Bilan prévisionnel - édition 2023 :

Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses de l'étude des perspectives pour le système électrique à l'horizon 2035

Document détaillé

Avant-propos

Date de publication : 28 février 2023

Date limite de réponse : 28 mars 2023

Mail : rte-concerte-bp@rte-france.com

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

Le Bilan prévisionnel établit une analyse de risque de l'équilibre offre-demande en étudiant les effets de l'évolution probable de la consommation et du parc de production par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement et vérifie les configurations permettant au système électrique d'être équilibré.

Le Bilan prévisionnel 2023 portera sur l'horizon 2024-2035. Il se déclinera en une analyse détaillée des perspectives d'évolution du mix électrique sur la période 2024-2027 et des états possibles du système électrique à l'horizon 2035. Les analyses concernant l'hiver 2023-2024 seront effectuées dans le cadre spécifique des analyses saisonnières menées par RTE dans la prolongation de l'exercice actuel du passage de l'hiver afin de tirer pleinement partie du retour d'expérience accumulé sur la période en cours.

Le prochain Bilan prévisionnel présentera des perspectives réactualisées, qui intègreront en particulier les éléments structurants survenus depuis la précédente édition et notamment les annonces d'ambitions de décarbonation rehaussées par la Commission européenne, les nouvelles orientations de politique énergétique en France, les effets de la guerre en Ukraine sur l'accès et les prix des commodités, et les incertitudes accrues sur la disponibilité du parc nucléaire français (en lien avec la corrosion sous contrainte qui affecte une partie du parc) afin d'évaluer leurs conséquences sur la sécurité d'approvisionnement en France sur les prochaines années.

Sans préjuger des évolutions de l'architecture des marchés de l'électricité européens qui pourront être engagées en réponse aux fortes perturbations qui en affectent actuellement le fonctionnement, le prochain Bilan prévisionnel devra permettre, en application du cadre réglementaire en vigueur[1], de confirmer ou d'infirmer la nécessité, sur le plan de la sécurité d'approvisionnement, de maintenir un dispositif de rémunération capacitaire[2] en France sur la période considérée. Conformément aux exigences méthodologiques européennes que RTE a déjà eu l'occasion d'appliquer dès l'édition 2021 du Bilan prévisionnel, cette nouvelle édition s'attachera à étudier la viabilité économique des filières contribuant à la sécurité d'approvisionnement pour apprécier l'opportunité du maintien d'un mécanisme de capacité après 2026.

[1] *Règlement n°2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité*

[2] *En se fondant sur l'hypothèse selon laquelle ce besoin serait confirmé, et compte tenu des délais d'approbation réglementaire d'un éventuel nouveau mécanisme de capacité qui prendrait la suite de l'actuel dont l'approbation expire en 2026, RTE a d'ores et déjà initié en 2022 des réflexions quant à la conception d'un tel mécanisme.*

Le Bilan prévisionnel proposera des scénarios qui seront chiffrés et complétés par des analyses environnementales sur la trajectoire d'émissions nationales de gaz à effet de serre, les tensions envisageables sur les chaines d'approvisionnement en matériaux et les questions de partage des ressources.

Dans la continuité des derniers Bilans prévisionnels, RTE lance un appel à contributions, visant à solliciter les acteurs sur les éléments nécessaires à l'élaboration de cet exercice. L'appel à contributions a pour ambitions : *(i)* de solliciter l'avis des acteurs sur les hypothèses principales nécessaires à l'élaboration de l'analyse de l'équilibre offre-demande du Bilan prévisionnel, *(ii)* de renforcer le partage et la transparence sur ces hypothèses et *(iii) in fine* d'améliorer le diagnostic qu'il produit. Au cours du déroulement de l'étude, des groupes de travail thématiques seront organisés afin de détailler des hypothèses, méthodes ou résultats spécifiques.

Cet appel à contributions porte sur les hypothèses principales qui seront retenues dans le cadre de l'analyse de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel 2023 : hypothèses de cadres macro-économiques, de demande, d'évolution du parc de production, des coûts complets de production, de calendrier de développement d'interconnexion, ou encore hypothèses relatives aux mix énergétiques des pays voisins.

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

Conformément à l'article L.141-8 du code de l'énergie, les parties prenantes sont tenues de partager toutes les informations utiles à l'établissement du Bilan prévisionnel. Les répondants peuvent se positionner sur tout ou partie des hypothèses et sont invités à soumettre un document de réponse public qui sera publié sur sur le site de la concertation de RTE. Ce document peut être accompagné d'une partie confidentielle contenant des informations et des chiffres complémentaires et dont la confidentialité sera préservée par RTE dans les conditions prévues à l'article L.142-1 du code de l'énergie.

Les réponses doivent être adressées avant le 28 mars inclus sur la page dédiée du site www.concerte.fr ou par mail à l'adresse rte-concerte-bp@rte-france.com.

Table des matières

Avant-propos 3

1 Enjeux du prochain Bilan prévisionnel à l'horizon 2030-2035 7

1.1 Une mise à jour nécessaire des trajectoires du système électrique à l'horizon 2030-2035 pour éclairer les prochaines échéances de la programmation énergie-climat de la France 7

1.2 Plusieurs enjeux-clés à prendre en compte pour actualiser les perspectives d'évolution du système électrique dans le prochain Bilan prévisionnel 8

1.2.1 Mettre à jour les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité sur la prochaine décennie 8

1.2.2 Mettre à jour les perspectives sur le mix de production en cohérence avec la consommation et les attentes de la collectivité 9

1.2.3 Identifier les conditions de réussite de la transition énergétique en fonction du contexte 10

2 Cadrage macroéconomique 13

2.1 Cadre macroéconomique favorable : présentation générale 14

2.2 Scénario de « mondialisation contrariée » : présentation générale 15

2.3 Hypothèses de PIB et d'inflation 16

2.3.1 Croissance du PIB 16

2.3.2 Inflation 17

3 Scénarios de mix production – consommation 19

4 Hypothèses pour les perspectives de demande 21

4.1 Evolutions générales de la consommation intérieure d'électricité 21

4.1.1 Du coté des facteurs de croissance de la consommation d'électricité, des perspectives rehaussées en lien avec l'accélération de l'électrification des usages et la réindustrialisation 21

4.1.2 Du côté des facteurs baissiers, une réévaluation nécessaire des perspectives de maîtrise de la demande en tenant compte des enseignements de la crise énergétique 22

4.2 Hypothèses d'évolution de la consommation d'électricité par secteur 25

4.2.1 Secteur résidentiel 25

4.2.2 Secteur tertiaire 28

4.2.3 Secteur industriel 31

4.2.4 Secteurs des transports 33

4.2.5 Hydrogène 37

4.3 Hypothèses relatives au pilotage de la demande 40

4.3.1 Effacements de consommation, hors véhicules électriques et hydrogène 41

4.3.2 Pilotage de la recharge des véhicules électriques 43

4.3.3 Modes de fonctionnement des électrolyseurs 45

5 Hypothèses d'offre 47

5.1 Energies renouvelables 47

5.1.1 Hydraulique et nouvelles STEP 48

5.1.2 Photovoltaïque 49

5.1.3 Eolien terrestre 52

5.1.4 Eolien en mer ... 54
5.1.5 Bioénergies, énergies marines et autres énergies renouvelables ... 56
5.2 Parc nucléaire ... 57
5.2.1 Perspectives d'évolution du parc installé et du productible à court et moyen terme (2025) ... 57
5.2.2 Evolution du parc électronucléaire à long terme (2030-2035) ... 60
5.2.3 Exploitabilité du parc ... 63
5.3 Parc thermique à flamme ... 65
5.3.1 Charbon ... 65
5.3.2 Moyens thermiques au gaz et au fioul ... 66
5.4 Flexibilités et moyens de stockage complémentaires ... 68
5.4.1 Batteries ... 69
5.4.2 La boucle power-to-gas-to-power ... 70
6 Hypothèses sur les interconnexions et les systèmes européens ... 71
6.1 Hypothèses d'évolution des capacités d'échanges de la France avec ses voisins ... 71
6.2 Les hypothèses européennes ... 72
6.3 Des analyses de sensibilité pour représenter les incertitudes et comprendre les interactions croisées entre les mix européens ... 75
7 Hypothèses de coûts pour les analyses économiques ... 76
7.1 Méthode de calcul du coût complet du mix électrique ... 76
7.2 Hypothèses de coûts de développement des technologies ... 79
7.2.1 Photovoltaïque, Eolien terrestre et en mer, Hydraulique ... 79
7.2.2 Nucléaire ... 84
7.2.3 Thermique décarboné ... 86
7.2.4 Flexibilités ... 88
7.3 Hypothèses de prix des combustibles et du CO_2 ... 89
7.3.1 Principes généraux ... 89
7.3.2 Principes par scénario ... 90
7.3.3 Hypothèses par énergie ... 90
7.3.4 Prix du CO_2 ... 93
8 Hypothèses pour les analyses environnementales ... 95
8.1 Une mise à jour de la trajectoire carbone de la France en fonction de l'évolution du système électrique et de l'électrification des usages ... 95
8.2 Des approfondissements thématiques par exemple sur les besoins de ressources minérales associés au développement de la mobilité électrique ... 95
Annexe : rappel des hypothèses de coût des *Futurs énergétiques 2050* ... 97

1 Enjeux du prochain Bilan prévisionnel à l'horizon 2030-2035

1.1 Une mise à jour nécessaire des trajectoires du système électrique à l'horizon 2030-2035 pour éclairer les prochaines échéances de la programmation énergie-climat de la France

Le Bilan prévisionnel, une mission légale de RTE et un document remis à jour régulièrement

L'élaboration et la publication d'un Bilan prévisionnel pluriannuel constituent une des missions légales de RTE, dont le cadre est défini par l'article L.141-8 du code de l'énergie. Cette publication vise notamment à apporter des perspectives sur l'évolution du système électrique à un horizon de plusieurs années et d'identifier les risques en matière de sécurité d'approvisionnement. Cet exercice permet également de constituer un socle d'hypothèses sur l'évolution de la consommation et de la production d'électricité en vue de dimensionner les infrastructures de réseau sur le temps long.

Au cours des dernières années, les exercices de type « Bilan prévisionnel » publiés par RTE ont progressivement été étendus, afin de couvrir une très large partie des thématiques et des questions soulevées dans le débat public.

En mars 2021, le Bilan prévisionnel publié par RTE a analysé le niveau de sécurité d'approvisionnement sur l'horizon 2021-2025, maintenant sous vigilance les hivers 2021 à 2024, affectés notamment par les incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire. L'étude avait par ailleurs examiné les perspectives d'évolution du système à l'horizon 2030 par rapport aux objectifs de la PPE et de la SNBC d'avril 2020.

En octobre 2021 (puis février 2022 pour la version complète), le rapport *Futurs énergétiques 2050* a dessiné différentes perspectives d'évolutions du mix à long terme permettant l'atteinte de la neutralité carbone à 2050.

La nouvelle édition du Bilan prévisionnel proposera une actualisation du diagnostic de la sécurité d'approvisionnement sur les prochaines années et l'analyse des trajectoires possibles du mix énergétique français aux horizons 2030 et 2035.

Un réexamen nécessaire des conclusions techniques, économiques et environnementales sur les perspectives d'évolution du système électrique

Depuis la publication des deux rapports précités en 2021, plusieurs éléments de contexte récents conduisent à modifier profondément les perspectives d'évolution du système énergétique français et européen à court et moyen terme.

D'abord, l'Europe et la France sont plongées depuis peu dans une crise énergétique inédite liée à de nombreux facteurs (crise gazière liée à la guerre menée par la Russie en Ukraine, indisponibilité d'une partie des réacteurs nucléaires français suite à l'identification d'un défaut générique de corrosion dans certaines tuyauteries des réacteurs, sécheresse, crise économique, etc.), modifiant profondément la structure et les conditions d'approvisionnement en énergie. Le plan *RepowerEU* présenté par la Commission européenne prévoit notamment la réduction de la part du gaz fossile dans le mix européen.

Au-delà de la crise géopolitique enclenchée avec la guerre entre la Russie et l'Ukraine, le renforcement du protectionnisme en Chine et aux Etats-Unis pour asseoir leur leadership dans la maitrise des technologies clés et d'approvisionnement des matériaux critiques de la transition énergétique conduit à restreindre les échanges commerciaux avec l'Europe et vise parfois des équipements nécessaires au développement des énergies renouvelables (modules photovoltaïques…).

En parallèle, la Commission européenne affiche une volonté forte d'accélérer la transition énergétique pour lutter contre le changement climatique (le paquet *« Fit for 55 »* adopté en juin 2021 relève l'ambition de réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 à 55% à l'horizon 2030).

En France, les objectifs politiques du gouvernement ont eux aussi été rehaussés récemment pour décliner nationalement les ambitions et objectifs européens. Ils seront déclinés dans le cadre de la révision de la SFEC. Cette inflexion s'accompagne de nouvelles orientations de politique publique en matière d'énergie et d'activité économique (plan France Relance et France 2030). Le discours de Belfort[3] acte une rupture dans les ambitions de réduction de la part du nucléaire existant dans le mix électrique français mais aussi de l'éolien terrestre. Les débats autour de la prochaine LPEC ont commencé et marquent déjà des inflexions notables par rapport à la précédente Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée au *Journal officiel* de la République française le 23 avril 2020 et actuellement en vigueur.

Les évolutions récentes du contexte et des orientations politiques vont avoir des conséquences sur l'équilibre et le fonctionnement technico-économique du système électrique et plus largement du système énergétique à court et à moyen terme qu'il est nécessaire d'intégrer aux projections et analyses du prochain Bilan prévisionnel.

1.2 Plusieurs enjeux-clés à prendre en compte pour actualiser les perspectives d'évolution du système électrique dans le prochain Bilan prévisionnel

L'enjeu du prochain Bilan prévisionnel sera de proposer une description la plus complète possible des perspectives sur la consommation et la production en vue d'atteindre les objectifs de décarbonation au cours de la décennie à venir mais aussi de présenter le fonctionnement technique et l'économie de ce système électrique en transition.

1.2.1 Mettre à jour les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité sur la prochaine décennie

1er enjeu : mettre en place un plan massif de décarbonation et d'électrification des usages énergétiques en vue d'accélérer la sortie des énergies fossiles et la lutte contre le changement climatique

La consommation d'électricité structurelle, corrigée des aléas météorologiques, est restée globalement stable sur l'ensemble de la décennie 2010-2020 et a même nettement baissé au cours des dernières années du fait de la crise sanitaire puis de la crise énergétique. Pour autant, les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité à moyen terme sont orientées à la hausse et ont même été significativement rehaussées au cours des dernières années, en lien avec l'accélération de la décarbonation.

[3] *« Reprendre en main notre destin énergétique », déclaration du président de la République à Belfort, le 10 février 2022*

Cette volonté d'accélérer la décarbonation se traduit aujourd'hui dans les différents plans et stratégies engagés par l'Etat et se voit également dans l'augmentation forte des demandes de raccordement adressées à RTE (et aux gestionnaires du réseau de distribution) pour des projets de décarbonation de l'industrie, de production d'hydrogène ou de nouvelles usines (méga-usines de batteries, etc.). En complément, la croissance forte des ventes de véhicules électriques observée ces trois dernières années tend à conforter l'hypothèse d'une accélération de l'électrification des transports.

La projection des perspectives de consommation par secteur à l'horizon 2030-2035 sera mise à jour dans le cadre des travaux du Bilan prévisionnel. Les hypothèses sous-jacentes sont détaillées au sein du présent document (voir partie 4).

2e enjeu : réévaluer les perspectives de maîtrise de la demande d'énergie à long terme, en s'appuyant notamment les enseignements de la crise énergétique en matière de sobriété

La volonté d'accélérer la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la crise énergétique récente ont conduit à conforter la nécessité de maîtriser la demande d'énergie à court, moyen et long terme. En particulier, au regard des tensions sur l'approvisionnement énergétique, le Gouvernement a lancé un plan sobriété visant à réduire la consommation d'énergie de 10% d'ici 2024 (toutes énergies confondues). Dans le même temps, l'augmentation des prix de l'électricité et/ou la pression inflationniste ont pu conduire certaines entreprises et particuliers à réduire leur consommation d'énergie. L'ensemble de ces effets a conduit à une baisse significative de la consommation des différentes énergies, et notamment celle d'électricité.

Au-delà de l'hiver, la prolongation de ces tendances sur des horizons de moyen-long terme pose plusieurs questions notamment leur pérennité. Par ailleurs, le développement d'une « sobriété structurelle » telle qu'envisagé dans le scénario « sobriété » des *Futurs énergétiques 2050* (recohabitation, généralisation du télétravail et de l'économie circulaire, évolutions dans l'aménagement de la ville pour favoriser les modes doux, etc.) reste quant à lui incertain. Il n'apparaît pas encore clair à ce stade si la crise énergétique aura pu jouer un rôle de catalyseur du développement des actions de maîtrise de la demande ou si elle restera comme un épisode particulier et éphémère du point de vue de la consommation d'énergie.

Les trajectoires du prochain Bilan prévisionnel viseront à réévaluer les perspectives globales de maîtrise de la demande d'énergie, sur la base d'un retour d'expérience de la crise de l'hiver passé et des contributions des parties prenantes dans le cadre de la présente consultation publique.

1.2.2 Mettre à jour les perspectives sur le mix de production en cohérence avec la consommation et les attentes de la collectivité

3e enjeu : produire suffisamment d'électricité pour accompagner l'électrification rapide des usages énergétiques

Les perspectives d'électrification augurent d'une consommation d'électricité en forte augmentation d'ici 2035 et suscitent ainsi une question sur les leviers permettant de garantir un approvisionnement suffisant de la France sur cette période. Si le système électrique français est historiquement largement exportateur, les incertitudes persistantes sur la disponibilité du nucléaire et sur les dates et le rythme de mise en service de nouveaux moyens de production, combinées à des ambitions rehaussées en matière d'électrification et de réindustrialisation, pourraient à terme conduire à réduire largement les marges de production d'électricité en France.

Les *Futurs énergétiques 2050* ont mis en évidence l'intérêt de maximiser la production d'électricité bas-carbone à moyen terme pour permettre l'accélération de la décarbonation. Plusieurs scénarios prévoyaient en ce sens d'accélérer le développement des énergies renouvelables et de lisser dans le temps de la fermeture des réacteurs nucléaires existants, en s'écartant dans certains cas des objectifs fixés dans la loi.

La loi d'accélération des énergies renouvelables et le projet de loi d'accélération sur le nucléaire en discussion au Parlement traduisent aussi cette volonté de développer plus rapidement la production d'électricité bas-carbone.

Le prochain Bilan prévisionnel publié par RTE présentera ainsi une mise à jour des trajectoires d'évolution de l'offre à un horizon de 10 à 15 ans, de manière à sécuriser un approvisionnement en électricité bas-carbone suffisant pour permettre l'accélération de la décarbonation. Le chapitre 5 vise à recueillir les contributions des parties prenantes sur les perspectives d'évolutions des différentes filières de production d'électricité en France.

4e enjeu : redéfinir le niveau de risque de coupures d'électricité et les aléas par rapport auxquels le système électrique doit être dimensionné et évaluer les moyens nécessaires pour respecter cette nouvelle cible

La crise énergétique vécue en 2022 a fait émerger de nombreuses interrogations sur les critères de dimensionnement du système électrique. Une réflexion doit être engagée dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel sur les possibilités d'évolution du critère de sécurité d'approvisionnement électrique à moyen et long terme. Cette réflexion doit porter à la fois sur la forme du critère (par exemple, concilier une approche probabiliste avec une approche déterministe) et la définition du niveau de risque acceptable.

L'analyse permettra ainsi d'évaluer les conséquences techniques, économiques et environnementales associées à une évolution du critère. C'est notamment dans ce cadre que les perspectives sur l'avenir des dernières centrales au charbon ainsi que sur les moyens de stockage nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement électrique à long terme seront étudiées. Cette analyse alimentera également les réflexions sur la refonte du mécanisme de capacité qui doivent aboutir au cours de l'année 2023, afin de disposer d'un nouveau mécanisme de capacité opérationnel à partir de l'année 2026 et intégrant les nouveaux principes de dimensionnement du système électrique.

1.2.3 Identifier les conditions de réussite de la transition énergétique en fonction du contexte

5e enjeu : identifier les solutions permettant d'adapter les trajectoires de décarbonation à un contexte global de plus en plus adverse, de type « mondialisation contrariée »

Les crises actuelles (géopolitiques, économiques, énergétiques…) pourraient avoir des impacts à long terme sur le prix des matières premières et des technologies ou encore les possibilités et les conditions de financement des investissements dans la décarbonation. Ainsi, l'installation durable d'un contexte adverse pourrait être de nature à affecter largement la capacité (et / ou le coût) d'accélérer la transition énergétique.

Dans un tel contexte de « mondialisation contrariée », des leviers spécifiques devront être identifiés pour se mettre malgré tout sur le chemin de la décarbonation et limiter les risques de non-atteinte des objectifs climatiques. Cela peut par exemple passer par des choix technologiques ou de solutions de décarbonation à privilégier pour limiter les problèmes d'approvisionnement depuis le reste du monde ou encore par des politiques de relocalisation qui conduiront la France et l'Europe à être moins dépendants de l'Asie ou des Etats-Unis pour certains équipements, au prix d'un coût de fabrication probablement plus élevé, *a minima* à court terme.

Le prochain Bilan prévisionnel consacrera un volet dédié et un scénario spécifique à l'analyse de la robustesse des trajectoires de transition énergétique dans un contexte de « mondialisation contrariée ». La présente consultation publique inclut des questions dédiées à la construction de nouvelles hypothèses macroéconomiques permettant d'étudier les impacts de ce contexte durablement dégradé (voir partie 2).

6e enjeu : construire les conditions permettant d'assurer la décarbonation effective de la France, tant sur le plan économique (maîtrise des prix de l'électricité pour les consommateurs), que sur le plan industriel et sociétal

L'accélération des ambitions de décarbonation pose également une question de coûts et d'incitations économiques. Si l'intérêt d'accroître le rythme de réduction des émissions de gaz à effet de serre pour atténuer les effets du changement climatique à long terme ne fait plus de doute, la transition énergétique va mobiliser des montants financiers importants qu'il convient de pouvoir anticiper.

Les projets de réforme du *market design* actuellement discutés au niveau européen visent tout particulièrement à protéger les consommateurs des épisodes de prix élevés et à améliorer la visibilité sur les prix à long terme pour faciliter les investissements dans les projets nécessaires à la décarbonation (tant du point de vue de l'électrification que de celui du développement de nouveaux moyens de production d'électricité, de stockage et de flexibilité). Il s'agit également de rapprocher les prix payés par les consommateurs à travers leurs factures d'électricité des coûts effectifs de production d'électricité.

Pour éclairer les enjeux économiques autour des coûts et prix de l'énergie et accompagner les discussions en cours sur l'évolution du *market design*, le prochain Bilan prévisionnel intègrera une réactualisation de la trajectoire de coûts et de prix dans les différents scénarios considérés jusqu'en 2035. La présente consultation publique comprend par conséquent des questions dédiées à la collecte de nouvelles hypothèses de coût des technologies (nucléaire, renouvelables, stockage…), tenant compte en particulier des évolutions récentes de coût des matières premières ou encore des éventuelles tensions affectant les chaînes d'approvisionnement (voir partie 7 et annexe).

Question 1.1 – Enjeux de l'étude

Partagez-vous les principaux enjeux de l'étude listés dans le cadrage de l'étude :

- **mise en place d'un plan massif de décarbonation et d'électrification des usages,**
- **réévaluation des perspectives de maîtrise de la demande,**
- **planification de l'évolution de la production d'électricité bas-carbone pour accompagner la transition du système énergétique,**
- **redéfinition du niveau de risque cible en matière de sécurité d'approvisionnement et des solutions de flexibilité permettant d'y répondre,**
- **identification des leviers pour adapter la stratégie à un contexte global plus adverse de « mondialisation contrariée »,**
- **réévaluation des enjeux économiques (coûts, prix) associés à la décarbonation ?**

Voyez-vous d'autres enjeux qu'il serait souhaitable d'éclairer grâce au prochain Bilan prévisionnel ?

Question 1.2 – Niveau de risque et dimensionnement du système

L'un des enjeux principaux de l'étude consiste à réévaluer le niveau de risque par rapport auquel le système électrique doit être dimensionné, du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, et les besoins de flexibilité correspondants. Les analyses menées par RTE viseront notamment à prendre en compte le retour d'expérience de la crise énergétique des derniers mois.

Selon vous, quels aléas devraient être intégrés à cette étude afin de faire évoluer le critère de sécurité d'approvisionnement et de dimensionnement du mix électrique ? Quels stress-tests faudrait-il étudier et comment devraient-ils être utilisés dans le dimensionnement du système ?

2 Cadrage macroéconomique

Le cadrage macroéconomique constitue un élément structurant des scénarios d'évolution du mix électrique. Les hypothèses retenues pour la croissance démographique et économique ont ainsi une incidence mécanique sur les perspectives d'évolution de la consommation d'électricité. Au-delà de ce lien, le contexte macroéconomique conditionne les projections de coûts des combustibles, celles des différentes technologies associées à la transition énergétique ou encore la montée en cadence industrielle des différentes filières sollicitées pour la transformation du système énergétique.

Le cadrage retenu pour les *Futurs énergétiques 2050*, élaboré courant 2021, prolongeait (en le révisant légèrement à la baisse) celui de la SNBC 2 (publiée en avril 2020 mais élaborée entre 2017 et 2019). Il était fondé sur un contexte mondial et des perspectives nationales relativement favorables, reflétant notamment l'absence de tension commerciale ou géopolitique significative. De ce contexte résultait une hypothèse de croissance économique de 1,3% par an en moyenne d'ici 2050 pour la France.

Cependant, l'évolution de la situation internationale au cours des dernières années semble marquée par une dégradation, avec l'accroissement des tensions commerciales entre la Chine et les Etats-Unis, ou bien la conflictualité croissante entre l'Europe et la Russie. La crise sanitaire de 2020 a également mis en lumière la forte dépendance des pays européens à des chaînes d'approvisionnement mondiales dont le bon fonctionnement ne pouvait être garanti. C'est pourquoi, lors la publication des *Futurs énergétiques 2050* (et donc avant l'invasion de l'Ukraine par la Russie), RTE a proposé de prolonger ces études dans le cadre d'une variante « mondialisation contrariée » afin d'évaluer la robustesse des scénarios de transition énergétique vis-à-vis d'un contexte global plus adverse.

Depuis février 2022, la guerre menée par la Russie en Ukraine est venue s'ajouter à ce contexte. De nouvelles barrières aux échanges commerciaux pourraient accompagner l'augmentation des tensions géopolitiques, au plus haut depuis la guerre froide. De fortes tensions sur les marchés énergétiques, et plus spécifiquement sur l'approvisionnement gazier européen, font déjà peser des risques macroéconomiques importants. D'autres matières premières stratégiques, notamment celles nécessaires aux nouvelles technologies de l'énergie comme les métaux critiques, pourraient être instrumentalisées et faire peser de nouveaux risques sur les rythmes et la capacité de mise en œuvre de la transition énergétique.

L'ampleur ainsi que la durée de cette dégradation du contexte international restent sources d'une très grande incertitude. Afin de refléter au mieux cette incertitude au sein du futur Bilan prévisionnel 2023, RTE propose de retenir deux cadres macroéconomiques contrastés :

- **un cadre relativement favorable** reprenant l'esprit des hypothèses macroéconomiques retenues dans les *Futurs énergétiques 2050*, tout en tenant compte des évolutions récentes. Dans ce cadre d'hypothèses, le contexte économique international resterait donc relativement dégradé à l'horizon 2025, mais serait marqué par un retour progressif à la situation d'avant crise d'ici quelques années ;
- **un cadre de « mondialisation contrariée »** caractérisé par une configuration encore plus dégradée à court terme mais surtout par la pérennisation de tensions géopolitiques et commerciales à l'horizon 2030-2035 ainsi que par des limitations de nature physique sur les ressources (humaines, financières ou naturelles) nécessaires à la mise en œuvre des politiques de transition énergétique.

Question 2.1 – Cadrage macroéconomique général

Que pensez-vous de l'approche proposée consistant à envisager deux scénarios macroéconomiques contrastés (cadre macroéconomique favorable de retour à la normale d'un côté, cadre dégradé de « mondialisation contrariée » de l'autre) pour le Bilan prévisionnel 2023 ?

A défaut, que proposeriez-vous ?

N.B :

Les hypothèses détaillées concernant les coûts des technologies dans chacun des deux cadres macroéconomiques sont présentées en section 7.2.

Les hypothèses détaillées concernant les prix de combustibles et de CO2 dans chacun des deux cadres macroéconomiques sont présentées en section 7.3.

2.1 Cadre macroéconomique favorable : présentation générale

En première approche, RTE propose de considérer le cadre macroéconomique favorable comme une « mise à jour » du cadrage macroéconomique utilisé au sein des *Futurs énergétiques 2050*. L'impact de la crise actuelle sur l'exploitation du système électrique demeurerait essentiellement concentré sur les prochaines années, le climat économique se stabilisant à nouveau au-delà de l'horizon 2025.

Malgré ce cadre optimiste quant au relâchement des tensions internationales à court et moyen terme et sur les dynamiques macroéconomiques à long terme, ce scénario constituerait néanmoins une révision à la baisse des perspectives de croissance du PIB français car s'appuyant sur les dernières projections démographiques de l'INSEE, révisées à la baisse depuis les *Futurs énergétiques 2050*[4].

Dans ce scénario, les prix des grandes commodités énergétiques et des ressources critiques reviendraient progressivement à des niveaux plus proches de ceux observés avant la crise sanitaire. Une exception concernerait l'approvisionnement gazier européen, affecté encore pendant plusieurs années du fait de la réduction rapide – et considérée comme définitive – des imports par gazoduc depuis la Russie quelle que soit l'issue du conflit en Ukraine, et au-delà par une structure différente des approvisionnements gaziers à l'horizon 2030 ou 2035 (en ce qui concerne les circuits d'importation et le prix du gaz européen).

Malgré les tensions pouvant affecter certains marchés des commodités de façon transitoire (combustibles, matières premières ou ressources critiques), des ajustements de l'offre (développement de nouvelles capacités d'extraction, de raffinage et de production) et de la demande (innovations technologiques, baisse de la demande dans certains secteurs, etc.) sont supposés permettre une stabilisation relativement rapide des prix de marché des commodités dans ce scénario.

[4] *Cf. scénario central de l'INSEE, publié fin 2021, qui considère une population métropolitaine estimée à 67 millions de personnes en 2050 contre 69 millions précédemment, soit une croissance de la population inférieure d'environ 0,1% par an.*

Dans ce scénario, les tensions sur les chaînes d'approvisionnement en matières et composants nécessaires au développement des infrastructures énergétiques s'estomperaient progressivement via un ajustement de l'offre et de la demande, et les coûts de développement des infrastructures reviendraient s'établir sur les trajectoires proches de celles projetées avant la crise (i.e. approche par les courbes d'apprentissage de long terme, similaires à celles envisagées dans les *Futurs énergétiques 2050*).

En outre, RTE propose d'adopter pour ce scénario des hypothèses favorables sur les taux d'intérêt et, par conséquent, sur les coûts de financement des infrastructures. Ce scénario illustrerait donc *in fine* un retour progressif à une situation de taux bas et d'inflation maitrisée.

Question 2.2 – Cadre macroéconomique favorable

Quelles conséquences des crises traversées récemment pensez-vous indispensable de représenter ou d'inclure dans le scénario macroéconomique le plus favorable ?

Considérez-vous 2025 comme un horizon de temps crédible pour une forme de « retour à la normale » s'agissant des principaux paramètres du cadrage macroéconomique ?

2.2 Scénario de « mondialisation contrariée » : présentation générale

Les récentes évolutions de la situation internationale suggèrent que l'analyse de variantes et sensibilités habituellement développée dans les Bilans prévisionnels n'est plus suffisante pour représenter fidèlement les risques pesant sur la mise en œuvre de la transition énergétique. Comme proposé dans le chapitre 5 des *Futurs énergétiques 2050*, RTE envisage donc pour le Bilan prévisionnel 2023 d'étudier les implications d'un nouveau scénario qui serait adossé à un cadrage macroéconomique durablement défavorable, conséquence d'un environnement international dégradé.

L'objectif de ce scénario consiste explicitement à analyser la façon dont un contexte international adverse pourrait rendre plus difficile, ou au contraire conduire à accélérer, la dynamique de transition énergétique en France. Le programme de travail « mondialisation contrariée » s'inscrit ainsi dans une dynamique de réflexion plus générale sur la prise en compte des politiques énergétiques et climatiques dans l'analyse macroéconomique, à l'instar des travaux menés actuellement par France Stratégie sous le pilotage de Jean Pisani-Ferry.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023 de RTE, la réflexion sur le scénario « mondialisation contrariée » doit conduire (i) à recenser les hypothèses implicites mais parfois exagérément optimistes considérées dans de nombreux scénarios de transition énergétique (disponibilité physique des compétences, technologies et matériaux, bon fonctionnement des marchés internationaux), (ii) à intégrer les conséquences stratégiques sur l'état actuel de dépendance des pays européens en général sur l'approvisionnement dans de nombreuses matières premières ou composantes nécessaires à l'accélération de la décarbonation, et (iii) à anticiper les prérequis et conséquences du déploiement des trajectoires dans un environnement mondial plus hostile. Sans remettre fondamentalement en cause les principes du commerce mondial, un tel scénario dit de « mondialisation contrariée » s'articule essentiellement autour de difficultés d'approvisionnement pour certaines matières

premières et composants stratégiques. Bien que l'accroissement des tensions internationales et l'émergence de nouvelles barrières commerciales pourraient à terme favoriser la relocalisation des chaînes de valeur industrielles en France, ce scénario se traduit à court terme par des prix de l'énergie beaucoup plus élevés en Europe qu'au sein de nombreuses régions du monde, et donc par une perte de compétitivité. Ainsi, au moins dans l'immédiat, un risque pèse sur la désindustrialisation accélérée de l'économie française, ce qui conduit à des perspectives de croissance du PIB français plus faibles.

Alors que le scénario macroéconomique « favorable » serait caractérisé par une forme de « retour à la normale » aux alentours de 2025 (niveaux proches de ceux observés avant la crise sanitaire, à l'exception du prix du gaz fossile), le scénario de « mondialisation contrariée » postulerait des prix durablement élevés pour l'ensemble des grandes commodités énergétiques et non-énergétiques.

Dans ce scénario, le fonctionnement des marchés internationaux serait affecté par des comportements non-coopératifs de la part de pays concentrant les productions de matières premières, par la persistance de désordres dans les chaînes d'approvisionnement mondiales, et par le sous-investissement chronique dans le développement des nouvelles ressources naturelles. L'accès aux ressources critiques nécessaires aux technologies de la transition énergétique serait dès lors entravé et leurs prix plus élevés.

Enfin, dans le scénario de « mondialisation contrariée », les coûts de développement des infrastructures énergétiques et des nouvelles technologies seraient potentiellement affectés par les évolutions de prix des matières premières, d'une part, et par celles des coûts de financement, d'autre part. RTE propose de développer pour ce scénario une analyse spécifique de l'impact des prix des ressources critiques sur les coûts des technologies, dont l'ampleur reste à déterminer.

Question 2.3 – Cadre de « mondialisation contrariée »

Quels éléments de contexte économique, géopolitique, technologique, etc. particulièrement adverses vous semblerait-il important d'intégrer à ce scénario de « mondialisation contrariée » ? Quelles analyses et/ou sensibilités investigueriez-vous ?

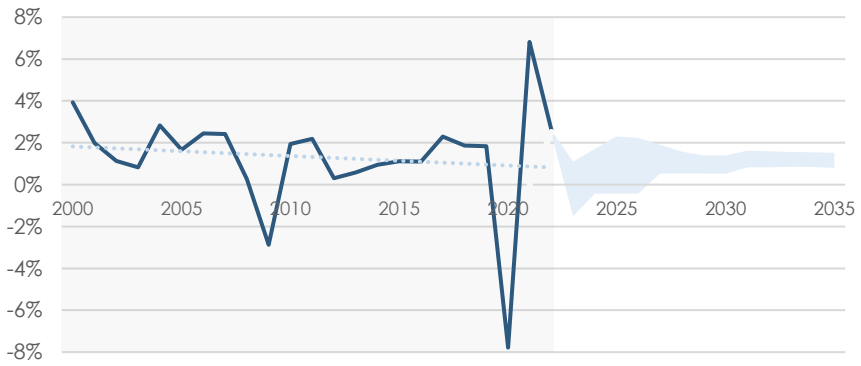
En particulier, vous semblerait-il pertinent de différencier les hypothèses démographiques dans le cadre du scénario « mondialisation contrariée » ?

Vous paraîtrait-il raisonnable d'associer à ce scénario un contexte de prix des commodités et de coûts des technologies plus élevés ?

2.3 Hypothèses de PIB et d'inflation

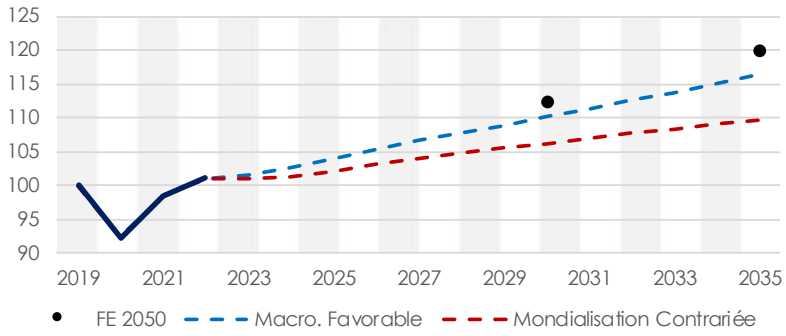
2.3.1 Croissance du PIB

RTE propose de retenir pour le scénario macroéconomique « favorable » une hypothèse de croissance annuelle moyenne du PIB français se rapprochant de +1% à l'horizon 2050 (contre +1,3% par an en moyenne d'ici 2050 dans les *Futurs énergétiques 2050*). Cette hypothèse situerait le scénario dans la moyenne des plus récents scénarios macroéconomiques à long terme disponibles (*cf.* figure ci-dessous). Ces perspectives macroéconomiques apparaissent globalement cohérentes, à l'horizon 2035, avec les hypothèses de croissance économique envisagées pour la prochaine SNBC, elles-mêmes également révisées à la baisse par rapport à la SNBC actuelle.



Croissance du PIB historique et intervalle projeté de scénarios récents[5]

Dans le scénario de « mondialisation contrariée » en revanche, RTE propose de retenir une croissance annuelle moyenne du PIB français bien inférieure à +1% d'ici 2035, et qui pourrait se rapprocher de +0,5% par an en moyenne à l'horizon 2050[6]. Cette trajectoire est le fruit d'une analyse des grandes tendances à long terme et d'une estimation de la croissance potentielle tenant compte du contexte adverse et de l'approche résolument « prudente » retenue pour ce scénario. Elle se situerait dans la fourchette basse des scénarios prospectifs récents, voire à un niveau inférieur à long terme. A l'horizon 2035, ces hypothèses conduiraient à un écart de PIB de l'ordre de 5 à 6% entre les deux scénarios.



Scénarios d'évolution du PIB en volume, trajectoires illustratives (2019 = 100)

2.3.2 Inflation

RTE propose également de différencier l'hypothèse d'inflation entre les deux cadrages macroéconomiques envisagés.

Dans le scénario macroéconomique « favorable », il est proposé de considérer un reflux rapide de l'inflation, sous l'effet combiné de la baisse des prix des énergies dès 2023 et de l'action de la Banque centrale européenne (BCE) via les hausses actuelles de taux directeurs. L'objectif d'inflation, maintenu à +2% par an, serait atteint d'ici 2025 au plus tard. Comme dans les *Futurs énergétiques 2050*, la transition énergétique serait supposée aussi avoir un impact limité sur la hausse future des prix.

[5] *Sources : données historiques INSEE ; scénarios intégrés dans l'analyse : IHS Markit (Déc. 2022), Oxford Economics (Oct. 2022), Banque de France (Déc. 2022), OCDE (Sept. 2022), FMI (Oct. 2022), Commission européenne (Nov. 2022), Rexecode (Déc. 2022), Gouvernement français (SNBC & PLF, Sept. 2022), Xerfi (Sept. 2022), ADEME (Transition(s) 2050, 2022), intervalle du Consensus Forecasts (Déc. 2022).*

[6] *Le cadrage macroéconomique envisagé pour le scénario de « mondialisation contrariée » fait suite à un travail engagé avec le cabinet Rexecode, spécialisé en prévisions et analyses macroéconomiques ainsi qu'en veille conjoncturelle.*

Le scénario de « mondialisation contrariée » représente en revanche un changement de régime macroéconomique plus profond, caractérisé par une inflation plus marquée et plus durable une fois passé le pic actuel. Différentes raisons, actuellement débattues entre macroéconomistes, concourent à cette hypothèse. En premier lieu, l'augmentation des prix de l'énergie se traduit effectivement par une très forte croissance des prix de production qui finissent par se transmettre à la consommation puis à l'ensemble de l'économie via de vastes phénomènes de ré-indexation (boucle salaires-prix notamment). En second lieu, la transition énergétique possède un caractère intrinsèquement inflationniste[7]. RTE propose ainsi d'envisager une stabilisation de l'inflation autour de +3% par an à moyen terme qui impliquerait *in fine* une révision à la hausse de l'objectif d'inflation de la BCE[8].

Question 2.4 – PIB et inflation

Que pensez-vous des ordres de grandeur proposés pour les hypothèses de croissance économique dans les scénarios (i.e. se rapprochant de +1% par an en moyenne pour le scénario macroéconomique favorable ; de l'ordre de 0,5% par an en moyenne pour le scénario de « mondialisation contrariée ») ? Faut-il envisager une croissance encore moindre dans le scénario de « mondialisation contrariée » ?

Quelle différenciation des deux scénarios envisageriez-vous en matière de rebond de croissance économique à l'horizon 2025 ?

Considéreriez-vous pertinent de différencier l'hypothèse d'inflation entre les deux scénarios ? La valeur proposée de +3% par an dans le scénario de « mondialisation contrariée » vous paraît-elle crédible ?

[7] *Voir à ce sujet la note de France Stratégie rédigée par Jean Pisani-Ferry et Selma Mahfouz, « L'action climatique : un enjeu macroéconomique », novembre 2022.*

[8] *Cette proposition concernant les perspectives d'inflation dans le scénario de « mondialisation contrariée » est également issue du travail précité engagé avec le cabinet Rexecode.*

3 Scénarios de mix production – consommation

A partir des deux cadrages macroéconomiques définis ci-dessus, RTE propose de développer plusieurs scénarios de mix production-consommation pour analyser et répondre à l'enjeu d'accélération de la décarbonation dans les quinze prochaines années. Aux côtés d'un **scénario de « mondialisation contrariée »**, deux scénarios de mix distincts seront ainsi constitués au sein du cadre macroéconomique « favorable » : **un scénario d'accélération de la décarbonation** et **un scénario d'atteinte partielle des objectifs**.

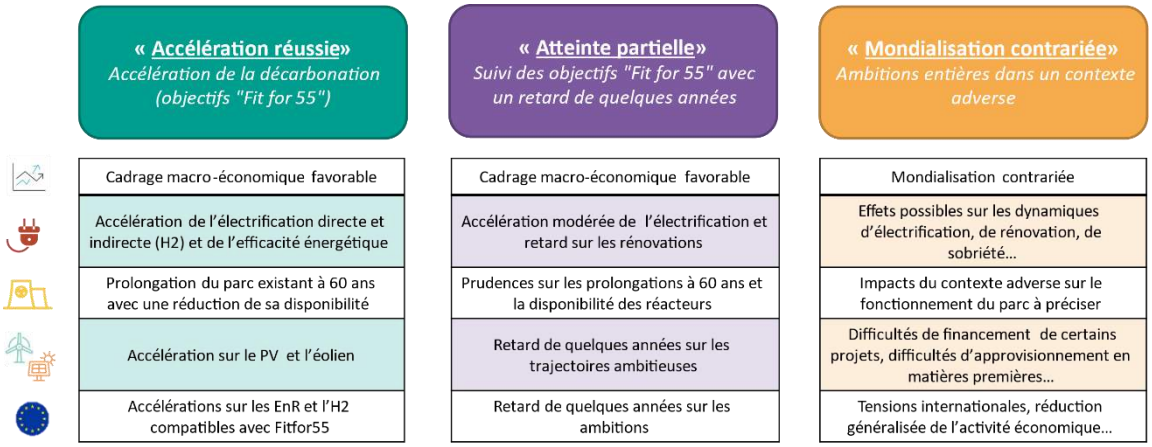


Schéma de principe de la scénarisation proposée pour le Bilan prévisionnel

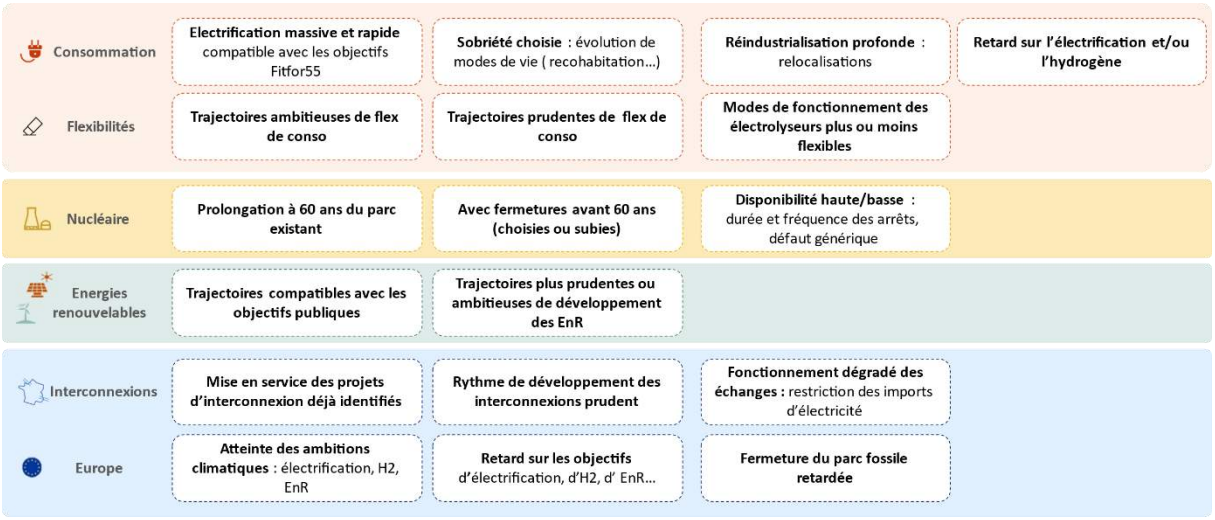
Le scénario « Accélération réussie » (scénario A) décrit un environnement dans lequel les orientations des pouvoirs publics (définies par exemple au sein du paquet « *Fit for 55* » ou du plan France 2030) sont intégralement mises en œuvre en agissant sur tous les leviers identifiés par les politiques publiques (développement de l'électrification, de l'efficacité énergétique, de l'hydrogène, des énergies renouvelables, des interconnexions, prolongation du nucléaire existant, etc.). Le contexte macro-économique mondial revient à une situation plus favorable et les ambitions d'accélération de la décarbonation sont atteintes en France et en Europe. L'analyse de ce scénario contribuera à identifier les conditions de réussite de l'accélération de la décarbonation et les enjeux économiques associés. Il permet notamment d'identifier précisément le niveau d'électrification nécessaire, et donc le niveau requis de déploiement des moyens de production d'électricité renouvelables ou de production du parc nucléaire, ou encore les ambitions nécessaires en matière d'efficacité énergétique et de sobriété, pour atteindre les objectifs.

Le scénario « Atteinte partielle » (scénario B) décrit un environnement dans lequel les orientations publiques produisent des effets, mais avec une intensité et/ou une rapidité moindre par rapport aux ambitions (sur le développement des énergies renouvelables, la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique, la sortie des fossiles dans le transport ou le bâtiment, etc.). Ce scénario permettra de caractériser une situation non souhaitable mais plus probable au regard de l'expérience des dernières années en matière de respect des objectifs publics, d'en évaluer les conséquences sur les émissions ou la compétitivité du pays, et d'identifier, par comparaison, les facteurs clés à la réussite du scénario A.

Le scénario « Mondialisation contrariée » (scénario C) décrit enfin une configuration où les objectifs de transition seraient finalement atteints à moyen terme malgré un cadre macroéconomique dégradé

et un environnement international adverse, quitte à ce que les coûts de transitions soient, dans un premier temps au moins, plus élevés. Les principaux déterminants du fonctionnement du système électrique seraient modifiés, à court terme, par une situation de crise persistante et la prégnance de goulets d'étranglement sur les chaînes de production (par exemple sur le développement du solaire, les câbles électriques ou les constructions neuves), et les prix de l'énergie demeureraient élevés. A moyen/long terme, le système productif français et européen évoluerait pour s'adapter à ces nouvelles contraintes. Le scénario C considère donc comme invariant, par rapport au scénario A, l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre, et vise à en documenter les prérequis et les conséquences.

Comme de coutume, le Bilan prévisionnel permettra également de représenter les incertitudes et de faire varier individuellement certains paramètres clés de l'analyse via des variantes individuelles, dont les principales sont représentées ci-dessous. La consultation publique vise spécifiquement à sélectionner les variantes les plus pertinentes pour ces analyses de sensibilité essentielles à la présentation des résultats au-delà des trois scénarios mentionnés.



Exemples de variantes des hypothèses de l'étude

Question 3 – Scénarios et variantes

Partagez-vous l'approche proposée pour les scénarios de mix, avec l'étude de trois scénarios principaux : i) accélération de la décarbonation réussie, ii) atteinte partielle des objectifs et iii) « mondialisation contrariée » ? Si non, que proposez-vous ?

Quelles variantes souhaiteriez-vous voir étudiées en priorité dans le prochain Bilan prévisionnel ?

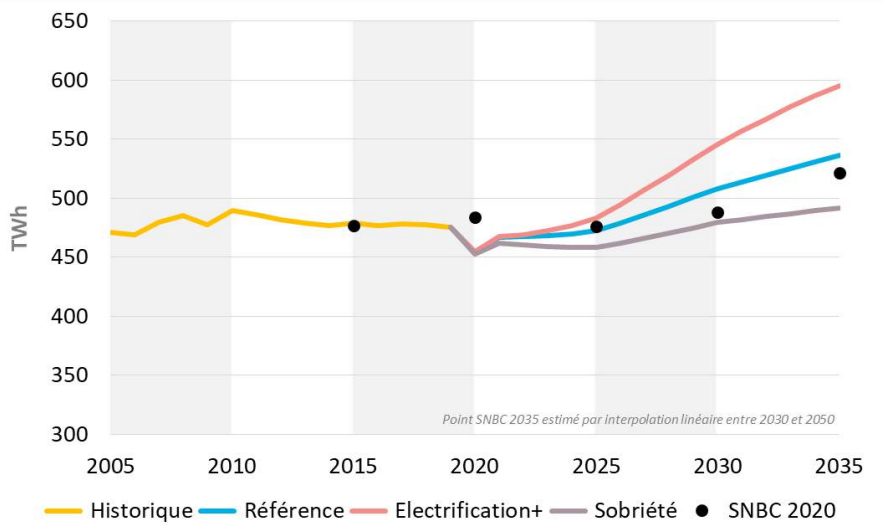
4 Hypothèses pour les perspectives de demande

4.1 Evolutions générales de la consommation intérieure d'électricité

La consommation d'électricité structurelle, corrigée des aléas météorologiques, est restée globalement stable sur l'ensemble de la décennie 2010-2020 et a même nettement baissé au cours des dernières années au gré de la crise sanitaire puis de la crise énergétique.

A l'horizon 2050, pour atteindre la neutralité carbone, la Stratégie nationale bas-carbone (SNBC), publiée en 2020 et qui a déterminé le cadrage de référence des *Futurs énergétiques 2050* de RTE, prévoit que la consommation d'énergie finale toutes énergies confondues de la France diminue de 40 % en trente ans, avec en parallèle une évolution structurelle du bouquet énergétique en faveur des énergies bas-carbone, notamment l'électricité (qui représenterait environ 55 % de la consommation d'énergie finale en 2050, contre 27 % aujourd'hui).

Ainsi, l'un des principaux enseignements des *Futurs énergétiques 2050* est que la trajectoire d'évolution de la consommation électrique nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone devrait être résolument orientée à la hausse, et ce quel que soit le scénario envisagé, l'effet haussier de l'électrification des usages étant nettement supérieur à l'effet baissier de l'efficacité énergétique.



Consommation intérieure d'électricité à l'horizon 2035 dans les Futurs énergétiques 2050

4.1.1 Du coté des facteurs de croissance de la consommation d'électricité, des perspectives rehaussées en lien avec l'accélération de l'électrification des usages et la réindustrialisation

Les trajectoires des *Futurs énergétiques 2050,* basées sur un objectif intermédiaire de réduction de 40% des émissions à 2030, dessinent une augmentation de la consommation d'électricité française à long terme, d'autant plus marquée à compter de 2025.

Au cours des dernières années, la Commission européenne a présenté un plan pour accélérer les efforts en matière de transition énergétique et de décarbonation de l'économie. La **loi européenne sur le climat**, adoptée le 28 juin 2021, inscrit désormais les objectifs de réduction de 55 % des émissions de l'Union à l'horizon 2030 (par rapport à 1990) et l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 dans la

législation européenne. Ces nouvelles ambitions sont susceptibles d'accélérer le transfert de certains usages d'énergie vers l'électricité. Plusieurs mesures contenues dans le paquet « *Fit for 55* » vont dans ce sens, notamment la mise en place d'un système d'échange de quotas d'émissions pour le transport routier et le bâtiment à partir de 2027. La Commission européenne a également proposé que les véhicules neufs légers (voitures et utilitaires) vendus à partir de 2035 n'émettent plus directement de gaz à effet de serre. La France affiche par ailleurs des objectifs ambitieux de relance économique, de réindustrialisation et de développement accéléré de la production d'hydrogène par électrolyse mais leur ampleur reste à préciser (les plans France Relance et France 2030 restant à ce stade en grande partie orientés autour de la décarbonation).

Un rehaussement des perspectives d'évolution de la consommation à l'horizon 2030-2035, par rapport à celles envisagées dans la trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050,* semble donc particulièrement nécessaire pour tenir compte du renforcement des objectifs climatiques au niveau européen sous l'effet du paquet « *Fit for 55* » et des nouvelles orientations des politiques publiques françaises en matière d'énergie et d'activité économique. Cette **volonté d'accélérer la décarbonation** se traduit en effet en pratique par une **électrification plus rapide des usages**, qui se manifeste déjà au travers des nombreuses demandes de raccordement adressées à RTE pour des projets de décarbonation de l'industrie, de production d'hydrogène ou de nouvelles usines (méga-usines de batteries, etc.), ainsi que par une forte croissance des ventes de véhicules électriques.

Question 4.1 – Facteurs de croissance de la consommation nationale d'électricité

Partagez-vous la nécessité de réévaluer à la hausse les trajectoires de consommation à l'horizon 2030-2035, par rapport aux *Futurs énergétiques 2050*, pour tenir compte des nouveaux objectifs climatiques et de réindustrialisation ?

Quelle borne haute d'évolution de la consommation vous semble réaliste et à intégrer dans les études pour le prochain Bilan prévisionnel ?

Pensez-vous qu'une atteinte partielle des objectifs climatiques d'une part (scénario B) et d'un cadre macroéconomique de « mondialisation contrariée » d'autre part (scénario C) serait de nature à ralentir la hausse de la consommation liée à l'électrification et à la réindustrialisation (en lien avec un ralentissement de l'activité économique, une baisse des revenus disponibles…) ? Si oui, dans quelle ampleur et pour quels secteurs en particulier ?

4.1.2 Du côté des facteurs baissiers, une réévaluation nécessaire des perspectives de maîtrise de la demande en tenant compte des enseignements de la crise énergétique

La crise énergétique exceptionnelle actuelle a conduit le Gouvernement à élaborer un « **plan de sobriété énergétique** », avec l'objectif de réduire de 10% la consommation finale énergétique (électricité, gaz, carburants, fioul et autres) de la France d'ici 2024 par rapport à 2019. Dans le même temps, l'augmentation des prix de l'électricité et la pression inflationniste ont pu conduire certaines entreprises et particuliers à réduire leur consommation d'énergie.

L'ensemble de ces effets a conduit à une baisse significative de la consommation des différentes énergies, et notamment de la consommation d'électricité : **sur l'ensemble de l'automne et de l'hiver**

2022-2023, la consommation structurelle (retraitée des conditions météorologiques) a diminué de 9% par rapport à la moyenne des années précédant la crise sanitaire (2014-2019). Cette baisse apparaît nettement supérieure aux anticipations formulées en amont de l'hiver et concerne tous les secteurs économiques. A ce stade, il reste toutefois difficile de distinguer ce qui relève d'incitations délivrées par un signal prix ou d'une démarche de sobriété volontaire.

A court terme, un nouveau plan de sobriété pour l'hiver 2023-2024 est envisagé par le Gouvernement.

Plus largement, à moyen-long terme, le relèvement des ambitions françaises en matière de sobriété est au cœur des débats ayant cours autour de l'élaboration de la prochaine stratégie française énergie-climat. En effet, cette volonté d'accélérer la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la crise énergétique récente ont conduit à **conforter la nécessité de maîtriser la demande d'énergie**.

La prolongation des mesures mises en œuvre sur l'hiver 2022-2023 sur des horizons de moyen-long terme pose cependant plusieurs questions. D'une part, les effets liés à la sobriété et / ou aux prix élevés de l'énergie observés cet hiver sont probablement en partie conjoncturels et leur pérennité dans le temps n'est pas garantie (voire pas forcément souhaitable dans le cas de l'activité industrielle par exemple). D'autre part, si les efforts de sobriété semblent avoir joué un rôle significatif sur la baisse de consommation au cours de l'hiver, ceux-ci reposent *a priori* principalement sur des évolutions des comportements individuels, qui ont l'avantage d'être rapides à déployer dans une situation de crise telle que celle vécue ces derniers mois, et non sur une évolution structurelle (du point de vue institutionnel, infrastructurel, technologique, socio-culturel voire marchand) des modes de vie et de l'urbanisme à long terme. Or, les trajectoires projetées dans le scénario « sobriété » des *Futurs énergétiques 2050* (recohabitation, généralisation du télétravail et de l'économie circulaire, évolutions dans l'aménagement de la ville pour favoriser les modes doux, etc.) ou encore dans le chapitre du dernier rapport du GIEC d'avril 2022 dédié au potentiel de baisse des émissions associées au changement de la demande en services (estimée de l'ordre de 40 à 70% d'ici 2050 à l'échelle mondiale) reposent typiquement sur cette évolution structurelle des modes de vie. La matérialisation de cette « sobriété structurelle » reste quant à elle incertaine : il n'apparaît pas encore clair à ce stade si la crise énergétique aura pu jouer un rôle de catalyseur du développement des actions de maîtrise de la demande ou si elle restera comme un épisode particulier et éphémère du point de vue de la consommation d'énergie.

Au-delà de la sobriété, le déploiement de l'efficacité énergétique n'a jamais été aussi bénéfique compte tenu du contexte actuel sur les prix de l'énergie. L'accélération des efforts d'efficacité énergétique nécessite toutefois des efforts financiers plus compliqués à réaliser en période de crise, notamment dans le cas d'investissements coûteux comme la rénovation complète des bâtiments. Elle doit néanmoins jouer un rôle important dans l'atteinte des objectifs climatiques de la France et de réduction de 40% de la consommation d'énergie finale d'ici 2050 découlant de la dernière SNBC. Ainsi, tous les scénarios étudiés par RTE dans les *Futurs énergétiques 2050* incluent des évolutions ambitieuses en matière d'efficacité énergétique.

Les trajectoires du prochain Bilan prévisionnel viseront donc à réévaluer les perspectives globales de maîtrise de la demande d'énergie, sur la base d'un retour d'expérience de la crise de l'hiver passé et des contributions des parties prenantes dans le cadre de la présente consultation publique.

Question 4.2 – Facteurs de baisse de la consommation nationale d'électricité

La baisse de consommation observée sur l'année 2022 dans le contexte de crise énergétique et des mesures déployées par les pouvoirs publics est-elle selon vous susceptible d'être – en tout ou partie – pérenne ? Dans l'affirmative, comment suggérez-vous de l'intégrer à la prévision de consommation de RTE pour les prochains hivers ? Par exemple, quelle part de la baisse de consommation observée lors de cet hiver (-9% par rapport à l'historique 2014–2019) vous semblerait devoir être considérée pérenne ?

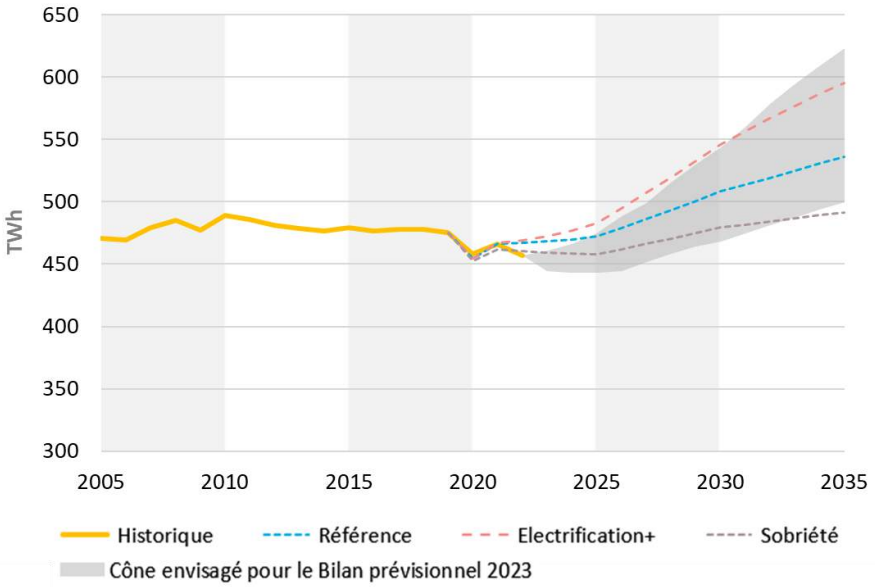
Pensez-vous que cette hypothèse devrait être corrélée aux prévisions d'évolution des prix de l'électricité ? Si oui, selon vous, à partir de quel niveau de prix de l'électricité, des baisses de consommation seraient susceptibles d'être observées ?

A plus moyen-long terme, quelle pérennité des changements comportementaux observés sur l'hiver 2022-2023 estimez-vous nécessaire d'intégrer dans les trajectoires à l'horizon 2035 ? S'agissant de changements structurels des modes de vie, quels sont ceux qui vous semblent pouvoir se matérialiser sur l'horizon concerné ?

Comment modifieriez-vous les hypothèses d'efficacité énergétique dans un scénario de retard sur l'atteinte des objectifs climatiques (scénario B) ?

Comment modifieriez-vous les hypothèses de sobriété et d'efficacité énergétique dans un contexte macroéconomique de « mondialisation contrariée » (scénario C), notamment du fait de conditions financières plus contraintes pour la consommation et la réalisation des investissements ?

Compte tenu des fortes incertitudes sur la pérennité de ces actions de maitrise de la consommation, et sous l'effet d'une croissance importante de l'électrification des usages, supérieure au rythme tendanciel de l'amélioration de l'efficacité énergétique, il est proposé dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel d'étudier un nouveau cône rehaussé de trajectoires de consommation électrique.



Projections d'évolution de la consommation intérieure d'électricité

Question 4.3 – Evolution générale de la consommation nationale d'électricité

L'inflexion à la hausse de la consommation électrique anticipée par les politiques d'accélération de l'électrification ne s'est pas encore matérialisée à ce jour. A quelle échéance estimez-vous qu'une telle orientation puisse être observée ?

Que pensez-vous de ce bouquet de trajectoires de consommation envisageables pour le prochain Bilan prévisionnel ? Considéreriez-vous pertinent d'inscrire les trajectoires de consommation « hautes » dans le cadre macroéconomique favorable (entre 530 et 550 TWh) ? Selon vous, quel type de trajectoire de consommation doit être associé au scénario « mondialisation contrariée » : plus basse pour tenir compte de la plus faible activité économique et de la difficulté à financer certains investissements dans l'électrification, ou au même niveau, voire plus haute que dans la trajectoire de référence pour favoriser la relocalisation et la sortie rapide des énergies fossiles ?

Quelles autres trajectoires souhaiteriez-vous voir étudiées ?

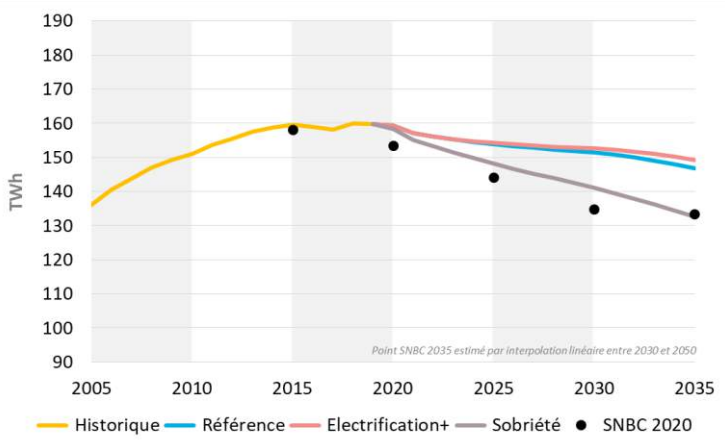
4.2 Hypothèses d'évolution de la consommation d'électricité par secteur

4.2.1 Secteur résidentiel

La consommation électrique dans le secteur résidentiel est liée au chauffage, à l'eau chaude sanitaire, à la climatisation, à la cuisson ainsi qu'aux autres usages spécifiques de l'électricité. Au-delà des effets d'efficacité énergétique associés à l'amélioration générale des performances des équipements, l'évolution de la demande d'énergie et d'électricité dans le secteur résidentiel est fortement liée à la stratégie de décarbonation du chauffage. Cette stratégie repose principalement sur :

- l'amélioration de la performance énergétique du bâti, via des normes plus strictes pour la construction neuve et la rénovation des bâtiments existants ;
- l'amélioration du rendement des solutions de chauffage par le recours à des solutions performantes, comme la pompe à chaleur ;
- le remplacement des équipements utilisant des combustibles fossiles (fioul, gaz) par des solutions bas-carbone comme les pompes à chaleur électriques mais aussi le chauffage au bois et les réseaux de chaleur alimentés par des énergies renouvelables et de récupération.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, la consommation électrique du secteur résidentiel est en légère baisse dans tous les scénarios et variantes étudiés, sous l'effet prégnant de l'amélioration de l'efficacité énergétique, tant dans l'isolation des bâtiments que dans la performance des équipements, supérieur à l'effet de l'électrification.



Consommation d'électricité du secteur résidentiel à l'horizon 2035 dans les Futurs énergétiques 2050

Concernant l'électrification du parc de chauffage, qui repose en grande partie sur l'installation de pompes à chaleur, des effets sont visibles sur l'évolution des parts de marché des installations de chauffage pour les nouveaux logements : en 2022, la part des pompes à chaleur représente un tiers des nouveaux logements tandis que la part totale du chauffage électrique représente environ 40%.

Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* projettent une augmentation de la part de l'électricité dans le chauffage à environ 50% à l'horizon 2030, et entre 52 et 57% à l'horizon 2035 en fonction des scénarios. En particulier, les pompes à chaleur représentent entre 17 à 21% du parc à l'horizon 2030 et 23 à 29% à l'horizon 2035, en fonction des scénarios considérés.

Concernant la rénovation thermique des bâtiments, l'enjeu est également considérable puisqu'aujourd'hui le parc de logements comprend 5,2 millions de « passoires énergétiques »[9] (logements des classes F et G selon le diagnostic de performance énergétique) dont les consommations d'énergie pour le chauffage sont très élevées.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

L'objectif d'accélération de la décarbonation se traduit par une sortie accélérée du fioul et du gaz dans les logements, ainsi qu'un développement accéléré des pompes à chaleur, se traduisant *in fine* par une augmentation de la part de l'électricité dans le chauffage. Par ailleurs, les efforts en matière de maitrise de la demande d'énergie se poursuivent : développement de l'efficacité énergétique des équipements suivant le rythme tendanciel et accélération de l'isolation des bâtiments. Ces deux effets se compensant, la trajectoire de consommation du secteur résidentiel dans le prochain Bilan prévisionnel pourrait être légèrement rehaussée par rapport aux trajectoires des *Futurs énergétiques 2050*.

Des trajectoires d'évolution dégradée pourront également être analysées, en particulier dans le scénario de « mondialisation contrariée » pour lequel les investissements pourraient être plus difficiles à engager, tant du point de vue des consommateurs que des finances publiques.

Les actions de sobriété et les évolutions possibles de modes de vie des Français peuvent également avoir un impact significatif sur la consommation du secteur résidentiel. A court terme, comme observé sur l'hiver 2022-2023, les principaux leviers consistent en des changements des comportements individuels, comme la réduction de la température de chauffage et la limitation de la consommation

[9] https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/le-parc-de-logements-par-classe-de-performance-energetique-au-1er-janvier-2022-0

d'eau chaude sanitaire. A moyen-long terme, d'autres leviers d'évolution plus structurelle des modes de vie sont identifiés dans le scénario « sobriété » des *Futurs énergétiques 2050*, comme la réduction de la surface des logements par habitant.

Question 4.4 – Sortie des énergies fossiles dans les logements

RTE retient comme hypothèse une forte réduction des chaudières au fioul dans l'habitat individuel et collectif en 2030, et leur disparition aux alentours de 2035. Partagez-vous cette approche ? Les conditions requises pour une sortie du fioul vous semblent-elle réunies ? Souhaitez-vous étudier une autre trajectoire ?

Pour atteindre les objectifs climatiques, les pouvoirs publics envisagent de favoriser le remplacement des chaudières au gaz, dans l'habitat individuel, par des pompes à chaleur électriques, des pompes à chaleur hybrides, des solutions de géothermie ou des réseaux de chaleur urbains alimentés par des énergies renouvelables ou de récupération. RTE envisage d'étudier des trajectoires comprises entre 7,5 et 10 millions de foyers équipés de pompes à chaleur en 2035, voire en anticipation. Partagez-vous cette approche ? Quelles variantes souhaitez-vous étudier de manière plus spécifique (répartition entre les types de pompes à chaleur, valeur du COP, modalités de déploiement dans les logements existants, recours plus important au chauffage Joule dans un contexte macroéconomique dégradé…) ?

La RE 2020 fixe les nouvelles normes dans les logements neufs. Sur la base des premières estimations disponibles, RTE estime que la part de l'électricité dans le chauffage des logements neufs en 2035 serait de plus de 90%, le complément étant couvert par les réseaux de chaleur et le bois. Etes-vous d'accord avec cette approche ? Si non, quelle part d'électricité dans les logements neufs préconisez-vous ?

Question 4.5 – Rénovation, sobriété et efficacité énergétique dans les logements individuels

Dans le scénario le plus ambitieux, RTE retient une hypothèse de rénovation des logements au rythme de 750 000 par an en moyenne sur la période 2023-2035, avec une augmentation progressive par rapport à aujourd'hui. Cela porterait le nombre de logements rénovés à près de 6 millions d'ici à 2030 (respectivement près de 10 millions d'ici à 2035). Dans cette hypothèse centrale, il s'agit de rénovations du bâti efficaces, représentant un gain unitaire moyen de l'ordre de 55-60% sur la période. Partagez-vous cette approche ? Cette hypothèse sur le nombre de rénovations vous apparaît-elle atteignable au cours des prochaines années et à quelles conditions ? Quelles trajectoires alternatives vous semblent devoir être étudiées ?

A court, moyen et long terme, pensez-vous qu'une baisse pérenne de la température du chauffage dans les logements individuels devrait être intégrée dans les trajectoires de consommation, conformément aux recommandations faites par le Gouvernement cet hiver ? Si oui, de combien de degrés ?

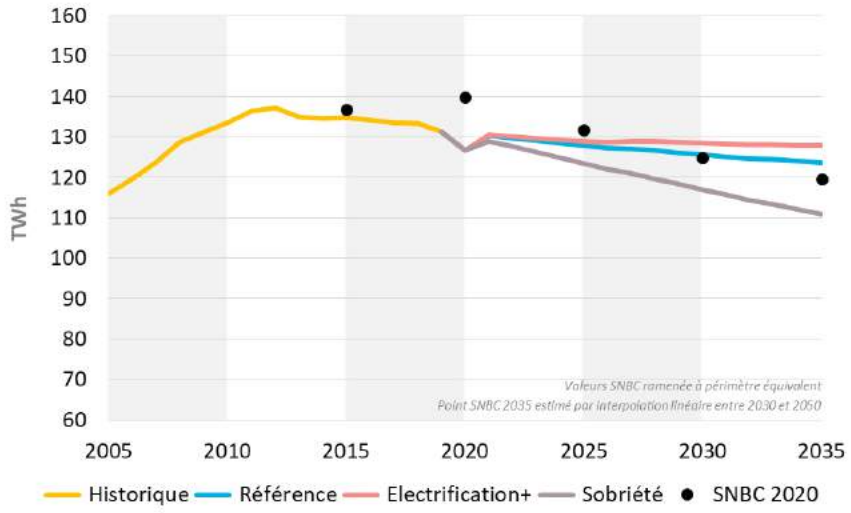
Concernant les changements structurels de modes de vie, lesquels vous semblent adaptés dans le secteur résidentiel ? (exemple : réduction de la surface par habitant, recohabitation, limitation de la consommation résidentielle d'eau chaude et des autres usages résidentiels, moindre taux d'équipement en climatisation, recours à des logements vacants ou des résidences secondaires au lieu de construction neuve, etc.)

Dans un contexte de mondialisation contrariée, quels effets significatifs sur la consommation des ménages envisageriez-vous ? Quels leviers de la transition énergétique seraient priorisés par les différentes parties prenantes susceptibles d'être dans un contexte de ressources financières contraintes et de prix plus élevés ?

4.2.2 Secteur tertiaire

Dans le secteur tertiaire, de la même façon que pour le secteur résidentiel, les stratégies de décarbonation reposent principalement sur l'électrification du chauffage ainsi que la rénovation thermique des bâtiments. Le décret « tertiaire » (ou dispositif éco énergie tertiaire, DEET) prévoit à ce titre des objectifs ambitieux de baisse de consommation d'énergie d'un certain nombre de bâtiments du secteur tertiaire.

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, les trajectoires de consommation pour le secteur tertiaire sont légèrement orientées à la baisse, sous l'effet d'une amélioration de l'efficacité énergétique supérieure à l'effet haussier lié à l'électrification.



Consommation d'électricité du secteur tertiaire à l'horizon 2035 dans les Futurs énergétiques 2050

Dans ces scénarios, la part de l'électricité pour le chauffage dans le secteur tertiaire s'élève entre environ 40% et 45% à l'horizon 2030, puis entre 45% et 55% en 2035. Par ailleurs, le scénario « Electrification + » considère une part plus importante des pompes à chaleur dans le secteur tertiaire que dans le résidentiel avec 26% du parc à l'horizon 2030. Toutefois, depuis la crise sanitaire et le développement du télétravail, la construction de bureaux neufs a baissé, ralentissant *de facto* le rythme d'installation de pompes à chaleur dans ce secteur.

Concernant la rénovation des bâtiments, les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* intègrent une projection de rénovation de l'ordre de 20% du parc entre 2019 et 2030.

Un autre enjeu pour la consommation du secteur tertiaire est le développement des technologies du numérique, marqué en particulier par de nombreuses demandes de raccordement de data centers.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

L'objectif d'accélération de la décarbonation se traduirait par une sortie accélérée du fioul et du gaz dans les bâtiments tertiaires, ainsi qu'un développement accéléré des pompes à chaleur, qui aboutieraient *in fine* à une augmentation de la part de l'électricité dans le chauffage. Par ailleurs, les efforts en matière de maîtrise de la demande d'énergie se poursuivraient au travers d'un développement de l'efficacité énergétique suivant le rythme tendanciel et d'une accélération de l'isolation des bâtiments.

Par ailleurs, la réglementation européenne[10] prévoyant des obligations de localisation des data centers en Europe pour les entreprises étrangères opérant sur le territoire européen, une inflexion à la hausse des demandes de raccordement de data centers est observée (par exemple, l'Allemagne prévoit 8 GW en 2035). En France, de nombreuses demandes de raccordement de data centers ont déjà été signées par RTE et d'autres sont en cours d'étude. Les trajectoires du prochain Bilan prévisionnel intègrent donc une hausse significative de la consommation des datas centers, qui conduit à rehausser les perspectives d'évolution de la consommation dans le secteur tertiaire.

Les actions de sobriété peuvent également avoir un impact significatif sur la consommation du secteur tertiaire. A court terme, comme observé sur l'hiver 2022-2023, les principaux leviers consistent en une baisse des températures de consigne dans les bâtiments, une maîtrise des besoins de climatisation ou encore une chasse au gaspillage (par exemple écrans allumé la nuit, éclairage en pleine journée).

Question 4.6 – Développement de l'électricité pour le chauffage dans les surfaces du secteur tertiaire

RTE retient comme hypothèse une disparition des chaudières au fioul dans les surfaces tertiaires et collective d'ici 2035 dans le scénario « Accélération réussie » et aux alentours de 2038 dans un scénario « Atteinte partielle ». Partagez-vous cette approche ? Les conditions requises pour une sortie du fioul vous semblent-elle réunies ? Souhaitez-vous étudier une autre trajectoire ?

Pour atteindre les objectifs climatiques, les pouvoirs publics envisagent de favoriser le remplacement des chaudières au gaz, dans les surfaces tertiaires, par des pompes à chaleur électriques, des solutions de géothermie ou des réseaux de chaleur urbains alimentés par des énergies renouvelables ou de récupération. RTE envisage d'étudier des trajectoires d'augmentation des surfaces tertiaires chauffées par des pompes à chaleur comprises entre 300 et 350 millions de mètres carrés à l'horizon 2035. Partagez-vous cette approche ? Quelles variantes souhaitez-vous étudier de manière plus spécifique ? (répartition entre les types de pompes à chaleur, valeur du COP, modalités de déploiement dans les bâtiments existants). Détaillez les modalités spécifiques à étudier en fonction du type de surfaces tertiaires (bureaux, enseignement, hôpitaux, grandes surfaces, etc.).

[10] Règlement (UE) 2016/679 du Parlement européen et du Conseil du 27 avril 2016, ou règlement général sur la protection des données (RGPD)

La RE 2020 fixe les nouvelles normes dans les bâtiments neufs. Sur la base des premières estimations disponibles, RTE estime que la part de l'électricité dans les nouvelles surfaces tertiaires neuves serait d'environ 85%, le complément étant couvert par les réseaux de chaleur et le bois. Etes-vous d'accord avec cette approche ?

Question 4.7 - Développement des data centers

RTE retient une hypothèse centrale de développement des data centers à hauteur de 3,5 GW de capacité totale à l'horizon 2035, représentant une vingtaine de TWh de consommation. Partagez-vous cette analyse ?

Pour les professionnels du secteur : préciser les hypothèses (localisation, puissances unitaires, rythme de développement) devant être intégrées à l'analyse.

Question 4.8 – Rénovation, sobriété et efficacité énergétique dans les surfaces tertiaires

RTE retient une hypothèse centrale de rénovation des surfaces tertiaires au rythme de 2,5% du parc par an. Cela porterait la part des surfaces tertiaires rénovées à 18% entre 2023 et 2030 (respectivement 30% en 2035), pour des gains d'efficacité estimés de l'ordre de 30% en 2030 et de 35% en 2035 sur le chauffage et la climatisation. Partagez-vous cette approche ? Selon vous, à quelles conditions l'objectif de -40% de consommation des bâtiments de superficie supérieure à 1000m² du décret tertiaire[11] peut-il être atteint ? Comment, devrait-il se répartir entre les différents usages au-delà du chauffage ?

A court, moyen et long terme, pensez-vous qu'une baisse pérenne des besoins thermiques (température du chauffage, de climatisation, d'eau chaude) dans les bâtiments tertiaires devrait être intégrée dans les trajectoires de consommation, conformément aux recommandations formulées par le Gouvernement cet hiver ? Si oui, quel niveau d'économie d'énergie attendre ?

Concernant les changements structurels dans la consommation des bâtiments tertiaires, lesquels vous semblent adaptés dans la perspective d'une sobriété planifiée ? (exemple : recours au télétravail, limitation des besoins énergétiques sur le lieu de travail et des autres usages tertiaires, réduction de la surface des commerces, réduction des écrans publicitaires, etc.)

Dans un contexte de mondialisation contrariée, quelles hypothèses vous semblerait-il nécessaire d'adapter concernant la consommation électrique du secteur tertiaire ?

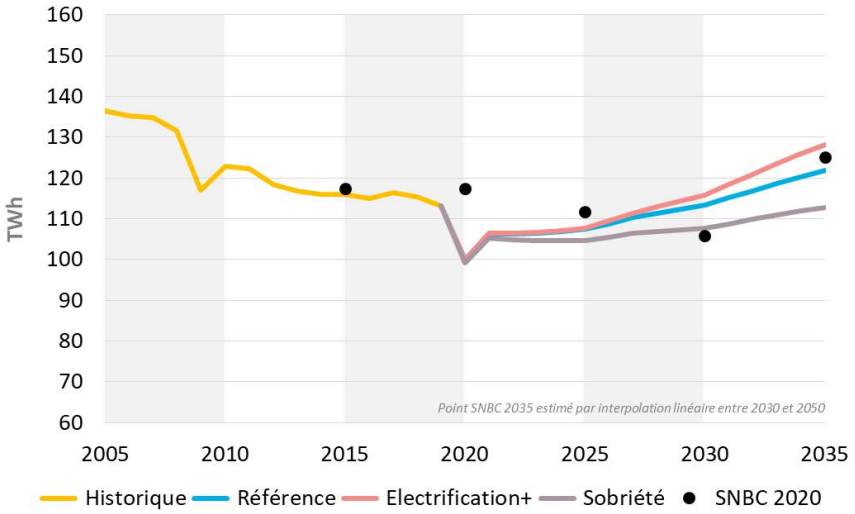
[11] Décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire - Légifrance (legifrance.gouv.fr)

4.2.3 Secteur industriel

La décarbonation de l'industrie représente un double enjeu, concernant à la fois l'industrie existante sur le territoire et les perspectives de réindustrialisation du pays. En effet, grâce au mix électrique déjà largement décarboné, la France possède un avantage comparatif (économique et climatique) en matière de production d'électricité[12], qui représente une fenêtre d'opportunité en matière d'investissement dans l'appareil industriel au cours des prochaines années.

Certains procédés industriels peuvent en effet être concernés par une électrification directe. Pour d'autres procédés, comme pour la production d'acier ou d'ammoniac, cela est plus difficile. Une autre solution envisageable pour la décarbonation de ces procédés repose sur le recours à l'hydrogène bas-carbone, dont la production dans des électrolyseurs représente également un enjeu pour le système électrique dans les prochaines décennies.

Ainsi, dans les *Futurs Energétiques 2050*, toutes les trajectoires de consommation électrique de ce secteur sont fortement orientées à la hausse (y compris hors consommation électrique pour la production d'hydrogène) malgré l'effet baissier de l'efficacité énergétique qui ne contrebalance que partiellement celui, haussier, de l'électrification.



Consommation d'électricité du secteur industriel (hors consommation liée à la production d'hydrogène pour l'industrie) à l'horizon 2035 dans les Futurs énergétiques 2050

A l'horizon 2035, cet effet haussier de l'électrification a été évalué entre 17 TWh (« Sobriété ») et 24 TWh (« Electrification + ») dans les trajectoires de consommation, alors que celui de l'amélioration de l'efficacité énergétique n'excède pas 16 TWh. Par ailleurs, la trajectoire « Sobriété » se caractérise par une légère contraction de l'effet « volume » sur la demande, liée à l'évolution de la production industrielle, ce qui explique une trajectoire sensiblement plus basse que dans les autres trajectoires.

[12] *Cet avantage est néanmoins transitoire, il va s'estomper au fur et à mesure de la décarbonation des mix électriques des autres pays.*

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

La forte dynamique en faveur de la réindustrialisation et de la décarbonation de l'économie (stratégie hydrogène, France relance, France 2030) conduit à une accélération et amplification des objectifs d'électrification ainsi qu'à un développement accéléré de la production d'hydrogène par électrolyse, pour accélérer la décarbonation des usages difficilement « électrifiables ». Cette accélération est notamment visible dans certains secteurs énergo-intensifs ou stratégiques (sidérurgie, gigafactories de batteries…).

L'atteinte des objectifs climatiques nécessite également une accélération et amplification de l'efficacité énergétique dans l'industrie (par ex : amélioration de l'efficacité énergétique des moteurs électriques qui représentent deux tiers environ de la consommation d'électricité, déploiement de pompes à chaleur industrielles, optimisation des performances des compresseurs, contrainte accrue sur la biomasse disponible, etc.).

Le contexte de mondialisation contrariée conduirait à une baisse de l'activité économique en général et *a fortiori* de l'activité industrielle, par rapport au contexte macroéconomique favorable. Certains secteurs économiques pourraient être exposés à une perte de compétitivité, notamment du fait de prix des commodités élevés en Europe par rapport à certaines autres régions. Ceci conduirait à une dépendance plus forte aux importations, alors même que les tensions sur les chaînes d'approvisionnement mondiales envisagées dans ce scénario renforceraient l'intérêt de restaurer une forme de souveraineté industrielle française.

Question 4.9 – Développement de la consommation industrielle

<u>Pour les industriels</u> : à court terme, afin de rebaser la trajectoire prévisionnelle de consommation électrique de l'industrie, quelles sont vos hypothèses en matière d'activité industrielle au cours des trois prochaines années ? Quelle part de la production industrielle française vous semble avoir été perdue au cours des trois dernières années (crise sanitaire et crise énergétique) ?

<u>Pour les industriels</u> : à moyen-long terme, sur la base des différentes projections disponibles, RTE envisage de retenir une hypothèse de développement de la consommation d'électricité et de production électrolytique d'hydrogène pour les besoins industriels portée à près de 140 TWh en 2030 (dont 25 TWh pour l'hydrogène) et de 160 TWh en 2035 (dont 40 TWh pour l'hydrogène), contre 109 TWh en 2021. Etes-vous d'accord avec cette projection ? Pensez-vous que certaines évolutions de la demande en biens (évolution à la baisse de la construction neuve, limitation des nouveaux projets d'infrastructures routières…) pourraient avoir un impact significatif sur l'activité industrielle de certains secteurs et si oui dans quelle ampleur ? Voyez-vous des alternatives à l'utilisation de l'électricité ou de l'hydrogène pour décarboner l'industrie (biomasse, CCS…), susceptibles de se développer massivement ? Merci de détailler les projets dont le degré d'avancement vous semble suffisamment avancé pour justifier une mise en service d'ici 2030.

Le scénario A implique une accélération de l'électrification et un effort de réindustrialisation. Quels prérequis vous semblent nécessaires, notamment en matière de perspectives de prix (niveau et visibilité) au cours des prochaines années, pour ce type de scénario ? Merci de fournir, le cas échéant, des comparatifs internationaux, et de différencier la réponse selon le type d'industrie considéré (industries de base, de transformation et d'assemblage notamment, qui ne sont pas exposées de la même manière à la concurrence internationale).

L'économie française a été marquée, depuis une vingtaine d'années, par un mouvement de désindustrialisation reflété par une baisse de la consommation du secteur industriel. L'inflexion à la hausse anticipée par les objectifs d'électrification ne s'est pas encore matérialisée à ce jour. Quand estimez-vous que l'inflexion dans la consommation industrielle pourrait se produire ?

Comment traduiriez-vous le contexte de mondialisation contrariée en matière d'évolution de la production industrielle et de la balance commerciale ? Quels secteurs seraient selon vous à risque et comment ce risque se matérialiserait concrètement ? Quelles politiques et mesures de soutien à l'industrie et/ou de relocalisation de certaines productions vous sembleraient les plus pertinentes ?

Question 4.10 – Sobriété et efficacité énergétique dans le secteur industriel

Sur la base d'analyses détaillées du secteur industriel français (CEREN, EACEI…), tant sur les usages de procédés que sur les usages transverses (éclairage, moteurs, air comprimé, production de froid, ventilation, pompage…), RTE envisage de retenir une hypothèse selon laquelle les gisements de sobriété identifiés, notamment ceux à temps de retour courts ou moyens, seraient largement exploités, avec à la clé un effet baissier de 6 à 10 TWh à l'horizon 2030. Cette projection vous semble-t-elle pertinente ? Dans l'affirmative, quels seraient selon vous les prérequis pour le déclenchement de ces opérations d'efficacité énergétique ?

Concernant les changements structurels dans la consommation électrique de l'industrie, lesquels vous semblent susceptibles de se matérialiser dans un contexte de sobriété planifiée (e.g consommation d'une alimentation moins transformée, allongement de la durée de vie des équipements, baisse de la vente de véhicules et fabrication de véhicules plus petits, réduction de la construction, recours à des matériaux biosourcés dans la construction, économie circulaire, limitation des emballages, de la publicité, du plastique à usage unique, moins de construction neuve, etc.) ?

4.2.4 Secteurs des transports

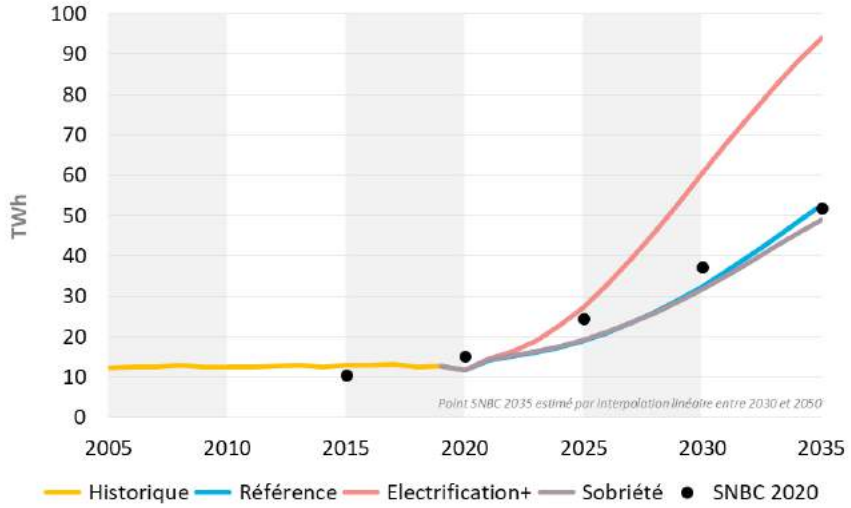
A long terme, la plus forte hausse de consommation d'électricité dans les trajectoires des *Futurs énergétiques 2050* se situe dans le secteur des transports, étant donné que le secteur reste aujourd'hui largement dominé par les combustibles fossiles.

La diffusion des véhicules électriques légers apparaît comme consensuelle, du fait de la fin de la vente de véhicules légers thermiques désormais planifiée pour 2035. La trajectoire de référence des *Futurs énergétiques 2050* prévoit 15 millions (près de 40% du parc) de véhicules légers électriques en 2035, avec une réduction de la part modale de la voiture individuelle d'environ 79% des distances parcourues en 2019 à 73% en 2035. Dans le même temps, les discussions actuelles sur les difficultés sociales à la mise en place des zones de circulation à faible émission montrent que, même avec l'interdiction des véhicules thermiques à l'horizon 2035, l'atteinte concrète de cette trajectoire pourra mener à des questions quant à la démocratisation des véhicules électriques, ce qui dépendra de la compétitivité des véhicules électriques, dans l'absolu ou via des aides à l'achat, comparativement aux pouvoirs d'achat des ménages. En 2022, l'électrification du parc de véhicules s'est poursuivie en France de manière favorable : les véhicules tout électriques et hybrides rechargeables ont représenté 18,5 % du marché en 2022 (contre 15 % en 2021).

Une diversité de scénarios d'évolution des parcs de véhicules lourds (camions, bus et cars) a également été proposée, au vu de l'incertitude toujours présente sur la viabilité économique relative entre les trois principaux modes de propulsion décarbonés qui émergent pour ce segment : le biogaz, l'hydrogène et l'électricité.

La part modale du ferroviaire est également amenée à croître, pour le transport de passagers et de marchandises, dans la logique de décarbonation du secteur.

Compte tenu de la place prédominante occupée par le secteur des transports dans les émissions de gaz à effet de serre et son taux élevé de renouvellement, **les nouveaux objectifs climatiques du « *Fit for 55* » impliquent une accélération de la diffusion des véhicules électriques** par rapport à la SNBC 2020 et au scénario central *des Futurs énergétiques 2050*.



Consommation d'électricité du secteur des transports à l'horizon 2035 dans les Futurs énergétiques 2050

Question 4.11 – Electrification dans le secteur des transports

<u>Concernant les voitures particulières :</u> RTE retient comme hypothèse centrale un parc de 7,5 millions de véhicules électriques en 2030 (dont 1,6 million d'hybrides rechargeables), 16 millions en 2035 (dont 1,7 million d'hybrides rechargeables), en cohérence avec l'interdiction du moteur thermique en 2035 adoptée à l'échelle européenne. Le parc de véhicules utilitaires légers électriques atteint 1 million en 2030 et 1,5 million en 2035. RTE entend étudier des variantes portant sur la taille des batteries, la consommation kilométrique des véhicules et leur durée de vie. Etes-vous d'accord, et sinon que proposez-vous ? Indiquez les jalons et prérequis logistiques à une telle transformation dans le secteur automobile.

Dans un contexte de mondialisation contrariée, des budgets davantage contraints pour les entreprises et les ménages pourraient induire une contraction de la mobilité. Par ailleurs, un renouvellement plus lent des parcs pourrait retarder le passage à des véhicules électriques. Etes-vous d'accord avec ces hypothèses, sinon que proposez-vous ?

<u>Concernant les autobus et autocars :</u> l'électrification des modes de transport en commun routiers a également été revue à la hausse, en cohérence avec les ambitions publiques de décarbonation du secteur. RTE retient comme hypothèse centrale 12 milliers d'autobus et 4,5 milliers d'autocars électriques en 2030, puis 20 milliers d'autobus (42% du parc) et 11 milliers d'autocars électriques (15% du parc) en 2035. Etes-vous d'accord, et sinon que proposez-vous ?

<u>Concernant les poids lourds :</u> le débat a évolué depuis l'élaboration des *Futurs énergétiques 2050* et conduit à modifier les trajectoires en faveur d'une électrification accrue, sur la base des retours des constructeurs. RTE retient comme hypothèse centrale un parc de 90 milliers de poids lourds électriques en 2030, 180 milliers en 2035 (31% du parc), en cohérence avec les débats les plus récents au niveau européen. La répartition entre petits et gros camions serait une électrification plus rapide des camions locaux de poids total en charge de 19 t ou moins, à hauteur de 30 milliers en 2030 et 60 milliers en 2035 (45% du parc), contre 60 et 120 milliers (26% du parc) pour les autres segments (camions rigides >19t et tracteurs routiers). RTE entend étudier des variantes sur une électrification plus rapide des tracteurs routiers et sur la diffusion des poids lourds à hydrogène (4 milliers en 2030 et 19 milliers en 2035 dans l'hypothèse centrale). Etes-vous d'accord, et sinon que proposez-vous ?

<u>Concernant le transport ferroviaire</u> : ce secteur représente aujourd'hui une part modale de 12% des kilomètres passagers, que les ambitions publiques visent à augmenter. RTE retient comme hypothèse centrale 13,5% en 2030 et 14,2% en 2035 pour ce segment. S'agissant du transport de marchandises, RTE entend étudier des trajectoires de part modale en forte hausse pour intégrer les annonces gouvernementales récentes sur la volonté de doubler la part du fret ferroviaire à l'horizon 2030 (qui s'établit aujourd'hui autour de 10%). Etes-vous d'accord avec ces propositions ? L'objectif de doublement de la part du fret ferroviaire vous semble-t-il atteignable et si oui à quelles conditions ? Sinon que proposeriez-vous ?

<u>Concernant le transport fluvial</u> : RTE retient un développement de ce transport et du branchement électrique des navires à quai, à hauteur de 0,5 TWh à l'horizon 2030-2035. Etes-vous d'accord ?

Concernant le transport aérien : RTE propose de ne pas considérer de développement majeur de l'électrification des avions mais d'intégrer un développement relativement limité des carburants de synthèse pour le transport aérien à l'horizon 2030-2035 (avec de l'ordre de 4 TWh d'e-SAF en 2035, 5% des besoins en carburant à cet horizon). Etes-vous d'accord avec ces propositions ?

Question 4.12 – Modalités de déplacement et mesures de sobriété

Concernant les caractéristiques des véhicules particuliers : RTE avait proposé dans les *Futurs Energétiques 2050* une capacité moyenne des batteries des véhicules légers de 65 kWh en 2030. Etes-vous d'accord, et sinon que proposez-vous ?

Dans un contexte de mondialisation contrariée, serait-il pertinent de différencier la taille des véhicules, au vu des contraintes sur les ressources critiques et sur le budget des ménages ?

Concernant les parts modales : RTE avait proposé dans les *Futurs énergétiques 2050* une réduction de la part modale de la voiture individuelle d'environ 79% des distances parcourues en 2019 à 73% en 2035 et une hausse du remplissage moyen des véhicules particuliers de 1,62 en 2019 à 1,66 en 2035. Partagez-vous ces hypothèses ? Souhaitez-vous voir étudiées d'autres trajectoires ? Le cas échéant, veuillez indiquer les hypothèses détaillées de report modal qui vous sembleraient pertinentes.

Concernant l'utilisation des véhicules particuliers : RTE avait retenu 14 000 km parcourus par an pour les véhicules 100% électriques (niveau proche des distances parcourues par les véhicules thermiques neufs et supérieur à un véhicule thermique moyen d'aujourd'hui) dans ses études précédentes. Etes-vous d'accord avec une telle hypothèse, et sinon que proposez-vous ?

Concernant les actions permettant de réduire de manière structurelle les déplacements : dans le scénario « sobriété » des *Futurs énergétiques 2050*, RTE avait intégré des perspectives d'urbanisme et d'aménagement du territoire visant à limiter les déplacements (développement du concept de ville du quart d'heure, limitation de la périurbanisation…). Pensez-vous que ce type d'évolution structurelle de l'organisation de la ville et de l'aménagement du territoire doive être intégré dans les trajectoires du Bilan prévisionnel ? Selon vous, quels seraient les leviers prioritaires à privilégier et quelles politiques publiques permettraient de les activer ?

4.2.5 Hydrogène

Le développement de l'hydrogène décarboné constitue désormais une priorité dans les orientations de la transition énergétique dans de nombreux pays. La Commission européenne affiche des objectifs importants de développement des usages et de production à partir d'électrolyse à l'horizon 2030[13] et un rehaussement de ces objectifs a été proposé dans le cadre du plan *REPowerEU* visant à sortir le plus rapidement possible l'Europe de la dépendance aux hydrocarbures. Il s'agirait d'atteindre, à l'horizon 2030, une production annuelle d'hydrogène en Europe de 10 millions de tonnes à partir d'électrolyse[14], ce qui correspondrait à une consommation électrique annuelle de l'ordre de 500 TWh (soit de l'ordre de 15% de la consommation actuelle d'électricité de l'Union européenne).

La SNBC 2020 prévoit un développement important et rapide de l'électrolyse à l'horizon 2030 avec de l'ordre de 25 TWh de consommation électrique. Le plan hydrogène publié fin 2020 définit une cible de 6,5 GW de capacité d'électrolyse, ce qui pourrait représenter une production d'hydrogène allant jusqu'à 57 TWh/an en cas de fonctionnement continu sur l'année (et 28 TWh avec un facteur de charge de 50%). L'hydrogène produit par électrolyse vise à permettre d'une part de décarboner les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie (usages « matériaux » dans le raffinage, la production d'engrais, la chimie, etc.) en supprimant le recours à la production d'hydrogène par vaporeformage de méthane (qui représente actuellement de l'ordre de 12 TWh_{PCI}) et d'autre part à substituer des combustibles fossiles utilisés dans l'industrie et la mobilité par de l'hydrogène (usages « énergie »).

Une dynamique sur le développement de la production d'hydrogène par électrolyse est aujourd'hui attestée par l'existence de nombreux projets. Néanmoins, à ce stade, peu de ces projets sont en cours de construction ou ont déjà pris une décision finale d'investissement. La réalisation effective des projets de production d'hydrogène par électrolyse en France et leur date de mise en service dépendront notamment de la compétitivité, pour les porteurs de projets, de la production par électrolyse par rapport au vaporeformage et par rapport à la production d'hydrogène renouvelable dans d'autres régions du monde ainsi que les éventuelles stratégies industrielles (relocalisation ou non) sur certaines filières potentiellement fortement consommatrices d'hydrogène[15] (ammoniac/engrais, méthanol, production de carburant de synthèse). Cette compétitivité dépendra des prix de marché respectifs de l'électricité, du gaz et du CO_2, du cadre de régulation relatif au prix effectif de l'électricité payée par les opérateurs d'électrolyse, ainsi que l'ensemble des dispositifs de soutien.

Au-delà de la question économique, les usages de l'hydrogène ciblés de manière prioritaire pourront dépendre de l'articulation des process au sein des usines et des adapations à mener dans l'outil industriel : à titre d'exemple, l'hydrogène utilisé dans les raffineries est aujourd'hui en partie coproduit ou lié à d'autres process et n'est donc pas évident à remplacer par de l'hydrogène produit par électrolyse.

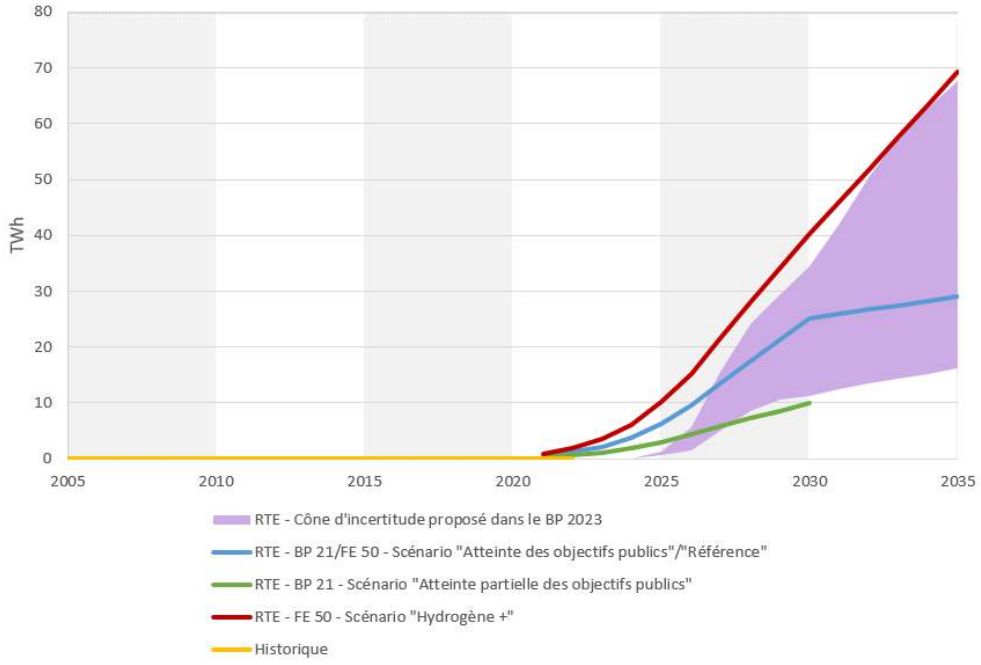
[13] *Ces objectifs prennent notamment la forme d'obligations (pour les Etats membres) de part minimale d'hydrogène renouvelable ou de ses dérivés dans l'industrie et les transports.*

[14] *Le plan REPowerEU prévoit une consommation de 20 millions de tonnes d'hydrogène ou de ses dérivés, dont 4 millions de tonnes d'ammoniac ou autres dérivés importés (voir EUR-Lex - 52022SC0230 - EN - EUR-Lex (europa.eu))*

[15] *La France importe aujourd'hui l'équivalent de 70% de sa consommation d'engrais et d'ammoniac (soit sous forme d'engrais, soit sous forme d'ammoniac) et plus de 99% de sa consommation de méthanol.*

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2021 et des *Futurs énergétiques 2050*, RTE avait proposé plusieurs trajectoires de développement de la production d'hydrogène par électrolyse, dont *(i)* une vision de référence établie en cohérence avec la SNBC 2020, *(ii)* une trajectoire d'atteinte partielle des objectifs et *(iii)* une trajectoire « Hydrogène + », marquée par une accélération post-2030, notamment pour la production de carburants de synthèse à destination du transport (aérien et maritime notamment).

L'analyse du portefeuille de projets et des différentes projections publiques conduit RTE à proposer d'étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023, un faisceau de trajectoires (i) intégrant un démarrage moins rapide, (ii) révélant les fortes incertitudes sur le développement effectif des projets et (iii) intégrant la dynamique propre à chacun des débouchés de l'hydrogène.



Question 4.13 – Production d'hydrogène par électrolyse

<u>Concernant la nature de l'hydrogène produit et consommé en France</u> : partagez-vous l'hypothèse que la production d'hydrogène décarboné reposera essentiellement sur l'électrolyse en France (et peu sur le vaporeformage de méthane fossile avec capture et séquestration de carbone, sur le vaporeformage de biométhane ou d'autres techniques issues de la valorisation de la biomasse) ?

<u>Concernant les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie</u> : la stratégie française sur l'hydrogène érige comme priorité le remplacement de l'hydrogène produit par vaporeformage de méthane utilisé actuellement dans l'industrie, essentiellement dans la production d'ammoniac/engrais et le raffinage par de l'hydrogène bas-carbone produit par électrolyse.

La consommation d'électricité pour couvrir les besoins de décarbonation des usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie (raffinage de pétrole, engrais, plastiques…) dépendront du rythme réel de la bascule du vaporeformage vers l'électrolyse dans les usines concernées, de l'évolution de la consommation finale des produits concernés et de l'éventuelle relocalisation de la production d'ammoniac / engrais et de méthanol. Compte tenu de ces incertitudes, RTE envisage, de considérer une consommation d'électricité pour les usages existants dans l'industrie se situant entre 4 TWh et 16 TWh à l'horizon 2030 et entre 6 et 22 TWh à l'horizon 2035.

<u>Concernant les nouveaux usages de l'hydrogène :</u> l'hydrogène produit par électrolyse constitue une solution pertinente pour décarboner certains procédés industriels (sidérurgie notamment) et certains segments de la mobilité (sous forme d'hydrogène ou de carburants de synthèse). RTE envisage des trajectoires de consommation d'électricité pour les besoins associés aux nouveaux usages de l'hydrogène, comprises entre 7 TWh et 18 TWh à l'horizon 2030 et entre 10 et 46 TWh en 2035.

<u>Sur les imports/exports d'hydrogène</u> : RTE envisage de considérer qu'à l'horizon 2030-2035 la France produira l'hydrogène consommé en France, sans excédents destinés à l'exportation. Pensez-vous que la concurrence de production d'hydrogène dans des régions où le coût de l'électricité renouvelable serait significativement inférieur pourrait conduire à des imports massifs d'hydrogène à cet horizon ? A contrario, considérez-vous que la France pourrait être exportatrice d'hydrogène pour des pays voisins moins bien dotés en gisement de production d'électricité bas-carbone ?

<u>Sur les trajectoires globales :</u> la trajectoire de référence (correspondant au scénario « Accélération réussie ») proposée par RTE atteint une consommation d'électricité pour l'électrolyse de 34 TWh à l'horizon 2030 et 68 TWh à l'horizon 2035. Cette trajectoire vous semble-t-elle crédible ? De manière plus générale, RTE envisage une fourchette de consommation d'électricité entre 11 TWh et 34 TWh à l'horizon 2030 et entre 16 TWh et 68 TWh à l'horizon 2035. Considérez-vous que cette fourchette reflète correctement le champ des possibles en matière de développement de l'électrolyse en France ?

Selon vous, quelles conditions économiques, pour le prix notamment de l'hydrogène bas-carbone, sont nécessaires pour permettre la bascule des usages existants vers l'électrolyse et éventuellement la relocalisation de la production de molécules dérivées de l'hydrogène (ammoniac…) ?

Si la capacité d'électrolyse représente 6,5 GW à l'horizon 2030 (comme prévu dans le plan hydrogène publié en 2020), le facteur de charge moyen des électrolyseurs serait de l'ordre de 60%, pouvant nécessiter a priori des besoins de stockage massif. Considérez-vous qu'une telle configuration est réaliste à l'horizon 2030 ?

Dans le scénario de « mondialisation contrariée », RTE envisage des conséquences plus défavorables pour le développement de l'électrolyse, compte-tenu des coûts de l'hydrogène produit par électrolyse et des investissements importants pour développer les usages de l'hydrogène. Le scénario considère ainsi une consommation d'électricité pour l'électrolyse plus faible que dans le scénario de référence résultant à la fois (i) d'un rythme de bascule de l'hydrogène gris vers l'électrolyse plus faible, (ii) de difficultés à relocaliser la production de molécules dérivées de l'hydrogène et (iii) d'un moindre développement des nouveaux usages. Considérez-vous cette hypothèse pertinente, et sinon que proposeriez-vous ?

4.3 Hypothèses relatives au pilotage de la demande

Le terme de « flexibilité de la demande » ou de « pilotage de la demande » désigne tout type de **modulation de la consommation en réaction à des signaux (par exemple, des signaux de prix ou de commande) par rapport à un profil de consommation « naturel »** (sans flexibilité). Cette modulation peut prendre différentes formes allant d'une modification durable et structurelle du profil de consommation à de l'effacement de consommation, consistant à baisser temporairement la consommation, sur sollicitation ponctuelle envoyée aux consommateurs.

Ces formes de pilotage apportent différents services de flexibilité au système électrique : contribution à la sécurité d'approvisionnement lors des périodes de tension, meilleure optimisation du fonctionnement du système électrique et meilleure intégration des énergies renouvelables variables. De façon générale, le pilotage de la demande constitue ainsi un levier adapté aux besoins croissants de flexibilité du système électrique. A ce titre, il a fait l'objet de différentes mesures permettant son développement : ouverture des différents marchés de la flexibilité au pilotage de la demande et dispositifs de soutien financier.

Au-delà de l'ouverture des capacités d'effacement à l'ensemble des marchés et des dispositifs de soutien, RTE a renforcé ces dernières années son dispositif d'alerte des situations de tension sur l'équilibre offre-demande appelé Ecowatt. Ce dispositif a en particulier été généralisé et largement médiatisé à l'occasion de la crise énergétique de l'hiver dernier. Il doit permettre de solliciter des actions volontaires de réduction de la consommation d'électricité sur certains jours et certaines plages horaires particulièrement à risque du point de vue de l'approvisionnement électrique (périodes identifiées par un signal Ecowatt orange et rouge). L'effort de communication autour du dispositif Ecowatt s'est par ailleurs accompagné de nombreux engagements pris par les collectivités et entreprises en matière de réduction ponctuelle de consommation lors des situations de tension. Si l'absence d'alerte Ecowatt cet hiver n'a pas permis d'avoir de retour d'expérience consolidé sur l'effet réel de ces actions volontaires en situation de tension, les partenariats mis en place et l'appétence des citoyens pour le sujet permettent a priori de disposer d'un gisement de flexibilité de la demande significatif qui pourra être utile pour les prochains hivers, voire pour le développement de la flexibilité à moyen / long terme.

4.3.1 Effacements de consommation, hors véhicules électriques et hydrogène

Etat des lieux

L'ensemble des capacités d'effacement[16] mobilisables en France représente en 2022 environ 3,9 GW composés d'une large palette d'actions qui mobilisent des entreprises ou des particuliers :

- d'une part, des effacements « implicites » (0,6 GW environ) correspondant en pratique aux offres tarifaires EJP et Tempo ;
- d'autre part, des effacements « explicites » (3,3 GW environ) certifiés sur le mécanisme de capacité par des opérateurs d'effacement et activables sur les marchés ou le mécanisme d'ajustement.

Depuis une dizaine d'années, la France met en place un cadre réglementaire permettant de faciliter le développement des effacements sur tout type de sites, pour différents services de flexibilité et différentes tailles d'installations.

La PPE adoptée en avril 2020 fixe un objectif de développement important et progressif de la capacité d'effacement, avec un point de passage à 4,5 GW pour 2023 et un objectif de 6,5 GW à l'horizon 2028.

La fiabilisation de la filière constitue encore un enjeu important et RTE retient une hypothèse de fiabilité de l'ordre de 80% sur l'ensemble de l'horizon considéré. Ce taux exprime la fiabilité en puissance lors des périodes de tension.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

La poursuite de la crise énergétique durant les années à venir puis la transformation du système électrique à l'horizon 2030-2035 devraient générer un besoin plus marqué de flexibilité du système électrique que par le passé et inciter à l'émergence de nouveaux gisements d'effacement. Cependant, en dépit d'une politique volontariste de développement de la filière, une incertitude demeure quant à l'évolution de la capacité d'effacement et sa contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement. L'évolution du potentiel d'effacement associé aux différents secteurs dépend en effet de nombreux paramètres comme l'évolution des consommations susceptibles de s'effacer, l'espace économique disponible, l'acceptabilité de l'effacement pour les consommateurs ou encore le cadre réglementaire applicable.

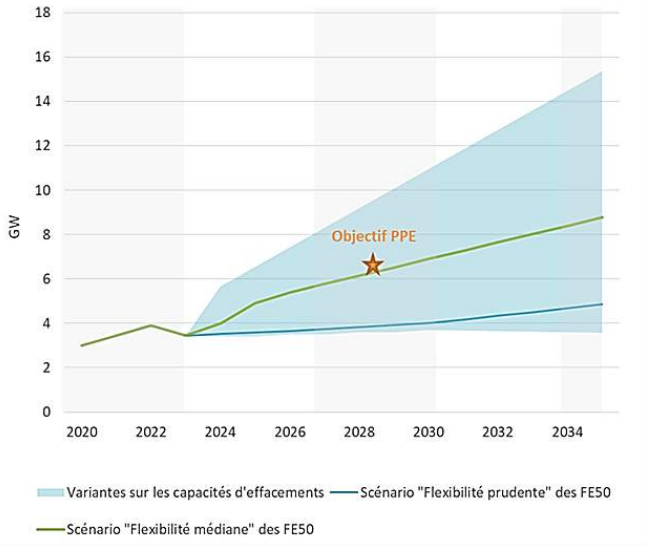
Compte tenu de ces incertitudes, RTE a proposé dans les *Futurs énergétiques 2050* différents scénarios d'évolution de la capacité d'effacement, sous l'hypothèse que ces derniers reçoivent une valorisation sur les marchés idoines :

- une configuration « flexibilité très basse », avec stagnation des capacités d'effacement ;

[16] *Les effacements de consommation se définissent comme les baisses ponctuelles de consommation résultant de signaux envoyés aux consommateurs en réponse à un besoin du système électrique. La présente section considère les effacements de consommation liés aux différents usages actuels (notamment industrie mais aussi tertiaire et résidentiel), qu'ils prennent la forme d'effacements valorisés sur les marchés comme de gestes citoyens ponctuels (pouvant résulter d'un signal Ecowatt orange ou rouge). Les flexibilités liées à la recharge des véhicules électriques et la production d'hydrogène par électrolyse peuvent aussi prendre la forme d'effacements ponctuels mais font quant à elles l'objet de sections dédiées et ne sont pas intégrées aux chiffres mentionnés au sein de cette section.*

- une configuration de « flexibilité prudente », reposant essentiellement sur l'évolution des capacités d'effacement dans les secteurs existants et ne supposant pas de pari quant à l'acceptabilité des consommateurs ou la diffusion technologique dans le secteur résidentiel ;
- une configuration « flexibilité médiane », qui intègre un développement plus important des effacements dans tous les secteurs économiques, à des niveaux atteignables sous condition ;
- une configuration « flexibilité haute », qui correspond à un effort de mobilisation important des gisements d'effacement.

Les puissances maximales d'effacement étudiées dans les *Futurs énergétiques 2050* varient donc entre 3,7 et 11 GW en 2030 et entre 3,7 et 16 GW en 2035[17]. Plusieurs configurations seront étudiées dans le Bilan prévisionnel 2023, en cohérence notamment avec les ambitions des scénarios d'électrification des usages.



Scénarios d'évolution des capacités moyennes d'effacement dans les différents secteurs[18] (Futurs énergétiques 2050)

En complément de ces effacements recevant une valorisation sur les différents marchés qui leur sont ouverts, le dispositif Ecowatt, élargi à l'ensemble de la France en 2020, permet de faire appel aux éco-gestes citoyens lors des situations de tension sur la sécurité d'approvisionnement. Ce dispositif s'appuie notamment sur l'émission de signaux « Ecowatt rouge », lorsque le système électrique se trouve dans une situation très tendue et que des coupures sont inévitables sans baisse de la consommation lors des pointes de consommation. Les travaux présentés au sein des *Perspectives du système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023* évaluent un effet théorique de ces éco-gestes pouvant aller jusqu'à 4 à 5 GW de baisse de consommation à la pointe (notamment grâce aux actions sur les usages de chauffage, de l'éclairage et de la cuisson) en supplément des capacités d'effacement existantes (qui portent essentiellement sur l'industrie). Néanmoins, l'effet concret de ce signal sur la baisse de consommation reste inconnu car aucun signal « rouge » n'a été activé à ce jour.

[17] *Ces puissances correspondent aux gisements d'effacements explicites dans les secteurs industriel, tertiaire et résidentiel auxquels on ajoute les effacements implicites de consommations. Les véhicules électriques et électrolyseurs sont exclus et seront traités plus loin dans le document.*

[18] *Secteurs industriel, tertiaire et résidentiel (le graphique ne prend pas en compte le gisement lié au pilotage de la mobilité électrique et la flexibilité des électrolyseurs, traités dans les parties suivantes)*

Afin de prendre en compte l'effet potentiel des éco-gestes, une variante incluant un effet significatif des signaux Ecowatt sera étudiée.

Question 4.14 – Effacements de consommation

Au cours de l'hiver 2022-2023, la baisse de la consommation d'électricité a eu pour conséquence une diminution de la capacité d'effacement. Considérez-vous que cette diminution puisse être pérenne ? Comment proposez-vous d'intégrer pour les prochaines années (2023-2026), cette nouvelle situation résultant de la crise énergétique ?

Aux horizons 2030 et 2035, RTE envisage d'étudier un spectre large de trajectoires de développement des effacements de consommation, allant de 3,7 à 16 GW. Cette proposition vous semble-t-elle pertinente ? Quel niveau de rémunération – de l'énergie effacée comme de la capacité – vous semble-t-il nécessaire pour mobiliser les différents gisements d'effacements qui constituent ces volumes ?

Aux mêmes horizons, vous semble-t-il nécessaire d'étudier l'opportunité de coupler l'électrification de certains usages, d'une part, et la faculté de procéder à des modulations de charge pour ces usages nouvellement électrifiés, d'autre part ?

En France, le développement des effacements constitue un objectif spécifique de politique énergétique et fait l'objet d'une politique publique dédiée. A la lumière de la situation actuelle, vous semble-t-il nécessaire de préserver cette spécificité des effacements par rapport aux autres types de flexibilité ?

4.3.2 Pilotage de la recharge des véhicules électriques

Etat des lieux

En dehors de la recharge « naturelle » (les véhicules qui se chargent dès qu'ils sont connectés à une borne), différentes stratégies de recharge des véhicules électriques peuvent permettre d'adapter le profil de consommation des véhicules électrique au profil de consommation résiduelle :

- Le pilotage tarifaire (statique) où les véhicules sont rechargés pendant des plages horaires prédéfinies à l'avance (e.g plage « heures creuses ») ;
- Le pilotage dynamique où les véhicules sont rechargés en fonction de signaux dynamiques de l'état du système électrique ;
- Le pilotage dynamique bidirectionnel (ou *vehicle-to-grid* – V2G) : en plus du pilotage défini ci-dessus, les véhicules peuvent réaliser de l'injection sur le réseau électrique.

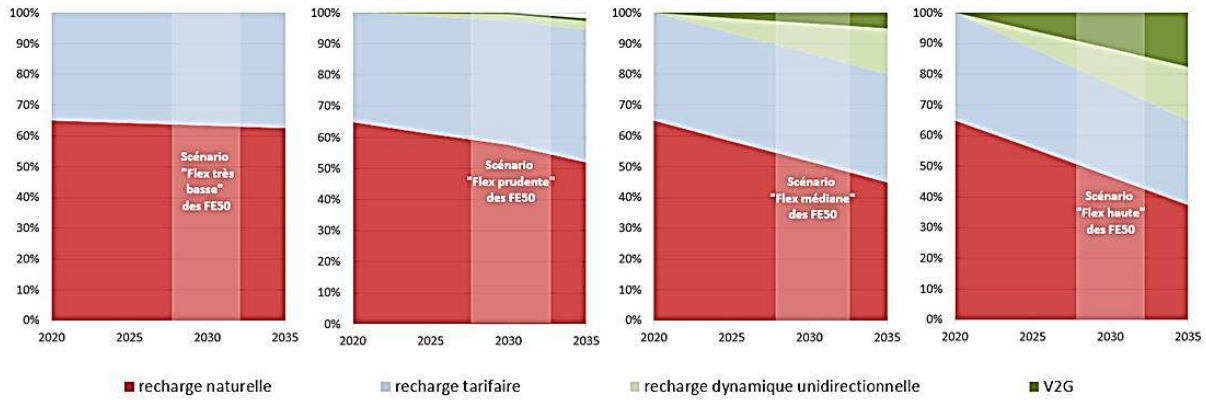
Aujourd'hui, on estime qu'environ 40% des véhicules électriques se rechargent selon un pilotage tarifaire et 60% ne sont pas pilotés.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

Dans le cadre de la concertation des *Futurs énergétiques 2050,* plusieurs configurations ont été construites :

- une configuration « flexibilité très basse », avec stagnation du pilotage ;

- une configuration de « flexibilité prudente », qui repose sur une prolongation tendancielle du développement du taux de pilotage qui conduit à un taux de pilotage tarifaire de l'ordre de 45% en 2035 et qui ne suppose pas de pari sur l'acceptabilité des consommateurs ou la diffusion des technologiques de pilotage dynamique ;
- une configuration « flexibilité médiane », qui intègre un développement plus important du pilotage, notamment dynamique, de la recharge des véhicules électriques à des niveaux atteignables sous condition ;
- une configuration « flexibilité haute », qui correspond à un effort de mobilisation important du pilotage de la recharge avec un développement important du pilotage bidirectionnel.



Hypothèses de développement du pilotage de la recharge des véhicules électriques proposées

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2023, plusieurs configurations, notamment pour le développement du pilotage tarifaire, seront étudiées en fonction des hypothèses de développement des véhicules électriques dans les scénarios. De la même manière, différentes configurations de pilotage de la mobilité lourde seront testées en fonction des segments électrifiés : en effet, selon le type d'utilisation des camions et bus électriques (rotations quotidiennes avec retour au dépôt le soir et / ou à d'autres périodes de la journée, déplacements sur des longues distances pendant plusieurs jours d'affilée, etc.), les contraintes sur la recharge pourront être très différentes. De manière générale, des analyses de sensibilité sont prévues pour estimer le gain pour le système électrique du développement du pilotage de la recharge des véhicules légers et lourds.

Question 4.15 – Pilotage de la recharge des véhicules électriques

RTE envisage de retenir comme hypothèse principale un développement du pilotage de la recharge obéissant au scénario « flexibilité prudente » des *Futurs énergétiques 2050*, et de procéder ensuite par variantes pour quantifier la nécessité ou l'intérêt de modes de pilotage plus ou moins poussés selon les scénarios. Partagez-vous cette approche ?

Disposez-vous d'éléments permettant de documenter le taux de pilotage tarifaire et de projeter son développement futur ? Quels modes de pilotage des véhicules électriques vous semblent crédibles et dans quelles proportions se matérialiseraient-ils dans le cadre d'une massification de l'utilisation du véhicule électrique ?

S'agissant de la mobilité lourde, quelles sont les tendances sur les contraintes et modes de recharge qu'il vous semble nécessaire de prendre en compte dans l'analyse aux horizons 2030 et 2035 ?

4.3.3 Modes de fonctionnement des électrolyseurs

Etat des lieux

Si les électrolyseurs, toutes technologies confondues, sont techniquement capables de moduler rapidement la puissance électrique soutirée sur le réseau et donc leur production d'hydrogène d'une heure sur l'autre, certains consommateurs d'hydrogène représentent en général quant à eux un poste de consommation très peu modulable.

Le recours à la flexibilité des électrolyseurs sera par conséquent conditionné soit par le maintien d'unités de vaporeformage de méthane permettant de prendre le relais des électrolyseurs lorsque ceux-ci modulent leur production, soit par le développement d'infrastructures de stockage massif d'hydrogène et d'un réseau de transport permettant l'accès à ces capacités de stockage. Le développement de capacités de stockage massif d'hydrogène présente toutefois de fortes incertitudes : la solution la plus mature et la plus économique consistant à stocker l'hydrogène dans des cavités salines. Selon certaines études, la reconversion de telles cavités et le développement de nouvelles cavités sur les sites de stockage actuels (hors aquifères) pourrait conduire à une capacité de stockage de l'ordre de 7 TWh PCI (~20 kt) mais voit son développement incertain à ce stade.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

Dans le cadre du prochain Bilan prévisionnel, RTE propose de considérer plusieurs modes de fonctionnement des électrolyseurs, plus ou moins flexibles en fonction des hypothèses retenues quant au développement de stockage d'hydrogène et/ou de maintien des unités de vaporeformage :

- un fonctionnement en « base » ou « base hors pointe » (c'est-à-dire en pouvant s'effacer ponctuellement si le processus industriel le permet ou qu'un petit stockage tampon d'hydrogène sur site le permet) qui correspond à des consommations peu flexibles sans unité de vaporeformage ni développement de stockage massif de l'hydrogène ;
- un fonctionnement « bas-carbone », consistant à ne produire que lors des périodes durant lesquelles le contenu carbone de l'électricité s'établit au-dessous du seuil limite pour qualifier l'hydrogène de « bas-carbone » (i.e. 3,38 kgCO2/kg H2) et, à terme, lui ouvrir le bénéfice du dispositif de soutien actuellement en cours de conception par les pouvoirs publics ;
- un fonctionnement minimisant le coût de production de l'hydrogène en arbitrant, d'une part, entre une durée de fonctionnement élevée permettant de limiter le poids des CAPEX des électrolyseurs dans le coût total et, d'autre part, une durée de fonctionnement limitée permettant de fonctionner sur les périodes où le coût d'approvisionnement en électricité est le plus faible ;
- un fonctionnement asservi à une production issue d'installations de production d'électricité renouvelable, soit parce qu'ils sont directement connectés (autoproduction), soit parce que ce mode d'asservissement constitue une condition pour qualifier l'hydrogène de « renouvelable » et répondre à d'éventuelles obligations d'incorporation qui pourraient être entérinées dans la réglementation européenne[19] ;

[19] La Commission européenne a proposé le 13 février 2023 au Parlement européen et au Conseil – qui peuvent les accepter ou les rejeter – deux actes délégués prévus par la directive (UE) 2018/2001 sur les énergies renouvelables (dite « RED II ») visant à introduire de telles obligations d'incorporation.

- un fonctionnement qui synchronise la production d'hydrogène aux périodes d'excédents de production bas-carbone (EnR ou nucléaire). Il permet d'assurer que la production par électrolyse n'induit pas des émissions supplémentaires sur le système électrique.

Le Bilan prévisionnel 2023 considèrera un mix de plusieurs de ces modes de fonctionnement pouvant évoluer avec l'horizon d'étude et/ou le scénario étudié. Des variantes sur les niveaux de flexibilité des électrolyseurs seront considérées afin d'étudier les conséquences pour le système électrique.

Mode de fonctionnement	Base	Base hors pointe	Bas-carbone	Minimisation des coûts	Asservi EnR	Marginal EnR ou nucléaire
Hypothèse sous-jacente	-	-	Besoin d'une unité de vapo-reformage, d'un stockage d'H2 ou d'une demande d'H2 flexible			
Flexibilité	Non flexible					Flexible
Facteur de charge indicatif (mix 2019)	100%	~99%	~85%	~50%	~15 à 70%	~20%

Hypothèses possibles de fonctionnement du parc d'électrolyseurs dans le Bilan prévisionnel 2023

Question 4.16 – Modes de fonctionnement des électrolyseurs

Selon vous, des modes de fonctionnement spécifiques pour les électrolyseurs devraient-ils être considérés ? Quelles seraient les hypothèses sous-jacentes au développement de ces différents modes ? Quel niveau de flexibilité peut-on attendre des électrolyseurs à l'horizon considéré par le prochain Bilan prévisionnel ?

RTE propose de considérer une évolution progressive des modes de fonctionnement des électrolyseurs vers une flexibilité croissante :

- **à l'horizon 2030, le développement de capacité de stockage d'hydrogène resterait limité, sous forme de petites capacités situées proches des zones de consommation (stockages surfaciques, petites cavités minées). En l'absence de développement massif du stockage et pour favoriser l'amortissement des coûts fixes, RTE propose de considérer que la plupart des électrolyseurs fonctionneront en base, avec des possibilités d'effacement ponctuel limitées à quelques dizaines d'heures en s'appuyant éventuellement sur des petits stockages diffus. En complément, certains électrolyseurs pourraient avoir des modes de fonctionnement plus flexibles, en s'appuyant sur le maintien de capacités de vaporeformage de méthane ;**
- **à l'horizon 2035, la mise en service de stockage massifs d'hydrogène (par reconversion ou création de cavités salines) et leur connexion avec certains bassins industriels permettrait de faire évoluer les modes de fonctionnement des électrolyseurs en permettant une optimisation entre l'amortissement des CAPEX des électrolyseurs et le prix de l'électricité : à cet horizon, RTE considère qu'une part significative des électrolyseurs pourrait ainsi adopter un mode de fonctionnement optimisé et modulé dans l'année en fonction des prix.**

Etes-vous d'accord avec cette approche ? Selon vous, quels sont les modes de fonctionnement (ou répartition entre modes de fonctionnement) qui devraient s'imposer aux différents horizons considérés ?

Selon vous, comment assurer la cohérence entre le principe d'un fonctionnement majoritairement en base des électrolyseurs avec un objectif de capacité installée de 6,5 GW et une consommation électrique d'environ 30-35 TWh à l'horizon 2030 ?

5 Hypothèses d'offre

L'évolution à moyen terme de l'offre d'électricité en France dépend largement des choix publics effectués dans la PPE. Celle actuellement en vigueur (PPE 2) fixe en particulier des objectifs précis de développement pour chaque filière d'énergies renouvelables (aux échéances 2023 et 2028), la fermeture des dernières centrales au charbon d'ici 2022, l'interdiction de nouveaux projets de centrales thermiques fossiles ou l'évolution du parc électronucléaire.

Le Gouvernement a engagé en 2022 les travaux de révision de la PPE, qui portera sur la période 2024-2033. Cette révision interviendra dans un cadre législatif nouveau, fixé en 2019, qui prévoit que les grands objectifs de la stratégie française pour l'énergie et le climat sont désormais déterminés au niveau législatif par une loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC). La discussion parlementaire sur la loi est prévue au second semestre 2023, ce qui renvoie l'adoption formelle de la future PPE à 2024. Même si les principes directeurs poursuivis par le Gouvernement sont connus et suivent la lignée présentée par le président de la République dans son discours à Belfort en février 2022, il demeure à ce stade de nombreuses incertitudes sur les trajectoires précises à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs de décarbonation à l'horizon 2030 et 2035.

La publication du Bilan prévisionnel 2023, qui précèdera le débat parlementaire sur la LPEC et l'adoption de la PPE, visera notamment à documenter ces futures trajectoires de développement de l'offre de production d'électricité en amont des exercices programmatiques réalisés par l'Etat.

5.1 Energies renouvelables

Au-delà des objectifs de développement définis par la PPE actuellement en vigueur, le discours prononcé par le président de la République à Belfort en février 2022 a marqué une nette volonté d'accélérer la trajectoire de développement des énergies renouvelables pour la production d'électricité, notamment le photovoltaïque et l'éolien en mer. Cette volonté, renouvelée et renforcée suite à la crise énergétique ayant touché la France et l'Europe, a depuis trouvé une première traduction concrète au travers de l'adoption en février 2023 de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables qui vise à alléger les contraintes administratives portant sur le développement de nouvelles installations et ainsi à en accroître le rythme de déploiement. Les conséquences des nouvelles dispositions législatives sur le rythme atteignable de développement des énergies renouvelables restent toutefois à préciser.

Question 5.1 – Cadrage général sur les énergies renouvelables

Quelles conséquences sur le développement des différentes filières renouvelables (hydraulique, éolien terrestre, éolien en mer, solaire, bioénergies…) considérez-vous nécessaire d'envisager suite à l'adoption de la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables[20] ?

[20] *Le projet de loi faisant actuellement l'objet d'un examen par le Conseil constitutionnel, cette question doit être entendue sans préjudice d'une éventuelle censure totale ou partielle du texte.*

5.1.1 Hydraulique et nouvelles STEP

Un potentiel hydraulique largement exploité et un objectif d'augmentation des capacités limité

L'essentiel du parc hydraulique français a été construit avant la fin des années 1980. Depuis, les principaux travaux réalisés sur ce parc portent essentiellement sur des modernisations d'équipements ou l'installation de petites unités de quelques mégawatts. Le parc hydroélectrique représente à date environ 25 GW de puissance de turbinage et génère un productible annuel de l'ordre de 60 TWh en moyenne.

Les ambitions affichées par la PPE actuelle (soit un parc installé de 25,7 GW fin 2023 et de 26,4 à 26,7 GW fin 2028) visaient essentiellement à la pérennisation du parc installé, aucune nouvelle installation de grande ampleur n'étant envisagée avant 2030. Au-delà des volumes ayant émergé au travers des appels d'offres « petite hydroélectricité » prévus par la PPE (environ 100 MW), la puissance installée du parc n'a que peu évolué au cours des dernières années.

Des opportunités existent pour créer de nouvelles STEP

Quelques opportunités existent pour augmenter la capacité de production hydraulique au travers de nouvelles stations de pompage-turbinage. La PPE actuelle envisage ainsi la possibilité de mettre en service jusqu'à 1,5 GW de nouvelles STEP entre 2030 et 2035. Les *Futurs énergétiques 2050* ont quant à eux considéré un potentiel total de l'ordre de 3 GW de STEP supplémentaires entre 2020 et 2050. Plusieurs sites sont aujourd'hui envisagés pour l'accueil de tels projets mais leur développement effectif suppose la réunion d'un certain nombre de conditions, notamment en matière d'acceptabilité, de limitation des impacts environnementaux et de modèle économique.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

Dans ce contexte, RTE propose de conserver pour le prochain Bilan prévisionnel la démarche prudente utilisée au sein des *Futurs énergétiques 2050* visant à considérer un productible hydroélectrique relativement stable en espérance tout en intégrant des évolutions mesurées de la puissance installée.

Question 5.2 - Hydraulique

RTE envisage de considérer à ce stade une trajectoire de renforcement de la puissance hydraulique mesurée et très progressive, avec une capacité de près de 27 GW en 2030. Estimez-vous souhaitable de réviser à la hausse cette trajectoire et, dans l'affirmative, sur la base de quels projets concrets susceptibles d'émerger sur l'horizon considéré ?

De manière spécifique, certains leviers d'augmentation de la puissance hydraulique vous semblent-ils accessibles à l'occasion d'un renouvellement des concessions hydroélectriques ? Si oui, détaillez-les, ainsi que leur apport en gigawatts et les délais de mise en œuvre.

S'agissant de la production hydraulique moyenne, RTE propose de la considérer, dans le meilleur des cas, stable en intégrant une augmentation de la puissance installée du parc, de sorte à tenir compte des conséquences hydrologiques du réchauffement climatique. Jugeriez-vous souhaitable de considérer une autre approche, et si oui sur la base de quel scénario climatique ?

Quelles perspectives de développement de nouvelles STEP jugez-vous crédibles à l'horizon considéré par le Bilan prévisionnel ? Quelle durée de stock hydraulique ces STEP seraient-elles selon vous susceptibles d'offrir (journalière, hebdomadaire) ?

5.1.2 Photovoltaïque

Une filière dont le développement tend à s'infléchir légèrement en France depuis deux ans

Le parc installé d'installations photovoltaïques s'élève à 15,7 GW au 31 décembre 2022 (chiffres en France métropolitaine avec Corse). Le rythme de développement de cette filière, qui était resté inférieur à 1 GW par an entre 2013 et 2020, a connu une inflexion au cours des deux dernières années, atteignant environ 2,8 GW sur l'année 2021 et 2,6 GW en 2022.

Cette inflexion matérialise la volonté d'accélération du déploiement de la filière déjà mise en avant dans la PPE actuellement en vigueur et réaffirmée depuis dans les dernières annonces du président de la République et du Gouvernement. Le rythme de déploiement reste à ce stade toutefois très inférieur à ce qui serait nécessaire pour atteindre les objectifs de la PPE. Il s'établit par ailleurs à des niveaux nettement inférieurs à ceux observés dans d'autres pays européens, tels que l'Allemagne (+5,3 GW/an depuis 2019) ou l'Espagne (+3,7 GW/an depuis 2019, hors installations en autoconsommation dont le développement s'est également accéléré et a représenté environ 2,5 GW en 2022). Dans ces deux pays, les installations solaires en autoconsommation constituent un segment en forte croissance, sous l'impulsion des mécanismes de soutien mais également de la forte hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs.

A moyen terme, une volonté d'accélérer encore le développement de la filière, en s'appuyant notamment sur les nouvelles dispositions législatives prévues par la loi d'accélération des énergies renouvelables

A court et moyen terme, le rythme de déploiement du photovoltaïque pourrait encore accélérer en France sous l'impulsion affichée ces dernières années.

D'une part, depuis plusieurs mois, le volume de projets en développement apparaît déjà en nette croissance : il s'élève aujourd'hui à plus de 16 GW pour les installations à raccorder sur le réseau de transport (RTE) et sur le réseau de distribution d'Enedis (contre environ 8 GW au début de l'année 2021). Dès les prochaines années, le rythme de mise en service devrait donc croître mécaniquement.

D'autre part, les nouvelles dispositions prévues par la loi d'accélération des énergies renouvelables sont motivées par la volonté de faciliter le développement de certains nouveaux projets et de réduire les délais d'autorisation et de développement des parcs. Il s'agit par exemple de faciliter l'installation de panneaux solaires sur des terrains déjà artificialisés ou ne présentant pas d'enjeu environnemental majeur (abords des autoroutes et des grands axes, friches industrielles à proximité du littoral, etc.). La loi prévoit également l'obligation d'installer des panneaux photovoltaïques sur les grands parkings extérieurs (plus de 1500 m²).

La forte baisse des coûts des modules photovoltaïques observée ces dernières années ainsi que l'acceptabilité plutôt favorable de ce type d'installations conduisent à en faire une filière clé pour l'accélération de la sortie des énergies fossiles. A l'instar de la France, beaucoup d'autres pays misent sur un développement rapide et poussé de la technologie photovoltaïque en vue d'atteindre la neutralité carbone : l'Allemagne prévoit par exemple de mettre en service près de 15 à 20 GW par an d'installations solaires d'ici 2030.

Plusieurs enjeux tels que l'accès au foncier ou la dépendance aux chaînes d'approvisionnement situées à l'étranger apparaissent comme des points d'attention en vue de réussir l'accélération

Le développement rapide de la filière photovoltaïque suscite quelques points d'attention.

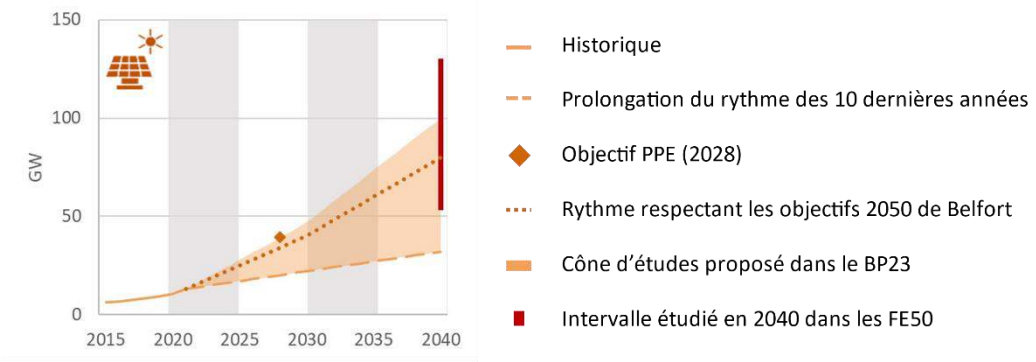
D'une part, l'accès au foncier et la compatibilité des grandes installations solaires avec d'autres usages (agriculture, forêts et espaces naturels) constitue un point de débat récurrent. La loi d'accélération des énergies renouvelables prévoit ainsi que l'installation de panneaux soit interdite sur des terres cultivables ou encore dans des espaces forestiers lorsque cela nécessite l'abattage d'arbres. En revanche, elle favorise l'accès à des espaces déjà artificialisés, délaissés ou des terres agricoles incultes ou non exploitées depuis un certain temps. L'accès au foncier pourrait donc influencer fortement la capacité d'accélération de la filière mais également la répartition entre les différents types d'installations (parcs au sol, panneaux sur ombrières et grands bâtiments, toitures résidentielles).

D'autre part, la maîtrise des chaînes d'approvisionnement et de la capacité industrielle permettant de répondre à l'accélération du développement de la filière constitue un autre enjeu fort. Depuis plusieurs années, une grande partie de la chaîne de valeur sur la fabrication des modules photovoltaïques se situe en Chine, tandis que l'industrie photovoltaïque française et européenne a très largement disparu. La Chine a par ailleurs récemment annoncé l'interdiction d'exporter des technologies liées à la fabrication de panneaux solaires, réaffirmant ainsi sa volonté de conserver le leadership sur le marché mondial du photovoltaïque. La forte dépendance de l'essor de la filière photovoltaïque aux importations depuis la Chine doit ainsi être considérée comme un point de vigilance pour la transition énergétique européenne.

Enfin, les volumes de développement envisagés et la concentration éventuelle des installations dans certaines zones pourront nécessiter à terme des ajustements dans la gestion des raccordements par les gestionnaires de réseau de distribution et de transport (comme cela a déjà commencé à être mis en œuvre pour le photovoltaïque basse tension).

Des trajectoires contrastées étudiées dans le prochain Bilan prévisionnel

Dans le prochain Bilan prévisionnel, RTE étudiera plusieurs trajectoires contrastées qui prévoient toutes une accélération par rapport au rythme de la dernière décennie. Dans les principaux scénarios, il est proposé de retenir un rythme de mise en service de l'ordre de 3 à 5 GW par an. RTE prévoit en outre d'analyser des variantes, intégrant notamment la perspective d'une accélération plus forte du rythme de déploiement (plus de 7 GW par an) qui serait alors combinée à un mouvement de relocalisation d'une partie des usines de fabrication et d'assemblage des panneaux photovoltaïques mais aussi du prolongement du rythme tendanciel des dernières années à la prochaine décennie.



Hypothèses de développement du photovoltaïque proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

Question 5.3 – Solaire photovoltaïque

RTE propose un rythme de croissance moyen compris entre 3 et 5 GW par an à compter de 2024, portant le parc à une capacité installée comprise entre 40 et 50 GW en 2030, puis entre 55 et 75 GW en 2035. Une trajectoire plus ambitieuse sera analysée en variante avec un rythme d'installation dépassant les 7 GW par an autour de 2030. Etes-vous d'accord avec ces propositions ? D'autres trajectoires vous sembleraient-elles devoir être considérées ?

Dans le cas où vous souhaiteriez que soit considérée une trajectoire plus haute, veuillez indiquer dans quelle mesure celle-ci serait *(i)* cohérente avec les orientations de politique énergétique fixées par le discours de Belfort et *(ii)* compatible avec le nouveau cadre institué par la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables récemment adoptée.

Dans le cas où vous souhaiteriez que soit considérée une trajectoire plus basse, veuillez indiquer dans quelle mesure cette trajectoire serait compatible avec *(i)* les engagements européens de la France en matière de part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030 et *(ii)* les objectifs de diminution des émissions de gaz à effet de serre, et notamment l'atteinte des -55% nets en 2030 ?

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE a testé différents « bouquets » de développement du solaire, se traduisant par une part plus ou moins prononcée de grands parcs au sol, panneaux sur ombrières ou panneaux sur toiture. Pour le prochain Bilan prévisionnel, RTE s'interroge sur la pondération à retenir dans les analyses, les performances et les coûts des différentes solutions pouvant être très différents. Veuillez indiquer dans quelle mesure les dispositions de la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables conduisent à modifier la perspective de développement pour les différentes catégories de développement du solaire (solaire au sol, ombrières ou panneaux sur toiture).

Quelle part du solaire en autoconsommation (individuelle ou collective) considérez-vous intéressant d'étudier ? Dans le scénario de « mondialisation contrariée », le développement de l'autoconsommation devrait-il être accéléré ?

RTE envisage d'étudier une trajectoire spécifique combinant développement renforcé du solaire et politique assumée de relocalisation de la chaîne de valeur du solaire avec installation d'une ou plusieurs gigafactories de production de panneaux en France. RTE envisage, pour cette variante, un rythme de déploiement annuel de l'ordre de 7 GW, en cohérence avec les trajectoires prévues dans d'autres pays européens. Cette trajectoire vous semble-t-elle crédible ou intéressante à étudier ? Quels seraient selon vous les prérequis économiques et industriels pour qu'une telle trajectoire soit envisageable ?

<u>Pour les professionnels du secteur :</u> indiquez les mesures possibles pour accélérer le déploiement concret des projets, ainsi que les contraintes les plus limitantes.

<u>Pour les professionnels du secteur</u> : indiquez le nombre d'installations solaires à renouveler/ remplacer durant les 15 prochaines années.

5.1.3 Eolien terrestre

Un développement de l'éolien terrestre qui se poursuit sur un rythme soutenu mais qui reste inférieur aux objectifs de la dernière PPE

La capacité installée de l'éolien terrestre en France s'élève fin 2022 à 20,6 GW. Malgré la crise sanitaire, les tensions affectant les échanges internationaux et une problématique d'acceptabilité marquée dans le débat public, le développement de l'éolien terrestre se poursuit aujourd'hui à un rythme régulier : environ 1,4 GW ont été mis en service chaque année depuis 2019. L'éolien terrestre représente ainsi la première filière contribuant au développement de la production d'énergie bas-carbone en France.

Le rythme de développement reste toutefois inférieur à celui qui serait nécessaire pour atteindre les objectifs de la dernière PPE, qui visait environ 2 à 3 GW par an d'ici 2028. Il est également en léger retrait par rapport au rythme de déploiement observé en Allemagne ou en Espagne ces dernières années. Surtout, le niveau de capacités éoliennes terrestres installées en France à l'heure actuelle reste significativement inférieur à celui de l'Allemagne (environ 58 GW) ou de l'Espagne (environ 30 GW).

Un objectif affiché du Gouvernement de poursuivre le développement de l'éolien terrestre mais selon un rythme à redéfinir

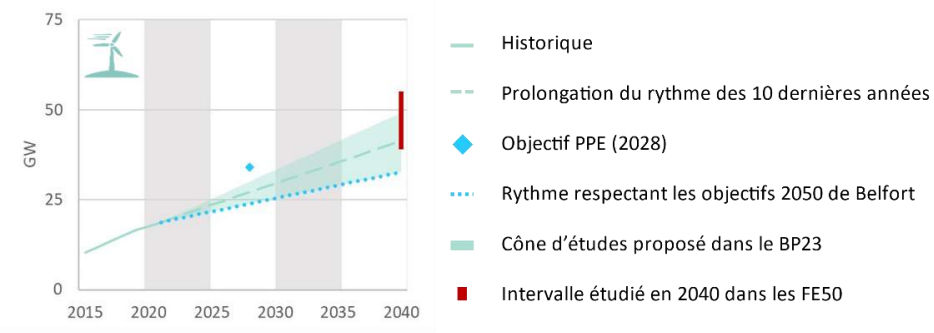
L'éolien terrestre fait l'objet de critiques régulières dans le débat politico-médiatique, notamment en raison de son impact visuel. La concentration du développement des parcs éoliens dans quelques zones du territoire fait également débat.

Dans un contexte de crise énergétique et d'accélération de la sortie des énergies fossiles, l'éolien apparaît comme une source d'énergie incontournable : les *Futurs énergétiques 2050* avaient ainsi mis en évidence la nécessité de continuer à développer l'éolien terrestre pour atteindre les objectifs climatiques de la France en 2030 et en 2050.

Le discours prononcé par le président de la République à Belfort en février 2022 a confirmé la volonté de poursuivre le développement du parc éolien terrestre et a posé le principe d'un lissage dans le temps de l'atteinte des objectifs de développement, avec une cible autour de 40 GW désormais fixée pour 2050 au lieu de 2030. Ces annonces ne précisent toutefois pas la trajectoire et les points de passage sur les prochaines années : le rythme cible de déploiement de l'éolien terrestre au cours de la prochaine décennie reste donc une question ouverte, qui devra trouver une réponse d'ici la prochaine programmation énergie climat.

A l'heure actuelle, le volume de projets éoliens terrestres en développement se maintient à un niveau élevé en France ces dernières années : autour de 10 GW de capacités pourraient ainsi être raccordées au réseau de transport ou de distribution d'électricité au cours des prochaines années. L'éolien devrait de plus bénéficier de certaines dispositions génériques de la loi d'accélération des énergies renouvelables (définition de zones d'accélération, présomption de reconnaissance de la raison d'intérêt public majeur), même si l'effet réel du paquet de mesures reste relativement incertain. Le repowering des parcs éoliens les plus anciens offrira par ailleurs de nouvelles perspectives d'accroissement de la capacité installée qu'il convient toutefois de pouvoir qualifier.

Enfin, comme pour le photovoltaïque, la fabrication des éoliennes terrestres est aujourd'hui presque exclusivement réalisée à l'étranger. Dans un contexte de mondialisation contrariée, les tensions sur les chaînes d'approvisionnement pourraient conduire à des freins supplémentaires dans le développement de nouvelles installations en France.



Hypothèses de développement de l'éolien terrestre proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

Question 5.4 – Eolien terrestre

RTE propose un rythme de croissance moyen compris entre 0,7 et 2 GW par an à compter de 2024, portant le parc à une capacité comprise entre 26 et 35 GW en 2030, puis entre 30 et 45 GW en 2035. Etes-vous d'accord avec ces propositions ? Selon vous, comment les dernières annonces du président et du gouvernement doivent-elles se traduire dans la trajectoire d'éolien terrestre à l'horizon 2030-2035 ? D'autres trajectoires vous semblent-elles devoir être considérées ?

Dans le cas où vous souhaiteriez que soit considérée une trajectoire plus haute, veuillez indiquer dans quelle mesure celle-ci serait *(i)* cohérente avec les orientations de politique énergétique fixées par le discours de Belfort et *(ii)* compatible avec le nouveau cadre institué par la loi d'accélération de la production d'énergies renouvelables récemment adoptée.

Dans le cas où vous souhaiteriez que soit considérée une trajectoire plus basse, veuillez indiquer dans quelle mesure cette trajectoire serait compatible avec *(i)* les engagements européens de la France en matière de part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030 et *(ii)* les objectifs de diminution des émissions de gaz à effet de serre, et notamment l'atteinte des -55% nets en 2030 ?

Quelles seraient selon vous les possibilités offertes par le repowering, lors de la prochaine décennie, pour augmenter la puissance du parc éolien en réduisant l'augmentation du nombre de mâts ? Quels modèles doivent selon vous être privilégiés pour la gestion de la fin de vie des parcs éoliens les plus anciens (maintien du parc en l'état autant que possible, renouvellement complète de l'installation pour augmenter sa capacité dès que possible…) ? Veuillez indiquer les éléments permettant de qualifier l'intérêt économique de l'opération.

Comme dans ses précédentes études, RTE propose une hypothèse de développement limité du facteur de charge moyen de l'éolien terrestre (autour de 23% en moyenne, variable selon les années), tenant compte de la progression des technologies mais également de la difficulté à trouver de nouveaux sites avec un très bon productible et permettant l'installation de mâts de grande hauteur. Partagez-vous cette approche ? Sinon, que proposez-vous ?

Si vous êtes un porteur de projets, veuillez indiquer la taille de la file d'attente, les mesures possibles pour accélérer le déploiement concret de vos projets et, le cas échéant, le nombre d'installations éoliennes à renouveler/remplacer durant les quinze prochaines années.

Dans quelle mesure ces perspectives pourraient-elles être affectées par un contexte macroéconomique de « mondialisation contrariée » ?

5.1.4 Eolien en mer

Un premier parc éolien en mer mis en service en France et d'autres à venir au cours des prochaines années

La filière de l'éolien en mer a connu une étape importante au cours de l'année 2022 avec la mise en service du premier parc commercial à Saint-Nazaire, d'une capacité de 0,5 GW. Le développement de ce parc avait débuté en 2012 à la suite de l'attribution des premiers appels d'offres dits « AO1 ». D'autres parcs éoliens en mer prévus dans le cadre des AO1 et AO2 devraient également être mis en service en 2023 et dans les prochaines années.

Malgré un potentiel important, la France reste en retard sur le développement de l'éolien en mer par rapport à certains pays voisins, comme en témoigne la comparaison avec les capacités installées au Royaume-Uni (près de 13 GW) ou en Allemagne (8 GW).

La PPE actuellement en vigueur fixe l'objectif de lancer plusieurs appels d'offres d'ici 2028, pour un volume cible d'environ 1 GW par an, en vue d'accélérer le rythme de déploiement des parcs. Pour autant, aucun projet au-delà de l'AO3 (Dunkerque) n'a à ce stade été attribué : il apparaît désormais probable qu'à l'horizon 2030, seuls les parcs éoliens en mer correspondant aux AO1, AO2 et AO3 et à l'appel à projet « éolien flottant » pourront être mis en service.

Une forte ambition d'accélération du développement de la filière traduite dans le discours de Belfort et dans le pacte éolien en mer

Depuis quelques années, l'éolien en mer apparaît comme une technologie dont le déploiement au large des côtes françaises doit être encouragé pour atteindre les objectifs énergie-climat. La filière a bénéficié d'une baisse des coûts et d'un passage à l'échelle industrielle qui en font désormais une technologie compétitive (s'agissant en particulier de l'éolien posé). La chaîne de valeur de l'éolien en mer est par ailleurs relativement bien présente en France avec plusieurs usines de production de pales et de nacelles. Elle bénéficie ainsi d'un soutien politique assez marqué, même si les conflits d'usages avec d'autres usages de la mer (notamment pêche ou tourisme) ou encore les enjeux de préservation de l'environnement constituent des points d'attention récurrents.

L'objectif fixé par le discours de Belfort consiste de développer une cinquantaine de parcs représentant une capacité d'environ 40 GW d'éolien en mer d'ici 2050. Au-delà du discours de Belfort, le pacte éolien mer signé entre l'Etat et la filière prévoit un objectif intermédiaire de 18 GW d'installations mises en service en 2035. Cet objectif apparaît vu d'aujourd'hui très ambitieux dans la mesure où il nécessite de passer de 4 GW à 18 GW en service en l'espace d'à peine cinq ans entre 2030 et 2035.

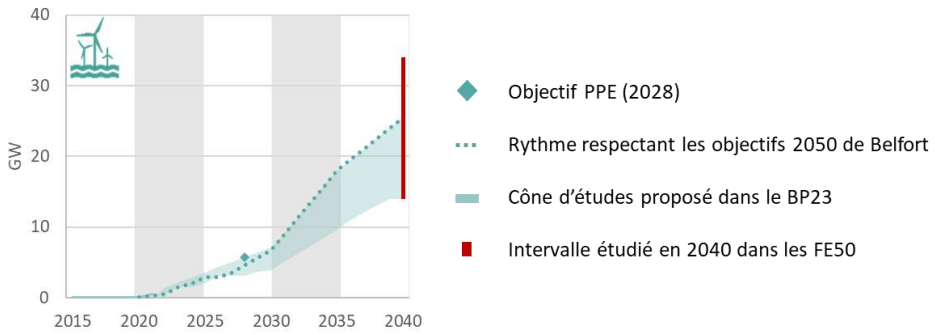
Une accélération très importante qui nécessitera un effort de planification renforcé

Cette perspective d'accélération très forte nécessite d'identifier les conditions et les jalons permettant de suivre et d'assurer l'atteinte des objectifs.

En particulier, la planification de l'arrivée des parcs éoliens en mer, dans l'espace et dans le temps, fait l'objet de demandes régulières de la part des acteurs du secteur et de RTE. Celle-ci permettrait de donner de la visibilité aux acteurs industriels et territoriaux et de faciliter le raccordement et l'intégration au réseau national. La loi d'accélération des énergies renouvelables prévoit à ce titre un travail de planification et de cartographie spécifique d'ici 2024, mené avec l'ensemble des parties

prenantes et pour chacune des façades maritimes. Cet exercice permettra d'identifier précisément les zones les plus propices pour le développement de nouveaux parcs au cours de la prochaine décennie.

En outre, l'accélération du développement de l'éolien en mer doit s'accompagner d'une montée en cadence industrielle, d'une part pour la fabrication, l'assemblage et la pose des éoliennes mais aussi d'autre part pour la fabrication et la pose des câbles pour le raccordement au réseau.



Hypothèses de développement de l'éolien en mer proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

Question 5.5 – Eolien en mer

RTE propose dans le scénario « Accélération réussie » une cible de mise en service de 18 GW en 2035, cohérente avec le Pacte éolien en mer précité, avec un point de passage à environ 4 GW à l'horizon 2030.

Quels seraient les prérequis industriels à la mise en service d'une puissance de 18 GW en 2035, et quels doivent être les jalons essentiels à fixer pour s'assurer de la tenue d'une telle trajectoire ?

Dans le scénario « Accélération réussie », 11 GW sur 18 correspondraient à des technologies posées en 2035. Les demandes récurrentes d'éloignement des parcs des côtes sont-elles selon vous de nature à modifier la pondération entre projets posés et projets flottants ? Dans l'affirmative, quelles conséquences industrielles et économiques sur la filière cela entraînerait-il ?

Dans le scénario « Atteinte partielle », l'objectif de développement de l'éolien en mer en 2035 serait abaissé à 14 GW. Une trajectoire plus prudente sera également étudiée avec 10 GW en 2035. D'autres propositions vous sembleraient-elles devoir être étudiées ?

5.1.5 Bioénergies, énergies marines et autres énergies renouvelables

La filière bioénergies a faiblement mais constamment progressé ces dernières années

La filière bioénergies est constituée des groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles d'origine renouvelable. La PPE actuelle indique que le soutien à la filière biomasse solide sera privilégié pour la production de chaleur. Elle intègre en outre une hausse limitée de la capacité de production électrique à partir de biogaz d'environ 25 MW par an sur l'ensemble de la période couverte, le développement de la méthanisation prévoyant de privilégier l'injection directe dans le réseau de gaz.

La filière énergies marines : diverses technologies demeurant pour l'essentiel au stade d'expérimentation et de démonstrateurs

Les énergies marines recouvrent les technologies permettant de produire de l'électricité grâce aux flux naturels d'énergie des courants, des marées ou encore des vagues, exploités dans différents types d'installations (hydroliennes, usines marémotrices, installations houlomotrices…). Exception faite de l'usine marémotrice de la Rance, la production d'électricité par ces différentes technologies est aujourd'hui pour l'essentiel au stade de démonstrateurs ou limitée par des enjeux environnementaux.

Par ailleurs la PPE ne prévoyait pas de soutien financier pour le développement de parcs d'énergies marines commerciaux à l'horizon de la PPE.

Question 5.6 – Autres énergies renouvelables

<u>S'agissant des bioénergies</u> : RTE propose de retenir un développement très limité, étant donné les priorités poursuivies par les pouvoirs publics en matière d''utilisation de la biomasse énergie (environ 25 MW par an de centrales au biogaz d'ici 2030 puis une stabilisation du parc biogaz et pas de nouvelles centrales à biomasse hors projets de reconversion).

Partagez-vous les hypothèses proposées pour les bioénergies ? A défaut, veuillez indiquer vos propositions alternatives et préciser leur compatibilité avec la stratégie globale d'utilisation de la biomasse en vue d'atteindre la neutralité carbone.

<u>S'agissant des énergies marines</u> : RTE considère que leur développement à l'horizon 2030-2035 devrait demeurer marginal (seuls quelques projets de démonstrateurs ou expérimentaux ne pouvant émerger). Partagez-vous cette hypothèse ? Sinon, veuillez indiquer les filières pouvant être déployées au cours des quinze prochaines années et les jalons qui permettraient un tel déploiement.

Voyez-vous d'autres filières de production renouvelable susceptibles de se développer de façon significative aux horizons traités dans le prochain Bilan prévisionnel ?

5.2 Parc nucléaire

Le parc nucléaire en exploitation comporte 18 centrales composées de 56 réacteurs, pour une puissance totale installée de 61,3 GW. A l'instar de la situation rencontrée cet hiver, la disponibilité du parc sur les années à venir constitue un point d'attention majeur, notamment autour de la maitrise des durées des visites décennales, et des conséquences durables des problèmes de corrosion détectés depuis fin 2021. Par ailleurs, des incertitudes persistent sur la mise en service de l'EPR de Flamanville.

Le discours de Belfort de février 2022 constitue une mise à jour essentielle de la doctrine de l'Etat sur le parc nucléaire et son évolution à long terme. Cette doctrine actualisée repose sur :

- un principe de prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs nucléaires existants, dès lors que leur fonctionnement est compatible avec les normes de sûreté en vigueur ;
- le lancement du renouvellement du parc, avec un premier programme de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR 2 (six réacteurs pour de premières mises en service visées à l'horizon 2035), éventuellement suivie de la construction de huit réacteurs supplémentaires à mettre en service d'ici 2050.

5.2.1 Perspectives d'évolution du parc installé et du productible à court et moyen terme (2025)

5.2.1.1 Disponibilité du parc nucléaire existant (hors EPR) à court et moyen terme

Un problème de corrosion sous contrainte sur certains réacteurs qui allonge les arrêts programmés à court terme

Fin 2021, EDF a indiqué avoir détecté, lors de la deuxième visite décennale du réacteur n°1 de Civaux, un endommagement d'une portion de tuyauterie sur les lignes du circuit d'injection de sécurité, entrainant un plan de contrôle plus vaste du parc. Depuis janvier 2023, EDF intègre de façon systématique des contrôles de corrosion sous contrainte (CSC) dans sa stratégie de maintenance programmée.

Fin 2022, l'exploitant a précisé sa stratégie de traitement, qui consiste à différencier les opérations selon le type de réacteurs :

- Palier N4 (1450 MW) : les opérations de réparations sont terminées ou en cours de finalisation ;
- Palier P'4 (1300 MW) : EDF procèdera en 2023 au remplacement préventif complet des tuyauteries affectées par le phénomène de CSC (arrêts d'une durée prévisionnelle de près de six mois) ;
- Palier P4 (1300 MW) : EDF prévoit un arrêt entre 2023 et 2025 pour contrôle et réparations éventuelles (durée prévisionnelle d'environ 100 jours, avec risque de prolongation de 160 jours) ;
- Palier 900 MW : EDF mènera des contrôles au cours des prochaines visites partielles ou décennales et anticipe un risque de prolongation de l'ordre de 30 jours sur la moitié des arrêts programmés en 2023 et 2024[21].

Un grand nombre de visites décennales programmées sur les prochaines années

D'ici 2030, deux périodes distinctes se succèdent s'agissant du volume de visites décennales à organiser sur les réacteurs du parc en exploitation : une période très chargée de six à sept visites

[21] https://www.edf.fr/groupe-edf/ambition-neutralite-co2-pour-edf-a-l-horizon-2050/optimisation-et-trading/listes-des-indisponibilites-et-des-messages/liste-des-messages?code=edf-2022-00396

décennales par an jusqu'en 2024 suivie d'une période comportant en moyenne quatre visites décennales par an entre 2025 et 2028.

Principes de modélisation

Les analyses du Bilan prévisionnel s'appuient sur des hypothèses de disponibilité affinées considérant un taux d'arrêts fortuits et des baisses de puissance cohérentes avec les données historiques et différenciées par hiver. Cette modélisation permet d'évaluer la situation spécifique de chacun des prochains hivers en fonction des arrêts de réacteurs planifiés, ainsi que les conséquences liées à leur éventuelle prolongation telles qu'observées historiquement.RTE se fonde sur les dates prévisionnelles des visites décennales (déclarées publiquement par l'exploitant pour les trois années à venir et transmises à RTE dans le cadre du contrat de gestion prévisionnelle pour les arrêts planifiés à cinq ans).

A court terme, RTE envisage d'intégrer le risque de prolongation d'arrêt dû aux problèmes de corrosion sous contrainte sur les paliers concernés sous la forme d'un accroissement de la durée d'arrêt en espérance pour la période 2023-2025. Ces accroissements seront calés de manière cohérente avec les enveloppes de productible – en net retrait par rapport aux productibles historiques – annoncées le 15 septembre 2022 par EDF pour 2023 (300-330 TWh) et 2024 (315-345 TWh).

Question 5.7 – Production du parc nucléaire à moyen terme – traitement des défauts de corrosion

RTE envisage de retenir comme hypothèse centrale une résorption des problèmes de corrosion sous trois ans. Que pensez-vous de cette prise en compte spécifique des répercussions du problème de CSC sur la disponibilité du parc nucléaire sur les hivers jusqu'à 2026 ?

L'approche proposée pour la modélisation de la disponibilité du parc sur la période 2024-2027 vous semble-t-elle pertinente ? A défaut, quelles données et/ou approche préconiseriez-vous ?

Afin d'évaluer la résilience du système, RTE propose d'ajouter aux *stress-tests* pré-existants un *stress-test* de type « défaut générique sur les tranches nucléaires » d'une ampleur analogue à celui du problème de CSC actuel. Il pourrait s'agir de quantifier l'effet sur le système électrique des prochaines années d'un niveau de disponibilité du parc nucléaire équivalent à celui rencontré lors de l'hiver 2022-2023. Cette approche vous semble-t-elle pertinente ? Si non, que suggérez-vous en termes de dimensionnement de ce stress-test ?

5.2.1.2 Disponibilité de l'EPR de Flamanville

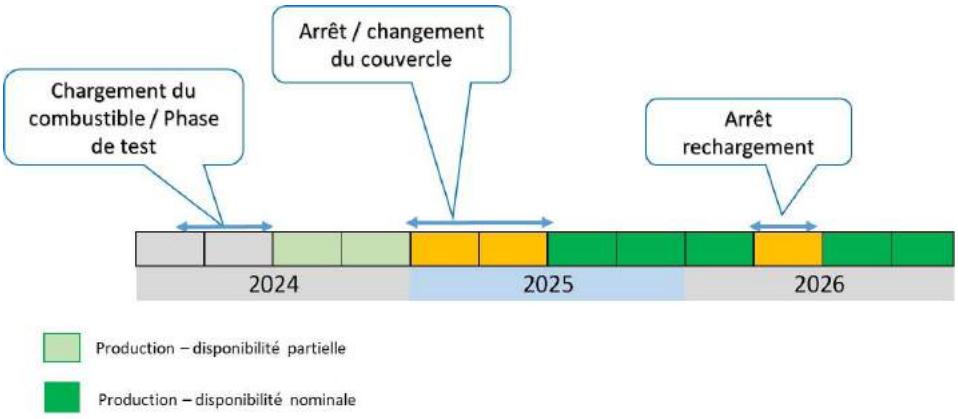
Le parc actuel sera complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR sur le site de Flamanville. Dans son communiqué de presse du 16 décembre 2022, EDF a annoncé un décalage de six mois supplémentaires imputable au nouveau procédé de traitement de certaines soudures et prévoit désormais le chargement du réacteur au 1er trimestre 2024.

Au-delà de la date de mise en service du réacteur, plusieurs incertitudes demeurent sur sa disponibilité au cours des premières années de fonctionnement :

- d'une part, la mise en service d'un tel réacteur est généralement suivie d'une phase de disponibilité partielle pendant laquelle le réacteur monte progressivement en puissance ;

- d'autre part, un premier arrêt du réacteur, d'une durée proche de trois mois, est généralement mené deux ans après le début de la phase de chargement du combustible afin de réaliser la première visite complète ;
- enfin, suite à l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) du 10 octobre 2017[22], l'exploitant s'est engagé à réaliser le changement du couvercle de la cuve avant fin 2024 : pour ces travaux, une étude publiée par l'exploitant fait état d'un chantier d'une durée de 4,5 à 9,5 mois[23]. Toutefois, EDF a récemment indiqué être en discussion avec l'ASN en vue de décaler l'opération de changement de couvercle de plusieurs années, pouvant aller jusqu'à dix ans, étant donné l'absence de fonctionnement du réacteur à ce jour.

Les hypothèses proposées par RTE s'agissant de la mise en service de l'EPR de Flamanville et de la séquence d'arrêts à prévoir autour des premières années de fonctionnement sont illustrées sur la figure ci-dessous. A ce stade et en l'absence de décision connue de l'ASN sur le sujet du changement de couvercle, les hypothèses de travail prévoient toujours un arrêt pour changement du couvercle entre fin 2024 et début 2025.



Hypothèses proposées de la disponibilité de l'EPR de Flamanville

Question 5.8 – EPR de Flamanville

RTE propose de retenir une hypothèse de mise en service de l'EPR de Flamanville conforme à celle communiquée par EDF (au T1 2024). RTE propose aussi de retenir une hypothèse en intégrant des arrêts pour le changement du couvercle de la cuve et pour une première visite complète à l'issue d'un cycle entier du combustible entre fin 2024 et début 2026. Ces hypothèses vous semblent-elles crédibles ou avez-vous d'autres propositions ?

[22] https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Reacteur-EPR-de-Flamanville-l-ASN-rend-son-avis
[23] https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/production-nucleaire/2017/Juillet/2017-07-05_anccli_scenarios-alternatifs.pdf

A défaut, et compte tenu des incertitudes autour de l'échéance du changement de couvercle et de l'issue de l'instruction à venir par l'ASN, quel planning vous semblerait-il pertinent de retenir en particulier s'agissant de la date du premier arrêt pour rechargement ? Quelles durées vous semblerait-il crédible de retenir pour ces arrêts ?

Compte tenu du retour d'expérience sur l'EPR d'Olkiluoto ainsi que sur le réacteur n°1 de Taishan et la problématique des fluctuations neutroniques[24], convient-il selon vous d'envisager d'autres impacts sur la date de mise en service, la durée de la première visite, la disponibilité et/ou des limitations de la manœuvrabilité de l'EPR de Flamanville ?

La modélisation de la disponibilité de l'EPR proposée après la phase de chargement, et après le changement du couvercle vous paraît-elle crédible ?

5.2.2 Evolution du parc électronucléaire à long terme (2030-2035)

Le discours de Belfort conduit à clarifier les perspectives de fonctionnement du parc existant et confirme l'engagement d'un programme de nouveau nucléaire français

Pour atteindre l'objectif législatif de réduction de la part du nucléaire à 50 % dans le mix de production d'ici à 2035, la PPE actuellement en vigueur échelonne la fermeture de douze réacteurs entre 2025 et 2035. Dans son discours de Belfort, le président de la République a présenté son souhait de voir prolongée la durée de fonctionnement de l'ensemble des réacteurs composant le parc existant, sans porté préjudice aux exigences de sûreté, et a invité l'exploitant à étudier avec l'ASN les conditions de cette prolongation.

La traduction législative de ces perspectives pourrait conduire à repousser au-delà de 2035 l'objectif de réduction de la part du nucléaire, dans un contexte où la suppression même de cet objectif ainsi que celle du plafond de 63,2 GW de capacité nucléaire prévue par le code de l'énergie font actuellement l'objet de débats parlementaires dans le cadre du projet de loi d'accélération du nucléaire[25].

Dans le même temps, le président a réaffirmé son souhait de voir lancer la construction de six EPR 2 pour une mise en service du premier réacteur en 2035 et de lancer les études pour huit réacteurs supplémentaires entre 2040 et 2050. Le projet de loi d'accélération du nucléaire précité vise à simplifier temporairement les procédures applicables à la construction de nouveaux réacteurs EPR2 à proximité immédiate des centrales existantes. Enfin, au-delà de la technologie EPR, le président de la République a également annoncé un soutien d'un milliard d'euros à la filière SMR (dont le projet Nuward) et rappelé l'objectif d'avoir un prototype à 2030.

[24] https://www.irsn.fr/FR/expertise/avis/2022/Documents/juillet/Avis-IRSN-2022-00154.pdf

[25] *Le 24 janvier 2023, le Sénat a adopté en première lecture le projet de loi dans une version intégrant précisément ces deux suppressions.*

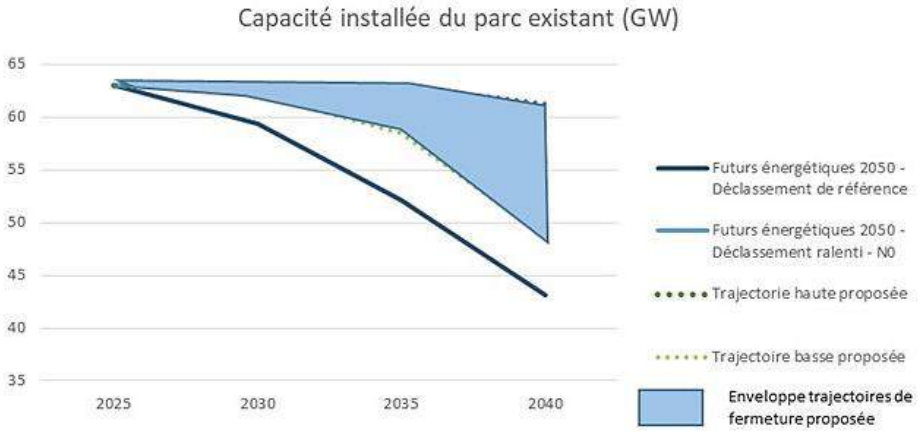
Une prolongation au-delà de 50 ans de toutes les tranches existantes n'est pas acquise

Les perspectives de prolongation de l'ensemble des réacteurs nucléaires actuellement en fonctionnement impliquent que cette prolongation puisse se dérouler dans des conditions de sûreté conformes aux standards définis par l'ASN. Le cycle de cinquièmes visites décennales – qui concernera près de vingt réacteurs entre 2030 et 2037 et devrait débuter pour les premiers réacteurs de 900 MW à l'horizon 2030 et les 1 300 MW à l'horizon 2037[26] – permettra ainsi à l'ASN de juger de la possibilité de telles prolongations au regard des enjeux de sûreté. La prolongation intégrale du parc existant demeure donc conditionnée à la capacité industrielle de l'exploitant à réaliser, le cas échéant, ces travaux de prolongation. Le projet de loi d'accélération du nucléaire précité vise également à simplifier la procédure de réexamen périodique des réacteurs âgés de plus de 35 ans.

Hypothèses d'évolution de la capacité installée du parc existant

Compte tenu de l'ensemble des éléments précités, RTE propose de projeter deux trajectoires encadrantes pour l'évolution de la capacité installée du parc nucléaire existant au-delà de 2030 :

- une trajectoire haute supposant que toutes les tranches seront prolongées au-delà de cinquante ans ;
- une trajectoire basse qui consisterait à ne prolonger qu'une partie des tranches au-delà de cinquante ans, avec un nombre de tranches déclassées limité et inférieur à celui prévu dans la PPE d'ici à 2035, pour refléter un potentiel choix industriel de lisser la fermeture des réacteurs.

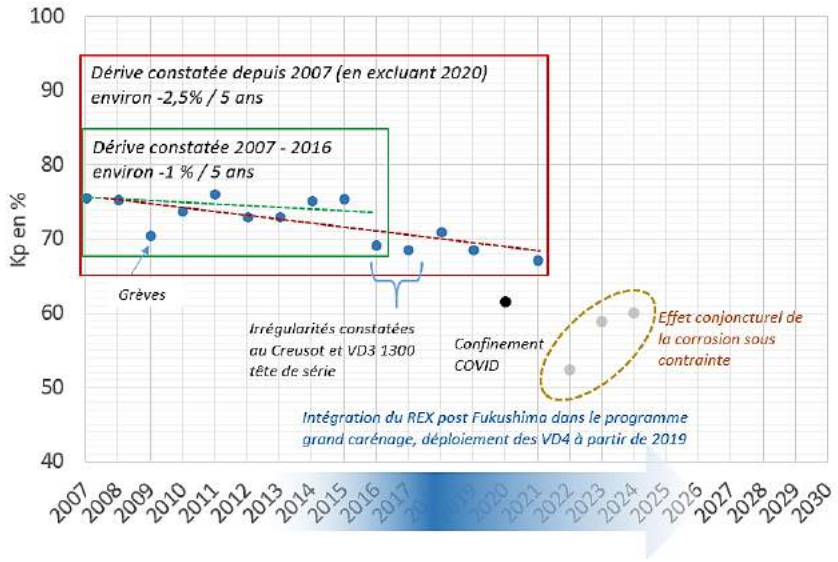


Proposition de trajectoires de fermeture du parc existant – en trait plein les trajectoires de déclassement de référence et retardé des Futurs énergétiques 2050, en pointillé la proposition d'enveloppe pour le Bilan prévisionnel 2023

Hypothèses d'évolution de la disponibilité du parc existant

Deux phénomènes pourraient dégrader la disponibilité du parc à long terme : d'une part, son vieillissement qui pourrait prolonger la tendance observée ces dernières années ; d'autre part, les incertitudes qui pèsent sur l'issue de la cinquième visite décennale des tranches 900 MW à partir de 2029 et pourraient entraîner des indisponibilités prolongées.

[26] https://www.asn.fr/l-asn-controle/reexamens-periodiques/reexamens-periodiques-pour-les-centrales-nucleaires



Evolution du facteur de charge du parc nucléaire, analyses RTE à partir de Kp issus de sources EDF[27]

Dans ce contexte, RTE propose aux horizons 2030 et 2035 :

- de retenir une hypothèse normative de disponibilité sur l'hiver qui intègre un effritement de la disponibilité du parc actuel de l'ordre de 1% à 2,5 % par période de cinq ans ;
- de prendre en compte une indisponibilité prolongée autour de la cinquième visite décennale des premières tranches pour chaque palier d'un à deux ans, dans un contexte d'incertitudes fortes sur les exigences autour de cette visite.

Question 5.9 - Parc nucléaire de deuxième génération

RTE envisage de retenir une hypothèse prudente de production du parc existant de l'ordre de 350 TWh, à capacité identique, à compter de 2025. Cette hypothèse vous semble-t-elle fondée ? Si non, quel autre niveau de productible intégrer et pourquoi ? Estimez-vous nécessaire de prévoir une trajectoire de réduction progressive de la productibilité du parc pour rendre compte de son vieillissement, ou cette idée n'est-elle pas adaptée ?

S'agissant de la capacité installée du parc de deuxième génération, au vu de l'intention affichée du Gouvernement de prolonger la durée de vie des réacteurs, RTE envisage d'étudier *(i)* une trajectoire de maintien de la totalité de la puissance installée au cours des prochaines années et *(ii)* une trajectoire consistant en un lissage des fermetures des réacteurs entre VD5 et VD6 à partir de 2030, conduisant à un nombre limité de déclassements à 2035. Partagez-vous ces principes ?

La période d'étude du Bilan prévisionnel intègre la quatrième visite décennale des réacteurs de 1300 MW et la cinquième visite décennale de ceux de 900 MW. S'agissant des réacteurs de 1300 MW, RTE envisage d'adopter les mêmes principes de modélisation que pour les 900 MW. Partagez-vous cette approche ?

[27] https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-05/edf-faits-et-chiffres-2021-vdef.pdf et EDF ajuste son estimation de production nucléaire en France pour 2022 | EDF FR (milieu des prévisions)

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, la durée de vie des réacteurs était supposée, dans le cas général, bornée à 60 ans. Depuis, l'ASN a annoncé engager une réflexion sur les conditions dans lesquelles les réacteurs pourraient être prolongés au-delà de 60 ans. La cinquième visite décennale pourrait donc ne pas être la dernière, et intégrer le besoin d'investissements spécifiques destinés à envisager un fonctionnement des réacteurs de deuxième génération jusqu'aux années 2050 (alors que, dans les études précédentes, cette VD était supposée plus légère). Par conséquent, la cinquième visite décennale des réacteurs de 900 MW présente-t-elle selon vous un risque particulier (capacité industrielle / technique…) conduisant à augmenter les durées d'arrêts ?

<u>Pour EDF :</u> merci de communiquez toute information de nature à permettre l'établissement de trajectoires différenciées de production du parc de deuxième génération, de sorte à traduire les risques et opportunités identifiés à ce stade de nature à influer sur la production des réacteurs.

Question 5.10 - Nouveaux réacteurs nucléaires

Les nouveaux réacteurs nucléaires sont annoncés pour l'horizon 2035, vraisemblablement entre 2035 et 2040. RTE propose de n'intégrer aucun nouveau réacteur dans les différents scénarios à l'horizon 2030-2035. Partagez-vous cette hypothèse ?

Quel pourrait être l'impact de la future loi sur l'accélération du nucléaire ? Selon vous, comment la mise en service des EPR2 s'articulera avec la fermeture du nucléaire existant notamment dans le contexte actuel de réexamen du plafond sur la capacité totale installée ?

Est-il envisageable que des SMR soient construits pour le système électrique français sur la période 2030-2040 en accompagnement du déploiement des EPR2 ? Si oui quelles capacités, quelles localisations (sites existants / nouveaux sites), quelles échéances, et quelles disponibilités envisagez-vous pour ces unités ? Pour quels usages (électrique, autres) ?

5.2.3 Exploitabilité du parc

En France les réacteurs nucléaires peuvent moduler leur puissance jusqu'à deux fois par jour entre leur puissance minimale (Pmin) et leur puissance maximale disponible (PMD), avec des gradients allant jusqu'à 30 MW/min à 40 MW/min selon les paliers, mais en respectant toutefois un délai de préparation de 20 minutes pour les modulations profondes de type suivi de charge. De même, les réacteurs nucléaires peuvent éventuellement s'arrêter pour quelques jours voire moins (ces arrêts courts pour interventions mineures par exemple sont toutefois assez rares).

En pratique différentes contraintes d'exploitation, liées notamment au cycle combustible ou à des essais, réduisent le nombre de tranches aptes à moduler simultanément et/ou la possibilité de réduire effectivement les réacteurs au niveau de leur Pmin constructive théorique[28]. La Pmin moyenne sur l'année atteignable à la maille du parc[29] évolue ainsi depuis 2016 autour de 66 % de la puissance nominale des tranches démarrées. Cette aptitude permet au producteur d'optimiser sa production (en limitant généralement la modulation à quelques tranches simultanément) et offre au gestionnaire de réseau la possibilité d'ajuster la production à la baisse (en cas de surabondance de production ou de contraintes de réseau par exemple). En l'absence d'évolution notable ces dernières années, RTE modélise une Pmin basée sur la moyenne des observations.

A long terme, le déploiement des énergies renouvelables pourrait inciter le producteur à améliorer la flexibilité du parc et/ou conduire à utiliser plus souvent l'ensemble de la plage de modulation du parc. RTE s'interroge notamment sur les aptitudes futures du palier N4[30] (le plus récent) et des EPR. A l'inverse, dans le même temps, le vieillissement des installations, notamment leur prolongation au-delà de 50 ans peut interroger sur l'évolution de cette aptitude.

Question 5.11 – Flexibilité du parc nucléaire

Faut-il reconduire aux horizons étudiés les hypothèses actuelles de flexibilité du parc, ou bien envisager une évolution de certains paramètres (Pmin, délai de préparation pour modulation de type suivi de charge, gradient de modulation, politique de gestion de combustible, durées minimales de marche/arrêt, autres…), dans ce cas, de quelle manière ?

Peut-on considérer que la stratégie de rechargement des réacteurs nucléaires restera à long terme comparable à aujourd'hui ? Si non, quelles évolutions faut-il prendre en compte et quel impact sur les plannings de rechargement ?

Concernant les EPR quelles hypothèses de flexibilité faut-il considérer ?

[28] *Chaque tranche au cours de sa campagne d'exploitation de 12 ou 18 mois passe par différents états et le producteur déclare chaque jour et pour chaque tranche des valeurs de Pmin et de PMD. La Pmin peut ainsi évoluer entre la valeur constructive (environ 20% de la Pnominale) ou une valeur plus haute. Par ailleurs la puissance maximale varie autour de la Pnominale (variations de rendement, contraintes techniques, stretch en fin de campagne, limitations environnementales, etc…).*

[29] *Obtenue en moyennant sur une année les Pmin déclarées chaque jour sur les tranches en marche.*

[30] *Alors que l'exploitant déclare généralement des aptitudes de modulation moindres sur le palier N4 par rapport au reste du parc (une baisse profonde journalière, des contraintes dynamiques de durées de palier liées au mode ALCADE…), la tranche de Civaux 2 a toutefois déjà été exploitée avec une Pmin faible (notamment durant les épisodes de faible demande de 2020).*

5.3 Parc thermique à flamme

Depuis 2017, le régime d'autorisation des nouvelles centrales a été renforcé, et il est désormais interdit de construire en France de nouveaux moyens de production reposant sur l'utilisation exclusive de combustibles fossiles. Les enjeux du futur Bilan prévisionnel portent donc non sur la construction de nouvelles centrales, mais sur l'avenir des centrales thermiques actuelles, en distinguant les centrales au charbon, les turbines à combustion au fioul, et les centrales à gaz.

5.3.1 Charbon

Un plan de fermeture des centrales au charbon contrarié par la crise énergétique et la faible disponibilité du parc nucléaire

Les dernières centrales au charbon (deux à Cordemais en Loire atlantique, une à Saint-Avold en Moselle) assurent aujourd'hui une part marginale de la production d'électricité en France (0,6% en 2022). Néanmoins, le contexte de crise a conduit à des adaptations du calendrier de fermeture des dernières centrales et des limitations qui leur sont imposées (décret du 14 septembre 2022[31]).

Au-delà de l'hiver 2022-2023, le même décret conduit à une durée maximale de fonctionnement des groupes charbon de 600 h du 1er avril 2023 au 31 décembre 2023, puis de 700 h sur l'année 2024. L'analyse du Bilan prévisionnel doit permettre d'évaluer les conditions précises dans lesquelles la production au charbon peut être réduite au cours des prochaines années, puis abandonnée (dans le cadre d'une fermeture des unités ou de leur reconversion), malgré les conséquences des crises de l'année 2022 (sur la gaz, la production nucléaire et hydraulique) en matière de sécurité d'alimentation.

La conversion de la centrale de Cordemais

Depuis 2016, EDF étudie un projet de reconversion pour la centrale de Cordemais appelé « Ecocombust » consistant à remplacer progressivement le charbon par des granulés fabriqués à base de déchets de bois. En février 2022, la ministre de la Transition écologique a lancé un appel à manifestation d'intérêt autour de la production industrielle de granulés, rouvrant ainsi la possibilité de réaliser le projet de conversion. Fin janvier 2023, le projet de conversion reposant sur une usine de « black pellets » (granulés fabriqués à partir de résidus de bois), porté par Paprec et EDF, a finalement été sélectionné par le ministère de la transition énergétique à l'issue de l'appel à manifestation d'intérêt.

L'incorporation du nouveau combustible devrait être progressive, conduisant à progressivement diminuer la part du charbon dans la production. Ceci conduit à envisager un fonctionnement de la centrale jusqu'en 2026 au moins (échéance de la visite décennale des installations) voire au-delà dans le cadre d'une pérennisation des débouchés de la future usine de fabrication des « blacks pellet » associé à un éventuel besoin de sécurisation du système électrique. Dans ce contexte, les pouvoirs publics ont spécifiquement demandé à RTE d'examiner l'opportunité et d'évaluer les modalités possibles d'une extension de la durée de fonctionnement de la centrale de Cordemais à l'horizon 2030.

[31] Décret n° 2022-1233 du 14 septembre 2022 modifiant le plafond d'émission de gaz à effet de serre pour les installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles pris en application de l'article 36 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat - Légifrance (legifrance.gouv.fr)

Question 5.12 – Avenir des sites comprenant des centrales au charbon

Conformément aux orientations publiques, RTE retient comme hypothèse de référence une fin de la production d'électricité à base de charbon étalée entre 2024 et 2026. Souhaitez-vous examiner d'autres variantes ?

Souhaitez-vous étudier spécifiquement les gains en matière de sécurité d'approvisionnement associé à la prolongation des centrales existantes avec changement du combustible ?

Pour les exploitants de centrales au charbon : la fin de la production au charbon n'équivaut pas à la fin de l'activité énergétique sur les sites en question : différents projets sont actuellement à l'étude pour *(i)* prolonger le fonctionnement des centrales actuellement encore en service en modifiant son combustible (notamment conversion à la biomasse) et/ou *(ii)* installer des unités de production d'hydrogène par électrolyse sur certains sites historiques de production au charbon. Pour chaque site, précisez les perspectives industrielles envisagées à date, la date à laquelle le charbon deviendrait le combustible minoritaire, l'échéance à laquelle la production deviendrait entièrement décarbonée, ainsi que les coûts associés à la conversion (CAPEX, OPEX en utilisant de nouveaux combustibles) ou l'implantation d'autres activités énergétiques, et les conditions d'ensemble de rentabilité de l'opération (soutien public, garantie de long terme sur les volumes, etc.)

5.3.2 Moyens thermiques au gaz et au fioul

Le parc de production thermique au fioul et au gaz est composé de groupes aux caractéristiques spécifiques :

- des **cycles combinés au gaz** (CCG) qui écoulent pour l'essentiel leur production sur les marchés de gros de l'électricité. Ils représentent un parc installé de 6,7 GW ;
- des **turbines à combustion** (TAC) au fioul et au gaz qui produisent de l'électricité pendant les périodes de pointe et fournissent des services au réseau électrique, principalement pour la tenue du plan de tension. Le parc installé s'élève à 2 GW ;
- des **cogénérations**, essentiellement au gaz (environ 5 GW), dont près de la moitié bénéficie d'un dispositif de soutien et 1,5 GW de cogénérations se valorisant à la fois sur les marchés de l'électricité et sur la vente de vapeur. Parmi les cogénérations ne disposant pas (ou plus) de dispositif de soutien, certaines fonctionnent pour répondre à un besoin de vapeur (industrie chimique, raffinerie, papeterie, réseau de chaleur…) qui n'est pas substituable à court ou moyen terme. D'autres cogénérations ne disposent pas (ou plus) d'un débouché vapeur ou bien celui-ci est arbitrable avec des chaudières et ainsi très dépendante des conditions de marché ;
- d'autres **groupes de faible puissance unitaire** pour un total de 1 GW environ.

Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre devraient conduire à une réduction de la capacité installée – notamment pour les moyens au fioul – qui dépendra toutefois du niveau de sécurité d'approvisionnement et de l'existence d'un mécanisme de capacité aux différents horizons.

Des incertitudes sur la disponibilité et le prix du gaz sur les prochaines années

Outre les incertitudes sur l'évolution du prix du gaz (voir section 7.3 du présent document de consultation), l'autre incertitude pesant sur les moyens thermiques au gaz concerne la disponibilité du gaz à moyen terme dans un contexte de tension extrême sur l'approvisionnement. La disponibilité effective de la production de ces moyens dépend ainsi étroitement du niveau de remplissage des stocks gaziers tant en début qu'en cours d'hiver.

Une décarbonation de la filière incertaine

Dans l'étude des *Futurs énergétiques 2050*, l'évolution de décarbonation du réseau de gaz par la pénétration croissante de biométhane était prise en compte sur la base des hypothèses de la SNBC (env. 12% à 2030 et 38% à 2040). En revanche l'étude ne prévoyait *a priori* pas l'émergence d'éventuels CCG utilisant des gaz de synthèse avant l'horizon 2040 (cf. § 4.4.2). Ce besoin devenait en revanche significatif sur la décennie suivante dans les scénarios à forte part d'énergies renouvelables et permettait de maitriser les niveaux d'émissions directes de CO_2 du système électrique.

A l'occasion de la consultation menée à l'été 2022 par RTE sur la refonte du mécanisme de capacité ou des ateliers organisés par la DGEC en vue de la préparation de la PPE, plusieurs acteurs ont fait état de perspectives de modification du combustible principal des TAC ou des CCG à l'horizon 2030 ou 2035. Des projets seraient ainsi selon eux susceptibles d'émerger sur l'horizon considéré, leur développement requérant – selon les acteurs – un soutien public ou *a minima* une rémunération capacitaire. L'enjeu de l'approvisionnement en combustible de telles installations, compte tenu des conflits d'usage potentiels, n'a toutefois pas été évoqué par ces acteurs.

Hypothèses et analyses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

RTE propose de retenir les hypothèses suivantes sur le parc de moyens thermiques au gaz et au fioul :

- une stabilité du parc CCG à tous les horizons, sans modification du combustible à l'horizon 2030 ;
- la fermeture ou le changement de combustible pour les TACs les plus anciennes à l'horizon 2030-2035 (400 MW) ;
- une stabilité du parc de cogénérations au gaz naturel jusqu'en 2025 suivie d'une contraction de l'ordre de 200 MW/an jusqu'à 2030, puis 400MW/an jusqu'à 2035 ;
- la fermeture des cogénérations au fioul d'ici 2025 ;
- une stabilité des moyens de production au gaz de petite taille unitaire jusqu'en 2025, suivie d'une contraction (de l'ordre de 50 MW/an), amenant à une fermeture de toutes ces unités d'ici 2030.

Le modèle économique de l'ensemble de ces moyens de production fera l'objet d'une analyse de viabilité économique (EVA) au titre de la réglementation européenne sur les mécanismes de capacité.

Le prochain Bilan prévisionnel prévoit par ailleurs d'analyser différentes configurations sur la disponibilité des moyens au gaz (en France et en Europe) afin de refléter les risques d'approvisionnement tant en France qu'en Europe notamment sur les premiers hivers étudiés.

Question 5.13 – Turbines à combustion au fioul

<u>Pour les exploitants</u> : indiquez le scénario de référence actuellement envisagé pour la poursuite de l'exploitation des unités actuelles (durée de vie envisagée, principaux jalons décisionnels).

<u>Pour les exploitants</u> : existe-t-il des perspectives de modification du combustible principal utilisé par ces installations d'extrême pointe (par exemple, biocombustibles liquides) à l'horizon 2030 ou 2035 ? Si oui, disposez-vous d'une analyse économique et environnementale justifiant l'opération ?

<u>Pour tous</u> : existe-t-il des perspectives de développement de nouveaux moyens de production d'extrême pointe comme les turbines à combustion pouvant s'inscrire dans le respect du droit actuel, et notamment l'interdiction de la construction de nouvelles unités de production utilisant des combustibles fossiles ? Si oui, quel serait le combustible utilisé, les échéances visées pour la mise en service de tels moyens, et les conditions de réussite associées (zones de raccordement, jalons principaux) ? Indiquez tous éléments techniques et économiques pertinents permettant à RTE d'intégrer cette éventualité dans les trajectoires.

Question 5.14 – Centrales au gaz

S'agissant du parc de cogénération au gaz, RTE retient comme hypothèse principale une réduction progressive de la taille du parc, avec peu de perspectives de transformation des unités existantes. Partagez-vous cette analyse ? Si non, quelle perspective proposez-vous ?

S'agissant des installations de type cycles combinés au gaz, qui sont récentes et compétitives sur le marché européen, RTE retient comme hypothèse principale un maintien du parc en l'état, sans mise ou cocon ou fermeture dans les prochaines années, et sans modification du combustible à l'horizon 2030. En revanche, à l'horizon 2035, l'utilisation de combustibles renouvelables semble à envisager, même si de manière minoritaire. Etes-vous d'accord avec cette vision ? Quel combustible renouvelable (biométhane, hydrogène…) serait alors privilégié ? Quel serait alors le modèle de valorisation économique de ces installations ? Comment ces perspectives pourraient-elles être affectées dans un contexte macroéconomique de « mondialisation contrariée » ?

5.4 Flexibilités et moyens de stockage complémentaires

Le stockage d'électricité est déjà présent de manière significative dans le système électrique français à travers le stockage gravitaire hydraulique. L'évolution des mix électriques pourrait conduire à l'émergence de nouvelles capacités de stockage (batteries, STEP, boucle *power-to-gas-to-power*) qui pourraient être nécessaires et/ou économiquement pertinentes, en stockant de l'électricité lors des périodes où les prix sont faibles (traduisant une forte production EnR et nucléaire comparativement à la consommation) et en restituant l'électricité stockée lors des périodes où les prix sont élevés (traduisant la nécessité de démarrer des centrales aux coûts variables élevés).

La loi climat et résilience prévoit la possibilité pour l'Etat de lancer des appels d'offres « stockage » lorsque les capacités installées ne permettent pas d'atteindre les objectifs de la PPE ou lorsque RTE identifie des besoins de flexibilité spécifiques dans son Bilan prévisionnel. Le prochain Bilan prévisionnel contiendra donc une analyse détaillée des besoins de flexibilité dans les différents scénarios afin d'éclairer les enjeux de la prochaine PPE et d'évaluer le besoin de lancer des appels d'offres spécifiques sur le stockage d'électricité à moyen terme.

5.4.1 Batteries

Des batteries essentiellement utilisées aujourd'hui pour la fourniture de réserves

A ce jour, quelques centaines de mégawatts de batteries stationnaires sont en projet ou déjà raccordés sur les réseaux de transport et de distribution en France. Ces batteries ont aujourd'hui un espace économique essentiellement lié à la fourniture de réserves de court terme, notamment la réserve primaire (FCR). Le volume de batteries se valorisant sur la fourniture de réserve pourrait encore augmenter, mais l'espace économique est limité du fait d'un besoin de réserve lui-même limité.

Pas de cible chiffrée pour le développement des batteries dans la PPE actuelle

La PPE encourage le développement du stockage stationnaire par batterie, mais ne fixe pas pour cette filière d'objectif chiffré. Elle évoque notamment la poursuite des travaux de R&D ou de démonstration visant à développer des solutions de stockage compétitives, l'étude des possibilités de développement d'une filière industrielle française pour les batteries, ou encore la mise en place d'un cadre pour généraliser le développement de lignes virtuelles.

Evaluation du potentiel de développement des batteries économiquement viable à moyen terme

Les précédentes analyses de RTE avaient conclu qu'au-delà d'un développement à hauteur de 500 à 1000 MW de batteries pour fournir des réserves, la viabilité économique de projets se valorisant sur des arbitrages sur les différentiels de prix sur le marché de l'énergie et la rémunération capacitaire n'était pas assurée aux horizons 2030-2035. Au-delà, un espace économique n'existait de façon importante que pour les scénarios de mix prévoyant un développement très soutenu des énergies renouvelables, et notamment de l'énergie solaire. L'étude *Futurs énergétiques 2050* a en particulier mis en évidence que, dans l'ensemble des scénarios N – qui maintiennent un parc nucléaire d'au moins 48 GW à l'horizon 2040 –, le parc installé de batteries pouvant trouver une viabilité économique ne dépassait pas 1 GW.

Néanmoins, l'évolution du contexte (prix des combustibles, demande d'électricité, mix de production) est susceptible de requestionner ces conclusions. De plus, dans le cadre de l'analyse de la viabilité économique des différentes filières, RTE propose d'évaluer si des projets de batteries seraient susceptibles de trouver un modèle économique et, dans l'affirmative, le volume de tels projets. Cette analyse sera fondée sur les hypothèses d'évolution des coûts des batteries considérées dans les *Futurs énergétiques 2050*, et actualisées au regard du nouveau contexte macroéconomique (voir section 7 de la présente consultation).

Question 5.15 – Stockage stationnaire par batteries

Les analyses précédentes de RTE ne concluaient pas à un besoin de développement massif des batteries (au-delà d'un volume de l'ordre de 500 MW, principalement consacré à la réserve primaire) pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement fixé par le code de l'énergie. Estimez-vous nécessaire de revoir cette approche à l'aune du changement de contexte ?

Le code de l'énergie prévoit la possibilité de mettre en œuvre une procédure de soutien au développement de nouvelles capacités de stockage, dans le cas où les projets ne seraient pas assez nombreux pour atteindre les objectifs publics. Considérez-vous que les incitations fournies

par les marchés (réserves, marchés de gros, mécanisme de capacité) sont aujourd'hui suffisantes ou qu'elles doivent être complétées ?

Estimez-vous nécessaire d'étudier spécifiquement la possibilité d'un développement combiné du solaire et des batteries ? Si oui, sous quelle forme (incitation dans le dispositif de soutien à l'énergie solaire, modalités spécifiques de raccordement au réseau) ?

5.4.2 La boucle *power-to-gas-to-power*

Le recours à l'hydrogène (ou au méthane de synthèse) comme moyen de stockage sur des durées longues (contrairement aux batteries et même aux STEP) à travers une boucle consistant à intégrer la transformation de l'électricité en hydrogène par électrolyse, le stockage de l'hydrogène puis son utilisation dans une centrale thermique ou dans une pile à combustible a fait l'objet d'analyses détaillées dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*.

Si ce couplage présente un rendement de l'ordre de 40% plus faible que celui offert par les batteries ou les STEP et nécessite une chaine logistique et industrielle importante, il s'avère constituer un moyen pertinent pour apporter une flexibilité de long terme (inter-hebdomadaire, inter-saisonnière, inter-annuelle) que presque aucune autre levier de flexibilité ne peut apporter. Néanmoins, les analyses menées dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* montrent que cette solution de stockage saisonnier n'est pas économiquement (ni énergétiquement) pertinente aux horizons 2030-2035. Elle ne l'était que dans des scénarios à très forte pénétration d'énergies renouvelables, aux horizons 2050 voire marginalement en 2040, et à condition de ne pas disposer de suffisamment de biométhane pour la production d'électricité de pointe.

La PPE ne prévoit aucun objectif de développement ou soutien pour ce type de couplage.

Question 5.16 – Boucle *power-to-gas-to-power*

RTE ne prévoit pas le développement de stockages d'hydrogène ou la mise en place de procédés de méthanation pour les besoins *spécifiques* du système électrique d'ici 2030 ou 2035 (sans préjudice de la possibilité de développement de stockages d'hydrogène pour les besoins industriels au-delà de 2030). Etes-vous d'accord avec ces principes ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?

6 Hypothèses sur les interconnexions et les systèmes européens

Dans une Europe fortement interconnectée, l'évolution du niveau d'interconnexion et de la situation dans les pays voisins est un facteur de premier ordre pour l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement. Le Bilan prévisionnel repose ainsi sur une modélisation explicite du système électrique européen étendu à 18 pays de l'Europe de l'Ouest[32] au-delà de la France.

6.1 Hypothèses d'évolution des capacités d'échanges de la France avec ses voisins

De nouvelles interconnexions mises en service ou sur le point de l'être

Depuis 2021, deux nouvelles interconnexions ont été mises en service entre la France et le Royaume-Uni portant la capacité de cette frontière à 4 GW. Le renforcement des axes Avelin / Mastaing – Avelgem - Horta entre la France et la Belgique a été mis en service en novembre 2022, tout comme la liaison Savoie-Piémont entre la France et l'Italie à mi-capacité. Cette dernière devrait fonctionner à pleine capacité en 2023.

Les capacités d'interconnexion continuent de se développer à plus long terme

D'autres projets d'interconnexion ont été lancés et sont en cours d'instruction à des stades d'avancement différents. Ces projets concernent différents Etats voisins :

- France-Espagne : projet Golfe de Gascogne et à plus long terme deux projets transpyrénéens à l'étude conjointement avec REE, le gestionnaire de réseau espagnol ;
- France-Irlande : projet Celtic Interconnector, dont les travaux vont débuter en 2023 ;
- France-Allemagne : projet Muhlbach-Eichstetten puis renforcement de l'axe Vigy Uchtelfangen ;
- France - Belgique : projet de renforcement de l'axe Lonny-Achêne-Gramme ;
- France - Grande-Bretagne : espace économique possible pour de nouvelles interconnexions, qui pourrait être satisfait par un ou plusieurs des projets existants sur cette frontière (aucun n'est toutefois formellement lancé) ;
- France – Suisse : études en cours avec Swissgrid pour identifier les opportunités de nouveaux renforcements qui pourraient intervenir après 2030.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2023

A l'horizon 2030, sur la base des projets les plus avancés, la capacité d'échange de la France avec ses pays voisins pourrait ainsi augmenter de l'ordre de 3 à 4 GW. Sur la période 2030-2035, 4 à 5 GW supplémentaires pourraient être mis en service en s'appuyant sur les projets à l'étude.

Les calendriers des projets d'interconnexion Golfe de Gascogne et Celtic seront reprécisés en prenant en compte les derniers éléments d'actualité. Des variantes analysant les conséquences de retards potentiels sur ces projets seront également analysées : *a minima*, en cohérence avec les analyses des précédents bilans prévisionnels, des retards d'un an seront étudiés.

Aux horizons 2030 et 2035, compte tenu des incertitudes qui pèsent sur les dates de mise en service précise des autres projets, RTE propose réaliser des variantes sur chacune des deux coupes étudiées.

[32] *Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, France, Grande-Bretagne, Irlande, Irlande du nord, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Suède, Suisse*

Question 6.1 – Interconnexions transfrontalières

RTE anticipe la poursuite du développement des interconnexions entre la France et ses voisins, avec un ajout de 3 à 4 GW de capacité d'ici 2030 et 4 à 5 GW supplémentaires à 2035. Etes-vous d'accord avec l'approche proposée ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Voyez-vous des prudences particulières à intégrer à l'analyse, s'agissant du rythme de mise en service des projets d'interconnexion ?

6.2 Les hypothèses européennes

Le fonctionnement du système électrique français est fortement influencé par l'évolution du mix européen et les incertitudes liées à la crise énergétique qui pèsent sur l'ensemble des pays européens.

Le corps d'hypothèses européen utilisé par RTE vise à capter cette incertitude. Une des difficultés dans la définition des hypothèses sur l'évolution des mix à l'échelle européenne réside dans le fait que des travaux d'actualisation des plans nationaux énergie-climat (PNIEC) sont actuellement menés par les Etats membres de l'UE en parallèle. Des versions projet des nouveaux PNIEC sont attendues pour mi-2023. Ces plans devaient initialement définir la déclinaison nationale du Paquet *« Fit for 55 ».* La guerre en Ukraine pourrait conduire à l'inclusion d'éléments issus de la communication REPowerEU visant à améliorer l'indépendance énergétique de l'Europe à l'horizon 2030. En l'attente des nouveaux PNIEC élaborés et publiés par les Etats Membres, RTE fondera les hypothèses sur les derniers scénarios européens connus et en tenant compte des annonces gouvernementales les plus récentes dans chacun des pays considérés.

« Fit for 55 » : un green deal énergétique de la Commission européenne adopté en juin 2021 qui relève les ambitions de la transition

La Commission européenne a adopté en juin 2021 le plan « *Fit for 55 »*, qui consiste en un paquet législatif de 12 propositions pour relever les ambitions de transition à l'horizon 2030. L'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre passe de 40% à 55%. En parallèle, le plan vise une accélération sur les gaz renouvelables et bas-carbone (hydrogène, méthane de synthèse et biométhane), un accroissement de l'électrification des usages et de l'efficacité énergétique, qui deviennent une pierre angulaire de la politique énergétique européenne.

REPowerEU : un plan pour répondre à la crise énergétique et réduire la dépendance européenne aux énergies fossiles

Face au conflit en Ukraine et ses conséquences, la Commission européenne a publié le 18 mai 2022 une communication proposant des mesures d'urgence et rehaussant l'ambition du paquet « *Fit for 55 »* sur les objectifs de part des renouvelables à 2030 (45%) et d'efficacité énergétique à 13% contre 9%. Le plan porte également une ambition inédite sur le développement de l'hydrogène dès 2030 (20 Mt produits pour moitié par électrolyse au sein de l'Union européenne - cf 3.2.5) afin de remplacer les imports de gaz naturel russe.

Des hypothèses s'appuyant sur celles des études d'ENTSO-E complétées des études nationales et des annonces de la Commission européenne et des Etats membres

Dans ce contexte, RTE propose de bâtir les hypothèses européennes du Bilan prévisionnel en s'appuyant sur l'étude paneuropéenne de la sécurité d'approvisionnement de référence de l'ENTSO-E, l'ERAA[33] 2022, prolongée pour le calage de la coupe 2035 des hypothèses des scénarios utilisés dans les schémas décennaux de développement du réseau, TYNDP.

Ces hypothèses seront complétées des informations disponibles à date issues des études ENTSO-E en cours, des annonces nationales ou de décisions officielles. Parmi ces éléments, on peut citer notamment :

- le plan de développement publié par les gestionnaires de réseau allemands[34] ;
- l'édition 2022 de l'exercice de prospective *Future Energy Scenarios*[35] du gestionnaire des réseaux électrique et gazier britannique National Grid ;
- l'analyse de l'équilibre offre-demande à dix ans du gestionnaire de réseau belge Elia ;
- l'exercice de scénarisation mené conjointement par les gestionnaires de réseaux électrique et gaz italiens (Terna et Snam)[36].

Toutes les stratégies nationales reposent sur l'électrification et le développement massif des renouvelables avec quelques projets nucléaires

Les nouveaux objectifs publics ont rehaussé les ambitions et accéléré l'horizon auquel ils doivent être atteints chez tous les voisins de la France, et se traduisent en particulier par :

- une augmentation massive et rapide, de l'ordre de +50% d'ici à 2040, de la consommation d'électricité et d'hydrogène produit par électrolyse (cible européenne de 10 millions de tonnes/an d'hydrogène à l'horizon 2030) afin d'accélérer la décarbonation *(« Fit for 55 »)* et d'assurer l'indépendance énergétique de l'Europe (REPowerEU) renforçant les ambitions à l'horizon 2030-2035 ;
- des ambitions rehaussées sur les rythmes d'installation de photovoltaïque et d'éolien pour soutenir l'accélération de la sortie accélérée des énergies fossiles conduisant à multiplier par près de quatre les capacités installées de photovoltaïque, par plus de deux celles d'éolien terrestre et par plus de cinq celles d'éolien en mer dans la prochaine décennie ;
- des incertitudes sur le niveau de moyens pilotables disponibles et les trajectoires de sortie des énergies fossiles.

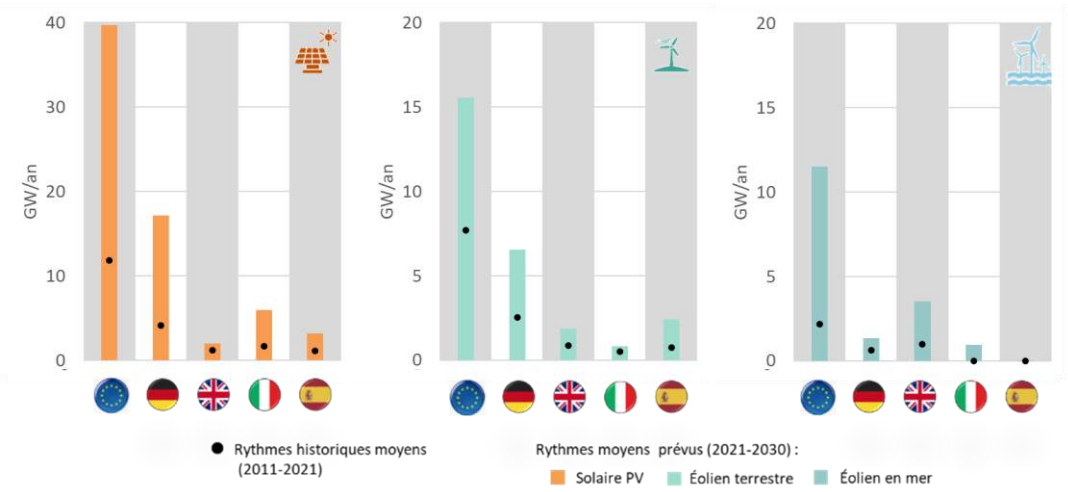
Dans un système de plus en plus interconnecté, la projection de trajectoires crédibles pour les pays voisins est un point central de l'analyse.

[33] *L'ERAA (European Resource Adequacy Assessment) remplace depuis 2021 le MAF (Mid-term Adequacy Forecast).*

[34] *Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045 (netzausbau.de)*

[35] *Future Energy Scenarios 2022 | National Grid ESO*

[36] *Documento di Descrizione degli Scenari 2022 (terna.it)*



Rythmes de développement des énergies renouvelables prévus jusqu'à 2030 en Europe et dans différents pays voisins (compatibles avec la cible « Fit for 55 »)

Question 6.2 – Stratégie énergétique des pays européens

La modélisation du fonctionnement du système intègre les autres pays européens. Pour décrire l'évolution possible du mix électrique au sein de ces pays, RTE entend retenir des visions contrastées, et notamment (i) une trajectoire où chaque pays atteint ses objectifs nationaux en cohérence avec les objectifs européens du *Green Deal* et (ii) une trajectoire de retard dans la mise en œuvre des objectifs publics. Etes-vous d'accord avec ces principes ? Sur quels scénarios proposez-vous de vous appuyer pour construire ces trajectoires nationales ?

Quelles trajectoires de développement de mix de référence pour les pays voisins souhaiteriez-vous voir intégrer ?

Quel niveau d'ambition vous parait-il pertinent d'intégrer afin de rendre les trajectoires les plus crédibles possibles ?

Question 6.3 – Prise en compte de l'interconnexion européenne dans l'analyse de sécurité d'approvisionnement

L'interconnexion croissante des systèmes électriques en Europe augmente la sécurité d'approvisionnement en France en permettant d'avoir recours à un volume supplémentaire de moyens de production. Les marges qui en résultent sont intégrées aux analyses sur l'équilibre offre-demande en France, et donc au diagnostic formulé par RTE. Estimez-vous pertinent de borner la prise en compte de cette contribution « européenne » de l'interconnexion des systèmes nationaux dans l'analyse de la sécurité d'approvisionnement en France ? Si oui, pour quelles raisons et à quel niveau ?

6.3 Des analyses de sensibilité pour représenter les incertitudes et comprendre les interactions croisées entre les mix européens

Dans la continuité de ces travaux, RTE propose de réaliser des analyses de sensibilité sur les hypothèses retenues pour les pays voisins afin de tester la robustesse du diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France.

A court terme, les hypothèses qui feront l'objet de variantes porteront notamment sur :

- les effets associés à de potentielles évolutions rapides du prix du gaz (à la hausse ou à la baisse)
- le risque qui pèse sur la production des moyens thermiques au gaz en l'absence d'imports russes et le décalage de la fermeture d'autres centrales thermiques notamment pour compenser des potentiels indisponibilité des moyens au gaz ;
- les effets de la crise sur la demande (ralentissement économique, efficacité des mesures de sobriété).

A moyen et long terme, les variantes devront permettre de rendre compte des incertitudes sur l'évolution des mix électriques des pays voisins :

- le rythme de déclassement des parcs charbon et lignite allemands, espagnols et italiens ;
- le rythme de développement des énergies renouvelables en général, et du photovoltaïque en particulier, notamment en Allemagne ;
- le rythme de développement des électrolyseurs (cible hydrogène) ;
- l'évolution du parc nucléaire britannique ;
- la question de nouveaux moyens pilotables en Allemagne, Belgique et Grande-Bretagne notamment ;
- le rythme de l'électrification des usages, l'amplitude et le déploiement des mesures de sobriété.

Question 6.4 - Principales variantes sur les hypothèses européennes

RTE a présenté une liste de variantes possibles sur les hypothèses européennes. Lesquelles vous semblent prioritaires ?

En particulier, RTE entend étudier en priorité l'incidence :

(i) de la hausse du prix du gaz sur les équilibres de la production électrique en Europe,

(ii) des objectifs très importants de développement de l'énergie solaire en Europe,

(iii) de l'accélération du développement de l'hydrogène bas-carbone et renouvelable,

(iv) de la stratégie annoncée par l'Allemagne d'accroître fortement le rythme de développement des énergies renouvelables afin de sortir du charbon « à l'horizon 2030 ».

Etes-vous d'accord avec ces priorités ?

7 Hypothèses de coûts pour les analyses économiques

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE a concerté et détaillé l'ensemble des coûts pour les capacités de production et de flexibilités susceptibles d'être installées en France afin de comparer les différents scénarios d'atteinte de la neutralité carbone. Afin de mettre à jour l'évaluation des coûts du système électrique dans les différentes trajectoires, en intégrant le renforcement des objectifs climatiques à l'horizon 2030 et l'ensemble des modification de contexte intervenues au cours des trois dernières années, il est nécessaire d'actualiser l'ensemble des hypothèses individuelles de coûts- par technologie ainsi que celles des trajectoires de prix des commodités sur un horizon de quinze ans. La réactualisation de ces hypothèses fait partie intégrante de la présente consultation publique.

La réactualisation des hypothèses et de l'évaluation économique des trajectoires a plusieurs objectifs : *(i)* éclairer les décisions publiques à venir sur les enjeux économiques associés aux trajectoires de mix électrique actualisées sur l'horizon 2030-2035, *(ii)* mener des analyses prospectives sur les prix de l'électricité qui permettront d'alimenter, entres autres, l'étude de viabilité économique requise au titre de la réglementation européenne sur la nécessité de maintenir un mécanisme de capacité en fonctionnement en France durant l'horizon considéré et *(iii)* contribuer à la réforme possible de l'architecture du marché de l'électricité, en identifiant la trajectoire de coût complet du système selon les trajectoires considérées ainsi que les régimes de prix auxquels sont susceptibles d'être soumis les consommateurs en France.

RTE est habilité par le code de l'énergie à être destinataire de toutes les informations nécessaires à l'élaboration des trajectoires du Bilan prévisionnel. Toutes les informations recueillies dans ce cadre sont considérées comme commercialement sensibles et protégées comme telles par RTE au titre de la loi.

7.1 Méthode de calcul du coût complet du mix électrique

Méthode du coût complet annualisé

La méthode utilisée par RTE dans les *Futurs énergétiques 2050*, qui consiste à comparer les coûts complets des scénarios de transition énergétique, a été largement confortée dans le cadre de la concertation. Cette méthode permet de dépasser les limites d'une analyse fondée sur la seule comparaison des coûts actualisés de chaque filière (tels que le LCOE ou le VALCOE), en comparant le coût complet des scénarios sur l'ensemble de la chaîne production-flexibilité-réseau à l'échelle de la collectivité et en tenant compte des facteurs de charge des actifs tels qu'ils résultent de la modélisation du système électrique. L'analyse prend en compte l'ensemble des coûts du système électrique, quels que soient les acteurs qui les portent.

Cette approche permet d'apporter des éléments de réponse à la question « Combien coûte le système électrique français dans son ensemble ? », qui intéresse le décideur public dans le cadre des décisions de planification du mix.

Plus précisément, l'approche conduit à calculer deux indicateurs principaux : *(i)* les dépenses d'investissement dans le système électrique sur la période considérée et *(ii)* le coût complet annualisé du système électrique dans les différents scénarios. Ce dernier constitue l'indicateur le plus pertinent pour la prise de décision publique, dans la mesure où il comptabilise l'ensemble des coûts du système (les coûts d'exploitation, de maintenance, ainsi que les coûts d'investissement, comptés à partir de la mise en service des actifs) et les rapporte à une année donnée en tenant compte de la durée de vie des actifs (via un amortissement économique). Dans l'indicateur de coût complet annualisé, les coûts des différentes infrastructures sont comptabilisés à compter de leur mise en service, même si une partie des dépenses d'investissements ont été réalisées préalablement à la mise en service de l'actif (le coût du financement est alors répercuté dans les coûts que l'actif doit recouvrir à compter de sa mise en service).

Le coût complet annualisé tient compte de l'évolution au cours du temps de l'ensemble des capacités et du coût des technologies. Par exemple, le coût complet annualisé du système en 2050 intègre le fait qu'une partie des moyens de production auront été construits plusieurs années avant, à un coût plus élevé que celui qui correspondrait aux nouvelles installations de 2050. Cet indicateur traduit ainsi le coût complet collectif d'utilisation du système électrique en 2050, et non le coût des nouvelles installations à cette échéance.

Pour toutes les infrastructures, le périmètre des dépenses prises en compte recouvre l'ensemble du cycle de vie : développement, construction, exploitation, maintenance, combustible, démantèlement et gestion des déchets à long terme. Les coûts de déconstruction sont en particulier bien intégrés à l'analyse sous forme de provisions à constituer, à la fois pour les énergies renouvelables et pour le nucléaire, de même que les coûts de gestion du combustible usé et des déchets nucléaires.

Question 7.1 – Méthodologie d'évaluation des coûts

La méthodologie de chiffrages économiques de scénarios des *Futurs énergétiques 2050* vous semble-t-elle toujours pertinente pour une analyse sur quinze ans ? Souhaitez-vous intégrer d'autres dimensions dans l'analyse économique ?

Hypothèse de coût du capital

Au-delà de la méthode, le taux d'actualisation utilisé pour évaluer les coûts complets annualisés du système électrique s'avère un facteur déterminant de l'analyse économique. Dans le cas d'infrastructures intensives en capital et à durées de vie longues comme celles du système électrique, le coût du capital joue un rôle structurant dans l'annualisation des coûts d'investissement. Dans la mesure où l'approche de chiffrage économique proposée par RTE consiste à évaluer l'ensemble des coûts portés par les acteurs du système électrique – et non la valeur des investissements portés par la puissance publique –, le choix du taux d'actualisation utilisé dans l'étude doit refléter le coût du capital supporté par les différentes technologies (par opposition au taux d'actualisation socio-économique).

Le coût du capital est ainsi exprimé en valeur réelle (donc hors inflation) et hors impôts sur les sociétés en cohérence avec un chiffrage économique des scénarios à l'échelle collective réalisé en euros constants et ne prenant pas en compte les taxes et impôts (qui constituent des effets redistributifs entre l'État et les acteurs du système électrique)[37].

En théorie, les hypothèses sur le coût du capital peuvent être différenciées afin de refléter le coût du capital observé pour chaque technologie spécifique. Or l'établissement de telles hypothèses comporte plusieurs difficultés méthodologiques : en particulier, le coût du capital dépend fortement de la structure de financement et du cadre de régulation (mécanismes de sécurisation des revenus comme actuellement discutés au niveau européen, voire financement public), qui peuvent largement évoluer à long terme. Finalement, en l'absence de consensus sur l'évolution du coût du capital des différentes technologies et au vu des incertitudes sur l'évolution du cadre de régulation et de financement des actifs de production d'électricité, RTE a proposé dans les *Futurs énergétiques 2050* de considérer différentes variantes sur le coût du capital des différents actifs dans la fourchette [1 %-7 %] avec, dans le cas de référence, une hypothèse de coût du capital de 4 % uniforme pour toutes les technologies.

Il est proposé de reprendre la même fourchette de coût du capital (valeur réelle après impôts sur les sociétés). Dans le contexte macroéconomique favorable, le coût du capital resterait au niveau de l'hypothèse de référence retenue dans les *Futurs énergétiques 2050*, c'est-à-dire 4%. Dans le contexte du scénario « mondialisation contrariée », les hypothèses de coût du capital pourraient prendre des valeurs dans le haut de cette fourchette, voire au-delà.

Question 7.2 – Coût du capital

La fourchette de coût du capital (valeur réelle, après impôts) retenue dans les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* vous semble-t-elle pertinente à l'horizon 2035 étudié par le Bilan prévisionnel ?

RTE envisage de retenir une différenciation du coût du capital entre le contexte macroéconomique favorable (4% en réel après impôts) et le contexte de « mondialisation contrariée » (7% voire au-delà en réel après impôts) ». Cette méthode vous semble-t-elle pertinente ?

[37] *Dans un exercice différent de celui différent du chiffrage économique de scénarios prospectifs, pour l'évaluation économique de leurs capacités, existantes ou nouvelles, les acteurs du système électrique incluent d'un côté les taxes et impôts auxquels ils sont assujettis et considèrent un coût du capital avant impôts.*

7.2 Hypothèses de coûts de développement des technologies

7.2.1 Photovoltaïque, Eolien terrestre et en mer, Hydraulique

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, des hypothèses de coûts en tendance baissière ont été adoptées pour le photovoltaïque, l'éolien terrestre et en mer, en raison des améliorations technologiques et des effets d'échelle associés à la massification de leur production. Ces hypothèses se fondaient sur les baisses de coût constatées entre 2010 et 2020, sur les projections d'évolution des coûts à long terme observées dans la littérature et sur les retours de la concertation. La crise énergétique a toutefois entrainé des tensions sur les chaines d'approvisionnement en matières et composants nécessaires au développement des infrastructures énergétiques qui se traduisent par une hausse des coûts d'investissements en 2022. Cette hausse a été diversement documentée selon les technologies et les sources (AIE, IRENA, NREL, Bloomberg) ; si à date, il est difficile d'en retenir une vision quantitative consolidée, elle doit être prise en compte pour l'actualisation des trajectoires de coûts de développement des infrastructures, avec des répercussions plus ou moins prolongées selon les hypothèses de cadrage macroéconomiques retenues.

Au-delà des coûts d'investissement, il est proposé de reprendre des hypothèses similaires à celles retenues dans les *Futurs énergétiques 2050* s'agissant des OPEX pour toutes les technologies renouvelables.

Pour l'hydraulique, il est proposé de reprendre les hypothèses normatives retenues dans les *Futurs énergétiques 2050*.

Photovoltaïque

Au cours de la décennie 2010-2020, la filière photovoltaïque a connu des baisses de coûts particulièrement marquées, largement documentées (par exemple les rapports de l'AIE, de l'IRENA, du JRC, ou de l'ADEME[38]) et confirmée par la concertation menée autour des *Futurs énergétiques 2050*.

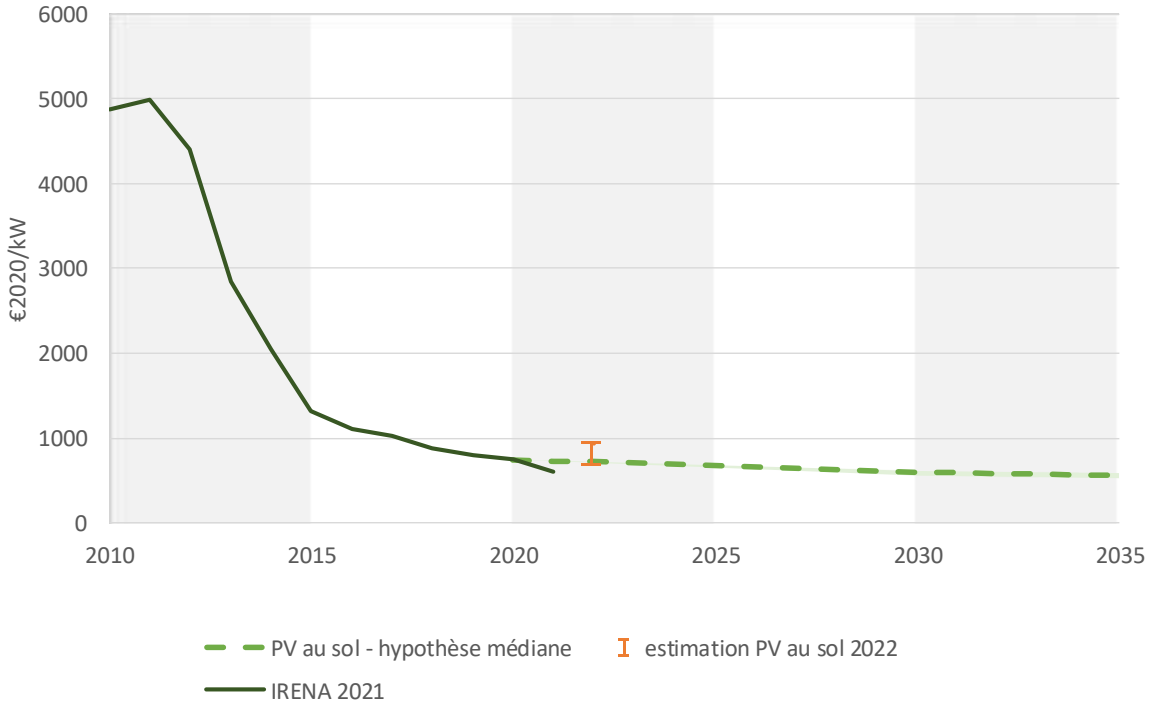
Avant la crise énergétique, la poursuite de la baisse des coûts à un rythme rapide semblait se justifier par le déploiement des innovations les plus récentes (réduction de la consommation de polysilicium, augmentation de la taille des wafers, développement de cellules à haut rendement, développement de modules bifaciaux, réduction des pertes, etc.) et de nouveaux effets d'échelle liés à l'accélération du développement de la filière à l'échelle mondiale.

Néanmoins, pour l'année 2022, compte tenu du contexte de crise, l'Agence internationale de l'énergie a constaté une hausse des coûts d'investissement du photovoltaïque entre 10 et 20%, vraisemblablement hors inflation, soit entre un peu plus de 0 et 10% de hausse en terme réel en Europe[39]. De façon cohérente, les données les plus récentes de Bloomberg relèvent également une hausse des prix des modules entre 4 et 14% en nominal. Au début des années 2010, des hausses similaires ont déjà pu être constatées, expliquées par l'IRENA comme une surchauffe temporaire de la filière à son démarrage pour bénéficier de tarifs d'achat avantageux avant leur disparition, avant que la baisse des coûts de cette technologie ne reprenne sur la tendance de long terme.

[38] *« Net Zero by 2050 », AIE (2021). "Renewable power generation costs in 2020", IRENA (2021). « Deployment Scenarios for Low Carbon Energy Technologies », JRC (2018). "Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France 2019", ADEME (2020).*

[39] *"Renewables 2022", AIE (2022). A priori les pourcentages d'évolution des coûts estimés par l'AIE sont hors inflation.*

Dans un cadrage macroéconomique favorable, les coûts d'investissement du photovoltaïque pourrait retrouver la trajectoire considérée dans les *Futurs énergétiques 2050* dans des délais relativement courts. En revanche, dans le scénario de « mondialisation contrariée », la trajectoire des coûts d'investissement du photovoltaïque reste à préciser en raison des tensions commerciales et géopolitiques supposées pérennes dans ce scénario. Les facteurs baissiers pourraient conduire à la reprise d'une trajectoire de diminution des coûts (du fait du maintien des effets d'apprentissage) mais moins prononcée, mais les tensions persistantes sur l'approvisionnement en matières et composants pourraient à l'inverse contrecarrer ce mouvement. Enfin, il reste à établir dans quelle mesure une stratégie de relocalisation d'une partie de la chaîne de valeur (assumée ou subie) pourrait conduire, au moins transitoirement, à des coûts plus élevés.



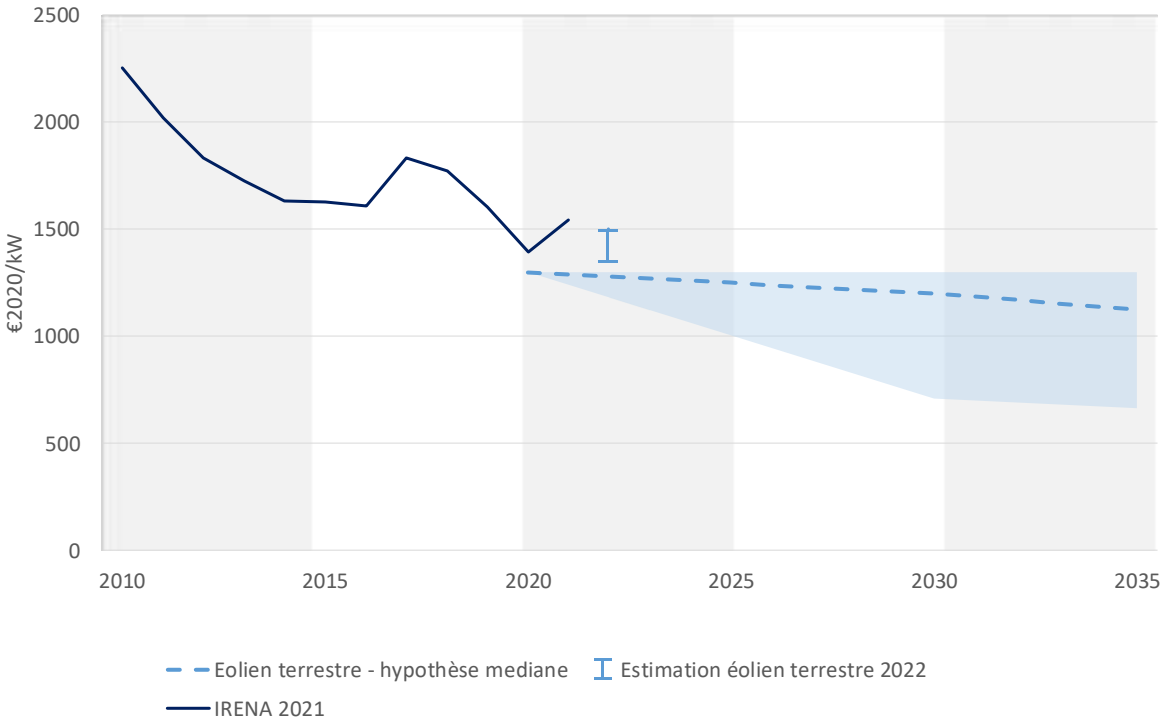
Coûts d'investissement en photovoltaïque : estimation historique moyenne (d'après l'IRENA), estimation de la hausse en 2022 par rapport aux niveaux pré-Covid (sources : AIE , Bloomberg) et hypothèses d'évolution à l'horizon 2035 (hors raccordement) dans les Futurs énergétiques 2050

Eolien terrestre

Les analyses et la concertation menées pour les *Futurs énergétiques 2050* ont mis en lumière que les perspectives d'évolution à long terme des coûts de l'éolien terrestre se partagent entre deux tendance : une tendance baissière liées aux effets d'apprentissage et aux effets d'échelle, documentés dans de nombreuses publications de référence (rapports AIE, IRENA, JRC, ADEME…), et une tendance à la stagnation, qui s'expliquerait par des contraintes nouvelles au développement des parcs, sur le plan réglementaire ou en matière d'acceptabilité, et qui ne permettraient pas de déployer les modèles d'éoliennes les plus récents (et donc moins chers) du fait de leur grande hauteur.

Au cours de l'année 2022, compte tenu du contexte de crise, les coûts d'investissement dans l'éolien terrestre ont augmenté (selon les estimations de l'Agence internationale de l'énergie[40], cette hausse se porterait entre 15 et 25%, vraisemblablement hors inflation, soit entre un peu plus de 5 et 15% de hausse en terme réel en Europe). Selon l'IRENA, des hausses similaires ont déjà été constatées dans le passé, en France ou dans d'autres pays européens (Espagne, Italie), entre le milieu de la décennie 2000 et le début de la décennie 2010 avant que la baisse des coûts de cette technologie ne reprenne sa tendance de long terme.

Dans un cadrage macroéconomique favorable, les coûts d'investissement de l'éolien terrestre pourrait retrouver la trajectoire considérée dans les *Futurs énergétiques 2050* dans des délais relativement courts. Dans le scénario de « mondialisation contrariée », la trajectoire des coûts d'investissement reste à préciser pour les mêmes raisons que dans le solaire photovoltaïque, la tendance baissière liée aux effets d'apprentissage pouvant être contrecarrée par les enjeux pesant sur la *supply chain* de manière générale.



Coûts d'investissement en éolien terrestre : estimation historique moyenne (d'après l'IRENA), estimation de la hausse en 2022 par rapport aux niveaux pré-Covid (source : AIE) et hypothèses d'évolution à l'horizon 2035 (hors raccordement) dans les Futurs énergétiques 2050

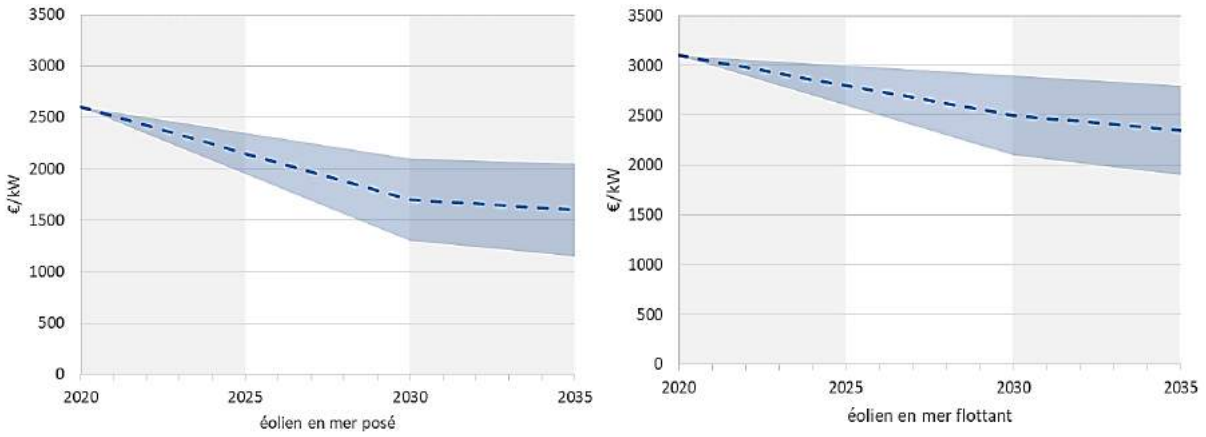
[40] *AIE, Renewables 2022. A priori les pourcentages d'évolution des coûts estimés par l'AIE sont hors inflation.*

Eolien en mer

Concernant l'éolien en mer, les *Futurs énergétiques 2050* ont mis en lumière des baisses de coûts liées à l'amélioration des technologies et au passage à l'échelle industrielle, avec des trajectoires fortement différenciées entre le posé et le flottant. En effet, les dernières années ont vu une baisse importante des coûts unitaires d'installation des parcs d'éoliennes en mer posées. Pour la technologie flottante, les références de coûts sont moins nombreuses et plus incertaines, dans la mesure où la filière n'a pas atteint le même niveau de maturité que l'éolien en mer posé et présente donc des perspectives de coûts plus élevées à moyen terme.

La hausse des coûts de l'éolien en mer en 2022 est moins documentée pour l'éolien en mer en raison d'un nombre plus limité de références, notamment pour l'éolien en mer flottant.

L'hypothèse de référence proposée consiste en une poursuite de la trajectoire de diminution des coûts considérée dans les *Futurs énergétiques 2050*. Les effets du scénario « mondialisation contrariée » restent à établir sur la filière de l'éolien en mer.



Hypothèses d'évolution des coûts d'investissement en éolien en mer à l'horizon 2035 (hors raccordement) dans les « Futurs énergétiques 2050 » (estimation 2022 non fiable à date)

Hydraulique

L'hydraulique recouvre une grande variété d'installations (de puissance, de caractéristiques de fonctionnement et de capacité de stockage) qui dépendent largement des sites équipés. Cette diversité rend difficile l'identification de coûts normatifs, contrairement aux filières caractérisées par des installations plus largement standardisées (batteries, centrales thermiques, énergies renouvelables…).

Une partie des installations existantes devra faire l'objet d'investissements de rénovation au cours des prochaines décennies pour assurer leur maintien en exploitation. Néanmoins, les installations concernées et les montants d'investissement requis restent mal connus et hétérogènes d'une centrale à l'autre, ce qui ne permet pas de définir des trajectoires précises d'investissements et de coûts.

Pour leur évaluation économique, RTE propose de retenir les mêmes hypothèses que celles retenues pour l'évaluation économique dans les *Futurs énergétiques 2050*.

Pour les installations existantes (dont les coûts d'investissement initiaux sont souvent déjà amortis), l'ensemble des coûts d'exploitation et d'investissement pour la maintenance et la prolongation des

centrales hydrauliques est regroupé dans une composante annuelle moyenne et normative. Sur la base des éléments fournis dans le rapport de la Cour des comptes[41] de fin 2021 et faute d'hypothèses détaillées, ces coûts normatifs sont estimés à environ 50 €/MWh pour une grande partie du parc hydraulique (grandes installations) et jusqu'à 100 à 150 €/MWh pour les installations de très faible puissance.

Pour les stations de pompage-turbinage (STEP), qui portent l'essentiel des perspectives de croissance du parc hydraulique dans les scénarios considérés, RTE propose de retenir 1000 €/kW pour les coûts.

Question 7.3 – Références de coût pour les énergies renouvelables

RTE envisage de retenir, dans le scénario présentant le cadre macroéconomique le plus favorable, une hypothèse de reprise progressive de la trajectoire de diminution du coût des renouvelables envisagée avant la crise, selon le rythme présenté en annexe. Cette approche vous semble-t-elle pertinente ? Quelles références de coût souhaitez-vous voir RTE considérer pour l'actualisation de la trajectoire ?

RTE envisage de retenir, dans le scénario « mondialisation contrariée », une trajectoire différente d'évolution des coûts, traduisant les frictions dans le commerce international, voire l'impossibilité d'importer des composants clés de la part de certains pays. Cette approche vous semble-t-elle pertinente ? Quelles références de coût souhaitez-vous voir RTE considérer pour la construction de cette trajectoire ?

S'agissant spécifiquement du solaire photovoltaïque, disposez-vous d'éléments permettant de traduire les conséquences des politiques commerciales mises en place par la Chine et les Etats-Unis sur la maîtrise des composants clés de la chaîne de valeur ?

Sur la période d'étude, de premières installations renouvelables (photovoltaïques et éoliennes) pourront faire l'objet de repowering ou d'investissement de prolongation de durée de vie. Selon vous, faut-il supposer que les coûts du repowering seront équivalents au coût d'investissement de nouvelles installations ou supposer une décote (e.g. 20%, plus, moins ? Précisez votre réponse) par rapport au coût d'investissement de nouvelles installations compte tenu d'infrastructures existantes (foncier, réseau électrique interne, génie civil déjà réalisé…) ?

Partagez-vous les hypothèses de coûts normatives pour l'hydraulique que RTE propose pour cet exercice (environ 50 €/MWh pour le coût d'exploitation et de prolongation des grandes installations déjà amorties et jusqu'à 100 à 150 €/MWh pour les plus petites installations) ? Sinon, avez-vous d'autres hypothèses à proposer ?

Nous vous invitons à nous renvoyer les tableaux en annexe modifiés si vous pensez nécessaires de changer certaines hypothèses chiffrées.

[41] Cour des comptes, 2021, *L'analyse des coûts du système de production électrique en France*, https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2021-12/20211213-S2021-2052-analyse-couts-systeme-production-electrique-France.pdf

7.2.2 Nucléaire

Nucléaire existant

Les coûts concernant le parc nucléaire existant sont importants à double titre dans l'évaluation des coûts du système électrique dans des trajectoires prospectives : ils représentent une part substantielle des coûts du système électrique aujourd'hui et compteront encore pour de nombreuses années. Il convient également de bien comptabiliser les coûts nécessaires à la prolongation de la durée de vie des réacteurs lors de leurs visites décennales. Ces coûts sont documentés par les rapports publics de la Cour des comptes et ont fait l'objet d'une large consultation durant l'élaboration des *Futurs énergétiques 2050*.

Sur la base de ces documents et des précédentes concertations sur le sujet dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050*, il est proposé de retenir les hypothèses suivantes pour les coûts du nucléaire existant.

La Cour des comptes constate que différentes méthodes sont possibles pour calculer le coût du nucléaire existant en fonction de l'objectif recherché. L'objectif des analyses prospectives est d'évaluer le coût du système électrique à partir de ceux portés par les différents acteurs. En conséquence, la méthode la plus adaptée pour le calcul du coût du nucléaire existant semble être celle dite hybride utilisée par la commission Champsaur lors du calcul du prix de l'ARENH. Selon cette méthode, la Cour des comptes évalue le loyer économique (amortissement y compris son financement) du nucléaire existant à 63 M€$_{2019}$/GW/an (soit environ 64 M€$_{2020}$/GW/an).

En plus des coûts correspondant aux investissements historiques, il est également nécessaire de prendre en compte les coûts d'investissement pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs. En France, la prolongation des réacteurs nucléaires existants est conditionnée à une autorisation de l'ASN qui doit être renouvelée tous les dix ans. Celle-ci est délivrée à l'issue des visites décennales (VD) menées par l'exploitant sur chaque réacteur et qui visent à assurer un niveau de sûreté conforme aux exigences les plus récentes. À l'occasion de ces visites décennales, des investissements importants sont ainsi engagés par EDF pour prolonger la durée d'exploitation de dix ans.

Les différentes références de coûts ayant communiqué sur les coûts d'investissement pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs (Cour des comptes, EDF) conduisent à retenir l'hypothèse d'un coût des investissements de l'ordre de 650 k€$_{2020}$/MW pour prolonger l'exploitation des réacteurs de dix ans sur la période 2020-2035[42].

Les OPEX fixes et de maintenance courante comprennent les coûts fixes d'exploitation et les coûts de maintenance ont été documentés autour de 100 M€$_{2020}$/GW/an hors impôts. A ceux-ci doivent s'ajouter de l'ordre de 45 M€$_{2020}$/GW/an pour les « autres » postes identifiés par le rapport de la Cour des comptes sur les coûts du système électrique publié en décembre 2021, à savoir le rattrapage pour les retraites, la compensation pour les provisions de long terme et le loyer pour la période post-exploitation précédant le démantèlement concret des centrales.

Les OPEX variables comprennent les coûts de combustibles, le coût de gestion des combustibles usés (traitement-recyclage) et les provisions pour la gestion des déchets, conduisant à un coût variable total de l'ordre de 10 €$_{2020}$/MWh.

[42] *Pour les coûts d'investissement pour la prolongation de la durée de vie des réacteurs au-delà de 2035, cf. les Futurs énergétiques 2050, chapitre 11, section 11.3.1.1.*

Question 7.4 – Référence de coût pour le parc nucléaire historique

RTE envisage de retenir un coût du nucléaire existant se fondant sur les publications de la Cour des comptes. Partagez-vous cette approche et les valeurs retenues ? Souhaitez-vous proposer une méthodologie et des valeurs alternatives ? Sur quels fondements ?

RTE considère à ce stade que le coût du nucléaire existant est très faiblement dépendant de la conjoncture internationale, et donc indifférencié selon les scénarios. Partagez-vous cette approche ?

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, RTE a intégré un coût d'investissement pour la prolongation de dix ans de la durée de vie des réacteurs de 650 €$_{2020}$/kW avant 2035 puis de 440 €$_{2020}$/kW après 2035, considérant qu'à ces échéances, le montant de réinvestissement était plus faible du fait de la fin d'exploitation des réacteurs prévue à 60 ans au plus tard. La perspective d'un allongement de la durée d'exploitation des réacteurs au-delà de 60 ans conduit-elle à modifier ces hypothèses, et si oui comment ?

Pour les hypothèses chiffrées, plus détaillées, nous vous invitons à nous renvoyer les tableaux en annexe.

Nouveau nucléaire

Le premier réacteur du programme NNF serait mis en service à l'horizon 2035, donc à la fin de l'horizon d'étude de ce Bilan prévisionnel. Les coûts du nouveau nucléaire n'apparaîtront dans l'analyse économique du système électrique simulé qu'à la toute fin cet horizon. Néanmoins, les six réacteurs du programme, voire les premiers d'une série supplémentaire de huit réacteurs, seraient en phase de construction durant la période couverte par le prochain Bilan prévisionnel, et doivent donc être comptabilisées dans la trajectoire d'investissement.

Les caractéristiques de coûts des nouveaux réacteurs ont fait l'objet d'une analyse approfondie dans les *Futurs énergétiques 2050*.

Les hypothèses ont été définies en se fondant sur les évaluations communiquées par les pouvoirs publics dans le cadre de la concertation et utilisées dans les travaux d'analyse des conditions de faisabilité d'un éventuel programme de construction de nouveaux réacteurs, dit « Nouveau Nucléaire France » (NNF), conduit par l'administration, ainsi qu'à une documentation fournie sur le sujet (AIE, SFEN, EDF).

Les projections ont conduit à retenir, dans la trajectoire de référence (coût médian intégrant déjà des provisions pour risque), des coûts de construction de l'ordre de 5 400 €/kW pour les premiers réacteurs (soit environ 9 Md€ par tranche EPR), avec une perspective de baisse à 4 500 €/kW pour des EPR2 de série à l'horizon 2050. Ces références de coûts comprennent les coûts de développement d'un programme de nouveaux réacteurs (étalés sur les premières paires) ainsi que les provisions pour démantèlement constituées au moment de la construction.

Question 7.5 – Références de coûts pour les nouveaux réacteurs nucléaires

La mise en service du premier EPR 2 n'étant pas prévue avant 2035, la méthode d'analyse économique utilisée dans les *Futurs énergétiques* 2050 consiste à :

- **ne pas comptabiliser les coûts associés dans l'analyse en *coûts complets du système électrique* sur la période 2023-2035 : pour cet indicateur, les coûts complets sont portés sur la période d'exploitation du réacteur donc au-delà de 2035 ;**
- **à les comptabiliser uniquement dans l'analyse de l'indicateur en *dépenses d'investissement* sur la période 2023-2035, dans la mesure où des investissements dans la construction des nouveaux réacteurs seront effectivement à réaliser au cours de cette période**

Partagez-vous cette approche et êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées ? Pensez-vous qu'il faille comptabiliser les coûts d'investissement dans le nouveau nucléaire différemment sur la période considérée ?

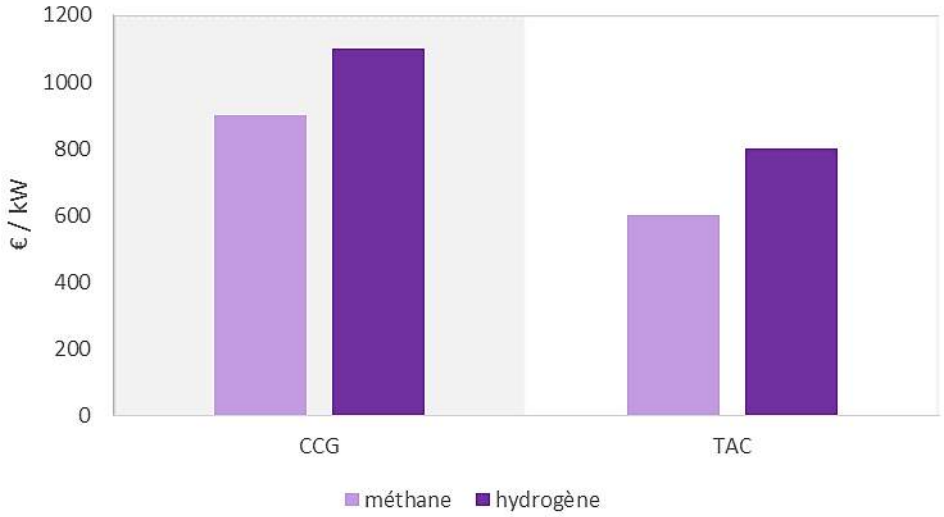
7.2.3 Thermique décarboné

A court terme, les premiers exemples de thermique décarboné concernent la conversion d'anciennes unités de charbon à la biomasse. La première opération de cette nature a eu lieu en 2018 à Gardanne (centrale Provence 4) et une autre est envisagée à Cordemais, où fonctionnent encore deux centrales au charbon. L'investissement associé pour la conversion est propre à chaque site, de même que les dépenses d'exploitation qui dépendent de la nature de la biomasse utilisée. Dès lors, il n'existe pas de données génériques, et RTE se fondera sur les données prévisionnelles communiquées par les exploitants pour l'analyse.

A moyen terme, des perspectives de conversion aux biocombustibles liquides existent pour certaines turbines à combustion. Là encore, RTE propose de se fonder sur les données communiquées par les exploitants.

A terme, la perspective d'une conversion des cycles combinés au gaz, voire de la construction de nouvelles unités thermiques utilisant des combustibles décarbonés, est à prendre en compte dans la trajectoire. Dans les *Futurs énergétiques 2050*, l'option privilégiée consistait à choisir l'hydrogène comme combustible (les alternatives étant le biométhane ou le méthane de synthèse). En reprenant les projections existantes, les hypothèses retenues par RTE sur les coûts fixes de ces centrales conduisent à retenir un surcoût de l'ordre de 200 €/kW pour les centrales à hydrogène, par rapport aux cycles combinés (+20 %) et turbines à combustion classiques (+30 %) fonctionnant au méthane, pour tenir compte d'un niveau de moindre maturité technologique. Les piles à combustible, qui constituent une alternative possible pour la production d'électricité à partir d'hydrogène, n'ont pas été retenues dans l'analyse du fait d'un rendement moindre et de projections de coûts qui restent plus élevées que pour les centrales thermiques.

S'agissant des installations électriques fonctionnant aux bioénergies (bois, déchets, biogaz…), l'hypothèse proposée consiste à considérer seulement un développement limité d'installations de cogénération au biométhane lorsque ce dernier est difficile à injecter dans les réseaux de gaz (par exemple du fait d'un éloignement trop important) et qu'il est utile de le valoriser autrement. Comme dans les *Futurs énergétiques 2050*, par simplification, un coût normatif reflétant celui des installations de cogénération au biogaz est appliqué pour l'ensemble des bioénergies, soit 80 €/MWh.



Hypothèses de coût des moyens de production d'électricité thermique décarbonée

Question 7.6 – Références de coût pour les centrales thermiques décarbonées ou la conversion des sites existants

<u>Pour les porteurs de projet de conversion des sites des centrales au charbon</u> : merci de fournir tout élément économique permettant d'intégrer les projets à l'analyse économique de la trajectoire (trajectoire de substitution entre charbon et biomasse, coûts associés à la conversion – CAPEX, OPEX)

<u>Pour les porteurs de projet de conversion de turbines à combustion au fioul</u> : merci de fournir tout élément économique permettant d'intégrer les projets à l'analyse économique de la trajectoire (trajectoire de substitution entre charbon et biocombustibles liquides, coûts associés à la conversion – CAPEX, OPEX)

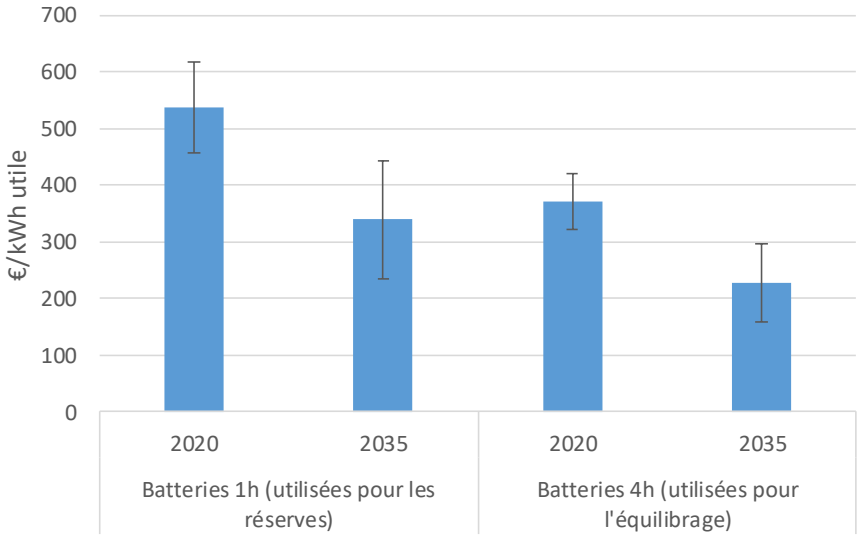
<u>Pour tous</u> : partagez-vous les hypothèses de coût pour la conversion ou la construction de cycles combinés utilisant l'hydrogène comme combustible principal ? Partagez-vous également les hypothèses pour les installations électriques fonctionnant aux bioénergies ?

7.2.4 Flexibilités

Batteries

Si les batteries ont vu leurs coûts fortement diminuer au cours des dernières années, avec l'essor des véhicules électriques et le passage à l'échelle industrielle de leur fabrication, les crises actuelles sur l'énergie et sur les chaines d'approvisionnement ont causé une augmentation du coût de certains matériaux critiques.

À long terme, plusieurs effets pourraient jouer en sens opposé sur l'évolution des coûts des batteries. Si les tendances sur l'amélioration des procédés de fabrication et le passage à l'échelle permettent des économies d'échelle et d'apprentissage tendent à faire nettement diminuer le coût des batteries, la demande accrue de certains matériaux critiques nécessaires à la fabrication des batteries, notamment pour accompagner le développement du véhicule électrique dans le monde, pourrait renchérir ponctuellement leur coût.



Hypothèses de coûts des batteries en fonction de l'horizon et de leur capacité (Futurs Energétiques 2050)

Flexibilité de la demande

La flexibilité de la demande recouvre des solutions et des usages très variés : pilotage de certains usages résidentiels (eau chaude sanitaire, chauffage…), recharge intelligente des véhicules électriques, effacement ou modulation dans les secteurs industriel et tertiaire, etc. Les coûts associés à ces dispositifs ont été intégrés à l'analyse menée lors des *Futurs énergétiques 2050*.

Pour les effacements dans le secteur industriel, qui constitue l'essentiel du gisement valorisé de manière explicite sur les marchés aujourd'hui, RTE retient une hypothèse de coûts autour de 60 k€/MW/an conformément aux ordres de grandeur de l'étude ADEME[43].

En ce qui concerne les effacements dans le secteur résidentiel, l'étude des *Futurs énergétiques 2050* a mis en lumière que la flexibilité de la demande, dès lors qu'elle est pensée et intégrée directement dans la conception des bâtiments (systèmes de pilotage intégrant l'eau chaude sanitaire, le chauffage),

[43] https://librairie.ademe.fr/energies-renouvelables-reseaux-et-stockage/1772-effacement-de-consommation-electrique-en-france.html

les appareils électroniques (électroménager) ou les véhicules (pour favoriser la recharge intelligente sans utiliser une borne sophistiquée), constitue un facteur de coût relativement faible. En revanche, le développement de la flexibilité de la demande résidentielle est plus coûteux quand il nécessite le déploiement de systèmes dédiés pour interfacer le consommateur et le système électrique (boîtiers pour l'effacement diffus, bornes pour la recharge électrique) qui doivent porter sur un grand nombre de particuliers. La possibilité de disposer de contrats pluriannuels dans l'appel d'offres effacement pour les installations de ce type (effacement de moins de 1 MW) peut aider à leur développement.

A cela s'ajoute les effacements implicites représentant aujourd'hui environ 600 MW. Ils connaissent actuellement un regain d'intérêt lié au niveau de prix sur l'année 2022 et à une volonté croissante de piloter les consommations. Le coût associé à la mobilisation de cette flexibilité est toutefois difficile à identifier à l'heure actuelle. RTE s'appuiera sur les retours des acteurs

Question 7.7 – Références de coût pour les flexibilités et le stockage par batteries

RTE propose de retenir une poursuite de la tendance baissière sur les coûts des batteries à long terme, avec une hypothèse de baisse d'environ -40% sur quinze ans, dans un contexte macroéconomique favorable. Partagez-vous cette hypothèse ? Selon vous, quels peuvent être les impacts d'éventuelles tensions sur les chaînes d'approvisionnement dans certains matériaux et équipements sur l'évolution des coûts des batteries à moyen / long terme ?

Pour la flexibilité de la demande, RTE propose de retenir un coût annualisé de développement et de mobilisation de l'effacement industriel de l'ordre de 60 k€/MW/an pour les effacements explicites valorisés sur les marchés. Quel coût préconisez-vous de retenir pour la mise en place d'effacement supplémentaire en fonction du gisement mobilisé, en fonction des secteurs (industriel, tertiaire, résidentiel) et du type d'effacement (pilotage tarifaire, pilotage dynamique, réaction aux signaux Ecowatt) ?

7.3 Hypothèses de prix des combustibles et du CO_2

RTE envisage de retenir des situations de prix différenciés entre les scénarios macroéconomique favorable et de « mondialisation contrariée », pour refléter à la fois l'incertitude et les risques liés aux évolutions de prix des grandes commodités énergétiques, mais également aux configurations contrastées représentées par les deux scénarios macroéconomiques.

7.3.1 Principes généraux

RTE propose de positionner les deux trajectoires de prix proposées, pour chaque commodité, par rapport aux parangonnages disponibles, tout en assurant une cohérence des hypothèses entre commodités (au sein de chaque scénario).

La nature des trajectoires proposées ne préjuge pas de la volatilité, possiblement significative autour des prix moyens proposés, notamment dans le scénario de « mondialisation contrariée », soumis non seulement aux aléas de marchés mais également à ceux liés aux comportements d'acteurs. L'analyse des impacts de cette volatilité pourra faire l'objet d'analyses de sensibilités ad-hoc sur les prix des commodités, au-delà même des écarts de prix moyens proposés dans ce document.

Plus généralement, les prix de marché ainsi que les anticipations à court terme fluctuant de façon conséquente d'un mois sur l'autre, les trajectoires de prix à l'horizon 2025 pourront faire l'objet d'analyses de sensibilité ad-hoc.

7.3.2 Principes par scénario

Le **scénario macroéconomique favorable** postule un retour à des prix reflétant des équilibres offre-demande sans tension particulière autour de 2025, avec un *timing* pouvant varier un peu selon l'énergie considérée (plus rapide sur le pétrole et le charbon, plus lent pour le gaz fossile). *L*es trajectoires proposées pour ce scénario sont proches des derniers scénarios de l'AIE (aux échéances couvertes par ceux-ci). Ce relatif alignement avec l'AIE implique des niveaux de prix très inférieurs aux derniers scénarios de la Commission européenne[44] pour l'ensemble des combustibles fossiles.

Par contraste, le **scénario de « mondialisation contrariée »** implique un « premium » reflétant les tensions par rapport au scénario macroéconomique favorable. Cette différenciation des hypothèses de prix se matérialise fortement à court terme, mais le « premium » se maintiendrait ensuite sur tout l'horizon de temps de façon à refléter la persistance des tensions sur les marchés énergétiques, et des jeux d'acteurs non-coopératifs de type « cartellisation de l'offre ». Le scénario de « mondialisation contrariée » ne résulte donc pas exclusivement d'un équilibre offre-demande et ne saurait être directement comparé aux scénarios de l'AIE. La valeur de ce « premium » est estimée sur la base d'une analyse des évolutions de prix passés, de sorte à positionner le scénario dans la partie haute des benchmarks.

7.3.3 Hypothèses par énergie

Concernant le **prix du pétrole (Brent)**, et après application des principes généraux décrits ci-dessus, RTE propose une hypothèse de baisse rapide du prix du Brent dans le scénario macroéconomique favorable, relativement alignée avec les derniers *Forward* et aidée par le contexte macroéconomique dégradé à très court terme. A long terme, le prix serait tendanciellement baissier et tendrait vers les niveaux bas historiquement observés, aidé par la chute de la demande mondiale. Le scénario de « mondialisation contrariée » conduirait quant à lui à un niveau élevé en moyenne à moyen terme autour de 100 $/bl en valeur réelle, reflétant un contexte géostratégique particulièrement tendu, et ce malgré les perspectives de croissance économique dégradée à court terme. A plus long terme, l'effet décarbonation finirait par orienter le prix du pétrole à la baisse, tout en maintenant un « premium » de tensions significatif avec le scénario macroéconomique favorable. .

[44] *Les scénarios de prix du Plan REPowerEU (Mai 2022) sont très élevés par rapport aux autres benchmarks, et ne reflètent pas d'ambition de décarbonation du système énergétique mondial à long terme (trajectoires de référence élaborées en 2020).*



Scénarios de prix du pétrole (Brent) et intervalle projeté de scénarios récents[45] (en $_{22}$/bl)

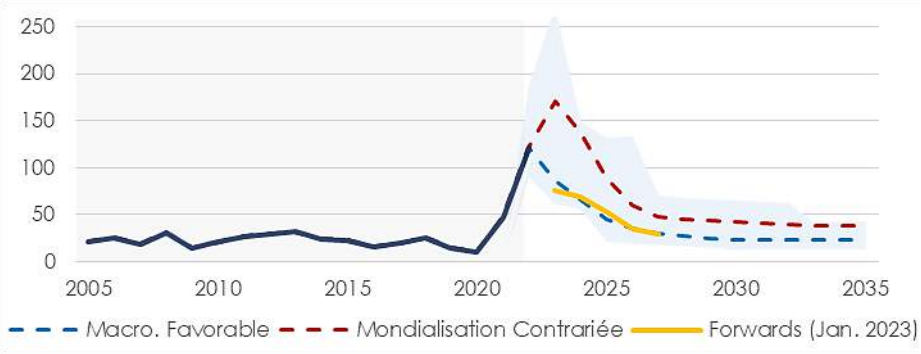
Les hypothèses de **prix du gaz naturel (TTF)** sont quant à elles établies sur la base de « régimes de marchés » cohérents avec des références de coût d'approvisionnement européen.

Dans le scénario macroéconomique favorable, le marché est supposé en forte tension à l'horizon 2025, faute de pouvoir substituer l'ensemble de ses approvisionnements en gaz russe par d'autres sources ou à limiter sa consommation dans une proportion suffisante. A partir de 2025, la situation demeurerait en tension mais se détendrait progressivement avec la mise en service de nouveaux terminaux GNL aux Etats-Unis notamment, alors que la demande européenne de gaz naturel commencerait à baisser significativement. Le marché mondial serait enfin supposé être bien équilibré d'ici 2030. Cette situation de retour relativement rapide à des niveaux de prix modérés reflète les anticipations les plus récentes du marché, avec des prix à terme qui ont beaucoup baissé ces derniers mois, convergeant vers la trajectoire proposée pour le scénario macroéconomique favorable.

Dans le scénario de « mondialisation contrariée », la période d'extrême tension serait bien plus durable, au-delà de 2025, sous l'effet de déstabilisations potentielles et répétées des infrastructures (de production et d'importation) liées à la pérennisation de la guerre menée par la Russie en Ukraine ou à l'effet d'incidents industriels dans un système sans marge. A compter de 2030, la situation se détendrait peu à peu (pour les mêmes raisons que dans le scénario macroéconomique favorable), mais le prix continuerait néanmoins d'intégrer un « premium » de tensions, à l'image des hypothèses adoptées sur le pétrole[46]. Cette situation de prix durablement élevés reflète assez bien des anticipations observées sur les prix à terme lorsqu'ils étaient à leur niveau historiquement haut (en août-septembre 2022).

[45] *Sources : CME pour les prix à terme ; scénarios intégrés dans l'analyse : AIE World Energy Outlook (2022), IHS Markit (Déc. 2022), Oxford Economics (Sept. 2022), Aurora (2022-Q4), Banque Mondiale (Oct. 2022), FMI (Oct. 2022), Commission européenne (RePowerEU, Mai 2022), Xerfi (Sept. 2022), intervalle du Consensus Forecasts (Déc. 2022).*

[46] *On notera qu'une période prolongée de prix très élevés du gaz naturel pourrait avoir le double effet économique de « détruire » la demande mondiale de GNL et d'accroitre les investissements pour une fourniture accrue de GNL. A plus ou moins long terme, ces effets pourraient noyer le marché mondial et donc déprimer très fortement le prix de marché. En vertu du principe de différentiation des deux scénarios énoncé précédemment, RTE propose néanmoins de maintenir un « premium » de tensions durable dans le scénario « mondialisation contrariée » par rapport au scénario macroéconomique favorable.*



Scénarios de prix du gaz naturel (TTF) et intervalle projeté de scénarios récents[47] (en €$_{22}$/MWh)

RTE propose enfin de fixer le **prix du biométhane** en cohérence avec les estimations de coût de production de *Gas for Climate*[48] et le niveau retenu pour la prochaine SNBC, autour de 70 €/MWh à l'horizon 2030.

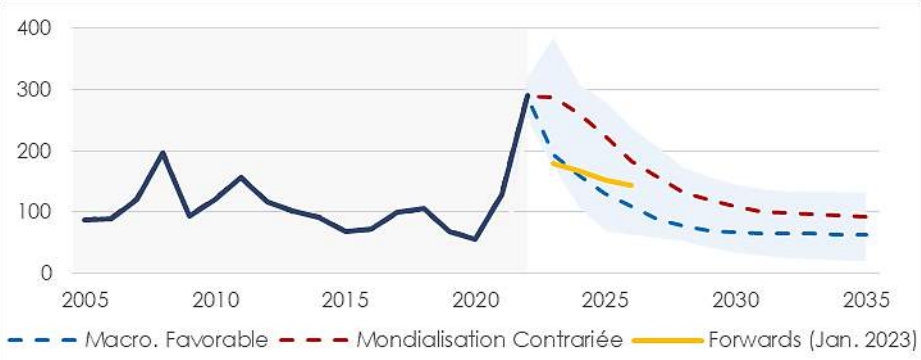
Le prix estimé du gaz en entrée de centrales résulte finalement d'une moyenne entre le prix du gaz fossile et celui du biométhane, pondérée de leurs parts de marché respectives. RTE propose d'employer le taux d'incorporation envisagé pour le scénario AMS de la prochaine SNBC (i.e. 10% de biométhane en 2030, 30% en 2040).

Enfin, le **prix du charbon (ARA)** est supposé être fortement lié aux marchés gaziers à court terme via les mécanismes de substitutions déclenchés par la pénurie de gaz naturel au niveau international et en Europe en particulier. Les principes généraux décrits ci-dessus s'appliquant, RTE propose une forte chute du prix du charbon d'ici 2025 dans le scénario macroéconomique favorable. Comme pour le gaz, les prix à terme du charbon ont eu tendance à converger, au cours des derniers mois, vers les niveaux proposés pour le scénario macroéconomique favorable.

Le retour à des prix d'équilibre typiques autour de 100 $/t apparaitrait plus lent dans le scénario de « mondialisation contrariée » que dans le scénario macroéconomique favorable. A long terme l'effet dépressif de la décarbonation sur la demande de charbon l'emporterait sur toute autre considération, et orienterait les prix à la baisse dans les deux scénarios.

[47] *Sources : EEX pour les prix à terme ; scénarios intégrés dans l'analyse : AIE World Energy Outlook (2022), IHS Markit (Déc. 2022), Oxford Economics (Sept. 2022), Aurora (2022-Q4), Banque Mondiale (Oct. 2022), FMI (Oct. 2022), Commission européenne (RePowerEU, Mai 2022), Xerfi (Sept. 2022), intervalle du Consensus Forecasts (Déc. 2022).*

[48] *Gas for Climate estime que les coûts de production du biométhane par digestion anaérobique, établis aujourd'hui entre 50 €/MWh et 90 €/MWh, dépendent largement de la taille des installations et de la nature de la ressource employée. https://gasforclimate2050.eu/wp-content/uploads/2021/12/The_future_role_of_biomethane-December_2021.pdf*



Scénarios de prix du charbon (ARA) et intervalle projeté de scénarios récents[49] (en $\$_{22}$/t)

7.3.4 Prix du CO_2

RTE propose de retenir une trajectoire unique de prix du CO_2 pour les deux cadres macroéconomiques, ainsi que pour toutes leurs variantes.

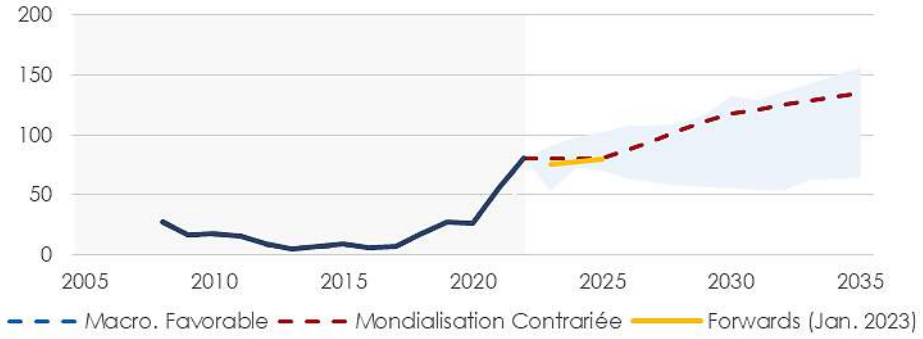
Cette trajectoire passerait par la valeur du scénario APS de l'AIE à l'horizon 2030 et poursuivrait l'évolution de ce *benchmark* à plus long terme. A l'horizon 2025, RTE envisage de rester sur un niveau de prix de 80 €/tCO2 en valeur réelle, relativement aligné sur les *Forwards* récents et reflétant donc les anticipations actuelles des acteurs. A court terme, ce niveau est comparable au scénario de la Commission européenne[50]. A très long terme, les niveaux proposés par la Commission européenne et l'AIE (respectivement scénarios WEM et APS) sont très similaires.

L'hypothèse d'un prix unique du CO_2 pour le marché européen d'échange de quotas (EU ETS) selon les scénarios implique un ajustement dynamique des plafonds d'émissions et des règles de marché de l'EU ETS sur la demande de quotas (autrement dit, le volume de quotas sur le marché doit être adapté pour maintenir un prix du carbone suffisamment élevé sur l'EU ETS).

L'effet de cette hypothèse sur l'ordre de mérite électrique européen pourra être testé à l'aide de sensibilités ad hoc : des hypothèses alternatives intégrant des perspectives de forte baisse (ou à l'inverse de forte hausse) du prix du CO2 sur l'EU ETS pourront ainsi être étudiées.

[49] *Sources : CME pour les prix à terme ; scénarios intégrés dans l'analyse : AIE World Energy Outlook (2022), IHS Markit (Déc. 2022), Oxford Economics (Sept. 2022), Aurora (2022-Q4), Banque Mondiale (Oct. 2022), FMI (Oct. 2022), Commission européenne (RePowerEU, 2022), intervalle du Consensus Forecasts (Déc. 2022).*

[50] *Le scénario WEM de la Commission européenne représente un prix explicite du CO_2, selon une définition en ligne avec les besoins de RTE pour ces évaluations économiques des infrastructures électriques.*



Scénarios de prix du CO2 (EU-ETS) et intervalle projeté de scénarios récents[51] (en $\$_{22}$/t)

Questions 7.8 – Références pour le prix des combustibles et du CO2

Etes-vous favorable avec l'approche proposée de construction des scénarios de prix des combustibles fossiles, ainsi qu'aux principes de différentiation des trajectoires proposées ?

Partagez-vous les trajectoires d'évolution des prix proposées pour les deux cadres macro-économiques, en particulier concernant le gaz et le charbon ?

Trouvez-vous pertinent de retenir le dernier scénario APS de l'AIE comme hypothèse de prix du CO_2 (EUA) commune aux deux cadrages macroéconomiques ?

Pensez-vous nécessaire de réviser l'hypothèse de coût du biométhane et/ou l'approche retenue de calcul du prix moyen du gaz vu par les centrales électriques ? Envisageriez-vous une différentiation du coût du biométhane entre les deux scénarios ?

[51] *Sources : globalfactor pour les prix à terme ; scénarios intégrés dans l'analyse : AIE World Energy Outlook (2022), BNEF (H2-2022), Commission européenne (scénarios WEM et WAM, 2022), intervalle du Consensus Forecasts (Déc. 2022).*

8 Hypothèses pour les analyses environnementales

8.1 Une mise à jour de la trajectoire carbone de la France en fonction de l'évolution du système électrique et de l'électrification des usages

Les *Futurs énergétiques 2050* ont confirmé et évalué la réduction des émissions de gaz à effet de serre pouvant résulter de l'accroissement de la production d'électricité décarbonée couplée avec l'électrification des usages, notamment dans des secteurs utilisant de manière quasi exclusive (transports), dominante (chauffage des bâtiments) ou importante (industrie) des énergies fossiles.

Le renforcement des objectifs climatiques à l'horizon 2030 doit conduire à mettre à jour l'évaluation des émissions à court et moyen terme pour vérifier la cohérence des différentes trajectoires avec l'objectif européen du paquet « *Fit for 55* ».

Il est proposé de mener les analyses sur la base des mêmes hypothèses que celles retenues dans les *Futurs énergétiques 2050* (présentées dans l'annexe de la publication), sauf pour le facteur d'émissions du gaz fossile qui serait ajusté pour prendre en compte l'évolution récente des sources d'approvisionnement suite à la guerre en Ukraine.

Question 8.1 – Cadrage des études sur les émissions de gaz à effet de serre

Voyez-vous des analyses complémentaires à mener sur les émissions de gaz à effet de serre ?

RTE envisage de modifier le facteur d'émission du gaz fossile pour tenir compte de la modification des sources d'approvisionnement suite à la guerre en Ukraine. Voyez-vous d'autres ajustements à apporter par rapport aux *Futurs énergétiques 2050* ?

8.2 Des approfondissements thématiques par exemple sur les besoins de ressources minérales associés au développement de la mobilité électrique

Les besoins en métaux constituent un point de vigilance signalé dans les trajectoires de transition énergétique, et sont de nature à poser des difficultés d'approvisionnement et des questions de partage des ressources planétaires, en particulier pour les batteries des véhicules électriques, mais aussi dans une moindre mesure pour les infrastructures du système électrique (production, réseau).

Dans certaines projections, le point de vigilance identifié dans les *Futurs énergétiques 2050* sur les besoins en métaux pourrait donc être exacerbé, pour différentes raisons. D'une part, les dernières annonces (plan « *Fit for 55* », discussions de la SFEC…) fixent des objectifs encore plus ambitieux qu'auparavant en matière de rythme de décarbonation et d'électrification. D'autre part, dans un contexte de mondialisation contrariée, l'approvisionnement en minéraux et matériels nécessaires à la transition énergétique pourrait se compliquer ou se faire à des coûts plus élevés.

Dans un tel contexte, des choix spécifiques de technologies ou de décarbonation ou encore des politiques de relocalisation semblent à privilégier pour limiter les problèmes d'approvisionnement depuis le reste du monde et rendre la France et l'Europe moins dépendantes de l'Asie ou des Etats-Unis pour certains équipements, potentiellement au prix d'un coût de fabrication probablement plus élevé.

Les études porteront sur les facteurs influents sur les approvisionnements en matières premières, en particulier pour les véhicules électriques – dus aux tensions sur les chaines d'approvisionnement et/ou aux questions de partage des ressources – et leurs impacts sur les trajectoires de développement de la mobilité électrique et par conséquent sur la trajectoire de décarbonation de l'économie.

Parmi les paramètres intégrés à l'analyse figurent le mix technologique des batteries, la part modale des véhicules dans la mobilité, la taille des véhicules, le recyclage, ainsi que l'évolution des performances technologiques. L'analyse visera à identifier des leviers de nature à limiter les coûts et les risques de rupture d'approvisionnement en matières premières ou de non-atteinte des objectifs climatiques.

Question 8.2 – Cadrage des études sur les besoins en ressources minérales

Quels facteurs influents sur les consommations de matières proposés souhaiteriez-vous voir étudiés (mix technologique des batteries par exemple) ?

D'après vous, quelle hypothèse retenir quant à la quantité de ressources minérales (par matière) disponible dans les quinze prochaines années ? Et quelles parts de consommation de la France pour ces matières, dans leur répartition mondiale, jugeriez-vous raisonnables (part de PIB mondial, part de la population, part de consommation actuelle, part de véhicules électriques en France dans les trajectoires actuelles, autres) ?

Annexe : rappel des hypothèses de coût des *Futurs énergétiques 2050*

<u>Note sur les tableaux en annexe</u> : les tableaux suivants reprennent les hypothèses utilisées dans les *Futurs énergétiques 2050*, afin de fournir un point de référence. Ces chiffres ne constituent donc pas les hypothèses finales du prochain Bilan prévisionnel. Ceux-ci seront ajustés en s'appuyant sur les retours de la concertation et sur les informations les plus récentes.

Les hypothèses ci-après sont exprimées en €2020 et ne tiennent donc pas compte de l'inflation récente. Certains chiffres ont été interpolés à l'horizon 2035 afin de se placer à l'horizon étudié par le prochain Bilan prévisionnel.

Hypothèses des coûts unitaires des technologies de productions existantes dans les *Futurs énergétiques 2050*

	Amortissement et OPEX fixes
Technologies	**€/kW/an**
Nucléaire existant	186
CCG gaz naturel	101
TAC gaz naturel	74
TAC fioul	74
Charbon	124
Cogénération gaz	94
Biomasse bois existante	79
Hydraulique existant	121
Incinération déchets	123

Hypothèses des coûts unitaires des technologies de productions renouvelables (nouvelles installations) dans les *Futurs énergétiques 2050*

			CAPEX (€/kW) *			OPEX fixes (€/kW/an)			Durée de vie (ans)			OPEX variables (€/MWhe)
Type	**Technologie**	**hypothèse**	**2020**	**2030**	**2035**	**2020**	**2030**	**2035**	**2020**	**2030**	**2035**	
Eolien	Eolien terrestre	Référence	1 300	1 200	1 125	40	35	33	25	30	30	-
		Basse	1 300	710	665	40	22	20				
		Elévée	1 300	1 300	1 300	40	40	40				
	Eolien offshore posé	Référence	2 600	1 700	1 600	80	58	53	20	25	30	-
		Basse	2 600	1 300	1 150	80	54	46				
		Elévée	2 600	2 100	2 050	80	65	63				
	Eolien offshore flottant	référence	3 100	2 500	2 350	110	80	70	20	25	30	-
		basse	3 100	2 100	1 900	110	75	63				
		élévée	3 100	2 900	2 800	110	90	85				
		stress-test	3 500			110			25			
PV	PV au sol	référence	747	597	557	11	10	10	25	30	30	-
		basse	747	557	527	11	9	9				
		élévée	747	612	587	11	10	10				
	PV grande toiture	référence	1 067	867	812	20	20	19	25	30	30	-
		basse	1 067	817	757	15	15	15				
		élévée	1 067	897	862	20	20	20				
	PV petite toiture	référence	2 367	1 917	1 792	70	60	58	25	30	30	-
		basse	2 367	1 807	1 667	70	60	55				
		élévée	2 367	1 997	1 912	70	65	63				
Hydraulique	Hors STEP	référence	1 000			15			70			-
Biomasse	Bois	référence	1 767			62			25			50

Hypothèses des coûts unitaires des technologies de production nucléaire dans les *Futurs énergétiques 2050*

Production	hypothèse	CAPEX (€/kW) * 2020	2030	2035	OPEX fixes (€/kW/an)	Durée de vie (ans)	OPEX variables (€/MWh)
Prolongations inférieures à 60 ans		650		440	100	10	10
EPR2	référence			5 400		60	6
	élévée			5 900			
	stress test			7 900			

Hypothèses des coûts unitaires des technologies de technologies de stockage et pilotage de consommation dans les *Futurs énergétiques 2050*

Technologie	hypothèse	CAPEX (€/kW) 2020	2030	2035	OPEX fixes (€/kW/an)	Durée de vie (ans)
STEP		1 000			15	50
Batteries stationnaires 4h	référence	1 480	1 101	978	30	15
	basse	1 284	855	736		
	élévée	1 680	1 349	1 221		
Batteries stationnaires 1h (utilisées pour les réserves)	référence	537	405	369	11	15
	basse	457	309	269		
	élévée	617	502	468		