

Consultation publique RTE sur les Futurs énergétiques 2050

Réponse de l'UFE

Cadrage général de l'exercice, hypothèses pour la construction des trajectoires de consommation et des mix de production et méthodologies et données pour les analyses détaillées des scénarios

Partie 1 : Cadrage de l'étude

Question 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 ?

L'UFE souligne que RTE propose les approfondissements suivants :

- L'actualisation des perspectives de consommation énergétique et les besoins en électricité à couvrir : cette actualisation est indispensable étant donné les évolutions réglementaires, du contexte de tension international, de coûts ou encore de disponibilité de la biomasse et des puits carbone ;
- L'identification des leviers pour assurer la compétitivité du système électrique français et favoriser les perspectives d'électrification et de réindustrialisation. Une intention forte doit être donnée à la compétitivité du pays et à l'amélioration du pouvoir d'achat des ménages. **Cette compétitivité dépend de la performance du système électrique dans son ensemble et passe impérativement par la minimisation de son coût total.** Il ne faut en effet pas omettre de prendre en compte les subventions financées par les charges de service public ou par des soutiens indirects, qui passent aujourd'hui en majorité via le budget de l'Etat et non sur la facture des consommateurs ainsi que les coûts complets des actifs qui ne seraient pas couverts par le niveau des prix. L'approche coût complet doit donc être intégrée ;
- L'évaluation de la résilience des scénarios à certains aléas majeurs au niveau mondial afin de vérifier la résilience à des crises économiques, géopolitiques, climatiques. Les aléas étudiés doivent également intégrer les aléas techniques, comme par exemple les risques d'indisponibilité des moyens de production quels qu'ils soient, et ce, au-delà des risques liés au changement climatique (notamment le risque d'avarie générique sur les centrales nucléaires, cf. épisode de corrosion sous contrainte de 2022). L'UFE rappelle l'importance de réaliser des stress test combinant plusieurs aléas (corrosion sous contrainte et sécheresse par exemple à l'instar encore de 2022) ;
- La poursuite de l'évaluation des conditions de robustesse techniques des scénarios. Il sera également intéressant de tester la sensibilité du coût complet du système des différents scénarios en fonction de plusieurs paramètres techniques et financiers : retards de construction à cause de l'absence d'une structuration suffisante de la capacité industrielle en amont ; augmentation exogène des coûts de certains matériaux ; augmentation du coût des combustibles utilisés dans la production d'électricité. **L'UFE est donc particulièrement en ligne avec les propositions de stress-tests faites par RTE ;**
- L'approfondissement de l'analyse de la faisabilité industrielle des scénarios, afin de documenter les éventuels goulets d'étranglement. Cette démarche permettrait de préciser les conditions de mise en œuvre des différents scénarios au regard des trajectoires industrielles. **L'UFE est favorable à l'intégration du volet industriel dans l'actualisation des Futurs Energétiques 2050 (« FE 2050 »).**

L'UFE estime que les approfondissements sont cohérents et est en phase avec les propositions de RTE de reprendre les volets d'étude déjà considérés dans les FE 2050, à savoir les aspects techniques, économiques, environnementaux et sociétaux.

RTE propose également pour cette nouvelle édition une analyse des enjeux industriels. **Ce volet, extrêmement important pour évaluer la capacité à faire, sera un point de sortie dimensionnant de ce nouvel exercice et permettra d'éclairer la puissance publique dans ses orientations futures.**

Enfin, l'UFE propose que les FE 2050 permettent d'avoir une vision en accord avec la publication récente du Bilan Prévisionnel 2025 qui permettra de projeter les évolutions du système électrique jusqu'en 2035.

Partie 2 : Trajectoires de consommation et production

Question 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 ?

RTE propose d'étudier différents horizons pour l'actualisation des FE 2050 :

- Horizon 2040, en lien avec les objectifs intermédiaires en cours de discussion au niveau européen ;
- Horizon 2050, horizon cible d'atteinte de la neutralité carbone ;
- Horizon 2060 et au-delà : horizon à définir en fonction des hypothèses de fermeture des tranches nucléaires existantes.

L'UFE est en accord avec l'étude de ces 3 horizons. Concernant l'horizon 2040, l'UFE estime que l'efficacité de l'objectif de réduction des GES de 90% par rapport à 1990 dépendra entièrement de la capacité de l'Europe à le mettre en œuvre. L'UFE soutient l'objectif proposé de réduction nette de 90 % des émissions de GES, à condition qu'il repose sur une analyse sectorielle solide et s'accompagne d'un cadre favorable.

L'horizon 2050 est l'horizon phare de cet exercice puisqu'il cherche à éclairer les chemins possibles pour atteindre la neutralité carbone à cet horizon.

Concernant l'horizon 2060 et au-delà, l'UFE souligne que celui-ci doit être traité de façon à distinguer les tendances entre 2050 et 2060, selon les différents volets d'étude identifiés.

Concernant la consommation, pour les scénarios normatifs d'atteinte de neutralité carbone en 2050, celle-ci devrait plutôt stagner au-delà de 2050, l'objectif de neutralité étant atteint par construction. Pour le scénario d'atteinte partielle, se projeter à l'horizon 2060 pourra permettre de quantifier le retard de l'atteinte des objectifs.

D'un point de vue méthodologique, les trois horizons devront être analysés de façon cohérente entre eux, avec une analyse en trajectoire des différents scénarios proposés.

S'agissant de l'évolution des modes de vie, ce levier pose autant de questions sur notre situation actuelle que future. Après la crise énergétique de 2022, on a pu constater de larges baisses de consommation d'électricité et de gaz qui, trois ans après, persistent. **L'UFE estime qu'il est important de distinguer deux dimensions :**

- La sobriété subie par les ménages qui peut aussi bien s'accroître que se résorber selon les politiques nationales mises en place et le prix des énergies ;
- Et la sobriété choisie qui nécessite un projet sociétal. Le niveau envisagé par RTE pourrait promouvoir ce type de projet mais cela nécessite une explicitation de l'évolution du mode de vie des Français et son lien à l'économie et à la politique.

Par conséquent, l'UFE propose que le scénario « neutralité carbone sans révolution des modes de vie » soit le scénario central.

Question 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 ?

RTE propose plusieurs scénarios d'atteinte de neutralité carbone à horizon 2050 et un scénario d'atteinte partielle. L'UFE partage cette approche.

Les premiers scénarios permettent d'explorer plusieurs configurations possibles de décarbonation du système énergétique. Ils doivent permettre d'éclairer les décideurs sur les options sans regrets et sur les échéances à ne pas dépasser ainsi que des choix à faire si l'on veut atteindre cet objectif de neutralité. Les scénarios doivent également prendre en compte des situations réalistes, notamment en vue de la conjoncture actuelle. **S'agissant d'un exercice prospectif, l'UFE estime qu'il est important de pouvoir étudier l'ensemble des scénarios imaginables, même si certains s'avèrent moins réalistes que d'autres, et ce en particulier dans un contexte de forte incertitude sur l'avenir.** L'UFE souligne qu'à un horizon aussi lointain, il est complexe d'inclure des éléments conjoncturels dans l'exercice de projection.

Le scénario présentant un retard dans l'atteinte de la neutralité carbone peut être éclairant, en particulier dans un contexte de contraintes budgétaires pour l'Etat, et de volonté politique qui pourrait se réorienter au profit de la compétitivité industrielle. **Toutefois, l'UFE souligne qu'il ne faudrait pas que ce scénario soit vu comme un scénario de renoncement aux objectifs climatiques.** Il devrait tout de même avoir lieu dans un monde de décarbonation profonde et **mettre en évidence les impacts de la non-atteinte de la neutralité carbone** (selon les différents volets d'analyse).

L'UFE considère que l'appréciation des approches « retard centré » et « retard normatif » gagnerait à être éclairée par un approfondissement de l'intégration des coûts socio-économiques de la décarbonation, et recommande que la prochaine édition des Futurs énergétiques 2050 intègre de manière plus explicite :

- Une valorisation robuste du coût sociétal du CO₂, en cohérence avec les références économiques disponibles (notamment le rapport Quinet de France Stratégie) ;
- Des courbes de coûts marginaux d'abattement par secteur et par technologie (représentant les coûts par tonne de CO₂ évitée).

Une telle approche permettrait d'objectiver les arbitrages entre secteurs, d'identifier les séquences de décarbonation les plus efficaces, et de renforcer la cohérence avec les cadres européens de tarification du carbone et d'intégration des externalités climatiques.

RTE distingue deux méthodes de construction : fondée sur les coûts d'abattement ou par retard généralisé. De manière générale, l'UFE considère que les coûts d'abattement sont une bonne métrique théorique pour prioriser les actions de décarbonation par coût-efficience : ils permettent de les hiérarchiser en privilégiant dès aujourd'hui les interventions peu coûteuses et à fort impact, tout en préparant le terrain pour que des technologies plus onéreuses, mais indispensables, puissent se généraliser au cours des prochaines décennies. L'UFE considère cependant que la proposition de RTE de « centrer le retard sur les actions de décarbonation les plus coûteuses en matière de coûts d'abattement » se heurte en pratique (i) à la forte incertitude sur le coût des technologies à long terme, qui rend la scénarisation compliquée et (ii) au fait que ces actions les plus coûteuses, si elles peuvent être un peu retardées en lien avec le narratif de ce scénario, ne doivent néanmoins pas être lancées trop tardivement afin de :

- s'assurer de l'atteinte de la neutralité carbone sans un effet falaise sur les derniers volumes GES ;
- s'assurer que les technologies de décarbonation aient une courbe d'apprentissage cohérente pour permettre leur adoption à terme par les secteurs concernés ;
- s'assurer que certains actifs industriels actuellement en fin de vie ne soient pas remplacés par des actifs fossiles à longue durée de vie (ce qui décalerait d'autant l'atteinte de la neutralité carbone par effet de lock-in).

Les actions réelles ne suivront pas exactement la priorisation déduite de l'approche fondée sur les coûts d'abattement et on peut supposer, dans un scénario traduisant un retard à la décarbonation, que l'ensemble des actions prendra du retard, certaines plus fortement que d'autres, pour des raisons et des freins pas seulement économiques. Dans un souci de simplicité et de clarté du narratif, l'UFE propose donc de construire ce scénario sur la base d'un retard généralisé. RTE pourra toutefois raffiner en accentuant davantage le retard sur les actions de décarbonation les plus coûteuses.

Concernant la réalisation de ce scénario, l'UFE n'est pas favorable à l'utilisation du scénario de décarbonation lente du BP 2025 pour l'horizon 2025-2035 si celui-ci se traduit post-2035 par une accélération trop importante de la décarbonation ensuite. Un scénario cohérent et réaliste serait d'avoir un retard structurel et homogène dans le temps. Pour l'amplitude quantitative du retard, un scénario de décalage de 10 ans des cibles de moyen-long terme pourrait être une bonne référence.

L'UFE suggère d'utiliser le cadre macro-économique médian pour ce scénario pour diverses raisons :

- Il n'y a pas nécessairement un lien entre le retard à l'électrification et la macroéconomie. Les causes du retard à l'électrification que l'on observe actuellement sont plus diverses ;
- Du point de vue méthodologique, cela facilitera la comparaison avec le scénario central ;
- En tout état de cause, il ne faudrait pas associer ce scénario avec un scénario macroéconomique haut (certains retards à la décarbonation provenant des contraintes financières, qui peuvent être liées à une conjoncture macroéconomique dégradée).

Question 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 ?

Concernant les différentes configurations de bouclage, l'UFE souligne qu'il semble logique de vouloir prendre en compte la disponibilité des ressources primaires pour disposer des capacités nécessaires aux différents leviers de décarbonation, en particulier ceux qui sont gourmands en matière première. Il nous semble nécessaire de mieux expliciter les arbitrages réalisés entre secteurs.

Les premières propositions de RTE semblent cohérentes. **L'UFE souhaite cependant alerter sur la possible incohérence de certaines combinaisons.** La configuration « Imports+ » semble plus difficilement conciliable avec les cadres socio-économiques de sobriété ou de réindustrialisation. En effet, ces deux cadres socio-économiques sont plutôt cohérents avec une volonté d'autosuffisance (sobriété à l'image du scénario S1 de l'ADEME). Par ailleurs, l'UFE questionne la configuration « Exports+ » dans le cadre d'un scénario de sobriété car cette configuration impliquerait des surinvestissements en France dans un

contexte où l'objectif est de limiter l'utilisation des ressources. A l'inverse, l'UFE note que cette configuration s'inscrit plutôt bien dans un scénario de réindustrialisation.

La configuration parmi celles proposées (mais non présentée) qui pourrait poser question est celle de « CCS+ ». Celle-ci repose sur un recours plus important à la capture et séquestration de carbone permettant un maintien partiel du recours aux énergies fossiles. Un des objectifs affichés de cette actualisation des FE 2050 étant la sortie des énergies fossiles, il est nécessaire de mieux justifier cette variante : accès facilité au gisement mer du Nord, meilleure acceptabilité, coûts limités, Cette configuration sera préférentiellement à utiliser dans le scénario d'atteinte partielle des objectifs de décarbonation. En outre, dans sa dimension de consommation assumée de ressources fossiles, cette configuration semble incompatible avec le cadre socio-économique sobriété.

Question 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 ?

L'UFE invite RTE à mieux expliciter les hypothèses sous-tendant les travaux relatifs à la disponibilité biomasse et en particulier à documenter le recours aux travaux GIS/ADEME. Ce groupe de travail réunit l'ensemble des acteurs pour établir un constat commun sur le gisement de biomasse à différents horizons, il approfondie ses premiers travaux sur le gisement disponible actuellement et complète par une vision prospective. La vision multi énergies permet d'obtenir comme indicateur le pourcentage d'électrification de chaque secteur qui pourrait être un futur repère pour les politiques publiques.

Ce gisement étant limité, l'UFE indique ici sa vision de la hiérarchisation de la biomasse selon les catégorisations proposées par la PPE :

- Les usages à considérer en priorité : alimentation humaine, alimentation animale, puits de carbone, fertilité des sols, la production de chaleur haute température dans l'industrie, réseau de chaleur, engins lourds de chantier, et la production d'électricité dans les ZNI dont l'Outre-mer ;
- Les usages à développer raisonnablement et sous conditions : trafic aérien, routes maritimes, et la production d'électricité en métropole pour la pointe (besoin faible) ;
- Les usages dont le développement est à modérer compte tenu de l'existence d'alternatives : tout type d'usage dans les bâtiments (chauffage, cuisson), transports lourds et légers, et la production de chaleur basse température dans l'industrie.

Concernant la biomasse agricole, l'électrification progressive du parc automobile devrait conduire à moyen et long terme à une baisse progressive de la demande de biomasse liquide du transport routier (~40 TWhEF à date), ressource qui pourra être en partie réorientée vers de nouveaux usages tels que la production d'électricité dans les ZNI et en métropole pour la pointe.

Concernant la biomasse gazeuse, le développement de la méthanisation permet de mobiliser de la biomasse humide (comme les effluents d'élevage) peu soumise à la compétition d'usage. Son développement doit s'imbriquer avec celui des pratiques agricoles (retour au sol du digestat, CIVE...).

Enfin, concernant la biomasse ligneuse, elle est particulièrement adaptée aux applications de chaleur ne nécessitant pas de hautes températures, comme les réseaux de chaleur. Pour les applications industrielles avec des besoins de hautes températures, la pyrogazéification est une alternative. Enfin, la transformation de biomasse ligneuse en bioSAF doit être considérée comme un usage prioritaire, car ce secteur dispose de très peu d'alternatives crédibles pour sa décarbonation.

L'UFE est en phase avec les hypothèses proposées de biomasse forestière et déchets. De fortes incertitudes demeurent notamment sur l'usage de bois forestier avec la dégradation actuelle de l'état des forêts françaises due au changement climatique. Concernant la figure 5 du document de concertation sur les hypothèses de gisement biomasse, il serait intéressant de le décomposer plus précisément par type de biomasse considérée.

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 ?

L'UFE partage le constat d'une forte incertitude sur la performance de séquestration des puits de carbone naturels.

Afin de limiter le besoin de recours aux puits technologiques ou pour rendre ces derniers plus pertinents, l'UFE suggère de :

- **Garder l'approche bouclage mais en apportant un aspect *bottom up* dans la description du CCS :** quelles industries / quelles émissions pour quel niveau de captage. Par ailleurs, l'UFE s'étonne des niveaux de CO₂ atteints par les puits technologiques de 40 MtCO₂eq (Figure 7 GT3 si une hypothèse de recours limité aux DACCS est retenue) alors qu'il est envisagé une réduction de la production d'acier et de clinker qui sont des secteurs propices au CCS. Cela supposerait donc des installations plus petites sur des émissions CO₂ plus ou moins diluées dans les fumées et dont la rentabilité reste à démontrer sur le court terme ;
- **Recentrer les usages biogaz dans l'industrie par rapport au bâtiment.** Les émissions biogéniques issues de la combustion du biogaz pourront être captées plus facilement dans l'industrie que dans le bâtiment. Le coût unitaire de la capture en sera réduit ;
- **Limiter le recours au DACCS le plus possible car ceci peut avoir un coût très important en énergie et en investissement ;**
- **Revoir à la baisse les émissions GES dans le bâtiment avec une réglementation stricte sur les fluides frigorigènes** à faible niveau d'émission comme le CO₂ où les solutions technologiques existent déjà.

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 ?

L'UFE approuve le principe proposé par RTE de s'appuyer sur les réglementations européennes FuelEU Maritime et ReFuelEU Aviation, qui fixent un cadre d'hypothèses d'autant plus précieux que les incertitudes sur la décarbonation du transport maritime et aérien international sont fortes. Pour refléter ces incertitudes, qui concernent comme souligné par RTE l'évolution du trafic et des soutages, les leviers d'efficacité énergétique et d'optimisation logistique, les rendements de production des carburants de synthèse, mais aussi les écarts de compétitivité entre les carburants de synthèse produits en France et ceux qui pourraient être importés, l'UFE juge important d'explorer différentes variantes de décarbonation du secteur.

L'UFE souligne qu'il serait pertinent de prendre en compte que la réglementation européenne ReFuelEU Aviation est plus contraignante que le règlement FuelEU Maritime. En effet, ReFuel Aviation impose une part minimale d'incorporation de carburants durables dans le kérosène (2% en 2025, 70% en 2050 dont 35% de carburants de synthèse), avec en plus une sous-cible obligatoire pour les carburants synthétiques. Pour FuelEU Maritime impose une réduction de 80% de l'intensité carbone de l'énergie utilisée par les navires de manière plus neutre technologiquement. Elle permet aux armateurs de choisir les leviers de réductions d'intensité carbone (efficacité énergétique, biocarburants, carburants de synthèse, LNG, etc.). Concernant le secteur maritime, l'organisation maritime internationale (OMI) prévoit également une réduction de l'intensité carbone du transport maritime international en tant que moyenne du transport maritime international, d'au moins 40% d'ici à 2030 et l'adoption de carburants et/ou de sources d'énergie à émissions de GES nulles ou quasi nulles, « qui doivent représenter au moins 5 %, en essayant d'atteindre 10 %, de l'énergie utilisée par le transport maritime international d'ici à 2030 ».

Question 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 ?

L'UFE estime que les hypothèses envisagées par RTE sur le secteur des transports apparaissent pour la plupart pertinentes. Toutefois, l'UFE souhaite souligner les points suivants :

- **Concernant le segment poids lourds, RTE ne fait pas de distinction entre les parts modales des poids lourds porteurs et celles des poids lourds tracteurs, malgré les caractéristiques différentes de chacun de ces segments**, notamment en termes de distances parcourues quotidiennement et donc d'électrification. Ainsi, une électrification presque totale des poids lourds porteurs pourrait tout à fait être considérée dans la configuration de bouclage centrale (au lieu des 80 % actuellement envisagés) ; **Dans les configurations de bouclage « Molécules + » et « Imports + », considérer un minimum de 50 % d'électrification (plutôt que 35 %)** semblerait nécessaire malgré la volonté de décarboner par des molécules plus que par l'électrification directe dans ces configurations, au regard de la forte pertinence de l'électrification a minima pour les distances inférieures à 600 km ;
- **De la même manière, concernant le segment des VUL, les distances parcourues rendent la solution de l'hydrogène très peu pertinente, même dans les configurations de bouclage « Molécules + » et « Imports + »**. Par conséquent les parts modales devraient être beaucoup plus faibles que celles envisagées par RTE (25 %), à l'instar du choix envisagé pour les parts modales des véhicules légers (1 %) ;
- **La part du ferroviaire dans le transport de marchandises dans le cadre d'une forte évolution des modes de vie (24 %)**, conduisant à 88 Gpkm en 2050 (x 2,5 par rapport à 2019), apparaît irréaliste compte tenu des investissements colossaux dans le renouvellement du réseau qu'elle nécessiterait. En outre, la dynamique est baissière ces dernières années avec une perte d'un point de pourcentage en un an. Toutefois, il conviendrait de rehausser les 9 % de part modale du ferroviaire prévu dans les autres bouclages puisque la part modale du fret ferroviaire est d'ores et déjà de 9 % et que le cadre de la SNBC3 vise un doublement d'ici 2030.

Par conséquent, compte tenu des différentes remarques formulées ci-dessus, l'UFE estime que certaines hypothèses sur la part d'électrification du transport pourraient être ajustées.

Question 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 ?

L'UFE s'interroge sur l'évolution des consommations énergétiques pour le secteur du bâtiment (résidentiel + tertiaire), tant sur le niveau élevé des consommations projetées à 2050 que sur leur répartition.

L'UFE souligne que les solutions de décarbonation qui présentent des gisements limités et un coût encore élevé doivent être prioritairement fléchées vers les secteurs pour lesquels l'électrification directe ne constitue pas l'optimal technico-économique, c'est-à-dire pour certains segments de la mobilité lourde ou pour des usages industriels.

Concernant les effets des mesures de sobriété : **L'UFE estime que trop peu d'hypothèses sont données sur les actions de sobriété appliquées au secteur du bâtiment**. L'UFE s'interroge sur les mesures considérées par RTE dans ces scénarii, l'effet sur les consommations étant un facteur important. Pour rappel, la température moyenne de chauffage n'est pas le bon indicateur de sobriété. Par exemple, il est possible de consommer moins tout en gardant une certaine température en pilotant dans le temps et l'espace le chauffage.

Sur le secteur résidentiel en particulier, l'UFE estime que des hypothèses plus fines seraient nécessaires pour mieux comprendre les projections obtenues : répartition par technologies de PAC et joule par segment et en substitution des chaudières, performances nominales des PAC, performance saisonnière en froid, qualification de la profondeur de rénovation (ampleur, partielle, par geste...) et du rythme dans le temps associé. En particulier, les consommations électriques pour le chauffage, l'eau chaude et la climatisation paraissent élevées en 2050.

- Part et rythme de baisse du joule dans la configuration médiane / cadre socio-éco central : **L'UFE estime que les premiers résultats montrent une part de chauffage électrique par effet joule encore élevée en 2050**, suggérant un rythme de baisse relativement lent. Le développement des PAC air-air, plus efficaces et capables de couvrir aussi les besoins de refroidissement, pourrait accélérer leur substitution, soutenu par des mesures incitatives. Le scénario « Efficacité + » paraît ainsi plus pertinent pour la configuration médiane. Certaines hypothèses, notamment le recours au joule en remplacement des chaudières fossiles en logement collectif, mériteraient d'être précisées au regard des alternatives PAC disponibles et en développement.
- Rythme de rénovation : RTE considère une hypothèse modérée du rythme de rénovation de l'enveloppe, sur la base du tendanciel actuel et d'une prudence au regard des objectifs annoncés très ambitieux sur la rénovation d'ampleur. **L'UFE partage cette analyse et cette hypothèse en ordre de grandeur**. Toutefois, il serait nécessaire de s'appuyer sur plus de détails sur les rythmes de rénovation dans le temps et la profondeur de la rénovation considérée. En effet, l'UFE rappelle que la rénovation reste importante pour éviter les surconsommations des nouveaux usages chauffage.
- Performance des PAC : Les performances des pompes à chaleur (PAC) sont déterminantes dans les modélisations et nécessitent des données plus précises (rendements saisonniers chaud/froid et COP par basses températures). Les hypothèses actuelles semblent cohérentes mais prudentes. **L'UFE souligne l'attention qui devrait être portée au lien entre performances des PAC et niveau d'isolation des logements, qui mériterait d'être approfondi**. L'étude de l'ADEME publiée en octobre 2025 apporte des éléments importants, notamment sur les PAC haute température et le rôle limité de l'isolation sur leur performance. L'étude rappelle également que l'isolation permet de réduire la puissance et donc le coût de la PAC, et de réduire fortement sa consommation énergétique. À l'inverse, certaines hypothèses du BP RTE 2023 apparaissent pessimistes et pourraient surestimer les impacts en consommation et en puissance.
- Climatisation : **L'UFE considère que le scénario médian de RTE prévoit une hausse élevée de la climatisation d'ici 2050** (multipliée par près de 3, à 13 TWh). Cette estimation repose sur des hypothèses climatiques et des consommations unitaires qui mériteraient d'être précisées, celles-ci apparaissant supérieures aux niveaux actuels. Si une augmentation est attendue en raison de la hausse du taux d'équipement (aujourd'hui d'environ 50%) et de la fréquence des épisodes de chaleur, il est essentiel de distinguer les types d'équipements. À long terme, le développement des PAC air-air réversibles, plus performantes, devrait être privilégié au détriment des climatiseurs mobiles, peu efficaces. Par ailleurs, les efforts de sobriété (réglage des températures, solutions passives) devraient contribuer à contenir les besoins de refroidissement. Dans ce contexte, une estimation plus modérée semble plus réaliste. Enfin, le développement de la climatisation doit être pensé en cohérence avec celui des PAC pour le chauffage, afin de tirer pleinement parti de leur caractère réversible.
- Sobriété : Il serait souhaitable de fournir les hypothèses associées aux actions de sobriété appliquées au secteur du bâtiment (résidentiel + tertiaire). Il serait intéressant de connaître les principales mesures considérées par RTE dans ces scénarios, les études extérieures associées, la vision actuelle (gestes adoptés depuis 2022) et en 2050, l'effet sur les consommations étant un facteur important.

Concernant le secteur tertiaire en particulier : **L'UFE est favorable à augmenter la substitution du joule vers les PAC dans le scénario médian pour des raisons d'efficacité énergétique ainsi que par complémentarité chauffage/climatisation**. L'UFE s'interroge sur la consommation de 17.6 TWh d'électricité pour le chauffage. La part de PAC à 2050 est relativement faible pour ce secteur, alors que les solutions sont déjà existantes et le dispositif EcoEnergieTertiaire est favorable au développement de ces solutions. En outre, les contraintes techniques d'installation sont généralement moins fortes en tertiaire qu'en résidentiel collectif. Pour l'ECS, l'UFE propose d'augmenter la pénétration des solutions thermodynamiques. **Concernant le poste de consommation « autres usages », l'UFE estime que des précisions et une décomposition plus fine concernant les sous-jacents des trajectoires seraient utiles**. Certes la trajectoire baisse, mais elle est en partie composée d'usages massifs comme l'éclairage qui vont fortement diminuer à long terme. L'UFE s'interroge sur de potentiels effets compensatoires sur d'autres usages.

Question 10 : le secteur des centres de données

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

L'UFE s'interroge sur les hypothèses de consommation d'électricité des centres de données, en particulier concernant la consommation actuelle d'environ 5 TWh. Estimer la consommation des datacenters à 5 TWh semble indiquer que RTE ne prend en compte que les datacenters de type colocation. En excluant de facto les datacenters hébergés par les entreprises, la consommation actuelle est fortement sous-estimée. Nous proposons de se rapprocher des estimations du SDES ou du JRC entre 5 et 10 TWh¹ ou de l'ADEME² (10 TWh pour 2023). D'autre part, l'UFE souhaiterait avoir davantage de détails sur les hypothèses d'évolution de l'efficacité énergétique des datacenters (PUE) ainsi que les hypothèses d'évolution de la part des datacenters à l'étranger répondant aux usages des Français. L'UFE se demande également comment les besoins ont été modélisés : est-ce que la distinction entre besoin pour l'IA (inférence/entraînement), pour la blockchain et le développement du cloud a été considérée ? L'UFE trouve la méthodologie de l'ADEME intéressante sur ce sujet. Cependant RTE devra être attentif à son narratif relatif à la sobriété, car les scénarios ADEME S1 et S2 narrent un « retour en arrière » assumé qui pourrait être clivant (ou à étudier dans une analyse sociétale).

Question 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 ?

L'UFE partage l'approche de RTE de d'efficacité énergétique anticipée (EEA). RTE fait le constat de la mise en œuvre plus rapide et plus importante que prévue de mesures d'efficacité énergétique depuis la crise énergétique de 2022-2023 (les quantités d'énergie par unité de production ont diminué). En effet, les industriels ont dû adopter des gestes qui ont permis de diminuer leurs consommations énergétiques au-delà de ce qu'on aurait pu attendre.

Cependant l'UFE souhaite souligner les points d'attention suivants :

- Les actions d'efficacité énergétique anticipée correspondent à des actions qui pouvaient être prévues entre maintenant et 2030-2035 et que les industriels ont anticipé. Cela réduit donc d'autant le gisement d'efficacité énergétique futur. Dès lors, l'UFE s'interroge sur la révision des FE 2050 à long terme, à moins que cela soit de nouveaux gisements non identifiés ;
- L'année historique 2023 considérée représente une année fortement marquée par la crise de l'énergie avec des effets importants à la baisse sur l'activité industrielle, principalement des industries grandes consommatrices d'énergie (« IGCE »), entraînant une baisse de la consommation d'énergie. Ces effets se sont concentrés sur les grandes entreprises, et ne sont donc que marginalement associés à une baisse de la Valeur Ajoutée du secteur. **Il semble donc important de dissocier les effets conjoncturels liés à une baisse d'activité ponctuelle des effets structurels d'efficacité énergétique anticipée** (par exemple la production d'acier considérée en 2023 et égale au niveau de la majorité des scénarios de RTE en 2050 est pourtant considérablement en dessous des années antérieures).

L'UFE s'interroge sur les hypothèses de production de long-terme en matériaux et notamment la prise en compte de l'année 2023 comme année de référence. En effet, conserver le niveau d'activité de 2023 pour l'acier suppose une transformation de la crise conjoncturelle du secteur en une baisse d'activité durable. Dans le secteur du ciment la chute de 40 % en 2050 par rapport à 2023 dans les cadres socio-économiques centraux, correspond à une chute de 64 % par rapport au niveau de 2019. Cette réduction est bien supérieure aux travaux dans les PTS de l'ADEME où la production totale est entre 7,15 et 14,6Mt. Des interrogations similaires sur les autres secteurs (verre, ammoniac) questionnent la pertinence d'une année 2023 comme référence.

L'UFE considère que la prise en compte d'une électrification plus avancée dans ces secteurs et usages au travers de scénarios plus ambitieux serait pertinente à explorer dans le cadre des Futurs Énergétiques 2050. Dans le cadre de ses travaux sur l'industrie, RTE prend en compte un taux d'électrification total de

¹ <https://data.europa.eu/doi/10.2760/706491>

² ADEME, Prospective d'évolution des consommations des centres de données en France de 2024 à 2060, janvier 2026

60 %, décliné en taux spécifiques par secteur et par températures/usages. Sur certains de ces secteurs (notamment l'agro-alimentaire, le verre) et températures (notamment les usages <150°C et hors chaudières), des solutions électriques efficaces et matures existent qui pourrait se substituer en partie aux solutions fossiles, augmentant l'efficacité énergétique, la décarbonation et le taux d'électrification de ces secteurs. Pour rappel, à date, plus de 80 % des procédés industriels sont technologiquement électrifiables.

L'UFE rappelle que l'efficacité énergétique n'est pas intrinsèque et doit être reliée directement au taux d'électrification. Les gains d'efficacité énergétique avancés par RTE (21 % sous chaudière, 15 % hors chaudières), sont principalement possibles grâce à des solutions d'électrification qui viennent réduire les pertes dans les fumées, en chauffant de manière plus efficace au cœur du produit, ou via des procédés thermodynamiques types PAC/CMV. Ainsi, les taux avancés de 15 à 21 %, qui semble atteindre 43 % dans le secteur du papier ou encore 47 % dans les industries agroalimentaires semblent trop importants au vu du mix énergétique de l'industrie et des gisements limités d'efficacité énergétique. Cette efficacité énergétique, assimilable à des technologies permettant la même production industrielle pour une baisse de la consommation d'énergie, doit être différenciée d'une baisse de l'intensité énergétique. Cette dernière comprend les effets de recomposition entre industrie diffuses et IGCE, ou les effets de montée en gamme, qui viennent partiellement découpler valeur ajoutée et production.

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 ?

L'UFE estime les trajectoires présentées pour le secteur de l'agriculture globalement cohérent, notamment avec le projet de SNBC3. Toutefois, les hypothèses de baisse de la consommation d'énergie (de plus de 50 TWh à 30 TWh en 2050) apparaissent ambitieuses et gagneraient à être davantage justifiées. Les déterminants de cette baisse (évolutions technologiques, transformations des pratiques agricoles, gains d'efficacité) ne sont pas suffisamment détaillés, ce qui rend difficile l'évaluation de leur crédibilité. Par ailleurs, le niveau d'électrification envisagé semble prudent, notamment pour les usages liés aux engins agricoles. Si des contraintes techniques existent, les perspectives d'innovation (électrification, hybridation, hydrogène, biocarburants) pourraient être davantage discutées afin d'éclairer les marges de progression possibles. Le rôle du biogaz et de la biomasse est évoqué, mais sans précision sur leur disponibilité, leur soutenabilité ou les arbitrages d'usage avec d'autres secteurs, ce qui constitue pourtant un enjeu structurant.

Question 13 : les besoins énergétiques à l'horizon 2050

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

L'UFE estime que la vision multi énergie est indispensable pour juger au mieux des trajectoires de consommation électrique. L'Excel envoyé en complément à la consultation a permis d'identifier une trajectoire cohérente de baisse de consommation finale toutes énergies. Nous pensons cependant qu'elle pourrait être plus cohérente à l'échelle des secteurs (cf. remarques par secteur sur le déploiement des PAC qui peuvent améliorer les gains d'efficacité énergétique).

Question 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 ?

Les niveaux de consommation obtenus à 2050 mis au regard des consommations historiques de 1950 à 2020 peuvent interroger. **Il est donc important, comme le souligne RTE, d'objectiver les rythmes possibles de décarbonation et d'électrification sous-jacents à cette trajectoire :** vente VE, PAC, décarbonation dans l'industrie, carburant de synthèse. Dans ce calcul, il est important d'estimer les ventes liées au remplacement des technologies fossiles mais aussi au renouvellement des technologies électriques en fin de vie. Il pourrait être intéressant de s'alimenter par des benchmarks à l'international comme la Chine pour le marché des véhicules électriques ou les pays nordiques pour le développement des pompes à chaleur. L'analyse en trajectoire reste donc indispensable pour quantifier les défis liés à la transition énergétique.

L'UFE est favorable à l'explicitation des incertitudes énoncés dans le texte à savoir : biomasse, trafic aérien, rendement de l'électrolyse et la production de e-fuels, utilisation ou non des fossiles à usage non énergétique etc.

L'UFE souhaiterait que soit explicitées les incertitudes suivantes :

- Le développement des datacenters qui peut jouer à la hausse comme à la baisse par rapport à scénario médian ;
- Le remplacement du joule par des PAC que l'UFE estime sous-estimé dans cet exercice. Les incertitudes vont jouer un grand rôle autant en TWh de demande électrique mais surtout sur les pics de demande en hiver.

Concernant la borne maximale de consommation (1000 TWh), **l'UFE souligne ces niveaux correspondent à des circonstances particulières** : réindustrialisation massive de l'industrie, décarbonation via des usages indirects de l'électricité comme l'hydrogène, etc.

Sur la borne minimale, le 650 TWh pour un scénario de neutralité carbone rappelle le scénario S2 de l'ADEME sorti en 2020 voire les scénarios S1 ADEME et Negawatt. Ces scénarios reposent sur des drivers qui ne semblent pas explorés par RTE : des leviers d'efficacité énergétiques importants ; un gisement de bioénergies important (200 TWh de biogaz) ; une sobriété structurelle importante avec un changement radical de la société française alors que RTE semble proposer une vision de la sobriété plus à la maille individuelle.

L'UFE rappelle être favorable à **un cône resserré pour les 3 scénarios cœurs** pour éviter toute confusion sur les interprétations à tirer des trajectoires. Les valeurs extrêmes peuvent être explorées via les variantes, tout en exposant leurs limites.

Question 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 ?

Méthodologie

Concernant l'approche générale, l'UFE n'a pas de remarques particulières. L'UFE serait intéressée par **la liste des profils de RTE**, notamment sur la **décomposition par usage ou secteur dans l'industrie**. La décomposition par usages/process semble plus cohérente que la décomposition par secteur dans une perspective de projection long terme.

Concernant les profils obtenus à partir des mesures sur panel, ceux-ci sont très intéressants pour obtenir des profils robustes et représentatifs. Cependant, utiliser les profils du **panel ElecDom peut être sujet à caution** du fait d'un nombre limité de ménages et d'usages monitorés ainsi que de leur représentativité (taille des ménages).

Profil transport

L'approche basée sur des statistiques et enquêtes déplacements semble pertinente ; cependant l'UFE a du mal, sans plus de détails, à s'exprimer sur les profils avancés par RTE :

- Quelle part est faite entre le pilotage tarifaire heure pleines / heures creuses et le V1G ? (cf. question 31). Le profil présenté est-il un mix des deux ?
- L'UFE est très étonnée par le profil piloté avec une recharge qui débute vers 21h. Est-ce le début de plages HP/HC ? Est-elle nécessaire ? Ne peut-elle pas attendre la nuit ? Est-ce optimal pour le système électrique ?
- L'UFE s'interroge également sur le pic de recharge à mi-journée. Cela impliquerait une forte évolution des pratiques de recharge (Télétravail généralisé, recharge du VE généralisée sur parkings d'entreprises, ...)

- Le pilotage se fait-il chez l'habitant ou en entreprise ? Quels sont les modes de tarification en entreprise ?
- Comment sont traités les trajets longue distance où une partie des recharges se fait pendant les week-ends et jours de vacances pendant les heures de la journée, et l'autre partie en amont et en aval du trajet ?
- Comment est traitée la sensibilité des véhicules aux signaux économiques compte tenu de l'hétérogénéité des usages, lieux de recharge et des comportements ?

Concernant le profil poids lourd, **les profils proposés semblent cohérents avec les profils de roulage** des camions et leur localisation à une heure donnée. Cependant, une partie de la flotte va avoir tendance à **optimiser la puissance souscrite** (bornes et puissances disponibles limitées), ce qui aura **tendance à plus lisser sur la journée les profils de recharge**.

Profils chauffage

La consommation des usages thermosensibles, qui dépend des conditions météorologiques, est estimée à partir d'un apprentissage statistique mené sur la courbe de charge nationale historique. **En prospective, ces approches statistiques montrent leurs limites** pour :

- prendre en compte des évolutions comportementales : que ce soit pour s'en affranchir dans le processus de l'apprentissage (*shift* pendant l'hiver 22/23) ou pour le projeter quand on veut modifier le comportement des usagers (comme dans le scénario avec forte évolution des comportements) ;
- prendre en compte la rénovation du bâtiment qui va modifier l'inertie du chauffage (comment ? amplitude ? calibrage ?).

L'UFE préconise une approche techno-explicite³ qui permet de s'affranchir des limites de l'approche statistique. Concernant les COP retenus, il faut que RTE publie ses hypothèses de COP des PAC air/air, y compris mobile, notamment pour la climatisation. Dans la précédente version des Futurs Energétiques 2050, la thermosensibilité de la climatisation était linéaire, ce qui semble indiquer une non-prise en compte du COP des PAC. Sur le chauffage, l'hypothèse de COP des PAC air/eau semble incorrect. En effet, le COP à 1,7 lors des vagues de froid est retenu sur la base de l'étude des 100 PAC de l'ADEME. Or le rapport de l'ADEME dit : « **Fait marquant dans la campagne, les machines restent performantes en cas de vague de froid : un COP moyen de 2 a été mesuré le 20 janvier 2024 à l'échelle de l'échantillon à une température moyenne de -4°C.** ». « **Le COP global culmine à 3,3 aux alentours de 13-14°C de température extérieure moyenne. Le COP moyen de 2 serait toujours d'actualité selon nos données jusqu'à -8,5°C de température extérieure (où l'échantillon est de 22 logements).** Ce COP chuterait ensuite à 1,5 pour -15°C de température extérieure (cette conclusion étant fragile car il n'y a qu'un seul logement dans l'échantillon qui a subi cette température). »

L'UFE propose donc à RTE de retenir un COP de 2 en limite basse. Par ailleurs, l'UFE souligne que la consommation des PAC est majorée en l'absence d'isolation du bâti (quand bien même leur COP peut être bon), ce qui peut impliquer un renforcement des appels de puissance.

Profils datacenter

L'UFE est en ligne avec RTE pour la conservation de la modélisation actuelle. La possibilité de flexibilité est évoquée dans la réponse à la question 31.

Question 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

³ Moreau et al., 2025, "High-Resolution Building Stock Energy Model for Assessing the Impact on the Load Curve of Residential Space Heating Electrification", *Energy and Buildings* 345 : 116069. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2025.116069>.

- 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...) ?

Question 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 ?

Question 18 : 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 % ?

Dans un scénario central, en considérant la fourchette haute de 40 GW d'ici 2035 un rythme de développement serait de 1,6 GW/an additionnels pour l'éolien terrestre afin de respecter les objectifs de décarbonation, et soutenir les filières industrielles françaises et européennes, dans le prolongement du « paquet éolien » de la Commission européenne. Le renouvellement des projets éoliens terrestres viendra contribuer en plus aux objectifs en termes de puissance, mais aussi en termes de productivité (davantage de MWh/MW installé). Le chiffrage de ce gain reste difficile tant les conditions de renouvellement sont spécifiques à chaque projet. Il sera important de suivre collectivement et avec précision ce segment de marché. Le rythme de développement sera en grande partie influencé par les modalités du **renouvellement des installations existantes**, qui entraînera également des démantèlements simultanés. En effet, le renouvellement va représenter une grande partie des futures capacités éoliennes terrestres et va permettre de multiplier la puissance des parcs existants. Le renouvellement ne sera toutefois pas suffisant et le développement greenfield sera également nécessaire et indispensable pour atteindre les objectifs recherchés.

De plus, l'UFE estime que la question de la fin de vie des installations et du *repowering* est stratégique, car elle conduit à des impacts majeurs sur la capacité raccordée, de la perte sèche de capacité à la hausse significative de la puissance, et du productible, sans aggraver la question de l'acceptabilité, voire en l'améliorant. La palette des opportunités peut être vaste à condition que les contraintes énoncées pour les projets dits greenfield soient également allégées.

L'UFE s'interroge sur les hypothèses prises pour le *repowering*, lesquelles considèrent que 50% des parcs en fin de vie seront repowerés avec augmentation de puissance et 50% sans augmentation de puissance.

L'UFE souligne que :

- Pour les parcs mis en service avant 2020, environ 20% d'entre eux pourraient être démantelés (car *repowering* impossible) si les contraintes actuelles restent inchangées, soit pour des raisons techniques (contraintes radars militaires, pas de modèle de turbines adapté au site), soit pour des raisons économiques. Les 80% restants pourront être renouvelés soit à l'identique (facteur 1), soit avec un facteur d'augmentation de puissance de 1,2 (+20%) voire 1,5 (+50%) ;
- Pour les parcs mis en service depuis 2020, dont la durée de vie est plus longue, de l'ordre de 30 à 35 ans, la question de leur renouvellement se posera à l'échéance 2050.

Par rapport à la situation actuelle, dans laquelle le déploiement de l'éolien terrestre en France est grevé par différentes contraintes, **un rythme de développement de 2 à 3 GW/an serait accessible si les leviers suivants sont activés :**

- appels d'offres réguliers avec des volumes suffisants ;
- assouplissement des contraintes aéronautiques qui condamnent de façon significative une partie du foncier disponible et forcent les développeurs à choisir des turbines de petite taille (comparativement aux pays voisins) ;
- lever des contraintes militaires, favorisant la mise en place des radars de compensation militaires ;
- simplification et accélération du cadre du *permitting* (notamment le cadre contentieux mais aussi les délais d'instruction des projets en transposant la directive RED). Ce cadre entraîne aujourd'hui un temps de développement des projets éoliens très long.

Concernant l'éolien terrestre, il serait intéressant de considérer des éoliennes de 7 à 9 MW à partir de l'horizon 2040. Le choix de ces technologies devrait être évolutif en fonction des années, en considérant la durée de vie des parcs (30 à 35 ans).

Facteur de charge

Le calcul de facteurs de charge moyens par pays devrait dépendre de la répartition régionale de la puissance installée. Une pondération par la puissance installée devrait être étudiée.

De plus, l'UFE considère que l'approche de RTE en matière de facteur de charge est trop conservatrice. En effet, le facteur de charge moyen actuel est de l'ordre de 26 à 28% pour des éoliennes de 150m de hauteur totale. D'ici 2050, ces gabarits d'éoliennes ne seront plus commercialisés. Toutefois une partie de ces machines pourra se maintenir dans le parc raccordé dans des projets de renouvellement avec des machines dites « de seconde main ». **L'UFE estime qu'à horizon 2050, le facteur de charge moyen à prendre en compte est plutôt compris entre 28 et 30%**, car les éoliennes des projets actuellement développés (180 à 200 m de hauteur totale) ont un facteur de charge moyen de l'ordre de 30%, avec des « pointes » à 35% lorsque les meilleures conditions locales sont réunies. En outre, l'UFE rappelle qu'une fourchette de 26% à 30% doit être prise en compte dans les scénarios, considérant que ce facteur de charge ne tient pas compte des écretements marchés ou réseaux. En effet, le facteur de charge réel va dépendre des caractéristiques du site (ressource en vent) et des éoliennes (taille du rotor), mais surtout des contraintes existantes (bridages acoustiques, avifaune, chiroptères, congestion réseau, prix négatifs...).

Question 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 ?**

L'UFE souligne d'abord que l'objectif que s'est fixé la France en matière de déploiement de l'éolien en mer à moyen terme, soit 15 GW en service en 2035 dans la PPE3, apparaît ambitieux et difficilement réalisable aujourd'hui, compte tenu des retards cumulés dans les appels d'offres successifs depuis l'appel d'offres n°1. Les procédures d'appels d'offres, en particulier des dialogues concurrentiels, ont, sans exception, dépassé leurs délais prévisionnels. Une capacité de 10 GW en service en 2035 apparaît plus réaliste.

Dans ces conditions, pour 2050, l'atteinte de l'objectif de 45 GW des annonces gouvernementales du pacte éolien en mer semble ambitieuse. Pour conserver une assiette significative au secteur de l'éolien en mer en France, les conditions suivantes devraient être réunies :

- dimensionner les ressources de l'Etat pour mettre en œuvre le programme de développement de l'éolien en mer, à la fois au sein de l'administration centrale mais aussi au sein des services déconcentrés ;
- réduire et optimiser le calendrier des projets, que ce soit en phase d'appel d'offres (durée des procédures concurrentielles) ou de développement (instruction des demandes d'autorisation, traitement des recours) ;
- mobiliser l'ensemble des technologies existantes en matière de turbines éoliennes en mer (en particulier de grande taille) en garantissant une concurrence suffisante afin de proposer des projets compétitifs et alignés avec les tendances de marché ;
- identifier et adapter les capacités portuaires disponibles sur le territoire (aujourd'hui tout juste suffisantes pour déployer les volumes dans les temps), y compris aux spécificités de l'éolien en mer flottant (en particulier en Méditerranée, zone prioritaire pour cette technologie) ;
- redéfinir les zones de long terme (post AO10) : la délimitation des zones post AO10 proposée dans la décision ministérielle d'octobre 2024 apparaît peu crédible (exemple de la zone au large de Brest) et insuffisamment opérationnelle pour garantir la faisabilité de ces futurs projets.

Pour l'éolien en mer, des turbines de 20 à 30 MW à l'horizon 2040 pourraient être envisagées. Concernant la base PECD, des hauteurs de mâts atteignant les 200 m pourraient être envisagées à l'horizon 2030.

Concernant le facteur de charge proposé par RTE (entre 40 et 42%), ce facteur de charge reflète la réalité des parcs aujourd'hui en exploitation mais paraît conservateur au regard des performances attendues des projets en développement et futurs. Nous recommandons une valeur proche de 45%. Les parcs en développement et à venir sont en effet plus loin des côtes, avec une plus grande hauteur de moyeu, des turbines plus performantes. Nous notons enfin que les facteurs de charge nets constatés dans les offres récentes par la CRE se situent entre 45% et 50% selon les sites. Ainsi, l'UFE recommande de retenir une valeur proche de 45%, tout en souscrivant à la nécessité d'ajuster le chiffre 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.

L'UFE invite RTE à évaluer l'influence des zones retenues pour l'éolien en mer sur le coût total des projets, notamment l'éloignement des côtes augmentant les coûts de raccordement.

Question 20 : 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...) ?

S'agissant du photovoltaïque, l'UFE propose de retenir, pour un scénario central, un rythme de développement de 5 GWc/an tel que prévu par la PPE3 pour assurer le développement des entreprises et leur capacité de croissance, et pour que cette filière puisse être une variable d'ajustement à la hausse, en cas d'aléa sur d'autres filières de production. L'UFE note que cette hausse du rythme de développement a bénéficié d'un système de guichet ouvert et profitable pour des installations sur moyennes et grandes toitures. Ce rythme masque une croissance moins soutenue sur les installations au sol par rapport aux

toitures, en raison des délais d'instruction et d'un système d'appels d'offres plus sélectif des projets les plus compétitifs.

La maturité de la filière est forte, sur les plans industriel, technologique et humain. Elle a démontré sa « scalabilité », ce qui permet d'envisager des scénarios prospectifs avec des rythmes soutenus, à la condition que les capacités d'accueil des réseaux électriques soient fortement développées pour accompagner de tels rythmes.

L'UFE considère que les hypothèses en termes de rythme de développement et de répartition entre les segments doivent prendre en compte :

- qu'il n'y a pas de facteur limitant sur le gisement foncier, les surfaces équipables en toitures et en agrivoltaïsme sont très importantes, les surfaces de parking pour des ombrières constituent un ensemble fini ;
- que le développement de l'agrivoltaïsme n'en est qu'à ses débuts, l'implémentation des dispositions introduites par la Loi APER reste progressive. Le facteur limitant est actuellement la capacité des services administratifs à instruire des dossiers et à suivre des projets de plus en plus complexes, mais la courbe d'apprentissage est déjà bien amorcée ;
- que les principaux drivers de la croissance du photovoltaïque seront sa compétitivité, avec la mise en œuvre des leviers permettant de baisser son coût, et sa rentabilité, notamment par sa capacité à capter les meilleurs prix possibles, et à optimiser leur insertion flexible dans le système électrique ;
- que le facteur limitant peut être la capacité de développement des réseaux.

L'UFE considère que les scénarios avec des rythmes de développement inférieurs à 5 GWc/an doivent envisager une part très majoritaire d'installations au sol.

Les estimations des différents experts du secteur s'accordent à dire que 70 % des capacités renouvelables terrestres développées d'ici 2030 seront raccordées aux réseaux de distribution. Il est donc essentiel, quelles que soient les hypothèses retenues, mais a fortiori dans les scénarios de développement des énergies renouvelables les plus ambitieux, que l'impact sur les réseaux de distribution soit évalué. Or, le document de concertation ne fournit pas une telle étude d'impact pour chaque scénario.

L'UFE considère que l'approche concernant le **facteur de charge**, en supposant qu'il devrait stagner à **14-15% est trop prudente**. L'UFE propose de réévaluer le **facteur de charge à 17%** pour les projets mis en service **à partir de 2026**, en raison des évolutions technologiques.

Le facteur de charge devrait en effet poursuivre son augmentation avec l'évolution des technologies photovoltaïques :

- Notamment avec l'amélioration du coefficient de perte de performance lié à la température passé d'en moyenne $-0.4\%/^{\circ}\text{C}$ en 2010 (technologie Al-BSF) à $-0.3\%/^{\circ}\text{C}$ en 2025 (technologie TOPCon) qui pourrait encore descendre avec l'arrivée des technologies pérovskites et tandem ($-0.2\%/^{\circ}\text{C}$ voire moins dans les années 2030 est envisageable bien qu'il existe de nombreuses inconnues sur le comportement de ces technologies lorsqu'elles seront matures) ;
- Avec la prise en compte de la bifacialité des modules installés sur les toitures plates ou sur les centrales au sol qui devient la norme et permet un gain de quelques % sur la production grâce à l'énergie captée sur leur face arrière ;
- Il y a également la question de la prise en compte des trackers solaires (1 axe) pour les centrales au sol qui pourraient devenir intéressants dans le sud de la France. La production augmenterait de 15 à 20%, augmentant significativement le facteur de charge. L'éloignement de la France par rapport à l'équateur et la forte nébulosité par rapport aux pays proches des tropiques limitent néanmoins l'adoption de cette technologie pour la France à moins d'une baisse de la nébulosité notable dans le futur. Cette technologie sera en revanche la norme pour les pays plus au sud, principalement l'Italie et l'Espagne ;

Concernant l'*overplanting*, les tendances aujourd'hui sont d'un facteur de 1,0 pour le résidentiel, 1,0 à 1,2 pour les grandes installations en toitures et 1,2 à 1,4 pour les centrales au sol.

L'arrivée du stockage pourrait changer ces valeurs puisqu'une partie de la production perdue par écrêtement pourrait être stockée (mais pas la totalité en raison du rendement de conversion des batteries <100%).

Concernant la modélisation de l'agrivoltaïsme, les centrales peuvent aussi bien prendre la forme d'une centrale au sol classique (pour de l'élevage par exemple) que d'une centrale avec traqueurs désoptimisés (pour des cultures légumineuses ou fourragères où la lumière est laissée à la plante une partie de l'année). L'UFE estime qu'il paraît hasardeux de les considérer comme des modules sur toitures industrielles. L'UFE serait plutôt sur le cas d'une grande centrale au sol avec un facteur de charge proche ou légèrement réduit (dans le cas d'un traqueur désoptimisé). Le volume important de projets agrivoltaïques actuellement en développement en France devrait se traduire par un taux de réalisation limité en raison de blocages locaux. Ces projets constitueront, néanmoins, une part majoritaire (si ce n'est quasi exclusive) du développement photovoltaïque au sol à l'avenir du fait des contraintes fortes pesant sur les projets au sol classiques.

A partir de 2030-2035, une dynamique de renouvellement des premiers projets attribués au début des années 2000 est également à anticiper.

Enfin, l'étude de 2 variantes de localisation pourrait être intéressante, une première avec une répartition des capacités sur l'ensemble du territoire français et une seconde avec une répartition dans la moitié méridionale où les productibles dépassent les 1200 hepp.

Une dynamique de **relocalisation** d'une partie de la production est en cours sur le solaire, sur la partie cellules et modules notamment, où la dépendance vis-à-vis de la Chine est la plus forte :

- **plusieurs projets de giga-factories** de modules et cellules photovoltaïques en France et en Europe : Carbon, Holosolis, DAS Solar ;
- une **chaîne de valeur européenne capacitaire sur la fabrication des onduleurs** ;
- une **réglementation plus incitative pour diversifier les approvisionnements hors de Chine** avec la publication du *Net Zero Industry Act*. Ce texte permettra de valoriser ces nouveaux acteurs européens et leur production, malgré des coûts de production anticipés comme plus importants qu'en Chine (de l'ordre de 20% à 50% plus chers), qui seront in fine à répercuter dans le tarif des projets (estimé à l'ordre de grandeur de 10€/MWh). Le projet *d'Industrial Accelerator Act*, présenté par la Commission européenne le 4 mars 2026, prévoit également, par différents canaux, une forme de préférence européenne qui pourrait favoriser ce mouvement.

Concernant le **recyclage des panneaux en France**, l'UFE souligne que les enjeux de relocalisation européenne de la supply-chain sont d'actualité. La réglementation européenne a évolué fortement autour de la notion de résilience et le débat se poursuit sur la notion de préférence par rapport à des pays d'approvisionnement. **Dès lors, l'UFE suggère d'évaluer la sensibilité des résultats à un scénario de « mondialisation contrariée », dans lequel la filière photovoltaïque serait contrainte à une relocalisation partielle ou totale en Europe non-planifiée**, ce qui pourrait induire des surcoûts et des retards. Plus généralement, l'UFE note que la souveraineté industrielle est un axe fort de la politique française en matière photovoltaïque, des objectifs en la matière ayant été inscrits dans la récente PPE. L'UFE rappelle que leur succès dépendra des évolutions réglementaires, d'une synchronisation efficace des calendriers entre offres et demandes, de la capacité/volonté collective d'endosser les surcoûts de cette réindustrialisation, car il est demandé aux producteurs de les supporter au travers son coût de l'électron.

En outre, l'UFE rappelle que l'éco-organisme Soren (anciennement PV Cycle) gère la collecte et le retraitement des panneaux en fin de vie. La structure est financée par une écocontribution payée lors de l'achat de tout panneau photovoltaïque à destination du marché français. Elle présente un des meilleurs taux de recyclage de panneaux photovoltaïque au monde, autour de 95%. Le recyclage est réalisé dans son usine en Gironde, prête à accueillir les premières vagues importantes de *repowering* photovoltaïque à la fin de la décennie. D'autres acteurs de la filière recyclage approfondissent la circularité de la filière en créant notamment du silicium de haute pureté et de l'argent à partir de modules en fin de vie.

Question 21 : 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.) ?

L'ordre de grandeur de 1 GW paraît cohérent, à horizon 2035, bien que légèrement inférieur aux 1,1 GW de la PPE 3. Comme mentionné dans la PPE, cette croissance correspond à un potentiel d'optimisation et de suréquipement d'ouvrages existants, et à de nouveaux développements de petite puissance. Cette trajectoire repose essentiellement sur des expertises portées par EDF et par la filière de la petite hydroélectricité.

Par ailleurs, l'UFE attire l'attention sur le fait le développement de nouvelles capacités de petite hydroélectricité est confrontée à des contraintes réglementaires et environnementales comparables à celles de l'éolien terrestre (instruction longue et complexe, acceptabilité locale, incertitudes juridiques). Ces projets restent donc difficiles à faire émerger à grande échelle et présentent un rythme de développement structurellement limité.

L'UFE souligne qu'au-delà de la capacité installée, l'enjeu réside dans la productivité des ouvrages hydroélectriques et des incidences du changement climatique. En effet, la modélisation de l'hydroélectricité reste un point de fragilité majeur, en raison du manque de données hydrologiques fiables et d'informations précises sur les usages des réservoirs. La modélisation paraît à ce stade trop limitée pour un usage effectif des résultats. Avec les connaissances disponibles à date, l'UFE n'estime pas de capacités de développement hydroélectriques supplémentaires à celles inscrites dans la PPE à l'horizon 2035.

Question 22 : 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 ?

L'UFE partage le constat sur la **disponibilité restreinte des ressources en bioénergies**. Ces énergies doivent en priorité être orientées vers des usages dont la décarbonation serait difficile autrement (cf. question 5). Cela peut être le cas pour le système électrique dans le cadre spécifique d'une production de pointe ou d'extrême-pointe ; la consommation de bioénergie associée resterait très restreinte tout en permettant une maîtrise des coûts de production et du système.

Concernant la géothermie, l'UFE est alignée avec l'analyse technico-économique brossée par RTE. Les usages pour la production directe de chaleur sont à privilégier pour cette technologie.

Question 23 : 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 ?

Sur le principe de construction des mix de production, l'UFE comprend qu'il est difficile de faire un appariement a priori entre les trajectoires de consommation présentées précédemment et les mix de production. **Néanmoins, il semble important d'avoir une analyse dans les FE 2050 de l'adéquation temporelle entre les différents scénarios de consommation et la capacité des différents scénarios de déploiement des technologies de production pour répondre à ces scénarios de consommation.** Cette analyse pourrait se faire avec des jalons temporels de 5 ans où RTE analyse la capacité d'un scénario de production à correspondre à un scénario de consommation mis en regard. Ces analyses permettront notamment à RTE de mettre en évidence les potentiels risques de pénurie qui pourraient découler de certains scénarios et les conséquences qui en découleraient.

En outre, l'UFE suggère de prendre en compte la possibilité de crises durables sur les matières premières ainsi que la ressource en eau, notamment en lien avec le changement climatique.

L'UFE confirme l'intérêt de stress-tests aux coûts des différentes technologies et le prix des commodités énergétiques, y compris la tarification du CO₂. Ces stress-tests doivent tenir compte des coûts des matières premières, mais également de l'impact de l'absence de tissu industriel suffisant en amont pour

déployer les technologies du scénario considéré et des hypothèses de financement desdites technologies.

Toutefois, l'UFE estime que la cohérence d'ensemble du système électrique français ne peut être pleinement évaluée sans intégrer, dès cette phase, le rôle déterminant des interconnexions dans la robustesse, le coût complet et la crédibilité des trajectoires envisagées. Une prise en compte plus explicite de ces leviers européens – tant dans l'analyse des mix que dans les évaluations de flexibilité et de résilience – permettrait d'éviter des conclusions partielles et de mieux éclairer les choix structurants à venir. En outre, l'UFE s'interroge sur le solde exportateur retenu dans les différents scénarios, est fixé à 20 TWh et serait preneuse d'éléments complémentaires sur le sujet.

L'UFE **partage, sur le principe, l'idée consistant à analyser les différents croisements possibles entre consommation et mix de production**, mais estime cependant qu'il est nécessaire de se focaliser sur des combinaisons qui ne soient pas manifestement irréalistes ou non viables économiquement.

Question 24 : 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 ?

Afin d'atteindre les capacités envisagées dans ce mix de production, le premier levier repose sur cadre de planification stable sur plusieurs décennies, garant d'une visibilité suffisante pour industrialiser les chaînes d'approvisionnement. La coordination entre planification de la production et planification du réseau est également un levier central de réussite. Par ailleurs, l'atteinte du rythme de déploiement nécessaire implique également une réduction des délais administratifs pour les projets renouvelables, notamment en simplifiant et sécurisant les procédures d'autorisation et en réduisant les délais de raccordement. Enfin plus spécifiquement pour la filière éolienne terrestre, l'UFE rappelle que les éoliennes installées sont généralement de faible puissance comparativement aux pays membres de l'UE, du fait de contraintes réglementaires spécifiques, qui limitent le potentiel de réduction des coûts de l'énergie éolienne. Pourtant des éoliennes de grande hauteur, plus grandes et plus puissantes, bénéficieront d'un meilleur facteur de charge et des économies d'échelle.

Question 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 ?

En ne considérant aucun développement de nouveau nucléaire, le scénario M2 revient sur le soutien au programme nouveau nucléaire français acté dans la PPE3 et est donc à ce titre en désalignement avec la stratégie énergétique française. Les conditions de réussite du scénario M0 s'applique également, même si dans une moindre mesure.

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 ?

Le fait de considérer la construction d'EPR 2 au-delà des 3 premières paires du programme NNF correspond à la fois aux orientations données par la PPE3 et au projet industriel d'EDF, tout en étant en deçà de ce qui est visé par EDF.

Concernant les énergies renouvelables, les niveaux de développements pris en compte dans le scénario N1 paraissent ambitieux mais atteignables tout en nécessitant une consolidation des *supply chains* et des capacités industrielles, une forte acceptabilité sociale et la mise en place de solutions de flexibilité (amont et aval).

Question 27 : 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 ?

Le fait de considérer la construction de 14 EPR 2 correspond à la fois aux orientations données par la PPE3 et au projet industriel d'EDF mais constitue néanmoins une trajectoire ambitieuse qui nécessiterait une mobilisation forte. Quant au SMR, cette technologie reste un pari technologique, en témoignent les difficultés rencontrées par les entreprises du secteur.

Question 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 ?

L'UFE s'interroge sur la pertinence économique et technique du scénario N4. En effet, l'UFE estime que le choix des répartitions entre les différentes technologies de production d'électricité doit s'inscrire dans une logique de minimisation du coût complet du système électrique, et de faisabilité industrielle de développement des capacités. L'UFE partage par ailleurs le constat de RTE selon lequel le scénario N4 impliquera un volume de nouveaux réacteurs nucléaires très supérieur aux trajectoires industrielles envisagées par la filière. Enfin, il convient de s'assurer que les différents arbitrages et scénarios proposés n'induisent pas de risque de non-atteinte du critère de sécurité d'approvisionnement. Par conséquent, **l'UFE appelle à étudier des scénarios tenant compte de leur faisabilité industrielle.**

Partie 3 : Modélisation de fonctionnement du système électrique

Question 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 ?

L'évolution de la base de données climat est un progrès notable par rapport au dernier exercice. Le fait de la baser sur le dernier exercice international CMIP6 en considérant plusieurs modèles est conforme aux recommandations scientifiques pour une étude d'impact afin d'échantillonner l'incertitude épistémique. Il est compréhensible que les contraintes à la fois de l'étude et de la disponibilité de résultats climatiques à l'échelle infra-journalière souhaitée limite le nombre de modèles considérés à 6. Cependant, il serait intéressant que RTE puisse donner un éclairage sur la représentativité de ces 6 modèles à l'échelle continentale Européenne et à celle de chaque pays parmi l'ensemble des modèles CMIP6.

RTE propose d'utiliser 21 ou 31 années climatiques par modèle pour chaque horizon. La définition des statistiques climatiques a changé depuis le 6ème rapport du GIEC avec des moyennes établies sur 20 ans plutôt que sur 30 ans. L'UFE propose d'adopter cette nouvelle norme : ainsi la référence historique correspondra à la période 1995-2014, l'horizon 2050 couvrira la période 2041-2060.

À l'horizon 2050, l'incertitude liée au scénario est moindre par rapport à l'incertitude de modélisation, et les projections avec les deux scénarios mentionnés conduisent pour la France à un réchauffement en 2050 compatible avec la TRACC (Trajectoire de réchauffement de Référence pour l'Adaptation au Changement Climatique).

A cet horizon, les deux scénarios SSP2-4.5 et SSP3-7.0 peuvent être utilisés. Au-delà de 2050, ces scénarios sont pertinents pour les études, car ils permettent d'explorer des visions plus ou moins optimistes encadrant les niveaux de réchauffement moyen de la TRACC en fin de siècle. On peut anticiper un effet plus marqué en été sur l'hydrologie avec le scénario SSP3-7.0 pour certains modèles.

L'UFE partage le fait de prendre en compte des épisodes de froid et de vent faible, potentiellement sur des périodes longues, qui seront de plus en plus structurants pour la sécurité d'approvisionnement.

Outre les épisodes de froid et de vent faible, **il serait pertinent d'également prendre en compte les épisodes de canicule couplés à des faibles production d'énergies éolien, hydraulique et nucléaire**. En effet, la hausse des températures augmente la probabilité d'épisodes caniculaires plus fréquents et plus sévères en milieu et fin de siècle accentuant les besoins de climatisation. Le couplage avec des périodes de production contraintes d'énergies éoliennes ou nucléaire, dans un mix futur en comprenant de grandes capacités, pourrait être contraignant.

Question 30 : 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 ?

A propos de l'analyse du besoin de flexibilités, l'UFE estime qu'elle doit permettre de caractériser les besoins de modulation (consommation et production), de qualifier le rôle stratégique des flexibilités dans le pilotage du système électrique. Les résultats des FE 2050 sur ce sujet pourront notamment servir à affiner les scénarios sur les flexibilités nécessaires au bon fonctionnement du système, de telle sorte à permettre aux différents acteurs d'identifier la contribution qu'il peut apporter à ces flexibilités, dans le strict respect de la neutralité technologique et sans distorsion de concurrence entre filières ou actifs. Cette analyse devra prendre en compte les considérations économiques mais aussi des considérations sociétales et industrielles pour les effacements industriels et l'UFE recommande d'étendre ce principe aux grands segments tertiaires.

Par ailleurs, les flexibilités industrielles, tertiaires et résidentielles peuvent tant être ponctuelles que régulières, ou répondre à un besoin d'effacement mais aussi de flexibilité de consommation à la hausse. En effet, le système électrique a des besoins de flexibilité pour éviter les écrêtements des énergies renouvelables ou réduire la modulation du nucléaire et profiter d'une énergie abordable, abondante et décarbonée. Concernant le caractère ponctuel, la flexibilité industrielle peut également répondre à des besoins dynamiques : correctement accompagnés, notamment dans le cadre de la conception de leur projet d'électrification, les industriels peuvent activer de manière régulière leur flexibilité sur les différents marchés, même sur des mécanismes plus exigeants comme les services systèmes.

L'UFE rejoint RTE sur la pertinence de la méthode consistant à déterminer les « bouquets de flexibilité » par une optimisation sur critère économique – à capacités fixées sur le nucléaire et les EnR, qui définissent les mix étudiés – pour atteindre un critère de sécurité d'approvisionnement identique dans toutes les configurations.

Il est légitime que cette optimisation tienne compte des contraintes, notamment de potentiel, auxquelles sont soumises les différentes solutions de satisfaction du besoin de capacité (actifs thermiques à flamme, STEP, batteries, flexibilité de la demande...), mais **l'UFE souhaite que ces contraintes soient précisément explicitées** ; la référence à « d'autres considérations » est à ce stade trop imprécise. Par ailleurs, si la détermination endogène des capacités de flexibilité semble être l'approche qui capture le mieux la réalité économique, qui voit ces technologies se développer rapidement lorsqu'un besoin émerge, une limite concerne la forte sensibilité des résultats aux hypothèses de coûts et de contraintes de fonctionnement technique⁴. Il semble ainsi utile de compléter cette approche par des variantes qui explorent des « bouquets de flexibilité » vus comme non optimaux économiquement mais qui pourraient néanmoins émerger avec des hypothèses légèrement différentes sur les coûts, les gisements ou les potentiels de développement des différentes filières. **L'UFE rejoint donc RTE sur l'intérêt d'analyser notamment des variantes où le volume de batteries est fixé a priori, pour analyser leur contribution effective à la sécurité d'approvisionnement.** Ce choix méthodologique permet en outre de prendre en compte un développement des batteries lié à la fourniture de services système pour lesquels le marché est inexistant ou non représenté dans les simulations (réglage de la tension, flexibilité de très court terme, gestion des congestions réseau...).

Concernant le critère de sécurité d'approvisionnement, l'UFE note la proposition de RTE d'une définition du « niveau de service » en volume d'énergie non desservie (espérance de défaillance de 10 GWh/an) mais souligne que ce choix n'est aligné ni avec la législation française actuelle (espérance de défaillance de 3h/an et de délestage de 2h/an), ni avec la justification du critère par un raisonnement d'optimalité économique, qui conduit bien à l'exprimer en espérance de durée de défaillance. Ainsi, l'UFE suggère de **prévoir sur quelques cas illustratifs une comparaison des résultats qui seraient obtenus avec l'un et l'autre critères.**

Question 31 : les flexibilités de la demande

- Etes-vous en phase avec les leviers de flexibilité de consommation identifiés et les hypothèses

⁴ Certains travaux récents ont en effet montré que la substituabilité entre technologies peut être forte, ce qui crée des optima économiques instables : un faible changement d'hypothèse de coût pour une technologie peut complètement renverser la structure du « bouquet de flexibilité » (voir Neumann, Fabian, et Tom Brown. « The Near-Optimal Feasible Space of a Renewable Power System Model ». *Electric Power Systems Research* 190 (janvier 2021): 106690. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106690>).

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 ?

Le développement de la flexibilité de la demande dépendra certes des consommateurs mais surtout des politiques publiques volontaristes et de la valeur de cet outil sur les marchés.

Concernant, le pilotage de la recharge tarifaire (sur les heures creuses) des véhicules électriques permet d'éviter des appels de puissance inopportuns et incite ainsi les acteurs à innover pour encourager les conducteurs, à condition qu'ils y trouvent un avantage sans se sentir contraints.

Par ailleurs, vu les évolutions rapides et les annonces de nouveaux modèles de segment B intégrant des possibilités de V2H ou V2G (Renault 5, Volkswagen ID Polo) et les perspectives commerciales, l'UFE juge opportun, comme le propose RTE, de réévaluer à la hausse le nombre de véhicule adoptant et utilisant cette technologie à tous les horizons de temps étudiés.

Depuis la sortie de crise, on constate une amplification des spreads de prix, en particulier infra journaliers avec des prix très bas pendant la cloche solaire, et la fréquence de leur occurrence. Cela donne plus de valeur et d'attractivité pour les flexibilités client.

Les plages HP/HC via le TURPE7 vont évoluer progressivement pour mieux placer les HC et les caler sur les heures les moins chères de la journée, notamment sur les heures méridiennes de la cloche solaire, et ainsi déplacer des consommations sur ces périodes (notamment celles pilotées automatiquement avec les ballons d'eau chaude).

Depuis 2016, l'attractivité de l'option HP/HC s'est érodée du fait de leur méthode de construction par empilement des coûts par option tarifaire. On constate depuis la crise de 2022/23, un regain d'intérêt pour cette option ce qui a permis de maintenir la proportion des clients en HP/HC. A partir de 2026, l'adaptation de la méthodologie de construction de l'option HP/HC des TRVE par la CRE permettra d'assurer dans la durée l'attractivité relative de l'option HC par rapport à l'option Base (cf délib. CRE TRV du 09/10/2025, §2.1).

Par ailleurs, on constate l'émergence de nouvelles offres de marché par les fournisseurs incitant les clients à déplacer leurs consommations pour profiter des périodes de prix bas, en particulier pour les consommateurs munis d'usages flexibles (par exemple le véhicule électrique) : offres à postes de prix plus fins que HP/HC, bonus client incitant à déplacer ses consommations, indexation spot horaire pour les plus gros clients, etc. En plus de ces incitations tarifaires, le développement d'offres de pilotage automatisé des équipements (VE, PAC, batteries...) peuvent maximiser les reports de charge en temps réel tout en affranchissant le consommateur final des contraintes comportementales.

Bien que ces nouvelles offres soient encore en phase de déploiement et consolidation, la dynamique d'adoption observée confirme l'intérêt croissant de certains consommateurs pour ces solutions de flexibilité. Pour maximiser et pérenniser ces déplacements de consommation, il serait pertinent d'accompagner cette tendance par la mise en place de produits de marché adaptés (produit solaire 12-16h, etc.).

A plus long terme, l'UFE estime qu'une tarification optimisée pourrait émerger pour maximiser la flexibilité de la demande au moment où le système électrique en aura besoin.

Concernant la flexibilité électrique dans la production de chaleur industrielle, de plus en plus d'acteurs se positionnent sur des chaudières électriques en hybridation avec des chaudières gaz. Le switch entre les deux chaudières se réalise sur un arbitrage prix. Il est donc important d'en évaluer l'intérêt économique dans les différents scénarios en tenant compte du niveau de prix horaire de l'électricité, de l'évolution saisonnière du prix TTF et du surcoût en CAPEX. Toutefois, ce type de systèmes maintient les technologies fossiles dans l'industrie et pose le risque de lock in. Il faut donc mettre en perspective le gain pour le système électrique apporté par la flexibilité permise par des systèmes en hybridation et la consommation dans la durée d'énergie fossile alors même que d'autres solutions existent.

L'UFE estime que la chaudière électrique est à date le seul équipement d'électrification de l'industrie que l'on considère comme vraiment « flexible » : les fours ou les PAC sont davantage orientés process, ce qui limite leur capacité à se flexibiliser.

L'UFE partage ensuite l'analyse selon laquelle la production de chaleur industrielle à partir d'électricité permettra le développement d'un nouveau gisement de flexibilité. Cette flexibilité pouvant être valorisée sur les différents marchés, constitue une source de revenus non négligeable. Elle permet donc à l'industriel de rentabiliser plus rapidement son investissement pour électrifier son processus de création de chaleur. Cette remarque est valable pour une électrification totale mais aussi hybride (gaz/électricité).

La flexibilité des réseaux de chaleur est intéressante à explorer pour ce FE 2050. En effet, il existe déjà des études dans les pays nordiques⁵ pour regarder l'optimisation du mix énergétique d'un réseau de chaleur (RCU) en flexibilisant la production via des pompes à chaleur. L'avantage de cette flexibilité est que les solutions de stockage de chaleur dans un RCU ont un coût limité et il est possible aussi de se rémunérer sur le marché des services système.

Enfin, concernant le développement des infrastructures de stockage et d'hydrogène, l'UFE rappelle que les électrolyseurs ont la capacité de moduler leur consommation à la hausse comme à la baisse et qu'ils ne répondent pas qu'à des signaux ponctuels (participation possible aux services systèmes).

Question 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...) ?

L'UFE estime que le potentiel de développement des STEP à l'horizon 2050 doit s'inscrire dans le cadre fixé par la PPE, qui prévoit un objectif d'environ 1,5 à 1,7 GW à horizon 2035. Compte tenu des délais très longs de développement des grandes STEP (procédures, autorisations, travaux), et de la concentration des sites, il reste difficile d'apprécier si ces objectifs seront effectivement atteints en 2035. Toutefois, De plus, l'UFE souligne que le litige juridique qui bloquait le développement des STEPs est en cours de résolution et devrait ainsi pouvoir faciliter la reprise des investissements.

L'UFE souligne que **le développement des STEP reste conditionné à la mise en place de dispositifs de soutien adaptés**. Elles apportent une capacité de stockage de longue durée, essentielle pour l'équilibrage du système électrique.

L'UFE souligne que, en pratique dans le cadre actuel, une batterie n'est pas restreinte dans un service spécifique et se positionne sur plusieurs marchés pour optimiser son fonctionnement (« revenu stacking »). Une batterie maximise ses revenus en se diversifiant sur les différents marchés où elle peut se positionner. Les batteries de 2 h ne sont pas exclusivement destinées à participer aux Services Systèmes : elles peuvent aussi, par exemple, participer à des marchés en énergie, ou le moment venu à de la flexibilité locale.

⁵ Sihvonen et al, 2024, Role of power-to-heat and thermal energy storage in decarbonization of district heating, Energy (305) // Levihn, 2017, CHP and heat pumps to balance renewable power production: Lessons from the district heating network in Stockholm, Energy (137)

Concernant le rendement des batteries stationnaires, l'UFE indique qu'une étude de l'ADEME estime qu'il serait plutôt aux alentours de 75 % en moyenne sur 2024 (auxiliaires inclus), avec un écart type de l'ordre de 12 %⁶. Concernant les durées de stock, les technologies évoluent rapidement et la bascule de BESS avec 2 heures de stockage à des BESS avec 4 heures de stockage va se produire à court terme. Des évolutions majeures sont à prévoir d'ici 2050.

Concernant les utilisations d'eau pour d'autres usages, on peut penser que les ouvrages de montagne sont peu sensibles à ces consommations en aval, cependant, dans un contexte d'aggravation des tensions en été, ils pourraient être sollicités pour du soutien d'étiage.

En outre, le stockage thermique en tant que flexibilité *Power-to-Heat* qui, tout en ne restituant pas de l'électricité mais de la chaleur, peut dans certains cas apporter une flexibilité pour le système électrique.

Question 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 ?

La production d'électricité à partir d'actifs thermiques à flamme (ThF) flexibles restera essentielle pour le système électrique à moyen et long terme, notamment pour répondre aux besoins de production en situations de pointe et d'extrême pointe. Ces actifs se distinguent par leur rapidité d'activation, des coûts fixes relativement bas et des coûts variables plus élevés. L'UFE partage la nécessité de décarboner totalement la production d'électricité ThF à terme. La PPE publiée en février 2026 prévoit de substituer des combustibles bas-carbone au fioul à l'horizon 2030, initiant ainsi une dynamique à prendre en compte dans les projections à 2050. **En cas de besoin de nouveaux moyens de production thermique, l'UFE estime que seuls des actifs thermiques décarbonés doivent être développés.**

Concernant les technologies de bouclage du système électrique, deux grandes familles de solutions décarbonées sont envisageables : la boucle *Power-to-H2-to-Power* et la filière CCG+CCS. **L'UFE constate que le scénario de référence de RTE accorde une place prépondérante à l'hydrogène décarboné, sans que l'arbitrage avec le CCG+CCS soit suffisamment explicite.** Or ces deux filières partagent une caractéristique commune : elles restent soumises à d'importantes incertitudes techniques, économiques et infrastructurelles, et nécessitent toutes deux des développements coordonnés à grande échelle. Il semble donc prématuré de trancher nettement en faveur de l'une ou de l'autre à ce stade.

L'UFE encourage donc RTE, d'une part à la plus grande transparence sur les hypothèses de développement et de coûts du vecteur H2 pour l'électricité ainsi que sur la sollicitation projetée des infrastructures ; et d'autre part, à **explorer des variantes où le bouclage est assuré par les autres technologies listées ci-dessus, notamment CCG+CCS et TAC au biocombustible**, en fonction du besoin de moyens de semi-base, pointe et extrême pointe projeté.

Question 34 : 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 ADEME, ATEE, CRE, DGEC, ENEDIS et RTE. 2026. Observatoire des batteries stationnaires édition 2025. 9p.

Une hausse de la consommation d'électricité à la maille européenne semble cohérente avec une électrification des usages, notamment la hausse du nombre de véhicules électriques, l'électrification du chauffage résidentiel et tertiaire et l'implémentation de solutions industrielles électriques. Afin de pouvoir mieux évaluer les principaux composants de cette hausse, une décomposition géographique (notamment les consommations d'électricité des pays voisins de la France) et sectorielles (notamment des secteurs principaux présentés dans le GT3) des hypothèses considérées par RTE serait bénéfique.

L'UFE s'interroge des niveaux de consommation d'hydrogène et molécules de synthèses envisagés par RTE basés sur le TYNDP (~3000 TWh d'électricité soit ~55 Mt H₂), ceux-ci semblant conséquents. Une décomposition de la consommation envisagée serait bénéfique pour sa compréhension : en effet, certains usages, tels que l'usage d'hydrogène pour le chauffage résidentiel et tertiaire ou pour les véhicules légers ou lourd, ont des perspectives de développement limitées, étant en compétition avec des solutions souvent plus pertinentes tant d'un point de vue énergétique qu'économique.

Comme soulevé par RTE, l'hypothèse sur la part d'hydrogène provenant d'électrolyse locale sera un facteur déterminant de la consommation d'électricité totale européenne et pourra donc impacter directement les résultats de l'étude Futurs Energétiques. Les contraintes portant sur le transport d'hydrogène longue distance, ainsi que les étapes de reconversion nécessaires en cas de transformation (et la déperdition énergétique encourue), limitent le potentiel d'imports international de la molécule hydrogène. En revanche, les produits dérivés de l'hydrogène tels que l'ammoniac, le méthanol ou les e-fuels, plus simplement transportables, pourraient être fortement concurrencés par un marché international en fonction de leur compétitivité avec des molécules produites localement. Il est également important de souligner qu'outre les imports internationaux, la production d'hydrogène (et ses dérivés) par électrolyse locale, serait également en compétition avec d'autres modes de production bas carbone locaux d'hydrogène, notamment par reformage de méthane avec capture de carbone.

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 ?

L'UFE souligne que les interconnexions existantes constituent déjà des composantes vitales du fonctionnement du système électrique français, en contribuant quotidiennement à l'équilibrage régional, à l'intégration des énergies renouvelables et à la maîtrise des situations de tension. Leur rôle opérationnel, aujourd'hui indispensable, démontre que les échanges transfrontaliers ne doivent pas être considérés comme un mécanisme de flexibilité "complémentaire", mais bien comme un pilier structurel du système interconnecté européen. En effet, le renforcement des interconnexions et du couplage des réseaux électriques constitue un levier essentiel de résilience, facilitant l'intégration des marchés énergétiques, notamment les marchés disposant d'outils de gestion flexible de l'énergie, tel que la Suisse. Un réseau bien interconnecté et efficacement couplé favorise une distribution optimale des ressources énergétiques, essentiel à la réduction des risques de pénuries et à la valorisation des capacités de production renouvelable.

Toutefois, le fait de conditionner strictement le développement des interconnexions à l'achèvement préalable des renforcements du réseau interne pourrait retarder des décisions structurantes sur les échanges transfrontaliers, alors même que les délais de développement des interconnexions, les exigences de concertation et les dynamiques industrielles associées sont comparables, voire supérieurs, à ceux des grands projets de réseau.

L'UFE est favorable à tout projet d'interconnexion, qu'il soit sur financement public ou privé, dès lors que celui-ci apporte des bénéfices par rapport aux coûts qu'il entraîne dans la durée. **Les renforcements de réseau internes au pays, pour garantir la pleine disponibilité des capacités d'interconnexion, ne doivent**

ainsi pas être négligés dans l'équation économique. Par conséquent, l'UFE souligne que les décisions d'investissement dans les interconnexions doivent être prises sur la base d'analyses économiques objectives incluant les coûts de renforcement (analyses coûts/bénéfices intégrant l'ensemble des éléments).

Dans ce cadre, il est raisonnable de retenir un certain rythme de développement des interconnexions, adapté aux trajectoires et aux scénarios envisagés - comme proposé par RTE dans sa consultation. Cela conduirait à privilégier une approche plus anticipative et coordonnée, intégrant dès les premières étapes des scénarios le développement conjoint du réseau interne et des interconnexions, y compris en tenant compte, le cas échéant, des projets d'interconnexion portés ou codéveloppés par des acteurs indépendants de l'opérateur de système historique. Une telle approche permettrait d'optimiser les choix d'investissement, de mieux répartir les risques et de limiter les risques de verrouillage technique et économique.

En effet, l'approche consistant à construire des scénarios nationaux "production – flexibilités - consommation" avant l'intégration ultérieure du bouclage en puissance dans le système interconnecté européen présente un risque méthodologique important en sous-estimant les contributions structurelles des interconnexions, notamment sur :

- La réduction du besoin national en stockage de longue durée ;
- La limitation du recours à des moyens thermiques décarbonés dimensionnés pour les pointes extrêmes ;
- Et la valorisation des productions bas carbone françaises à coût marginal faible.

L'UFE recommande ainsi que RTE introduise, dès l'étape actuelle, un scénario "interconnexions renforcées", incluant :

- Des hypothèses cohérentes avec les TYNDP et les Plans nationaux énergie-climat européens (NECP), en veillant à considérer plusieurs trajectoires possibles du mix électrique de nos voisins, qu'il s'agisse des scénarios NECP révisés ou de scénarios de décarbonation plus modérés, en tenant compte du prochain paquet réseaux européens ;
- Une analyse coût-bénéfices explicitant les évitements de stockage ou de thermique de pointe ;
- Le développement nécessaire du réseau interne national pour limiter les congestions.

Une telle approche permettrait de garantir une évaluation plus complète, plus réaliste et plus robuste des trajectoires énergétiques françaises à horizon 2050, tout en reflétant la nature systémique et européenne du système électrique interconnecté.

Questions 36 : 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 ?

Concernant le volet technique, les approfondissements proposés concernent les aspects opérationnels comme l'analyse du plan de tension, des problématiques d'inertie, ou encore de dimensionnement des réserves opérationnelles seront précieux et permettront d'éclairer plus largement encore la crédibilité et la robustesse des mix envisagés.

L'UFE partage les modalités d'analyse de RTE et notamment la structuration prenant en compte les différents aspects de stabilité.

L'UFE souhaite cependant porter quelques points à la connaissance de RTE. Il est essentiel que tous les acteurs du système électrique contribuent bien à la stabilité de ce système dans les limites de faisabilité technique, afin de limiter au maximum les risques d'incident réseau, très préjudiciables à l'économie, à l'image de l'électricité et au bon développement de l'électrification. Par ailleurs, il est légitime que ces services soient rémunérés par le gestionnaire de réseau, comme c'est déjà le cas pour le réglage de fréquence et de tension. Une absence de rémunération ne permettrait pas de révéler les vrais coûts du système électrique.

L'UFE souhaite également que RTE précise les hypothèses retenues pour le coût des nouvelles technologies

(grid forming) ou anciennes technologies pas déployées à grande échelle (compensateurs synchrones), précise les échéances concernant les expérimentations en cours (cf. batterie de Neoen en 2028) et les retours d'expérience qui permettront de les déployer à l'échelle. Ces précisions permettront d'assurer la bonne coordination entre les évolutions du système électrique (évolution du mix de production avec la hausse de la puissance EnR installée) et mise en place/pérennisation des solutions de stabilité.

Partie 4 : Analyses transverses

Question 37 : 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 ?

Sur le volet économique, l'UFE souhaite souligner les trois principes ci-dessous :

- **L'analyse économique doit reposer sur une analyse en coûts système**, et non en LCOE. En effet, la vision en LCOE ne permet pas de rendre compte de la différence de services rendus par les différents actifs de production ;
- L'évaluation économique doit tenir compte des coûts de l'ensemble des composantes du système électrique français (production d'électricité, réseaux de transport et de distribution, optimisation et coûts des flexibilités, installations de gestion/traitement et stockage des combustibles des différentes filières et coûts de démantèlement) ;
- Compte tenu du rôle significatif du nucléaire dans le mix électrique français, et s'agissant en partie des coûts de la filière nucléaire EPR2, il apparaît nécessaire que RTE intègre dans son analyse des sensibilités du coût de cette filière ces différents paramètres : le taux de financement pour la construction des réacteurs, le tarif de référence associé au contrat de complément de rémunération, ainsi que la part du financement susceptible de relever d'un prêt à taux bonifié, constitutif d'un soutien public ;
- Le coût du capital pour chacune des filières devrait être différent.

L'UFE partage la proposition de RTE visant à enrichir la restitution avec des éléments sur les retombées pour l'économie française.

Question 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 liés à la ressource et la demande en eau ?

Concernant le volet environnemental, l'UFE est en accord avec RTE dans sa démarche d'analyse d'impact du système électrique en regardant les émissions, l'ensemble des déchets (déchets nucléaires mais également les déchets conventionnels), l'occupation des sols ou les ressources consommées.

Concernant les enjeux liés à la ressource et la demande en eau, il paraît important que l'analyse environnementale **distingue explicitement**, pour l'ensemble des scénarios étudiés, **les notions de prélèvements d'eau et de consommation nette d'eau**, qui recouvrent des enjeux environnementaux et territoriaux sensiblement différents. Cette distinction est essentielle pour éviter des comparaisons ambiguës entre technologies présentant des profils très contrastés (forts prélèvements avec restitution majoritaire vs. consommations irréversibles).

Question 39 : cadrage des analyses sociétales

- Partagez-vous l'intérêt d'une analyse sociétale des différentes trajectoires proposées par RTE ? Etes-vous d'accord avec les quatre axes proposés à l'analyse : (i) la sobriété, (ii) les transformations des usages et l'électrification, (iii) la flexibilité de la consommation d'électricité et (iv) 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 ?

L'UFE soutient RTE dans sa démarche d'étudier les conditions de réussite sociétales des différentes trajectoires de sortie des énergies fossiles. Sur la partie acceptabilité, en plus d'identifier les freins et leviers, l'UFE estime qu'il est important d'avoir un état des lieux de la sobriété en France. En effet, si l'énergie devenait plus accessible, cela pourrait se traduire par une hausse de consommation.

Par ailleurs, il sera intéressant d'étudier les leviers qui pourront être actionnés pour faciliter l'acceptation des transformations à venir pour la transition énergétique (réduction de la facture d'énergie, récit de souveraineté, ...).

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 ? avez-vous des 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 ?

L'UFE salue l'ajout de l'analyse de plusieurs filières industrielles, notamment l'analyse de la filière industrielle des réseaux d'électricité (distribution et transport). A ce titre, RTE pourrait utiliser les travaux produits par la Filière industrielle des entreprises des réseaux électriques (« FIERE ») pour alimenter ses analyses. Néanmoins, l'UFE regrette **que l'ensemble des technologies d'électrification, en particulier celles spécifiques à l'électrification de l'industrie, ne soient pas incluses** ; par ailleurs, les filières de production des matières premières, nécessaires à la fabrication des technologies de la transition, devraient aussi faire l'objet d'une attention particulière.

Il est proposé de prioriser l'analyse sur les filières suivantes compte tenu de leur importance pour le système énergétique de demain et des capacités industrielles en France : nucléaire, éolien en mer, batteries, réseaux électriques, pompes à chaleur et technologies de décarbonation de chaleur industrielle.

L'UFE partage les axes d'analyse proposées par RTE. D'une part, l'analyse pourra porter sur les besoins industriels, en emplois et en compétences pour mettre en service, maintenir et démanteler les équipements de la transition énergétique, différenciés par filière de déploiement et par scénario. D'autre part, l'analyse pourra se concentrer sur les risques et les opportunités industrielles, différenciés par filière technologique (y compris la production et transformation des matières premières en amont et le recyclage des composants en aval). Il pourrait notamment être étudié :

- l'état des lieux actuel des chaînes de valeur (par exemple, le niveau de concentration par géographie, par acteur, par usine, par route commerciale, etc.), les risques et vulnérabilités associés (conflits, instabilités, pratiques économiques et commerciales, etc.) et les impacts potentiels (sur l'économie et l'industrie en aval, sur le système énergétique, sur la sécurité nationale – par exemple les risques sur la cybersécurité) ;
- la capacité à diversifier les approvisionnements ou la capacité à renforcer les capacités de production locales (écarts de compétitivité, dépendances sur les composants et les matières premières en amont, synergies avec les industries existants, niveau de maturité de la technologie, besoins en compétences, disponibilité de partenaires commerciaux) ;
- l'opportunité économique de renforcer les capacités de production locales (taille du marché, capacité à rentabiliser les investissements, potentiel d'emplois et retombées fiscales et sociales, potentiel d'innovation, coût du soutien à la production et coût pour le système) ;
- les conditions de réussite pour renforcer les capacités de production locales (ambition et visibilité des stratégies industrielles, politique sur les investissements étrangers, accords commerciaux, conditionnement des aides, instruments de défense commerciale, politique emplois/compétences, subventions et financements, aides à la RDI, conditions de contenu local, droits de douane).

Concernant le volet emplois et compétences, l'UFE va mettre à jour l'étude prospective emplois et compétences de la filière électrique (datant de 2020), notamment à la lumière des orientations de la PPE 3. L'avancé de cette étude sera partagée à RTE.

Question 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 ?

L'ajout de crises techniques, géopolitiques ou économiques dans les scénarios de stress tests permet de rajouter une dimension de réalisme à l'image des épisodes que le système énergétique français a pu traverser en 2020 et 2022-2023. Il pourrait également être pertinent d'intégrer des scénarios explorant des risques plus génériques pesant sur la disponibilité des moyens de production. Cette proposition nécessite de bien expliciter la méthodologie car certaines crises peuvent jouer sur l'élasticité du système énergétique mais peuvent aussi modifier à long terme certains fondamentaux.

L'UFE réitère sa proposition de réaliser des analyses combinant plusieurs chocs, à l'instar de la crise énergétique de 2022.