légers et 80 % des recharges des véhicules lourds en 2050.

Le *vehicle-to-grid* peut également constituer un contributeur déterminant aux besoins de flexibilité du système. Compte-tenu du niveau d'incertitudes lors de l'élaboration de la précédente édition de l'étude, l'hypothèse de référence considérée était très prudente (3% des recharges). Depuis, les perspectives technologiques et commerciales se sont précisées avec une généralisation, dans l'offre des constructeurs, des véhicules compatibles sans besoins de bornes spécifiques et des offres de fourniture proposées par les fournisseurs d'électricité. Ces évolutions conduisent RTE à proposer, dans la configuration médiane, une hypothèse de développement plus ambitieuse, avec 15% de recharges de véhicules concernées.

Production d'hydrogène par électrolyse : la production d'hydrogène et de dérivés est susceptible de consommer des quantités importantes d'électricité (environ 100 TWh dans le cas de base en 2050). Compte-tenu de la capacité des électrolyseurs à faire varier leur puissance électrique, la consommation d'électricité pour la production d'hydrogène pourra être flexible à condition d'être adossée à des stockages ou des unités de vaporeformage au gaz maintenues en back-up. En pratique, une flexibilité importante semble principalement conditionnée au développement d'infrastructures de stockage et de réseaux d'hydrogène pour connecter les lieux de production et de consommation avec les stockages, dont la localisation est contrainte.

Dans la précédente édition de l'étude, l'hypothèse de référence consistait à considérer que ~85% de la consommation annuelle d'électrolyse était connectée à des stockages salins permettant une forte flexibilité (avec un facteur de charge de l'ordre de 50%) et que ~15% correspondait à des installations fonctionnant en bande avec des possibilités d'effacement ponctuel lors des périodes de tension du système électrique. Les différentes études sur le sujet publiées depuis lors (étude RTE-Natran, Bilan prévisionnel 2023, étude RTE-Natran-Storengy Auvergne-Rhône-Alpes, etc.) et la concertation menée par RTE sur la flexibilité de l'électrolyse permettent d'affiner les hypothèses concernant la flexibilité de l'électrolyse et leur lien avec les infrastructures hydrogène.

RTE propose dans la configuration médiane de considérer un déploiement d'infrastructures de stockage et de transport d'hydrogène permettant de développer significativement la flexibilité de l'électrolyse avec de l'ordre de 75% de la production d'hydrogène qui serait connectée à des stockages salins. Cette hypothèse suppose que le réseau d'hydrogène ne connecterait pas certaines zones éloignées des stockages salins, notamment dans l'ouest de la France.

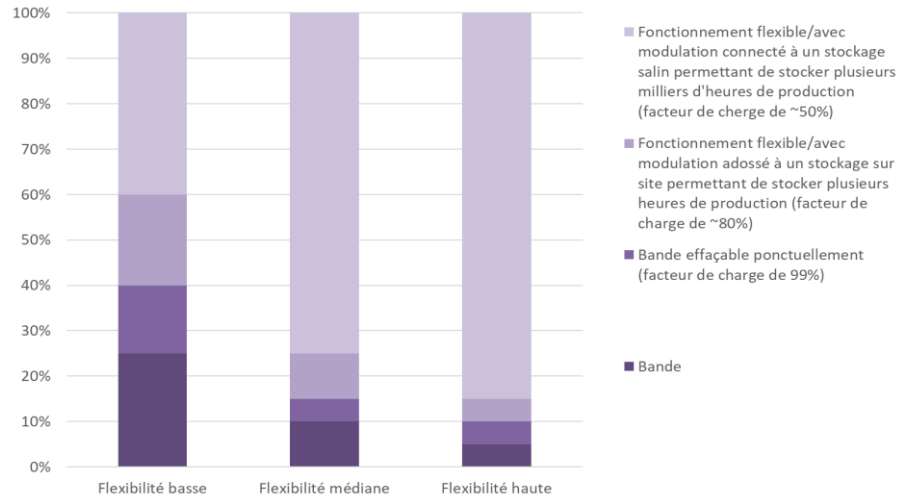


Figure 19 :5 Répartition de la production d'hydrogène par électrolyse selon les modes de fonctionnement des électrolyseurs dans le cadre « sans révolution des modes de vie » en 2050.
Les pourcentages correspondent à des pourcentages de volume d'énergie.

Compte tenu des incertitudes sur la mobilisation des gisements de flexibilité de la demande, différentes variantes ont été testées pour mesurer leur impact sur la sécurité d'approvisionnement et l'optimisation du système.

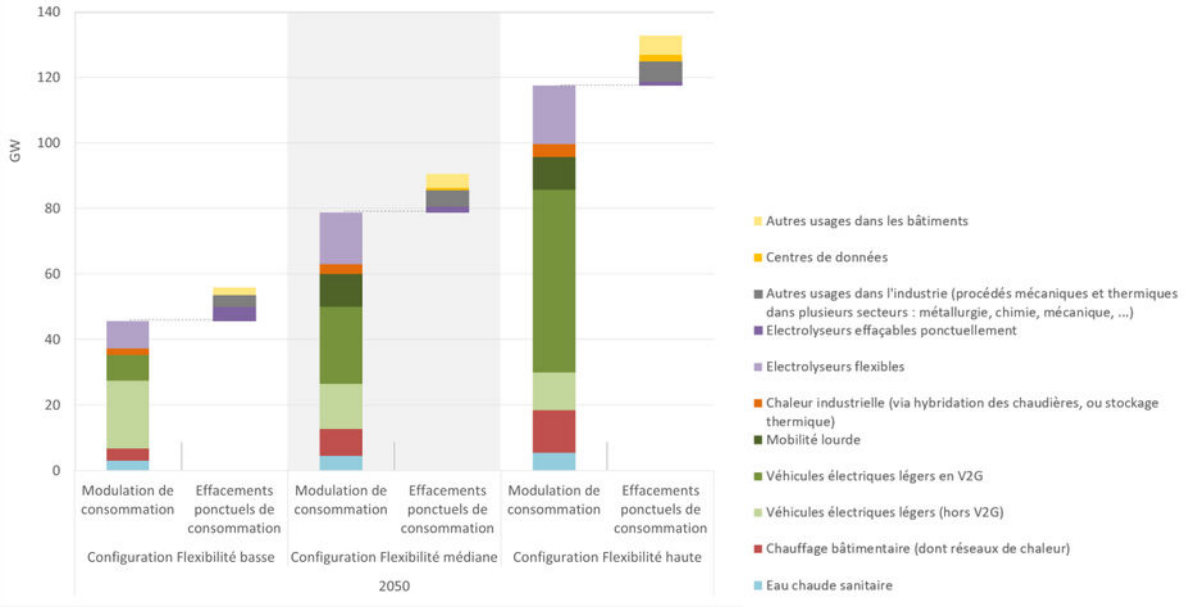


Figure 20 6: Capacités maximales (sur l'ensemble des heures de l'année et en tenant compte des aléas météorologiques) de consommation effaçable ou modulable par usage, de manière non simultanée sur l'année, à l'horizon 2050 dans la trajectoire « sans révolution des modes de vie » et par rapport à une situation sans pilotage

Questions 31 : les flexibilités de la demande :

- **Etes-vous en phase avec les leviers de flexibilité de consommation identifiés et les hypothèses proposées (se référer aux annexes pour des éléments plus détaillés) ?**
- **En particulier, sur la production d'hydrogène par électrolyse, partagez-vous les hypothèses de développement des infrastructures de stockage et d'hydrogène et les facteurs de charge proposés ?**

5.3. Le stockage d'électricité : des perspectives qui ont évolué de manière favorable depuis la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*

5.3.1. Les stations de transfert par pompage (STEP)

Les STEP, réparties sur six sites en France, constituent aujourd'hui le principal moyen de stockage du système électrique français avec une puissance de l'ordre de 5 GW et une capacité de stockage de l'ordre de 100 GWh.

Cette filière concentre un potentiel technique de développement très important mais les différentes contraintes environnementales, d'acceptabilité et de rentabilité économique associées conduit les acteurs de la filière à retenir des perspectives de développement à long-terme plus faibles, de l'ordre de 3 à 4 GW supplémentaires par rapport au parc existant. La précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* retenait ainsi une hypothèse de développement de 3,5 GW de STEP à l'horizon 2050 avec des durées de stock moyennes analogues aux STEP existantes.

Certaines parties prenantes, à l'instar de l'institut TerraWater[21], envisagent des développements beaucoup plus importants (jusqu'à 30 GW et 8 000 GWh de nouvelles installations en réinterrogeant les critères de restriction du potentiel technique total).

RTE propose de conserver l'hypothèse de développement des STEP de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, soit +3,5 GW et une augmentation de +70 GWh de capacité, et de considérer que cette hypothèse est commune à toutes les configurations de mix, quels que soient les besoins de flexibilité. Une variante optimiste du développement des STEP pourra être testée, avec des hypothèses restant à déterminer à l'issue de la consultation.

5.3.2. Le stockage par batterie

La forte baisse des coûts des batteries électro-chimiques stationnaires (BESS) et l'amélioration de leur performance ont conduit à un très fort développement de ce type de stockage dans de nombreux pays ces dernières années. En France, la capacité de batteries stationnaires en service dépasse aujourd'hui 1 GW et continue de progresser régulièrement. Les demandes de raccordement pour des projets de batteries sur le réseau de transport représentent aujourd'hui 14 GW.

RTE propose de reconduire l'approche de la précédente édition de l'étude considérant que le développement des batteries résulte d'un arbitrage économique avec les autres leviers de flexibilité qui peuvent être développés, c'est-à-dire les capacités thermiques principalement. Le niveau de développement dépendra ainsi des mix considérés, comme c'était le cas dans la précédente édition de l'étude (de moins d'1 GW à près de 30 GW en 2050 selon les scénarios).

Le résultat de cette optimisation dépendra des caractéristiques techniques et économiques des batteries (et de la comparaison avec celles d'autres moyens). La modélisation doit ainsi tenir compte de différents paramètres (rendement, dimensionnement en capacité de stockage…).

Le rendement global « complet » des batteries est élevé : de l'ordre de 80 à 85 % (incluant le rendement des cellules, les pertes de conversion et la consommation pour la gestion thermique). Le dimensionnement typique des batteries dépend des services qu'elles sont amenées à rendre. Dans la

[21] Institut TerraWater, *Les STEP au cœur de la transition énergétique*, octobre 2025

précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, RTE retenait un dimensionnement de 1 heure de stock pour la fourniture de réserves et de 4 heures de stock pour des services d'arbitrage infrajournalier (déplacements d'énergie entre périodes de la journée), considéré comme proche de l'optimum économique compte-tenu de la structure de coût des batteries et des besoins du système électrique. L'actualisation des perspectives de coût des batteries (voir partie 8.1) permet d'envisager des caractéristiques différentes, avec des durées de stock potentiellement plus importantes. RTE propose ainsi de tester le développement de systèmes de stockage par batterie avec plusieurs durées de stock.

5.3.3. Les technologies de stockage longue durée

D'autres technologies de stockage existent et permettent d'envisager du stockage sur des plus longues durées, comme les technologies CAES (stockage par compression d'air), LAES (stockage par liquéfaction d'air) ou encore certaines technologies alternatives de batteries (fer-air, « redox flow ») faisant encore l'objet de recherches.

Ces technologies n'avaient été intégrées aux analyses de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050***.** Néanmoins, compte-tenu du potentiel intérêt technique pour les besoins du système électrique de solutions de stockage de plus longue durée que ce que permettent les batteries Li-Ion et compte-tenu du gisement limité pour de nouvelles STEP, ces technologies pourraient présenter un intérêt. Cependant, la maturité technique ou économique de ces technologies est moindre et aucun projet n'est identifié en France aujourd'hui. Les analyses qui avaient été menées dans le cadre de l'étude ADEME/ATEE PEPS5[22], avait montré que ces technologies présentaient un intérêt moindre que les batteries Li-Ion, malgré des durées de stockages potentiellement plus longues. **RTE propose donc de ne pas considérer ces solutions pour assurer le bouclage en flexibilité, mais des analyses de rentabilité pourront être menées pour confirmer l'absence de valeur économique de ces solutions.**

Le *power-to-hydrogen-to-power* constitue aussi une solution de stockage, potentiellement massive et de longue durée si l'hydrogène est stocké en cavité saline. Cette solution est abordée dans la section relative à la production thermique.

Questions 32 : le stockage d'électricité

- **Quel potentiel de STEP hydrauliques (en puissance, capacité de stockage) vous semble-t-il raisonnable de retenir à l'horizon 2050 ? Pour quelles conditions et localisations ?**
- **Avez-vous des remarques sur les hypothèses proposées pour les batteries (rendement de 80-85%, durées de stock de quelques heures…) ?**
- **Voyez-vous d'autres formes de stockage susceptibles de jouer un rôle significatif dans l'équilibrage du système électrique en 2050 (CAES, BESS de longues durées, autres technologies moins matures mais pouvant se développer à moyen terme…) ?**

[22] Etude PEPS5 sur l'intérêt du stockage d'énergie et du power-to-X

5.4. La production thermique : un levier nécessaire pour l'équilibre offre-demande, mais des interrogations sur le combustible à considérer

Les moyens actuels de production thermique à flamme contribuent aujourd'hui aux besoins de flexibilité du système électrique. Ils représentent une capacité installée de l'ordre de 17 GW (hors bioénergies) et une production ayant varié au cours de la dernière décennie entre 20 et 50 TWh par an environ.

Ce parc de production thermique à flamme est amené à évoluer en termes de capacité installée et de fonctionnement. D'une part, l'atteinte de la neutralité carbone suppose que cette production ne s'appuie plus sur l'utilisation de combustibles fossiles (ou que les émissions de CO_2 associées devront être captées et stockées). D'autre part, les capacités actuellement en service auront généralement atteint leur limite durée de vie aux horizons 2040 et 2050.

Pour ces filières, RTE propose de reconduire l'approche de ses précédentes études, qui consiste à considérer que le développement du thermique résulte d'un arbitrage économique avec les autres leviers de flexibilité qui peuvent être développés (les batteries notamment). Il est ainsi amené à varier en fonction du mix considéré.

S'agissant du combustible alimentant ces moyens de production, plusieurs options apparaissent envisageables. Dans la configuration de référence de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, ces moyens de production étaient supposés fonctionner à l'hydrogène, préalablement produit par électrolyse puis stocké. Ce choix permettait d'éviter le recours au biométhane (dont le gisement est limité) ou au e-méthane (qui implique des pertes énergétiques plus importantes que l'hydrogène lors de la production) ou au méthane fossile (qui implique de développer des unités de captage et de stockage).

Le recours à une boucle *power-to-hydrogen-to-power* repose toutefois sur des capacités de stockage qui peuvent être massives. L'adéquation entre les besoins de stockage nécessaires et les gisements de stockage identifiés comme accessibles (de l'ordre de 10 TWh) et la maturité technologique de cette solution apparaissent incertaines. Certaines parties prenantes ont émis des doutes sur la possibilité de recourir à l'hydrogène pour la production thermique d'appoint. RTE propose d'analyser de façon détaillée les prérequis, notamment en termes de capacité de stockage, de cette solution technologique.

En fonction des retours à la consultation et des résultats de simulations, la production thermique pourra éventuellement être envisagée – soit dans l'intégralité des mix envisagés, soit pour les seuls configurations requérant un fonctionnement dépassant les capacités de stockage d'hydrogène envisagées – comme basée partiellement ou totalement sur un recours au biométhane ou au méthane de synthèse. Des variantes seront proposées pour documenter ces enjeux.

Questions 33 : le thermique à flamme

- **Avez-vous des préconisations concernant le choix du combustible à utiliser pour les centrales thermiques ou sur les critères permettant d'opérer ce choix ?**
- **Avec vous des hypothèses à partager concernant les capacités de stockage d'hydrogène (en énergie et en puissance) et qui pourraient conditionner ce choix ?**

6. L'Europe : l'analyse du fonctionnement du système électrique français doit prendre en compte les évolutions à venir sur le système européen

Le système électrique européen est aujourd'hui largement interconnecté. Ces interconnexions permettent d'optimiser le dimensionnement des moyens servant à la sécurité d'approvisionnement (grâce au foisonnement des aléas et à la non-simultanéité des situations de tension à travers l'Europe) ainsi que l'optimisation de la production à chaque instant.

Cette mutualisation et optimisation à l'échelle européenne implique que le fonctionnement du système électrique français dépend des choix réalisés sur les systèmes électriques voisins et des aléas qui les affectent. Le renforcement des interconnexions impulsé par la réglementation européenne et l'évolution des mix de production à l'étranger avec davantage de modes communs (notamment sur le solaire et l'éolien) avec le mix français devraient conduire à une augmentation de l'interdépendance entre les systèmes électriques.

6.1. La neutralité carbone implique une transformation majeure du système électrique européen mais avec des incertitudes fortes

Les analyses menées dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* reposaient sur la modélisation détaillée des évolutions concernant la consommation et la production d'électricité dans 16 pays européens en plus de la France. En pratique, chaque pays est représenté selon les mêmes principes que pour la France : décomposition de la consommation par usages (chauffage et véhicules électrique notamment), modélisation horaire, prise en compte de flexibilités de consommation, représentation des aléas et de leur corrélation avec les aléas en France, etc.

La représentation de référence était basée sur les hypothèses de l'édition 2022 du « *Ten Year Network Development Plan* » de l'ENTSO-E et l'ENTSO-G[23], qui était alors en cours d'élaboration. Des ajustements importants avaient été réalisés pour assurer la cohérence entre les différentes hypothèses et garantir un niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité dans les différents pays cohérent avec les critères et pratiques actuelles des pays. Deux variantes avaient été considérées pour étudier la sensibilité des résultats : un scénario recourant moins à l'électrification (directe et indirecte) et plus aux imports de gaz décarboné, ainsi qu'un scénario avec un niveau de sécurité d'approvisionnement dégradé.

Pour l'actualisation des *Futurs énergétiques 2050*, RTE propose d'enrichir et d'actualiser la représentation de l'évolution des systèmes électriques des autres pays européens.

D'une part, RTE propose d'élargir le périmètre géographique à 35 pays (dont la France). Même si son impact devrait demeurer de second ordre sur les résultats de l'analyse, cet élargissement permettra de mieux représenter le fonctionnement du système électrique européen, mais aussi de faciliter la comparaison avec d'autres scénarios énergétiques sur un périmètre couvrant l'ensemble des pays de l'Union européenne.

[23] *European Network of Transmission System Operators for Electricity,* association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité ; *European Network of Transmission System Operators for Gas,* équivalent de l'ENTSO-E pour les réseaux de transport de gaz

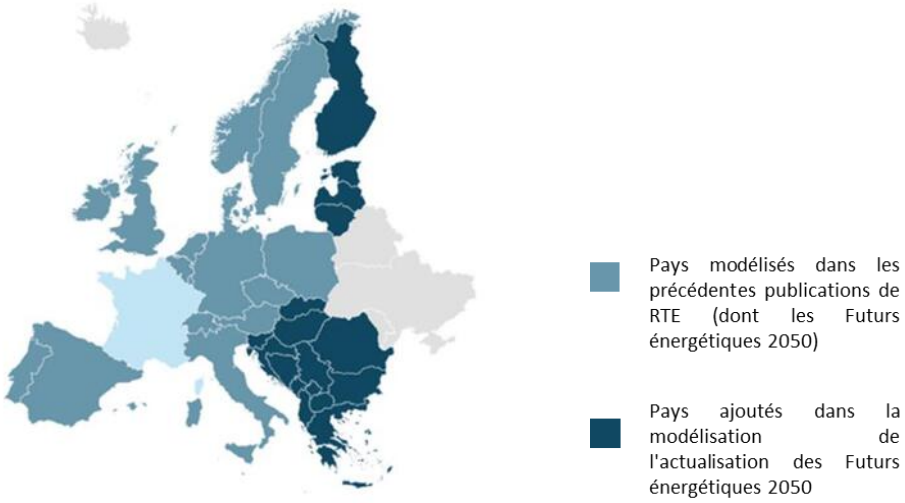


Figure 217 : Carte des pays dont la modélisation est proposée pour l'actualisation des Futurs énergétiques 2050

D'autre part, RTE propose d'actualiser les hypothèses et stratégies pour l'ensemble des pays composant le système électrique européen sur la base des hypothèses collectées par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens dans le cadre de l'élaboration de l'édition 2026 du *« Ten Year Network Development Plan »* (TYNDP)[24], complétées par les études nationales ou européennes les plus récentes (documents programmatiques nationaux, études de gestionnaires de réseaux, analyses d'ONG…).

Dans un scénario de référence européen d'atteinte des objectifs de neutralité climatique, ces nouvelles perspectives conduisent à la fois à une forte hausse des niveaux de demande d'électricité par rapport à aujourd'hui et par rapport à la première édition des *Futurs énergétiques 2050* (+25% à périmètre comparable par rapport à l'exercice précédent, hors électrolyse) et, en conséquence, à un développement plus important de la production bas-carbone (marqué par une relance de la filière nucléaire et des objectifs rehaussés en matière de développement des énergies renouvelables). Elles sont cohérentes avec les évolutions des hypothèses concernant la France depuis la précédente édition de l'étude.

Cette première trajectoire conduit donc à une consommation d'électricité hors électrolyse d'environ 4800 TWh en 2050 pour l'Union européenne (dont la France, contre environ 2600 TWh en 2023), à laquelle s'ajouteraient la consommation d'électricité associée à la production d'hydrogène et de carburants de synthèse qui pourrait représenter de l'ordre de 1300 TWh. Cette dernière hypothèse est très dépendante de la part du besoin en hydrogène et en carburants de synthèse satisfaite par les imports de tels combustibles en provenance d'autres pays ou régions du monde. La consommation d'électricité associée pourrait ainsi s'élever à 2900 TWh dans le cas – très hypothétique – où l'intégralité du besoin européen serait couvert par électrolyse sur le sol européen. Dans cette première trajectoire, la hausse de la production d'électricité nécessaire pour couvrir ces besoins repose essentiellement sur le développement de l'éolien et du photovoltaïque. La production nucléaire se développe, mais reste inférieure à 10 % des besoins d'électricité à l'échelle européenne.

[24] Une première version des hypothèses du TYNDP 2026 a été soumise à la consultation pendant l'été 2025 et est consultable en ligne : https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/

Même s'ils ne sont pas tous directement comparables (du fait de périmètres géographiques différents), d'autres scénarios énergétiques à l'échelle européenne et à l'horizon 2050 projettent tous une hausse massive de la consommation d'électricité (entre +80% et +180% entre aujourd'hui et 2050, électrolyse comprise) et un mix de production reposant de façon très majoritaire sur la production renouvelable (entre 80% et 95% selon les scénarios considérés, hors thermique décarboné).

Sur la base des principales hypothèses issues des premières collectes de données du TYNDP 2026, RTE propose de définir un système électrique européen cohérent, en ajustant certaines hypothèses par rapport aux remontées des GRT dans le cadre du processus TYNDP. Ces ajustements portent notamment sur (i) les capacités renouvelables installées, pour assurer la cohérence entre la consommation et la production d'électricité décarbonée et (ii) les capacités de production thermique d'électricité et de stockage pour assurer un niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité adéquat dans chaque pays (et globalement cohérent avec un critère typique, par exemple un volume d'énergie non distribuée de l'ordre de 0,002% de la consommation pouvant fluctuer en fonction des critères actuels en vigueur).

Afin d'en garantir la comparabilité, RTE propose également de reconduire l'approche de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* consistant à considérer que tous les scénarios de mix en France doivent être analysés avec les mêmes hypothèses concernant le système électrique européen (même consommation, même mix de production et mêmes leviers de flexibilité, même si le niveau de sécurité d'approvisionnement des autres pays européens est lui-même influencé par les choix sur le mix français).

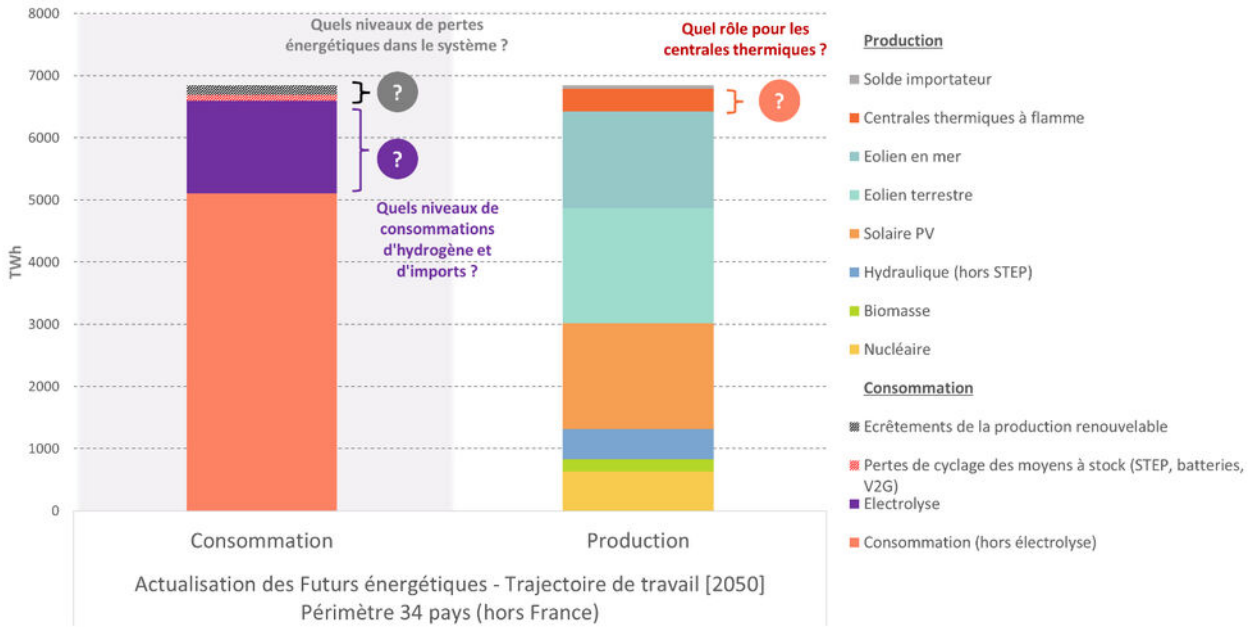


Figure8 22 : Bilan production-consommation électrique européen à l'horizon 2050, issu des premières simulations équilibre offre-demande (hors France) et représentation des principaux questionnements

Pour tenir compte des incertitudes sur l'évolution des systèmes électriques européens et quantifier la sensibilité des résultats techniques et économiques sur le système électrique français aux hypothèses européennes, RTE propose d'analyser *a minima* l'ensemble de variantes ci-après :

- un niveau de sécurité d'approvisionnement dégradé en Europe, conduisant à une contribution plus faible des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement en électricité en France ;
- une part plus faible d'électrolyse à l'échelle européenne, pouvant limiter la flexibilité de la consommation d'électricité ;
- une surabondance de production renouvelable pouvant restreindre les possibilités d'exports de production d'électricité française pilotable ;
- un mix de production d'électricité sensiblement différent, notamment concernant la répartition entre photovoltaïque et éolien, avec un effet sur le foisonnement des productions renouvelables entre la France et ses voisins ;
- une consommation d'électricité plus thermosensible en Europe, sous l'effet d'une plus forte électrification du chauffage et/ou d'un effort d'isolation moindre, qui pourrait augmenter les situations de tension communes entre pays européens et limiter la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement de la France ;
- des hypothèses différenciées sur le combustible utilisé et son coût par les centrales thermiques en Europe, qui conditionneront la valeur des échanges aux interconnexions, voir la disponibilité (si le combustible est contraint en stock, comme pourrait l'être l'hydrogène) ;
- l'atteinte ou non des objectifs de neutralité climatique à l'échelle européenne.

D'autres configurations peuvent être envisagées et des variantes combinant différents paramètres peuvent être considérées. La concertation doit permettre d'identifier les variantes prioritaires.

Questions 349 : les hypothèses sur les systèmes électriques européens :

- **Avez-vous des remarques ou propositions sur la construction des hypothèses concernant les systèmes électriques européens ?**
- **Quelles variantes vous semblent importantes à tester ?**

6.2. Des hypothèses de développement des interconnexions actualisées qui s'appuient sur les orientations et analyses issues du SDDR 2025

La précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* intégrait une trajectoire de référence pour le développement des interconnexions entre la France et les pays voisins conduisant à une capacité d'import de la France de 39 GW (contre 19,5 GW aujourd'hui) et une capacité d'export de 44 GW (contre 23,5 GW aujourd'hui) à l'horizon 2050.

Les analyses de RTE avaient montré qu'il était économiquement pertinent de développer les interconnexions au moins à ce niveau dans tous les scénarios envisagés. Cette trajectoire ne s'appuyait pas uniquement sur des analyses économiques mais tenait également compte des contraintes industrielles et d'acceptabilité.

Les analyses menées depuis dans le cadre du SDDR conduisent à requestionner ce niveau et rythme de développement des interconnexions, notamment du fait des contraintes sur les réseaux internes (notamment en France) pour accueillir de nouvelles capacités d'échange. Au-delà des projets déjà engagés ou prévus avec l'Espagne, l'Irlande, la Belgique et l'Allemagne (qui porteront la capacité

d'import de la France à 25 GW et sa capacité d'export à 30 GW en 2030), le SDDR a identifié des options de développement supplémentaires, mais celles-ci sont conditionnées à la réalisation au préalable de renforcements importants du réseau interne français.

Ces éléments conduisent RTE à proposer de retenir une hypothèse de référence du développement des interconnexions à horizon 2050 plus prudente que l'hypothèse de référence utilisée dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*. RTE propose ainsi de retenir une capacité d'import de la France de 33 GW et une capacité d'export de 38 GW à l'horizon 2050, ce qui correspondrait au développement d'ici à cette échéance de plusieurs projets actuellement en discussion sur les frontières ou les bénéfices les plus élevés ont été identifiés.

L'étude permettra d'évaluer la pertinence économique de chacun de ces projets, ainsi que leurs prérequis, notamment en termes de développement du réseau interne. Ces premières propositions ne préjugent donc pas, à ce stade, de ce que l'ensemble de ces prérequis soient remplis, ni que ces projets seront effectivement maintenus dans la trajectoire de référence.

RTE propose également de tester, dans l'étude, des variantes reposant sur un développement plus élevé ou, à l'inverse, plus limité des capacités d'interconnexion à l'horizon 2050.

Par ailleurs, RTE propose d'ajouter un élément au programme d'étude relatif aux interconnexions pour tenir compte des résultats du SDDR 2025 et d'analyser les frontières sur lesquelles le développement des interconnexions est le plus pertinent sans renforcement supplémentaire du réseau par rapport à la trajectoire de référence proposée dans le SDDR

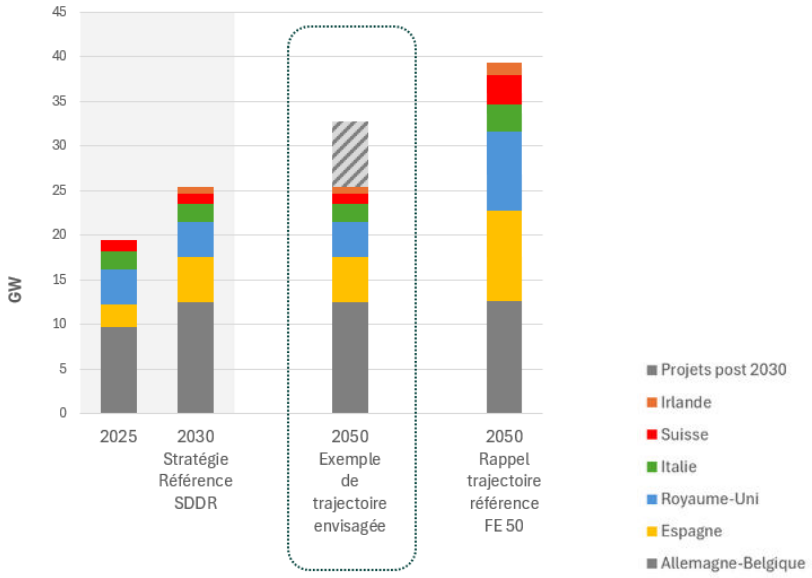


Figure9 23 : Evolution des capacités d'import en France – trajectoire de référence

Question 35 : les hypothèses de développement des interconnexions :

- **Partagez-vous la proposition de RTE de revoir à la baisse les hypothèses de développement des interconnexions pour tenir compte des enseignements du SDDR et des besoins de renforcement préalable du réseau interne français ?**
- **Partagez-vous la proposition de RTE d'analyser les frontières sur lesquelles le développement des interconnexions est le plus pertinent après renforcement du réseau interne ?**

7. Analyse du dimensionnement et du fonctionnement technique du système électrique : RTE propose d'actualiser et d'enrichir les analyses selon les axes d'analyses identifiés dans le rapport RTE-AIE de 2021

Les conséquences des évolutions de la consommation d'électricité et du mix de production sur le fonctionnement technique du système électrique constituent le cœur des analyses prospectives menées par RTE. Dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, l'analyse du fonctionnement technique du système électrique avait été menée sur tous les scénarios de l'étude selon les quatre axes d'analyse définis dans le rapport conduit conjointement par RTE et l'AIE[25] en 2021.

Pour la réactualisation de l'étude, RTE analysera le fonctionnement technique du système électrique pour chacune des trajectoires considérées selon les mêmes axes d'analyses (gestion des épisodes de pointe de consommation, équilibrage et stabilité du système et besoins de réserve, dimensionnement des réseaux), en enrichissant et affinant l'analyse sur la base des enseignements tirés de l'évolution du système électrique au cours des cinq dernières années.

7.1. L'adéquation des ressources et des flexibilités pour garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité

Le parc de production d'électricité et de flexibilité répond aujourd'hui à une exigence de dimensionnement pour garantir un certain niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité, fixé par les pouvoirs publics (*cf. supra*).

Comme dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, RTE propose de bâtir l'ensemble des scénarios étudiés de façon à garantir *par construction* un niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité identique et analogue au critère actuellement en vigueur. Il s'agit ainsi de prévoir le développement de diverses capacités flexibles (batteries, moyens de production thermique, etc.) en complément de la production nucléaire et renouvelable pour assurer le respect du critère défini. En pratique, RTE propose que les scénarios soient construits pour que le niveau de service soit identique

[25] Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050, RTE-IEA, 2021 https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf

(en termes d'énergie desservie) à celui correspondant aujourd'hui à l'application du critère public, ce qui correspond à un volume moyen d'énergie non distribuée de l'ordre de 10 GWh/an[26].
Pour déterminer le niveau de déploiement de chaque levier de flexibilité, RTE propose de réitérer l'approche utilisée dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*, qui consiste à définir les bouquets de flexibilité par une optimisation économique permettant de répondre aux besoins de flexibilité du système électrique à moindre coût en tenant compte des différentes contraintes et coûts de chaque levier. Cependant, comme cela a été fait dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*, RTE propose de considérer que le développement des flexibilités de consommations ne dépend pas que de considérations économiques mais sera en grande partie conditionné par des considérations sociétales et industrielles. Ainsi, en pratique, RTE propose de faire l'hypothèse que le développement des flexibilités de consommation est identique dans toutes les configurations de mix, indépendamment des besoins en flexibilité de chacun des mix. Des variantes sur les hypothèses de flexibilité de consommation mais aussi plus généralement sur les bouquets de flexibilités (y.c. batteries, production thermique), pouvant s'écarter de l'optimum économique, pourront faire l'objet de variantes pour évaluer les implications pour le système électrique.

Même si tous les scénarios auront, par construction, le même niveau de service en termes de sécurité d'approvisionnement, le fonctionnement du système électrique lui-même diffèrera d'un scénario à l'autre (profils de production différents, profondeur et fréquence des configurations de risques pour la sécurité d'approvisionnement, etc.). En complément, RTE conduira des *stress-test* pour évaluer la robustesse du système électrique dans chacune des configurations étudiées à des évènements ou combinaisons d'évènements tels que des vagues de froid sans vent, des canicules, des indisponibilités génériques sur le parc nucléaire, etc.

Les analyses de RTE décriront plus largement le fonctionnement du système électrique en termes d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, y compris dans les situations de forte production bas-carbone dépassant la demande d'électricité. Les besoins en modulation du parc nucléaire et les écrêtements de production renouvelable qui en résultent ainsi que les prérequis et implications techniques associées seront documentés.

7.2. L'équilibrage du système électrique en temps réel et le dimensionnement des réserves opérationnelles

Pour assurer son bon fonctionnement, le système électrique doit disposer de capacités mobilisables dans des délais courts pour équilibrer l'offre et la demande d'électricité lorsque surviennent des aléas en temps réel ou des écarts de prévisions identifiables peu de temps avant le temps réel.

Ces capacités mobilisables sur des échelles de temps allant de plusieurs secondes à plusieurs dizaines de minutes constituent les réserves opérationnelles, dont les volumes requis pour chaque échéance de temps sont déterminés en fonction des aléas de court terme pesant sur l'équilibre du système. Leur dimensionnement a fait l'objet d'évolution au cours des dernières années afin de tenir compte de l'évolution du mix électrique.

[26] L'expression d'un critère en volume d'énergie permet de contrôler le niveau d'énergie non distribuée entre plusieurs configurations de mix pour lesquelles la profondeur des heures de défaillance peut être plus ou moins élevée.

Dans le prolongement de la première édition *Futurs énergétiques 2050*, RTE propose d'actualiser l'évaluation des besoins de réserves en capacités et en caractéristiques techniques, pour les différents types de réserve, dans les différentes trajectoires étudiées. Cette actualisation tiendra compte des travaux en cours avec les autres gestionnaires de réseau de transport européen au sein de l'association ENTSO-E et s'alignera sur les meilleures modélisations disponibles pour représenter les aléas de court-terme affectant les différents moyens de production et la consommation d'électricité.

7.3. La stabilité du système électrique

La stabilité du système électrique se définit comme sa capacité à retrouver un état d'équilibre fonctionnel après une perturbation (par exemple une variation de consommation, une défaillance d'équipement réseau ou un déclenchement d'un groupe de production).

Le développement d'installations (batteries, consommateurs de fortes puissances, lignes à courant continu, photovoltaïque et éolien, etc.) connectées au réseau par des convertisseurs mobilisant de l'électronique de puissance modifie les conditions de « stabilité » du système électrique.

La question du maintien de la stabilité du système en fonction de la part des renouvelables constitue un point central du rapport RTE-AIE précité. Elle fait partie des raisons qui ont poussé RTE à considérer plus risqué, sur le plan de la faisabilité technique, un système électrique dépendant uniquement ou presque des renouvelables, par rapport à un système conservant une part significative de nucléaire.

Ce même rapport a clairement identifié quatre conditions strictes et cumulatives pour assurer le bon fonctionnement d'un système électrique à haute part en énergies renouvelables :

- Disposer des solutions techniques remplaçant la production d'électricité « conventionnelle » (c'est-à-dire les centrales thermiques, nucléaires et hydrauliques qui fonctionnent de manière synchronisée, à la même fréquence, à travers le continent européen) pour assurer la stabilité du système électrique,
- Développer significativement les sources de flexibilité (flexibilité de la demande, flexibilité des installations de production) au sein du système électrique,
- Prévoir des réserves opérationnelles et des modes de gestion du système électrique au quotidien très sensiblement différentes d'aujourd'hui,
- Renforcer les réseaux électriques.

La notion de « stabilité du système électrique », fortement mise en évidence dans le débat public à la suite de la survenue du *black-out* survenu dans la péninsule ibérique le 28 avril 2025, apparaît largement polysémique et peut à la fois désigner la stabilité de la fréquence, la stabilité de la tension, l'inertie du système électrique, le synchronisme des machines tournantes, la gestion des phénomènes de résonnance ou des interactions entre les convertisseurs. Le rapport du panel d'expert mis en place par ENTSO-E pour conduire les travaux d'enquête sur le *black-out* a ainsi identifié dans son rapport final[27] comme cause racine de l'incident un réglage insuffisant de la tension du système électrique en Espagne et l'a précisément distingué des problématiques de manque d'inertie, qui ont été écartées.

Depuis la publication des *Futurs énergétiques 2050* en 2021, les solutions pour gérer la stabilité de systèmes électriques avec une forte proportion de renouvelables ont continué de se développer et de

[27] https://www.entsoe.eu/publications/blackout/28-april-2025-iberian-blackout/

s'industrialiser. C'est par exemple le cas de convertisseurs en « *grid forming*[28] », qui ont été déployés à l'échelle de grands systèmes électriques (en Australie notamment) ou des moyens de gestion de la stabilité de la fréquence avec une forte réactivité (*p.e.* STATCOM).

Pour l'actualisation des *Futurs énergétiques 2050*, RTE analysera et restituera pour l'ensemble des configurations étudiées l'ensemble des phénomènes pouvant affecter la stabilité du système électrique dans ses différentes composantes. L'étude décrira en outre les leviers de gestion nécessaires dans chacune des configurations et intègrera les coûts associés dans la comparaison économique des scénarios.

7.4. Le dimensionnement des réseaux de transport et de distribution d'électricité

Les évolutions de la consommation et du mix de production d'électricité influent directement sur le dimensionnement et l'aménagement des réseaux électriques. Les perspectives d'électrification et de renforcement de la souveraineté du pays passe par un renforcement des réseaux publics. Elles se traduisent par un programme industriel de grande ampleur, comparable à celui engagé par la France entre 1975 et 1990 pour électrifier le pays et développer le parc électronucléaire de seconde génération. Ce programme a été décrit pour le réseau public de transport d'électricité dans le SDDR 2025.

Dans le prolongement des analyses menées dans les *Futurs énergétiques 2050*, dans le SDDR 2025 et dans le *Plan de développement du réseau de distribution* d'Enedis, les besoins d'adaptation des réseaux seront évolués dans les différentes configurations de mix et en intégrant des variantes sur la répartition géographique des moyens. Les analyses concernant les réseaux de distribution s'appuieront sur un travail conjoint avec Enedis d'une part et les autres gestionnaires de réseau de distribution d'autre part.

Ces analyses seront menées en intégrant les principes de dimensionnement du réseau décrits dans le SDDR 2025 (p. ex : dimensionnement optimal du réseau, adaptation du réseau au changement climatique, création d'infrastructures mutualisées pour répondre à plusieurs besoins). Les variantes permettront de mettre en évidence les hypothèses structurantes pour le coût du développement de réseau (p. ex : localisation des futurs parcs éoliens en mer ou des futurs réacteurs nucléaires, choix technologiques, etc.)

Comme pour les *Futurs énergétiques 2050* et le SDDR 2025, les évaluations sur le dimensionnement des réseaux intègreront par ailleurs les besoins de moyens nécessaires au réglage de la tension (condensateurs, selfs…). Le travail tiendra compte du retour d'expérience sur l'évolution des règles relatives au réglage de la tension et à l'évolution effective de la participation des acteurs pour déterminer le niveau de participation au réglage pouvant être apportée par les producteurs, stockeurs et consommateurs.

Le chiffrage des coûts associés au dimensionnement des réseaux sera intégré au chiffrage des coûts complets du système électrique et à l'analyse économique dans chacune des trajectoires étudiées.

[28] Un convertisseur en mode *grid forming* génère ses propres signaux de fréquence et de tension. Cela signifie qu'au lieu de suivre les signaux d'autres installations, le convertisseur de l'installation (production photovoltaïque ou éolienne ou batteries) peut maintenir son fonctionnement et contribuer à la stabilité en cas de perturbation du réseau.

Questions 3610 : cadrage des analyses techniques

- **Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse technique et notamment le cadrage en quatre blocs thématiques (sécurité d'approvisionnement, réserves opérationnelles, stabilité, réseaux) ? Identifiez-vous d'autres problématiques techniques à étudier ?**
- **Avez-vous des remarques ou contributions à partager permettant d'enrichir l'analyse technique des scénarios ?**

Volet C :

Analyses transverses des scénarios

8. Analyse économique : une actualisation de l'évaluation du coût complet à l'échelle du système électrique et de nouvelles analyses sur la compétitivité de l'électricité française et sur le coût de la transition

8.1. L'évaluation des coûts complets du système électrique sera actualisée pour tenir compte des nouvelles hypothèses économiques

L'évaluation et la comparaison du coût du système électrique dans les différents scénarios de mix de production d'électricité avait constitué un élément important de la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*. Ces analyses répondaient à une attente explicite des parties prenantes et de l'Etat pour éclairer les choix à venir sur l'évolution du mix, réaffirmée par la PPE 3 récemment adoptée, qui prévoit que RTE procède « *à une mise à jour des coûts complets du système électrique futur et du coût de production du MWh dans le cadre de ses études prospectives […]* ».

Cette évaluation doit être actualisée pour tenir compte des nouvelles trajectoires de consommation et d'évolution du mix de production ainsi que des évolutions de paramètres économiques sur l'ensemble des composantes du système (coût du nucléaire, des renouvelables et des réseaux…).

8.1.1. Méthodologie : RTE propose de reconduire la méthode d'évaluation en coût complet (production, flexibilités, réseau) et d'enrichir la restitution avec des éléments sur les retombées pour l'économie française et européenne

L'approche utilisée dans les *Futurs énergétiques 2050* repose sur une évaluation des coûts complets du système électrique pour la collectivité, intégrant l'ensemble des composantes de coût du système électrique français : coûts de production, de réseaux, de flexibilité et solde de la balance commerciale des échanges d'électricité.

Pour chaque composante du système électrique, l'ensemble des coûts sont considérés : investissements futurs (y.c. investissements pour la prolongation des équipements), investissements passés restant à amortir[29], coûts de financement, coûts de démantèlement des installations en fin de vie, coûts fixes et variables d'exploitation. La balance commerciale associée aux échanges d'électricité avec les pays voisins est aussi comptabilisée. Les coûts de financement sont basés sur une hypothèse de coût du capital discutée en partie 8.1.3, sur laquelle se base également l'actualisation des dépenses d'investissement passées[30] et futures sur l'ensemble de la durée de vie des équipements afin de restituer un coût complet annualisé.

Les éventuelles externalités associées aux différents choix de mix de production ne sont pas intégrées dans l'évaluation du coût des différents scénarios, compte tenu du très faible degré de consensus quant à leur monétisation[31].

Afin de comparer économiquement les scénarios du point de vue de la collectivité, RTE propose de reconduire l'approche « hors taxes et impôts » retenue pour la précédente édition de l'étude. Cela

[29] Pour le nucléaire, RTE propose de considérer la valeur nette comptable actuelle.
[30] Pour les investissements passés, seule la part restant à amortir est prise en compte.
[31] RTE propose néanmoins des analyses spécifiques sur certaines externalités, notamment dans le cadre des analyses environnementale et sociétale, mais sans procéder à une monétisation de ces externalités.

signifie que les flux redistributifs entre l'Etat et les acteurs du système électrique sont neutralisés en excluant les composantes fiscales des hypothèses de coût, ainsi que le prix des quotas des émissions de CO_2 de la production d'électricité, qui ne sont pas comptabilisés dans les coûts de fonctionnement du système électrique (même s'il intervient dans la préséance économique des moyens de production). De la même façon, le coût du capital considéré est un coût « après impôts ».

L'indicateur de coût complet du système électrique ainsi estimé constitue un indicateur pertinent et consensuel pour éclairer les questions de choix de mix de production d'électricité et de leur compétitivité relative, comme l'a souligné la Cour des comptes[32].

L'analyse économique qui sera menée dans l'actualisation des *Futurs énergétiques 2050* ne se limitera pas à la comparaison des scénarios de mix mais visera aussi à identifier les leviers de réduction du coût complet du système (notamment choix de localisation de la production, choix technologiques au sein de chaque filière, stratégies de développement des réseaux, etc.).

En effet, les récentes évolutions de contexte montrent que le coût de l'énergie et en particulier le coût du système électrique constituera un des éléments clés de compétitivité du pays à l'échelle mondiale et un déterminant direct des stratégies de réindustrialisation, de décarbonation et de souveraineté.

Le débat économique sur les choix relatifs au mix électrique s'étend également aux retombées pour l'économie et l'industrie française/européenne des investissements dans le système électrique (moyens de production, batteries, réseaux, etc.). RTE propose ainsi de restituer une évaluation de la part des dépenses d'investissement réalisée en France et/ou en Europe, sur la base d'hypothèses sur les chaînes d'approvisionnement et de variantes sur la relocalisation de production en France de certains composants, sous réserve de disposer des données détaillées (notamment pour le nucléaire).

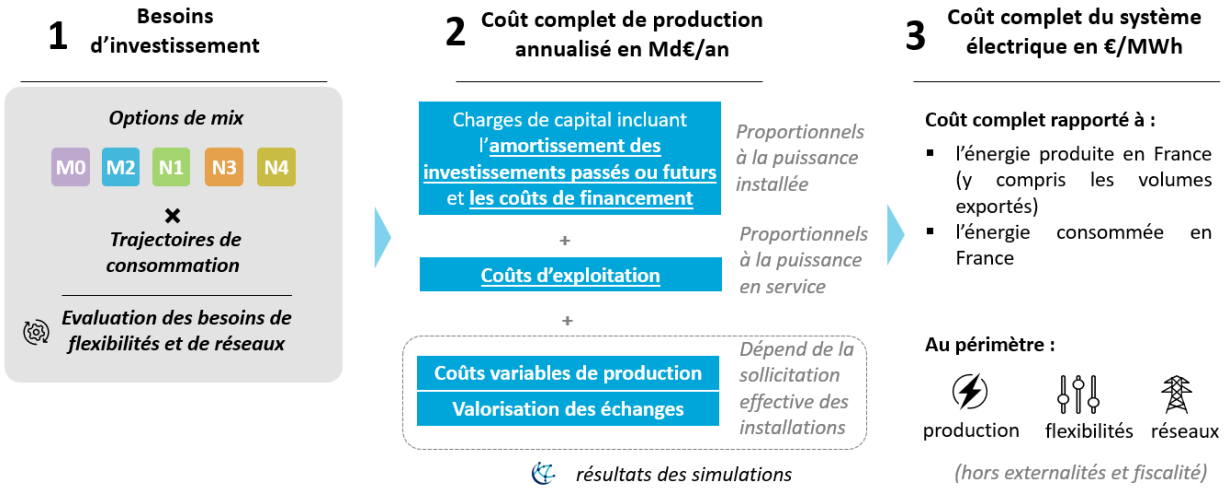


Figure 24 : Méthodologie proposée pour calculer les coûts complets du système électrique

[32] Cour des comptes, L'analyse des coûts du système électrique en France, 2021

8.1.2. RTE mettra à jour les principales hypothèses de coûts des commodités et des technologies, en privilégiant une décomposition fine des postes de coûts

Pour les commodités énergétiques, RTE propose de retenir des hypothèses et sensibilités définies sur la base des principaux benchmarks disponibles (AIE, FMI, Banque mondiale, BloombergNEF, S&P Global, Aurora, Xerfi, Consensus Forecasts, etc.). La proposition vise à représenter deux typologies contrastées de contextes internationaux dans lesquels seront développés les scénarios, s'inscrivant a priori dans un contexte global de transition énergétique et de neutralité carbone en Europe.

Un cadre de stabilisation voire de détente généralisée des tensions internationales, suppose des marchés internationaux opérants et des pouvoirs de marché ne se manifestant que de façon modérée, dans un environnement globalement coopératif, orientant les prix vers leurs niveaux d'équilibre à moyen terme. Cette dynamique, globalement observée jusqu'au début de l'année 2026, a été employée dès le début de l'étude pour les principales trajectoires et scénarios de consommation et de mix de production développés.

Un second cadre de « tensions » envisage la poursuite, voire l'accroissement, des tensions internationales, largement inspiré du cadre de mondialisation contrariée développé dans le Bilan prévisionnel 2023, avec des implications fortes sur les niveaux de prix des commodités. Il vise à décrire des configurations proches de la situation observée sur les marchés énergétiques depuis le déclenchement du conflit en Iran en mars 2026. Ce cadre de prix pourra être mobilisé pour l'analyse spécifique de scénarios de crise ou pour des analyses de sensibilité et tests de résilience.

Les hypothèses quantitatives retenues pour les principales commodités utiles à l'exercice ont été décrites en GT 5 « Économie » et sont présentées en annexe de ce document de consultation, et n'exclut pas la possibilité de réaliser d'autres analyses de sensibilité.

Pour les technologies du système électrique, RTE propose d'actualiser les hypothèses de coût des technologies en se basant sur une décomposition explicite par poste : investissements matériels (équipements électriques, fondations, turbines, …) et non matériels (main d'œuvre pour l'installation, le développement, le démantèlement). Cette structuration en postes distincts permet de construire des hypothèses prospectives sur la base de projections d'évolution pour chacun de ces postes. Les facteurs d'évolutions peuvent ainsi être d'ordre technologique (taille et puissance unitaire des éoliennes, efficacité des panneaux photovoltaïques, standardisation des technologies…), d'ordre réglementaire (études, délais…) ou bien relever d'un choix concernant l'origine du matériel. RTE met en concertation les hypothèses de décomposition des coûts et d'évolution des différentes composantes aux horizons de l'étude (voir annexes).

Pour les énergies renouvelables et les flexibilités, la décomposition s'appuie sur des sources issues de la littérature économique spécialisée (NREL, ADEME, CRE, IRENA, JRC, AIE, Danish Energy Agency, GWEC, Solar Power Europe, Baringa, Aurora, BloombergNEF, BVG associates, BCG, etc.). La littérature décrit notamment une hausse des coûts de développement et d'installation pour le PV, une augmentation du prix des turbines et des tensions sur les chaines de valeur pour l'éolien. Pour les batteries, des progrès technologiques plus forts qu'attendu et de rapides économies d'échelle expliquent la baisse des coûts. Dans l'ensemble, la mise à jour des hypothèses pourrait notamment conduire à réviser à la hausse les hypothèses de référence à horizon 2050 sur les coûts des énergies renouvelables et à la baisse sur le coût des batteries. Des variantes sont aussi considérées.

L'approche pour la production nucléaire (existant et nouveau) sera quant à elle basée sur les données publiques les plus récentes[33] qui ne permettent pas toujours le même niveau de désagrégation.

L'hypothèse portant sur le coût de prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires existants, notamment au-delà de 60 ans, constitue un sujet d'attention particulier. Il n'existe en effet pas d'éléments techniques consolidés sur ce que nécessiteraient de telles prolongations, et sur la base desquels établir des hypothèses de coûts associées. RTE identifie deux options possibles, (i) l'une consistant à considérer normativement que les coûts de prolongation au-delà de 60 ans sont les mêmes que ceux de prolongation de 40 à 60 ans et (ii) l'autre consistant à retenir un coût de prolongation conduisant à un coût du mégawattheure produit par le nucléaire existant après 60 ans analogue au coût des EPR2.

Pour le nouveau nucléaire, RTE propose de retenir comme hypothèse le devis partagé fin 2025 pour le coût des trois premières paires d'EPR2, éventuellement ajusté des dernières informations qui seront communiquées par l'Etat dans le cadre des travaux sur le nouveau nucléaire. Les hypothèses de coûts pour les paires suivantes pourront tenir compte d'un effet de série dont l'ampleur reste à déterminer et qui pourra dépendre du rythme de développement des EPR 2 et du temps nécessaire pour mettre à profit le retour d'expérience sur les premières paires. Pour rappel, dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*, le coût de construction des EPR2 à long-terme baissait de l'ordre de 15% sous un effet de série par rapport aux trois premières paires du programme NNF. Cette hypothèse pourra être réactualisée sur la base des informations transmises par l'Etat et les acteurs dans le cadre de cette concertation et en tenant compte des nouveaux chiffrages pour les EPR2.

La complexité et l'ampleur d'un tel programme industriel le rend sujet à de nombreuses incertitudes : RTE réalisera des sensibilités, comme pour les autres filières, incluant des marges significatives afin d'assurer la robustesse de l'analyse économique.

Concernant le réseau de transport, RTE propose que l'évaluation se base sur les dernières hypothèses de coût des composants mises à jour dans le cadre du SDDR 2025. Concernant le réseau de distribution, dont l'évaluation est portée par Enedis et en lien avec les ELD, les hypothèses les plus à jour, notamment utilisée par Enedis pour l'actualisation 2026 de son Plan de développement du réseau seront considérées.

8.1.3. Le coût moyen pondéré du capital (CMPC) : un paramètre structurant pour le coût complet du système électrique et la comparaison des scénarios

Le CMPC est un élément déterminant pour l'évaluation économique d'infrastructures intensives en capital et à durées de vie longues. Dans le cadre de la concertation de la première édition des *Futurs énergétiques 2050,* ce paramètre avait fait l'objet de nombreux débats autour du niveau devant être retenu mais surtout de la possibilité de le différencier par technologie.

[33] Pour le parc nucléaire existant, *cf.* CRE, *Evaluation des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques pour la période 2026-2028*, 2025. Pour le nouveau nucléaire : devis rendu public par EDF fin 2025 et actuellement audité par l'Etat. RTE prendra en compte les conclusions de cet audit lorsqu'elles seront disponibles. Pour l'aval du cycle du combustible, le chiffrage intègrera, si possible, des éléments du projet « Aval du futur » d'Orano et les nouveaux éléments concernant le projet CIGEO.

Parmi les approches possibles, RTE avait écarté l'utilisation du taux d'actualisation socio-économique car celui-ci s'applique en théorie uniquement à l'évaluation socio-économique des investissements publics (or, une partie importante des investissements dans le système électrique relève du secteur privé), et nécessite d'établir des hypothèses de risque systémique par technologie, pour lesquelles il n'existe aucune valeur de référence pour le nucléaire et les énergies renouvelables.

La méthode utilisée par RTE consiste à utiliser le coût du capital auquel les investisseurs ont accès, en se basant sur les coûts du capital observés pour les projets récents. Ce choix se heurte cependant à une difficulté méthodologique : le CMPC dépend largement du cadre de régulation (mécanisme de sécurisation des revenus, financement public…), qui peut évoluer à long-terme notamment en fonction des objectifs publics. En particulier, le choix d'un CMPC différencié par filière - traduisant une appréciation distincte du risque par les investisseurs selon les caractéristiques intrinsèques des filières (profils de risque différenciés) et selon les mécanismes de soutien et de régulation existants - ou, à l'inverse, d'un CMPC unique pour l'ensemble des filières reste une question complexe.

Dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050*, RTE avait retenu une hypothèse de CPMC unique pour toutes les technologies, afin de neutraliser l'effet sur le coût de financement qui serait associé à des dispositifs de soutien différenciés entre les filières. Les valeurs testées couvraient une fourchette de 1% à 7% avec une référence à 4% (en réel après impôts) et RTE avait réalisé des analyses de sensibilités en différenciant le CPMC selon les technologies.

Depuis la publication de l'étude en 2021, les taux réels sans risque ont évolué à la hausse sous l'effet des politiques monétaires et de la hausse du taux d'emprunt de l'Etat, avec une augmentation de l'ordre de 2 à 3 points supplémentaires. A l'inverse, le cadre de régulation en place pour limiter les risques portés par les acteurs (soutien aux énergies renouvelables, soutien au financement des EPR2) peut conduire à limiter le risque porté par les acteurs privés, et donc leur coût du capital.

Les nombreux débats intervenus lors du premier cycle de concertation pour la réactualisation de l'étude à propos du niveau de coût du capital à considérer et de la différenciation ou non par technologie montrent qu'aucun consensus ne s'est créé depuis 2021. RTE propose de réitérer l'approche retenue pour la première édition de l'étude consistant à réaliser de nombreuses variantes avec CMPC homogène et différencié entre technologie. RTE propose de retenir une fourchette de [2% - 10%] pour le CMPC réel après impôts, avec une valeur de référence de 6%.

8.2. RTE propose de mener une analyse spécifique sur les enjeux du coût de l'électricité pour la compétitivité des industriels

Le prix de l'électricité constitue aujourd'hui un levier important de compétitivité pour certains industriels, et le sera de plus en plus avec l'électrification de l'industrie. Les secteurs de l'aluminium, la sidérurgie ou la chimie sont déjà ou seront très sensibles au coût d'approvisionnement en électricité, et sont fortement exposés à la concurrence internationale (*cf*. analyses du Bilan prévisionnel 2023 sur l'aluminium et sur le coût de l'électrification pour la sidérurgie, la production de chaleur et la production d'hydrogène).

A court terme, les prix bas de l'électricité en France constituent un cadre favorable à la décarbonation de l'industrie et à sa compétitivité. A long terme, l'accès en France à une électricité compétitive dépendra de l'évolution des coûts complets de l'électricité en France, de la répartition du portage des

coûts entre les différents consommateurs, mais aussi de la comparaison avec les coûts de l'électricité dans d'autres régions du monde. En effet, la baisse de coût des capacités renouvelables et du stockage sont susceptibles de permettre à certaines régions du monde de produire de l'électricité renouvelable à un coût très faible grâce à des conditions favorables en matière d'ensoleillement, de régimes de vent et de foncier disponible (Afrique du Nord, Moyen-Orient, Australie…), à même d'attirer le développement d'industries électro-intensives. Les pays situés dans ces régions ambitionnent effectivement de tirer profit de leurs ressources renouvelables pour développer une activité industrielle décarbonée, par exemple sur la production de e-molécules (hydrogène, ammoniac, e-SAF, etc.).

RTE propose de prolonger l'analyse du Bilan prévisionnel 2023 sur les effets du niveau des coûts d'approvisionnement en l'électricité pour les industriels sur la compétitivité internationale de certains secteurs. Il s'agira notamment d'évaluer l'effet sur les coûts de production de certains produits industriels en France, et de les comparer aux coûts des imports, intégrant les coûts de transport et éventuelles taxes applicables (par exemple, mécanisme d'ajustement carbone aux frontières).

8.3. RTE propose d'intégrer un volet portant sur l'analyse économique de la décarbonation des usages

Les questions économiques posées par la transition énergétique ne se limitent pas au périmètre des coûts du système électrique mais portent aussi sur les investissements nécessaires à la décarbonation des usages (efficacité énergétique, électrification, bascule vers d'autres vecteurs bas-carbone…), qui représentent des montants d'une ampleur souvent plus importante.

Dans la continuité des analyses menées pour le Bilan prévisionnel 2023, RTE propose d'apporter des éclairages sur les coûts de la transition énergétique en intégrant autant que possible les différentes composantes de coûts de la transition sur chacun des leviers de décarbonation. Il s'agira *in fine* de pouvoir évaluer le coût d'un système bas-carbone en comparaison du coût d'un système « fossile ».

En pratique, le périmètre de cette évaluation sera limité à la décarbonation des usages énergétiques (et non les autres actions de réduction des émissions nettes, portant sur les pratiques agricoles, la gestion des puits naturels de carbone, etc.) et le périmètre sera limité aux principaux objets pour lesquels des références de données existent : isolation des bâtiments, électrification et efficacité énergétique dans l'industrie, systèmes de chauffage, véhicules électriques (légers et lourds), etc.

Les analyses sur le coût de la transition énergétique porteront essentiellement sur les dépenses d'investissement, qui constituent l'essentiel de l'effort à consentir, mais pourront aussi être présentées en coût complet annualisé, ce qui soulève les mêmes questions relatives aux hypothèses de coût du capital à considérer que celles exposées en partie 8.1.3, en intégrant les dépenses d'exploitation et d'entretien (dans la mesure de la disponibilité d'hypothèses). Les hypothèses relatives aux prix des combustibles fossiles et du CO_2 seront également déterminantes lorsque l'analyse en coût complet du système électrique sera étendue à la transition énergétique dans son ensemble. Ces analyses permettront de comparer les coûts pour la collectivité associés aux différentes trajectoires conditionnant la consommation d'électricité notamment celles restituant un retard sur la décarbonation, certains choix concernant le bouclage énergétique ou des évolutions de modes de vie vers plus de sobriété énergétique.

Dans un contexte budgétaire contraint pour les finances publiques, les ménages et les entreprises, RTE propose de fournir des évaluations sur la somme des investissements nécessaires à la transition énergétique. Des analyses sur l'effort de financement à consentir par les différentes catégories d'acteurs pourront également être menées.

Les travaux proposés sur l'évaluation des coûts de transformation des usages permettront aussi d'actualiser l'évaluation des coûts d'abattement qui avait été réalisée dans la précédente édition des *Futurs énergétiques 2050*. Ces évaluations des coûts d'abattement seront mobilisées, en complément d'autres indicateurs, pour la construction d'une trajectoire de décarbonation retardée intégrant des considérations économiques. (voir partie 2.1).

Questions 3711 : cadrage des analyses économiques

- **Avez-vous des remarques sur la méthodologie d'évaluation du coût complet du système électrique et sur les axes d'approfondissements proposés (décomposition fine des coûts, identification des retombées économiques pour la France, analyse de la compétitivité-coût de l'électricité pour l'industrie, analyse du coût total de la transformation des usages associée à la décarbonation) ?**
- **Que pensez-vous des hypothèses de coûts proposées pour les technologies (y compris décomposition des coûts par composantes et projections d'évolution) ? Quelles hypothèses de répartition et variantes sur l'origine géographique des approvisionnements vous semble à considérer ?**
- **Que pensez-vous des hypothèses proposées en matière de coût du capital ?**
- **Identifiez-vous des leviers de maîtrise des coûts de l'électricité à tester dans l'analyse ?**
- **Pour l'analyse de compétitivité de l'industrie au niveau international, quels sont selon vous les secteurs prioritaires et les régions du monde auxquelles se comparer ?**
- **Pour l'analyse du coût total de la décarbonation, sur quels secteurs et usages faut-il concentrer l'analyse selon vous ? Avez-vous des données sur les coûts unitaires des différentes actions de décarbonation considérées ?**

9. Analyse environnementale : une analyse enrichie à l'occasion de la réactualisation de l'étude

Dans la précédente édition de l'étude, RTE a déjà documenté cinq enjeux environnementaux associés aux différents scénarios étudiés *:* (i) les émissions de gaz à effets de serre directes et en empreinte carbone, (ii) la consommation de ressources minérales, (iii) l'occupation et l'usage des sols, (iv) le volume de déchets et matières radioactives et (v) les émissions de polluants atmosphériques.

Pour éclairer le débat public, notamment dans la perspective de la publication de la future SNBC 3, RTE propose donc de décliner l'analyse environnementale en quatre blocs décrits dans la figure ci-dessous. Ces analyses portent d'une part sur la transition de l'économie française dans son ensemble (1-objectifs climatiques sur les émissions territoriales et l'empreinte carbone, 2-effets induits de la transition sur la biodiversité et la santé) et d'autre part sur les impacts environnementaux du système électrique (3-analyse en cycle de vie, 4-conflits d'usages potentiels sur certaines ressources). En pratique, sept grands ensembles d'indicateurs environnementaux seront ainsi étudiés et évalués : les

cinq enjeux de la précédente étude sont reconduits et approfondis, et deux nouveaux sont développés (les pressions sur la biodiversité et la ressource en eau).

RTE propose de ne pas chercher à restituer un unique indicateur socio-économique par scénario dans la mesure où la « monétisation » de certains indicateurs, notamment ceux relatifs à la biodiversité , constitue un exercice complexe sur lequel il n'existe pas à ce stade de consensus méthodologique. RTE pourra en revanche préciser l'incidence que peut avoir la prise en compte de co-bénéfices sur l'évaluation des coûts d'abattement.

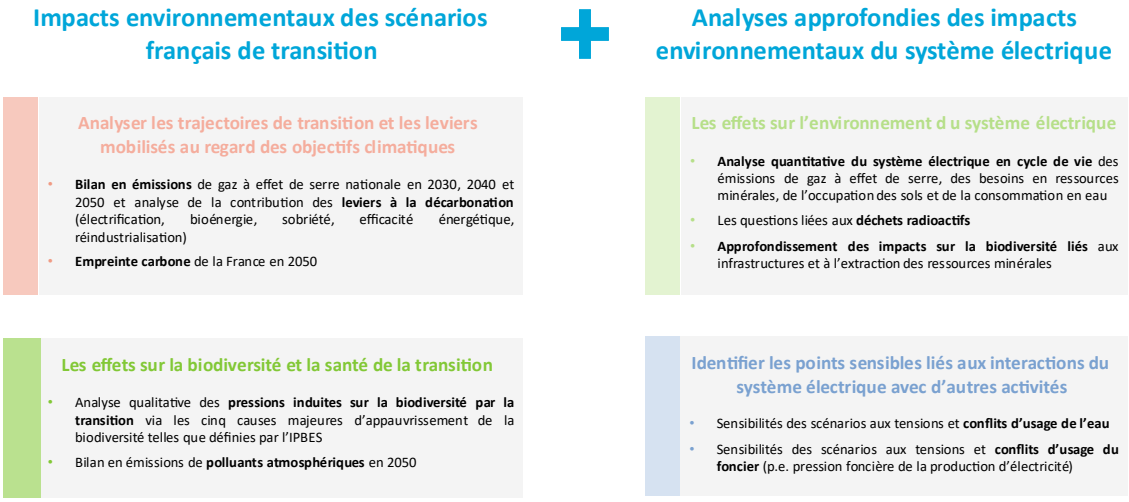


Figure 25 : Périmètre des analyses environnementales dans le cadre des Futurs énergétiques 2050

Le cadre d'analyse et les différents indicateurs envisagés dans l'étude sont présentés dans la suite de cette partie. Les répondants sont invités à adresser leurs remarques sur les méthodes d'analyse et à partager toute donnée utile pour alimenter les analyses environnementales.

9.1. Une analyse globale des scénarios de transition du point de vue des émissions mais également des enjeux de biodiversité et de santé

9.1.1. Les émissions en gaz à effet de serre des scénarios de transition seront évaluées en émissions directes et en empreinte carbone au regard des objectifs climatiques

Le projet de SNBC 3 mis en consultation fin 2025 fixe plusieurs objectifs climatiques : réduire de moitié les émissions territoriales brutes d'ici 2030 par rapport à 1990, atteindre la neutralité carbone en 2050 et réduire l'empreinte carbone de la France (de -71 % à -79 % en 2050 par rapport à 2010).

L'un des volets de l'analyse environnementale des *Futurs énergétiques* consiste à positionner les scénarios par rapport à ces objectifs : en effet, les scénarios pourront ponctuellement s'écarter de la stratégie définie dans le projet de SNBC 3 (par exemple, sur la mobilisation de la sobriété, l'hypothèse de réindustrialisation ou même l'horizon d'atteinte de la neutralité carbone) mais il conviendra d'évaluer les effets associés sur les émissions de gaz à effet de serre nationales (selon la méthode

utilisée par le CITEPA pour l'inventaire national du rapport SECTEN[34]) sur les différents horizons considérés.

De plus, la contribution en volume de réduction d'émissions des différents leviers, dans l'atteinte ou la non-atteinte de ces objectifs, sera également évaluée. Plusieurs familles de leviers peuvent en effet être mobilisées pour réduire les émissions dans les scénarios étudiés dans les *Futurs énergétiques 2050* : électrification directe et indirecte, bioénergies, l'efficacité énergétique, sobriété, etc. La réindustrialisation constitue également un levier pour réduire l'empreinte carbone de la France grâce à un mix énergétique français moins émetteur de gaz à effet de serre que celui d'autres pays.

L'empreinte carbone à horizon 2050 sera également calculée. Celle-ci étant dépendante de la quantité de biens importés et de leur origine, des variantes sur l'évolution de la balance commerciale française et sur le niveau de décarbonation du reste du monde seront réalisées.

9.1.2. Les effets induits par les scénarios de transition, notamment sur la biodiversité et la santé, seront intégrés à l'analyse

De par les transformations de l'appareil productif qu'ils engendrent, les scénarios de décarbonation peuvent également avoir des impacts négatifs sur la biodiversité et la pollution de l'air. Le volet environnemental proposera donc une analyse qualitative des scénarios de transition au travers des leviers de décarbonation mobilisés.

Dans la précédente édition de l'étude, l'analyse des effets de la transformation du système énergétique avait permis de conclure que la décarbonation générait des bénéfices importants pour la santé humaine en réduisant les émissions de particules et de polluants. RTE propose de remettre à jour cette analyse au regard des dernières évolutions réglementaires et des nouveaux scénarios étudiés.

9.2. Les impacts environnementaux du système électrique feront l'objet d'une analyse approfondie

9.2.1. L'analyse environnementale du système électrique sera actualisée par une analyse en cycle de vie et apportera des compléments sur la biodiversité

La réactualisation de l'étude comprendra une analyse quantitative globale des impacts du secteur électrique sur les enjeux climatiques, l'érosion de la biodiversité, les enjeux liés à l'occupation des sols, à la consommation de ressources minérales et d'eau et aux déchets radioactifs.

Analyse de cycle de vie (émissions, ressources minérales, consommation d'eau, surfaces utilisées)

L'étude reposera en premier lieu sur l'analyse des impacts environnementaux du système électrique tout au long du cycle de vie des infrastructures qui le composent (analyse ACV), selon quatre indicateurs : les émissions de gaz à effet de serre et les besoins en ressources minérales, ainsi que les consommations d'eau et les surfaces utilisées sur tout le cycle de vie. Pour cela, les modèles paramétrés en ACV développés dans les *Futurs énergétiques 2050* seront mis à jour et enrichis pour intégrer les paramètres influents sur les consommations d'eau et des sols tout au long du cycle de vie

[34] https://www.citepa.org/donnees-air-climat/methodologie-de-linventaire-ominea/

des infrastructures du système électrique. Ainsi, les facteurs d'émissions et d'intensité matière des infrastructures pourront évoluer en fonction de la mise à jour des modèles et des paramètres retenus, tels que le rendement des modules photovoltaïques ou encore la puissance des éoliennes.

Evaluations quantitatives spécifiques sur l'occupation des sols et les déchets radioactifs

En complément de cette approche en cycle de vie, RTE évaluera les volumes de déchets radioactifs dans les différents scénarios et éclairera les différents enjeux associés, à l'instar de ce qui avait été étudié dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050*. Une évaluation de l'occupation des sols sur le territoire sera aussi réalisée pour quantifier spécifiquement l'artificialisation des terres associée. Une analyse approfondie des types de sols impactés sera proposée.

Evaluation qualitative des incidences du mix électrique sur la biodiversité

Pour enrichir les évaluations quantitatives des impacts du système électrique, des analyses spécifiques sont proposées, sur la base de l'état des connaissances scientifiques, concernant les impacts localisés sur la biodiversité. Ces évaluations s'appuieront sur les réflexions menées au sein d'un groupe de travail réunissant plusieurs acteurs du système électrique entre 2022 et 2025 et portant sur l'évaluation de l'empreinte biodiversité du système électrique. Ces travaux ont notamment mis en évidence le fait que la phase amont de la construction des infrastructures du système électrique (extraction des ressources et fabrication) concentre une part importante des impacts environnementaux préjudiciables à la biodiversité au niveau mondial et que les impacts liés à l'utilisation des infrastructures peuvent être pour certains difficilement quantifiables.

L'analyse des impacts sur la biodiversité étant particulièrement complexe et liée parfois à des enjeux très localisés, l'approche par les pressions, telles que définies par l'IPBES (équivalent du GIEC pour la biodiversité) apparaît plus facilement appréhendable qu'une approche par les impacts directs. RTE propose donc d'évaluer les incidences sur la biodiversité du mix électrique via une analyse en cycle de vie basée sur quatre indicateurs liés aux trois premières pressions sur la biodiversité (émissions de GES, consommation de ressources minérales, d'eau et de surfaces au sol) et une analyse spécifique des impacts documentés dans la littérature scientifique (exemples : impact sur l'avifaune de l'éolien terrestre ; impact sur les écosystèmes des cours d'eau des centrales nucléaires ; pollutions liés à l'extraction minière).

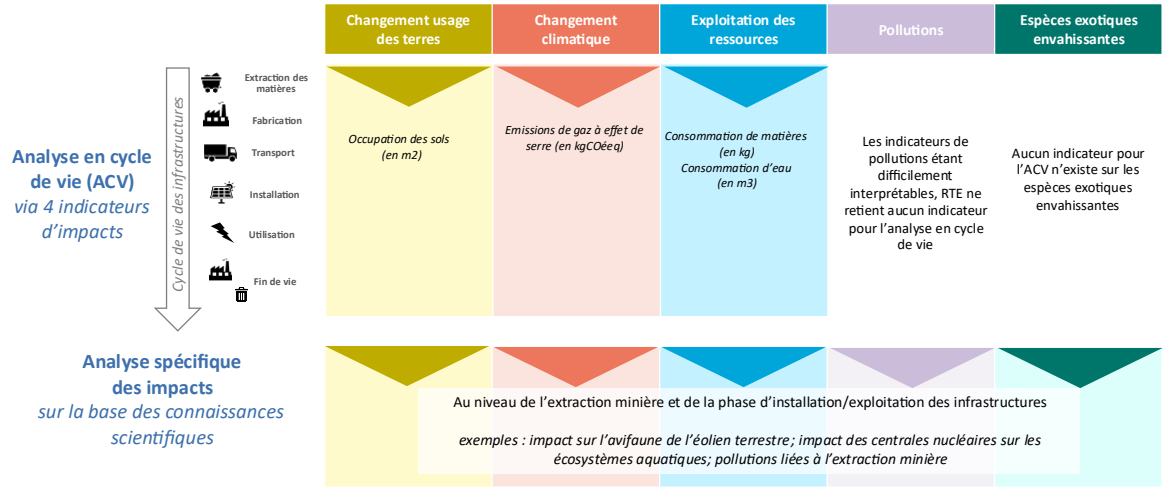


Figure 26 : Périmètre d'analyse en cycle de vie et indicateurs

9.2.2. Certains conflits d'usages, notamment liés à la consommation d'eau et à l'occupation des sols, feront l'objet d'une analyse spécifique pour illustrer les interactions du système électrique avec d'autres activités

A l'issue de la consultation publique relative à la précédente édition de l'étude, de nombreuses parties prenantes avaient souligné l'intérêt d'étudier les potentiels conflits d'usage de l'eau liés à l'évolution des usages et des incidences du réchauffement climatique sur la ressource en eau, en lien avec le fonctionnement du système électrique.

La réactualisation de l'étude comprendra ainsi une analyse qualitative qui s'attachera à identifier les principaux déterminants (tel que le réchauffement climatique) sur la ressource et l'évolution des besoins en eau à l'échelle des bassins versants pour en déduire la sensibilité de la production hydraulique et nucléaire en particulier vis-à-vis de la ressource en eau.

Les politiques publiques et réglementations associées traitant de l'usage des sols ont fortement évolué depuis la précédente édition de l'étude, avec notamment la loi du 20 juillet 2023 pour faciliter la mise en place des objectifs de zéro artificialisation nette (ZAN) dans les territoires et la loi du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (APER) qui vise entre autres à encadrer le développement des installations photovoltaïques au sol.

RTE propose, en complément d'une actualisation de l'analyse de 2021 sur l'impact des parcs photovoltaïques au sol, d'approfondir les enjeux liés aux tensions sur le foncier agricole vis-à-vis des besoins de parcs photovoltaïques dans les scénarios.

Questions 38 : cadrage de l'analyse environnementale

- **Le cadre d'analyse proposé par RTE, se déclinant en 4 grandes thématiques de travail (objectifs de décarbonation, effets induits sur la biodiversité et la santé de la transition, effets sur l'environnement du mix électrique, enjeux liés à l'usage de l'eau et des sols) vous semble-t-il adapté aux enjeux de caractérisation environnementale des scénarios ?**
- **Disposez-vous de données ou éléments à partager pour alimenter les analyses proposées, en particulier sur les effets induits sur la biodiversité et les enjeux liées à la ressource et la demande en eau ?**

10. Analyse sociétale : un volet visant à documenter les conditions de réussite sociétales des différentes trajectoires de sortie des fossiles

La décarbonation du pays implique des transformations structurantes pour la société française. L'acceptation sociétale et politique de ces transformations en constitue une condition de réussite essentielle, au même titre que les considérations relatives au fonctionnement technique du système électrique, au coût de la transition ou aux capacités industrielles nécessaire à la transformation du système énergétique.

L'édition 2021 des *Futurs énergétiques 2050* avait consacré une analyse aux implications sociétales associées aux principales transformations susceptibles d'affecter les modes de vie dans les différents scénarios. L'analyse avait principalement décrit les implications concrètes du développement de la

sobriété énergétique, de la flexibilisation de la consommation d'électricité et du développement des infrastructures de production d'électricité.

Depuis, la question de la désirabilité et l'acceptabilité des efforts à consentir pour la transition énergétique a continué à animer le débat public dans un contexte politique, économique et social plus tendu. Si l'objectif global de transition énergétique et de sortie des énergies fossiles continue de susciter l'adhésion au sein de la population, on constate dans le même temps une fragilisation du consensus politique sur la transition énergétique, une préoccupation plus marquée sur les enjeux de pouvoir d'achat à la suite des crises récentes et de la montée de l'inflation, des contestations locales de projets d'infrastructure, etc.

Dans ce contexte, l'analyse des conditions de réussites sociétales des scénarios de l'étude apparaît encore plus essentielle qu'en 2021.

Les connaissances sur la perception de la transition énergétique ainsi que sur les freins et leviers sociétaux associés à sa mise en œuvre se sont enrichies depuis la première édition de l'étude et permettent d'apprécier plus finement certaines tendances et d'approfondir l'analyse sociétale.

RTE a notamment lancé, en partenariat avec l'institut IPSOS, une enquête d'opinion de grande ampleur[35], régulièrement reconduite, qui a permis d'approfondir l'analyse des évolutions des usages énergétiques des individus, de la perception des enjeux de transition énergétique et des ressorts qui permettent de passer d'une aspiration générale en faveur de la transition énergétique à des actions concrètes. D'autres enquêtes publiées par différents organismes sur des thématiques spécifiques ont aussi contribué à documenter ces enjeux (Engie/IFOP, Enedis, EDF/IPSOS/BVA, ADEME, Médiateur national de l'énergie, etc.). La crise énergétique de 2022-2023 et les appels à la sobriété ont aussi amélioré la connaissance des leviers de sobriété mobilisables et leur adoption par les Français.

Concrètement, RTE propose d'analyser les implications sociétales des différents scénarios proposés pour la réactualisation des *Futurs énergétiques 2050* et de documenter les conditions sociales de mise en œuvre des principales transformations qu'ils impliquent, selon les quatre axes suivants :

- *Le développement de la sobriété énergétique*

La sobriété énergétique constitue un levier important pour faciliter l'atteinte des objectifs climatiques. Ses effets sur la réduction des besoins énergétiques et de certaines émissions de gaz à effet de serre non liées à l'énergie (notamment dans l'agriculture) peuvent être significatifs et limitent ainsi les besoins de développement de production bas-carbone et d'électrification, contribuant à réduire le coût global de développement des infrastructures.

RTE propose de documenter les conditions sociales et les dynamiques collectives associées aux efforts de sobriété envisagés dans les trajectoires étudiées, notamment dans la trajectoire « Forte évolution des modes de vie ». Une attention particulière pourra être portée aux écarts de capacité d'action selon les situations sociales et territoriales.

RTE propose en priorité d'étudier les leviers suivants : augmentation du recours aux transports en commun, modération du trafic aérien, réduction de la taille des logements et des besoins de chauffage

[35] RTE/IPSOS, La disposition des Français à changer leurs modes de vie en faveur de la transition énergétique, 2023

associés, évolution des habitudes de chauffage (réduction de la température dans tout ou partie du logement, etc.). Pour ces leviers, RTE propose de documenter (i) les tendances observées à partir de statistiques publiques, (ii) les perceptions, appétences et intentions déclarées par les Français, et (iii) les facteurs collectifs susceptibles de favoriser ou de freiner leur développement.

Par exemple, pour le recours aux transports en commun, l'analyse proposée vise à décrire l'évolution historique de la part modale, à restituer les possibilités déclarées par les Français de recourir davantage aux transports en commun et à documenter les évolutions collectives en cours ou à venir qui pourraient favoriser leur développement (offre de transport, organisation territoriale, etc.).

- *La décarbonation et l'électrification des usages*

La substitution des usages fossiles actuels vers des solutions bas-carbone, et notamment l'électricité, peut se confronter à différents enjeux sociétaux : niveau d'information sur les solutions proposées, consensus sur leur intérêt pour la transition énergétique, acceptation des contraintes d'usage, maîtrise des impacts économiques, ou encore confiance dans les solutions techniques.

En se concentrant sur certains usages spécifiques (le recours aux véhicules électriques, l'installation de pompes à chaleur et l'isolation des logements), RTE propose de documenter (i) les tendances observées associées à ces transformations, (ii) les perceptions, appétences et intentions déclarées par les Français, et (iii) les facteurs collectifs et les politiques publiques susceptibles de favoriser ou de freiner leur développement.

Par exemple, pour le développement des véhicules électriques, l'analyse proposée visera à documenter la perception de leur pertinence environnementale, le niveau d'information des individus, ainsi que les intentions d'acquisition et les conditions associées.

L'approche proposée pourra conduire à identifier les écarts entre les trajectoires d'atteinte de la neutralité carbone et les dynamiques sociales observées à date, ainsi que les leviers susceptibles de réduire ces écarts.

- *La flexibilité de la consommation d'électricité*

Le développement de la flexibilité des usages de l'électricité, notamment pour les usages concernant les consommateurs particuliers (recharge de véhicules électriques, eau chaude, chauffage, etc.), dépend de facteurs sociaux et de la bonne appropriation des dispositifs proposés.

Les analyses sociétales liées à la flexibilité viseront à documenter : (i) l'évolution des pratiques de pilotage et de décalage des usages pour certains usages (notamment la recharge du véhicule électrique), (ii) les intentions des consommateurs, ainsi que les freins et leviers au développement de cette flexibilité (intérêt économique, facilité ou contrainte d'utilisation, perception de l'intérêt pour le système électrique et pour l'environnement).

- *L'acceptabilité et les conditions de déploiement des infrastructures de production et de transport d'électricité*

L'analyse sociétale proposée pour la réactualisation de l'étude visera enfin à documenter les conditions d'acceptation des différents ouvrages de production et transport d'électricité, ainsi que les facteurs susceptibles d'influencer leur perception par les citoyens, les collectivités et les acteurs économiques. RTE propose notamment de s'intéresser à l'acceptabilité du photovoltaïque (sur

toiture, au sol), de l'éolien terrestre, de l'éolien en mer, du nucléaire ainsi que de nouvelles capacités de production thermique.

L'analyse s'appuiera sur les concertations publiques et les résultats d'enquêtes menées auprès des citoyens et des acteurs territoriaux.

Questions 39 : cadrage des analyses sociétales

- **Partagez-vous l'intérêt d'une analyse sociétale des différentes trajectoires étudiées par RTE ? Etes-vous d'accord avec les quatre axes proposés (la sobriété, les transformations des usages et l'électrification, la flexibilité de la consommation d'électricité et l'acceptabilité des infrastructures de production et transport d'électricité) ?**
- **Avez-vous des remarques quant à l'approche proposée consistant à documenter les implications sociétales des différentes trajectoires et à les rapprocher des tendances constatées et de la perception des citoyens sur désirabilité de ces transformations et de leurs propres intentions ?**

11. Analyse des trajectoires industrielles : RTE propose de documenter les implications industrielles des trajectoires de transition énergétique

L'atteinte des objectifs de décarbonation et de réindustrialisation de l'économie française suppose que les différentes technologies nécessaires à cette transition soient matures et que les filières industrielles correspondantes aient les capacités adéquates pour produire, mettre en service et exploiter les installations nécessaires.

La précédente édition des *Futurs énergétiques 2050* avait apporté de premiers éléments sur les prérequis industriels des différentes configurations de mix de production. Un point d'attention important avait notamment porté, dans le cadre de la concertation, sur les rythmes industriels envisageables pour le développement de nouvelles installations nucléaires et renouvelables. La concertation avait notamment fait émerger la nécessité de prévoir, dans les scénarios « N », une relance progressive de la construction de nouveaux réacteurs selon un rythme d'une paire d'EPR2 tous les 4-5 ans, au moins sur le début de période, pour avoir un rythme crédible sur le plan industriel, cette hypothèse étant assez dimensionnante pour la part du nucléaire dans le mix atteignable en 2050.

Cette analyse ne portait que sur les conditions de réussite du développement de la production d'électricité mais pas sur la décarbonation des usages. Elle doit par ailleurs être précisée sur le plan quantitatif (main d'œuvre, part des capacités industrielles en France, risque de dépendance…).

Au cours des dernières années, RTE a souhaité approfondir ces conditions de réussite industrielle, notamment dans le Bilan prévisionnel 2023 (chapitre *Contexte économique global*) puis dans le SDDR 2025 (description des questions industrielles et des risques et opportunités relatives au plan proposé par RTE, pour différents domaines du réseau : liaisons, postes, contrôle commande). Cette analyse a notamment eu une influence directe sur les trajectoires proposées par RTE pour permettre de maximiser les retombées économiques du programme en France et en Europe.

Le dimensionnement et l'organisation de certaines filières industrielles se situent donc au cœur de l'analyse des trajectoires étudiées au sein de la réactualisation des *Futurs énergétiques 2050*. La question ne se limite pas à l'analyse des « conditions de réussite » industrielles : la transition énergétique constitue aussi une opportunité de développement pour l'économie française, en renforçant sa souveraineté et la perspective de création d'emploi et d'activité économique.

RTE propose ainsi d'enrichir et d'actualiser l'analyse conduites en 2021.

D'une part, il s'agit de documenter les capacités actuelles des différentes filières nécessaires à la transition énergétique, sur l'ensemble de la chaîne de valeur et de comparer ces capacités avec les besoins d'accélération pour tenir les objectifs climatiques, dans les différents scénarios. L'analyse visera à identifier les prérequis industriels des principales technologies associées à ces scénarios : capacités industrielles de la France sur l'ensemble de la chaîne de valeur (accès aux matières premières, fabrication, installation) et disponibilité des ressources humaines et des compétences. RTE propose que l'analyse des rythmes de développement et des chaînes de valeur porte à la fois sur les filières de production et sur les transformations des usages et notamment des équipements nécessaires à l'électrification.

D'autre part, RTE propose d'évaluer les opportunités pour la France, en termes d'amélioration de la souveraineté, de création de valeur et d'emploi en France par les filières contribuant à la transition.

Enfin, RTE propose également de documenter les incertitudes technologiques et les éventuels verrous réglementaires qui peuvent conditionner la réussite industrielle des trajectoires étudiées.

Concrètement, RTE propose de comparer les trajectoires de transition énergétique proposées en partie 2, à travers une grille d'analyse, pour chaque filière d'équipements de la transition énergétique, reposant sur plusieurs indicateurs :

- la capacité industrielle (capacité de la filière sur l'ensemble du cycle, à mettre en service les équipements de la transition énergétique au rythme nécessaire) ;
- le niveau de souveraineté (part de l'activité et des retombées économiques en France et en Europe, les enjeux de relocalisation, de dépendance et de résilience à des chocs géopolitiques) ;
- les emplois et compétences (besoins de compétences, notamment critiques, et nature et volume d'emplois pouvant être créés) ;
- la maturité technologique et industrielle des équipements considérés (notamment TRL).

Ces objectifs et propositions ont été présentés aux parties prenantes lors d'un groupe de travail spécifique portant sur les « trajectoires industrielles ». Les participants ont montré un fort intérêt pour ce volet industriel et ont demandé à élargir le périmètre des filières à analyser en intégrant l'isolation des bâtiments, les carburants de synthèse, les réseaux électriques, les batteries stationnaires, etc.

Les différentes filières dont l'étude est envisagée apparaît dans la figure suivante. RTE souhaite désormais recueillir les avis des parties prenantes sur le périmètre à considérer afin de prioriser les analyses.

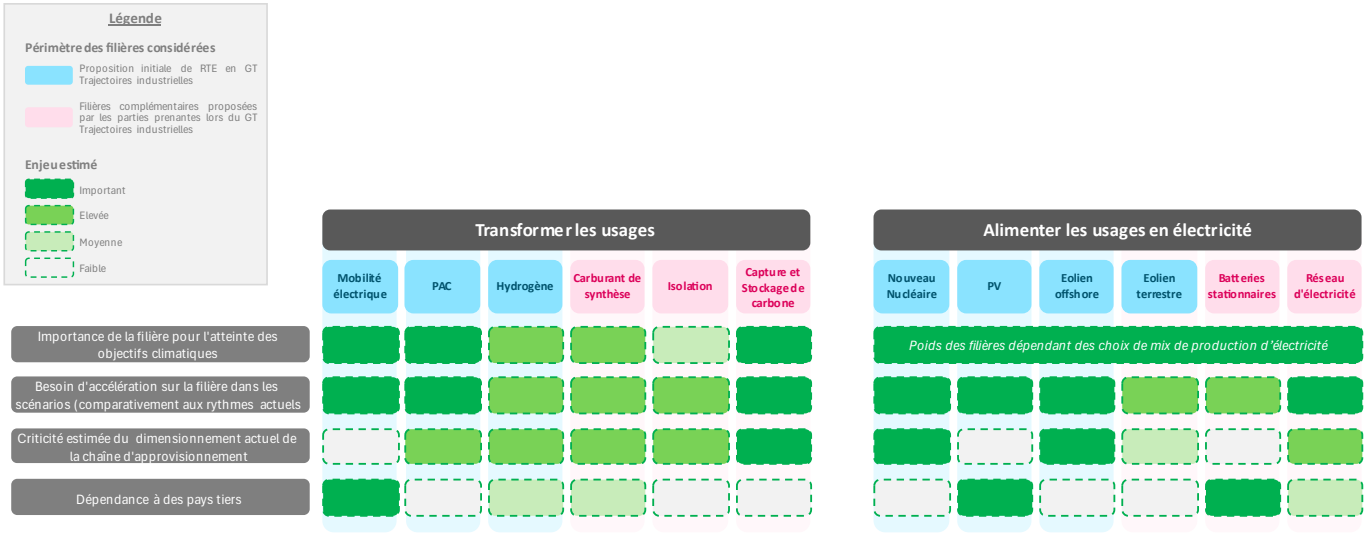


Figure 27 10: Liste des filières industrielles proposées à l'étude par RTE (en bleu) ou par les parties prenantes (en rose)

Questions 40 : les conditions de réussites et opportunités industrielles

- **Partagez-vous l'intérêt d'analyses portant sur implications et opportunités industrielles pour les filières de la transition énergétique ? Selon vous quelles sont les filières sur lesquelles l'analyse devrait porter prioritairement ?**
- **Que pensez-vous des axes d'analyse proposés (capacité industrielle, souveraineté, emplois et compétences, maturité technologique et industrielle, verrous réglementaires) et des types d'indicateurs envisagés. Avez-vous des propositions d'indicateurs concrets qui permettraient de documenter les enjeux ?**

Questions spécifiques pour les acteurs de chacune des filières concernées **:**

- **Quels sont les goulets existants aujourd'hui ou susceptibles d'apparaître au cours des années à venir ? Disposez-vous d'éléments permettant de caractériser la criticité des approvisionnements ?**
- **Quelle est la part de production française et européenne actuelle ? Quelles tendances observez-vous ? De votre point de vue, un renforcement de la souveraineté est-il possible et souhaitable et quelles en seraient les implications ?**
- **Dans votre secteur d'activité/filière, quels sont selon vous les besoins quantitatifs en emploi et compétences en fonction de la capacité de production/installation ? Quelles sont les compétences critiques pour la réussite des trajectoires industrielles ?**
- **Quelles sont les perspectives en termes de maturité technologique qui pourraient limiter le rythme de la transition ou à l'inverse l'accélérer ?**

12. Analyse de résilience : une étude spécifique de configurations dégradées pour évaluer la résilience des scénarios de système électrique

Les contextes et hypothèses considérées pour la construction des trajectoires du système électrique (consommation, production, réseaux) font l'objet de fortes incertitudes. Le cadre d'analyse de RTE tient compte ces incertitudes et évalue leurs implications sur le système électrique. D'une part,

certaines incertitudes qui sont par nature probabilisables comme la météo (température, vent, hydraulicité, etc.) ou l'indisponibilité de moyens de production, sont intégrées dans la simulation du fonctionnement du système électrique. D'autres incertitudes ont déjà fait l'objet de variantes ou de *stress-tests* dans la première édition des *Futurs énergétiques 2050* (évolution du climat et configurations météo spécifiques, évolution des systèmes électriques des pays voisins, évolution des modes de vie, développement de la flexibilité des usages, etc.).

Les crises récentes (Covid, incident générique sur le parc nucléaire, guerre en Ukraine et crise énergétique) ont mis en évidence que le fonctionnement du système électrique et son coût pouvaient être fortement impactés par ce type d'évènement. Le débat public et le premier cycle de concertation conduit par RTE témoignent du fait qu'il est désormais attendu que les différents scénarios d'évolution du système électrique soient analysés sous l'angle de leur résilience à des évènements ou crises.

RTE propose de documenter les implications pour le système électrique associées à différents aléas ou « chocs », dans les différentes trajectoires d'évolution du système électrique et de comparer la résilience des différentes trajectoires. Elles contribueront à alimenter le débat sur l'intérêt de la diversification (sur les leviers de décarbonation à l'aval et/ou le mix de production d'électricité), les options permettant d'accroître la résilience ou le niveau de dimensionnement du système électrique.

RTE propose de centrer l'analyse sur certains chocs présentant des implications potentiellement différenciées entre les trajectoires :

- **Aléa sur la disponibilité du nucléaire :** dans les trajectoires proposées, à l'exception de celle reposant sur une sortie rapide du nucléaire (M0), la production nucléaire représenterait en 2050 une part significative de l'approvisionnement en électricité du pays. Plusieurs aléas peuvent impacter cette production d'électricité : incertitudes sur la possibilité de prolonger effectivement le parc existant, risque de retards sur la construction de nouveaux réacteurs, risque d'incidents génériques (à l'instar des problématiques de ségrégation carbone fin 2016 et de corrosion sous contrainte en 2022) qui peuvent conduire à la mise à l'arrêt simultanée d'une partie du parc.

  RTE propose de tester les implications sur le fonctionnement du système électrique lié à une moindre disponibilité de la production nucléaire qui pourrait résulter de ces différentes incertitudes (avec des hypothèses à définir sur l'ampleur des différents aléas associés).

- **Evènement climatique extrême conduisant à une faible disponibilité de la production renouvelable :** la production renouvelable photovoltaïque et éolienne peut être très faible à certaines périodes coïncidant à de fortes consommation (périodes de grand froid sans vent). Les implications en termes de tension sur l'approvisionnement en électricité seront sensiblement différentes selon les choix relatifs à la décarbonation du chauffage des bâtiments et les trajectoires de production. RTE testera les implications sur la sécurité d'approvisionnement de ces situations dans les différentes trajectoires de consommation et de production.

- **Disponibilité abondante et compétitive d'hydrogène naturel :** la production d'hydrogène par électrolyse pour remplacer l'utilisation actuelle d'hydrogène produit à partir de vaporeformage de méthane (dans la production d'ammoniac/engrais, le raffinage, etc.) ou décarboner de nouveaux usages aujourd'hui basés sur des énergies fossiles (mobilité lourde, sidérurgie) constitue un élément important pour atteindre les objectifs climatiques et conditionne fortement le besoin

d'électricité et le dimensionnement du système électrique. Le besoin d'une production d'hydrogène par électrolyse pourrait potentiellement être remis en cause par un développement d'une production d'hydrogène naturel, aujourd'hui très hypothétique mais qui pourrait être significatif, vu les gisements évoqués dans différentes études. RTE propose de tester les implications d'une telle hypothèse en supposant que le développement massif de l'hydrogène naturel ne serait pas anticipé et conduirait à un surdimensionnement du système électrique susceptible d'en affecter le fonctionnement. Les implications pourraient être différentes selon les trajectoires de mix et la place de l'hydrogène bas-carbone dans les trajectoires de consommation.

- **Difficulté d'approvisionnement en matières critiques (notamment cuivre) :** la transition énergétique va conduire à un accroissement de la demande en ressources minérales (cuivre, lithium, cobalt, nickel, terres rares, etc.), qui sont aujourd'hui pour la plupart importées. L'OFREMI, l'Observatoire français des ressources minérales pour les filières industrielles, estime un déficit entre l'offre et la demande à l'échelle mondiale qui pourrait atteindre, sans stratégie supplémentaire pour optimiser l'usage de la ressource et améliorer l'efficacité du recyclage, 6 Mt en moyenne en 2035, soit 15% de la demande[36]. Dans un contexte où l'extraction et la production de certaines ressources est concentrée dans certains pays, l'accès à ces ressources peut constituer un facteur de risque pour l'atteinte de la transition énergétique. Ceci a conduit la France à se doter d'une stratégie nationale de sécurisation des approvisionnements en métaux critiques.

  RTE propose d'évaluer les besoins en ressources minérales qu'impliquent les différentes trajectoires, d'en déduire le niveau de risque qu'impliquerait des difficultés d'approvisionnement et de documenter les leviers de réduction possible des besoins d'importations (solutions alternatives, recyclage ou production en France). RTE propose de concentrer l'analyse sur les besoins en cuivre qui apparaissent comme déterminants et dont la disponibilité est potentiellement contrainte au niveau mondial.

- **Tension sur les approvisionnements énergétiques mondiaux :** certaines trajectoires de transition énergétique (ex : trajectoire « imports + ») reposent sur des imports importants de molécules bas-carbone (notamment e-SAF) produites dans d'autres régions du monde disposant de potentiels de production d'électricité renouvelable importants et compétitifs. Dans une configuration de relations internationales apaisées, cette stratégie permet *a priori* d'accéder à ces molécules à des coûts plus faibles que ceux d'une production en France. Cette possibilité n'apparaît pas garantie, voire sujette à des risques importants, dans un contexte de recrudescence des tensions géopolitiques et de perturbations des chaînes d'approvisionnements en ressources fossiles (gaz, pétrole).

  RTE propose de tester les implications possibles de tensions sur les approvisionnements énergétiques mondiaux, soit en évaluant le besoin de compensation par de la production en France si des ruptures d'approvisionnement se produisaient, soit en considérant que ces approvisionnements se feraient à des prix transitoirement très élevés.

- **Faible contribution des systèmes électriques voisins à la sécurité d'approvisionnement de la France :** les interconnexions entre les différents pays européens permettent d'optimiser le système électrique à l'échelle européenne et de mutualiser les capacités contribuant à la sécurité

[36] https://www.ofremi.fr/fr/actualite/actualite/situation-du-cuivre-2035-quel-positionnement-de-lofremifr

d'approvisionnement. Le système électrique français est ainsi dimensionné pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement, en tenant compte de la contribution des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement de la France et en intégrant certaines prudences. Leur contribution réelle dépend en pratique de l'évolution des systèmes électriques voisins et peut différer de l'hypothèse initialement envisagée. RTE propose de tester les implications d'une contribution réduite des pays voisins à la sécurité d'approvisionnement de la France.

Ces propositions d'analyse de chocs ne sont pas exhaustives et seront adaptées en fonction du retour des parties prenantes à la consultation publique.

Par ailleurs, RTE s'interroge sur l'opportunité d'évaluer la résilience et les implications pour le système électrique liés à la combinaison de certains chocs. Certains d'entre eux peuvent potentiellement être corrélés (par exemple, des tensions géopolitiques peuvent simultanément affecter différentes chaînes d'approvisionnements) ou survenir de façon concomitante et fortuite (comme lors de la crise énergétique 2022-2023 combinant des tensions sur l'approvisionnement en gaz et un incident générique sur le parc nucléaire français). Des contextes plus globaux de crise ou de chocs combinés pourraient éventuellement étudiés, sous réserve que leur construction puisse être consensuelle.

Questions 41 : L'analyse de la résilience des différents scénarios aux aléas et chocs

- **Avez-vous des propositions sur la méthodologie à adopter pour mener ce type d'analyse de résilience aux chocs ? quelle grille de comparaison de la résilience des différents scénarios proposeriez-vous ?**
- **Que pensez-vous des types de chocs proposés par RTE ? Identifiez-vous des « chocs » qui vous semblent prioritaires à analyser ? Avez-vous des propositions quantitatives sur le dimensionnement de ces chocs ? Pensez-vous utile d'apparier certains chocs pour faire des analyses de crises plus globales ?**