



Réponse de ENGIE à l'appel par RTE à contribution au Bilan prévisionnel 2050

L'objet de ce document est de présenter la réponse d'ENGIE à l'appel à contributions de RTE à l'élaboration du Bilan prévisionnel 2050.

Un code couleur est utilisé afin de faciliter la lecture de ce document :

- **En lettres noires et en gras, les questions posées par RTE dans l'appel à contribution ;**
- *En lettres vertes et en italique, les propositions faites par RTE ;*
- *En lettres bleues et en italique, les réponses et propositions d'ENGIE.*

Contents

Synthèse	3
Contexte et cadrage général	4
Question 1 : Cadrage général de l'étude des « futurs énergétiques 2050 » du Bilan prévisionnel	4
Cadrage démographique et macro-économique	4
Question 3 : Analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie	4
Consommation d'électricité à l'horizon 2050	6
Question 4 : Trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité	6
Développement des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques, et notamment de l'hydrogène	7
Question 17 : Hydrogène et interactions entre l'électricité et les autres vecteurs	7
Scénarios de mix de production électrique en France à l'horizon 2050-2060	8
Question 5 : Cadrage global des 8 scénarios d'étude	8
Hypothèses de répartition géographique pour les principaux moyens de production d'électricité	10
Question 14 – Répartition géographique des moyens de production	10
Leviers de flexibilité pour équilibrer le système électrique avec un mix reposant plus largement sur les énergies renouvelables	10
Question 16 : Flexibilité	10
Transition pour le reste du système énergétique européen et impacts sur les choix publics en matière d'énergie en France	11
Question 18 : Hypothèses sur le mix européen	11
Cadrage pour l'analyse technique du système	12
Question 19 : Cadrage des analyses techniques	12
Cadrage pour l'analyse sociétale des scénarios	12
Question 20 : Cadrage de l'analyse sociétale	12
Cadrage pour les analyses environnementales	13
Question 21 : Cadrage de l'analyse environnementale	13
Cadrage et hypothèses pour l'évaluation économique des scénarios	13
Question 22 : Cadrage et hypothèses pour l'analyse économique	13

Synthèse

ENGIE salue la démarche de co-construction et de transparence de RTE dans l'élaboration des scénarios 2050 du Bilan prévisionnel. Les questions posées dans cette étude sont des enjeux majeurs pour le mix énergétique français et il est essentiel que les hypothèses de ces travaux soient les plus objectives et conformes à l'état de l'art.

ENGIE soutient l'approche initiale proposée par RTE de construire deux familles de scénarios, avec et sans EPR, et d'assurer une stricte symétrie dans les jeux d'hypothèse. Cependant, ENGIE considère que les propositions actuelles de scénarios ne respectent plus cette symétrie et présentent un certain nombre d'avantages en faveur des EPR :

- Le scénario N0 dispose en 2050 de 15 GW supplémentaires de nucléaire historique à bas coût (soit un avantage d'environ 60 milliards d'Euros), hypothèse qui n'est reprise dans aucun scénario Mx sans EPR.
- Les hypothèses sur les EnR terrestres sont plus favorables dans les scénarios Nx avec EPR (localisation des parcs éoliens et solaires dans les zones où les facteurs de charge sont les plus élevés) que dans les scénarios EnR M1 et M3 (répartition homogène, avec des facteurs de charge plus bas, pour éviter de saturer les territoires).

ENGIE recommande de construire des scénarios miroirs (avec un même jeu d'hypothèses hors capacité EPR) de façon à garantir une comparaison équitable entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire.

Sur l'évaluation économique, ENGIE souligne l'importance d'intégrer les risques spécifiques au nouveau nucléaire et encourage RTE à considérer des hypothèses différenciées de taux d'actualisation par technologie, comme l'a fait le National Audit Office pour l'évaluation du WACC de Hinkley Point. Par ailleurs, il est nécessaire d'aligner l'hypothèse de CAPEX des EPR avec les hypothèses prises par la DGT pour l'évaluation des mécanismes de soutien (l'hypothèse présentée dans la consultation est ~12% plus basse).

Sur l'évolution de la consommation d'électricité, en particulier pour le secteur industriel, le cas de référence (aligné sur la SNBC) présente déjà un niveau d'électrification directe élevé, comparativement aux autres scénarios européens de décarbonation. Les variantes envisagées risquent ainsi de mener à des niveaux de demande électrique extrêmes et peu probables. Aussi, ENGIE recommande de veiller à ne pas cumuler les hypothèses à la hausse sur la demande électrique et de combiner les variantes réindustrialisation et Hydrogène + avec une logique d'économie circulaire limitant la demande de biens de consommation, une répartition plus équilibrée entre les différents vecteurs de décarbonation ou le recours aux imports d'une partie de l'hydrogène décarboné.

Dans le secteur des bâtiments, les hypothèses prises pour cette étude ne semblent pas cohérentes avec les orientations prises par le gouvernement. En effet, celles-ci visent à bannir l'effet Joule dans le neuf et à favoriser la conversion d'effet Joule vers des pompes à chaleur pour les rénovations. Le nombre de logements chauffés par effet Joule (8 millions en 2050) semble donc excessif. A contrario, une hypothèse de 4 à 8 millions de pompes à chaleur hybrides serait pertinente à cet horizon.

Contexte et cadrage général

Question 1 : Cadrage général de l'étude des « futurs énergétiques 2050 » du Bilan prévisionnel

- Etes-vous d'accord avec le cadrage global de l'étude ?
- Partagez-vous les grandes questions auxquelles les scénarios et analyses doivent apporter des éléments de réponse ?

ENGIE est en accord avec le cadrage global de l'étude et salue le travail de transparence et l'approche participative de RTE dans la construction des scénarios de long terme du Bilan prévisionnel.

Le Bilan prévisionnel analyse l'évolution du mix de production électrique assurant l'équilibre offre-demande et prévoit notamment de nombreuses variantes/sensibilités portant sur le niveau de consommation d'électricité.

Au-delà de cette analyse, ENGIE suggère également d'évaluer le coût associé à ces différents niveaux de demande. Il s'agit d'estimer le coût incrémental de production nécessaire pour couvrir la demande en prenant en compte les différents profils de consommation (thermosensible, constant ou flexible). Ce type d'analyse permettra d'arbitrer entre différents scénarios de demande et d'écarter ceux présentant des coûts incrémentaux jugés 'excessifs' en regard des solutions alternatives de décarbonation.

Enfin, si ENGIE est entièrement en ligne avec les objectifs de neutralité carbone à horizon 2050, ENGIE ne partage pas la vision autarcique de la Stratégie nationale bas-carbone (production sur le territoire français de la totalité de l'énergie consommée) qui augmente fortement le coût de la transition énergétique. ENGIE recommande ainsi l'analyse de variantes avec imports de gaz et fioul renouvelables (cf Question 17 notamment).

Cadrage démographique et macro-économique

Question 3 : Analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie

- Confirmez-vous l'intérêt de disposer d'une analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie en France ? Partagez-vous le cadrage des deux variantes de relocalisation proposées par RTE ?
- Souhaitez-vous partager avec RTE des données ou analyses permettant d'affiner la construction des trajectoires (ex. : études chiffrées sur les secteurs d'activités ou sur l'impact énergétique et climatique de certaines activités délocalisées, etc.) ?

« [...] deux types de scénarios possibles de relocalisation de l'industrie en France

1. Une première variante envisagera une réindustrialisation sur certains secteurs d'activité spécifiques avec pour objectif d'améliorer la compétitivité nationale là où c'est possible, de favoriser l'emploi ou encore de cibler certains secteurs stratégiques [...]

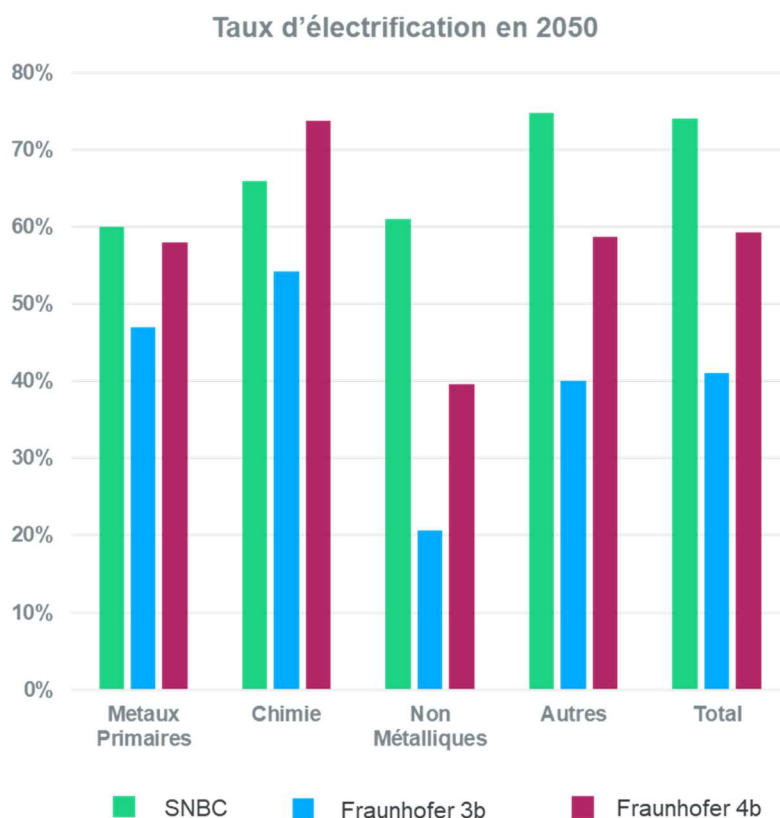
2. Une seconde variante sera centrée sur la relocalisation des secteurs industriels les plus émetteurs de CO2 dans le but de réduire l'empreinte globale du pays [...]

La déclinaison détaillée des variantes de réindustrialisation / relocalisation sera précisée dans de prochaines réunions de concertation. Elle s'appuiera sur les retours de la consultation publique. »

ENGIE confirme l'intérêt d'analyser l'impact d'une relocalisation de l'industrie en France mais estime que les scénarios tels que présentés dans la consultation mèneront à des niveaux de demande électrique irréalistes et donc à des choix de mix électriques non pertinents.

En effet, la demande d'électricité pour l'industrie croît déjà très fortement selon la SNBC, de 110 TWh aujourd'hui à 180 TWh en 2050, notamment à cause des hypothèses suivantes :

- Une hypothèse de croissance du PIB soutenue, atteignant 1,7% par an sur la période 2030-2050. Comme évoqué dans la consultation, « ces hypothèses de croissance économique, qui peuvent être jugées relativement haute au regard des évolutions récentes de l'activité économique en France et en Europe, conduiront à définir un cadre de référence plutôt contraint pour le mix énergétique et pour le mix électrique en France » ;
- Un niveau d'électrification de l'industrie bien supérieur à celui des autres scénarios européens de décarbonation, notamment pour les minéraux non-métalliques (Ciment, Verre) dont l'électrification repose sur des évolutions technologiques importantes et peu matures aujourd'hui comme le clinker électrique pour le ciment (cf Graphique 1) ;
- Des investissements importants pour adapter les processus industriels à l'électrification, alors que la longue durée de vie des processus existants et les incertitudes sur l'évolution du prix de l'électricité rendent improbables de tels investissements.



Graphique 1- Comparaison des taux d'électrification de l'industrie selon la SNBC et selon les scénarios principaux de décarbonation du Fraunhofer (utilisés par la Commission Européenne pour ses scénarios de neutralité carbone)

Le scénario de référence étant déjà un scénario haut de demande électrique, les variantes relocalisation ne peuvent avoir du sens que si elles sont couplées avec les éléments suivants :

- une logique d'économie circulaire limitant la demande de biens de consommation,

- *une répartition plus équilibrée entre les différents vecteurs de décarbonation, en ligne avec les autres scénarios européens de décarbonation.*

Enfin, ENGIE suggère de centrer une des variantes autour de la relocalisation d'activités contribuant à la transition énergétique (par exemple production de panneaux photovoltaïques). En particulier, cette approche serait pertinente au regard des exigences croissantes pesant sur le bilan carbone des EnR. Cette variante devrait veiller au ratio coût/bénéfices pour que cette relocalisation n'entraîne pas une perte de compétitivité mais permette une véritable relocalisation de l'industrie au service des ambitions françaises et européennes.

Consommation d'électricité à l'horizon 2050

Question 4 : Trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité

- Partagez-vous le cadrage présenté pour les projections d'évolution de la consommation ?
- Selon vous, quelles sont les tendances et orientations de la SNBC les plus structurantes à prendre en compte pour les projections de consommation d'électricité ?
- Selon vous, quelles sont les variantes à étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel ?
- Avez-vous des données à communiquer à RTE pour préciser les trajectoires de consommation (scénario de référence et variantes) ?

« Dans le secteur des bâtiments (résidentiel-tertiaire), les efforts de rénovation couplés à un développement des solutions de chauffage électriques efficaces (pompes à chaleur) conduit à une consommation en légère baisse pour le chauffage. »

« Dans le secteur industriel, la SNBC prévoit une électrification d'un grand nombre de procédés, en vue de leur décarbonation. Cette électrification conduit à une croissance de la consommation d'électricité dans le secteur industriel (180 TWh en 2050 contre environ 110 TWh en 2019). Elle s'appuie sur différentes technologies, dont certaines sont encore à l'état de recherche et développement à ce stade. »

« Pour évaluer la sensibilité des scénarios à ces différents paramètres, des variantes autour du cadre de référence de la SNBC seront élaborées et étudiées. Ces variantes pourront notamment porter sur :

1) Une tendance à la relocalisation de certains secteurs industriels, pour des raisons de compétitivité de la filière, de sécurité de la chaîne d'approvisionnement et/ou pour limiter l'empreinte carbone globale de ces secteurs (voir partie 2.2) ; »

ENGIE reconnaît l'intérêt de baser ces travaux sur la SNBC. Cependant, les données publiées par la SNBC étant très agrégées, différentes interprétations sont possibles. Il est donc important de bien prendre en compte les annonces gouvernementales les plus récentes dans la construction du scénario de référence.

Dans le secteur des bâtiments, les trajectoires présentées dans le GT2 Consommation prévoient environ 8 millions de logements avec chauffage Joule en 2050. Cette projection est contraire à la position du gouvernement qui souhaite bannir l'effet Joule dans le neuf et le remplacer par des pompes à chaleur

lors des rénovations. A titre de comparaison, les scénarios internes ENGIE envisagent entre 2 et 4 millions de logements effet Joule en 2050, suivant le nombre de rénovations réalisées.¹

ENGIE salue la prise en compte de pompes à chaleur hybrides comme scénario de référence, au vu des bénéfices apportés par ces modes de chauffage pour la sécurité d'approvisionnement électrique. ENGIE suggère une hypothèse de 4 à 8 millions de logements avec pompes à chaleur hybrides en 2050².

Comme décrit précédemment, ENGIE souligne que dans le secteur industriel, la SNBC s'appuie sur une trajectoire d'électrification qui apparaît déjà très ambitieuse par rapport à la vision de la Commission Européenne.

Aussi, les variantes élaborées devront veiller à ne pas conduire à des niveaux peu réalistes de consommation d'électricité. De manière générale, ENGIE encourage à considérer des variantes privilégiant un recours équilibré entre les différentes solutions de décarbonisation (notamment hydrogène).

Développement des interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs énergétiques, et notamment de l'hydrogène

Question 17 : Hydrogène et interactions entre l'électricité et les autres vecteurs

- Partagez-vous le cadrage de l'analyse des interactions entre l'électricité et les autres vecteurs ?
- Selon vous, quelles sont les trajectoires de développement de l'hydrogène et des combustibles de synthèse qui doivent être étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel ?
- Avez-vous des hypothèses spécifiques à partager sur l'évolution des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs à long terme (notamment l'hydrogène) et sur les infrastructures correspondantes (réseau, stockage, localisation des électrolyseurs...) ?

Extrait GT4 « interfaces entre l'électricité et les autres vecteurs » :

« En 2050, les volumes sont presque quintuplés et dépassent les 120 TWh_{H2-PCI} [...].

Dans la trajectoire « hydrogène + » en revanche, les volumes d'hydrogène projetés posent des questions sur l'origine possible des approvisionnements. [...], il serait également possible d'envisager un recours significatif aux imports d'hydrogène bas-carbone depuis l'étranger. Ceci conduirait à sortir du cadre de la SNBC, qui prévoit un recours le plus limité possible aux imports énergétiques. »

ENGIE salue l'approche RTE de considérer une trajectoire « hydrogène + », mais souligne que cette dernière semble difficilement envisageable dans un scénario autarcique. En effet, l'hydrogène renouvelable sera produit à très bas coût dans des pays à fort ensoleillement ou potentiel éolien (moins de 1€/kg en Afrique du Nord, Chili, Moyen Orient et Texas à comparer à plus de 2€/kg en France à

¹ Résultat de simulations de l'évolution du parc de logements avec une interdiction de l'effet Joule dans le neuf et une part de marché inférieure à 15% dans les rénovations. Une trajectoire de rénovation telle que prévoit la SNBC mène alors à 2 millions de logements effet Joule en 2050. Une variante avec ciblage des rénovations conduit à un peu plus de 4 millions de logements effet Joule.

² Avec une part de marché de 10% dans le neuf soit 1 à 2 millions de logements en 2050, et un remplacement de 3 à 6 millions de chaudières gaz par des pompes à chaleur hybrides.

horizon 2050)³. L'hydrogène pourra alors être importé à partir de réseaux hydrogène (depuis le Maghreb ou l'Espagne) ou sous forme de combustibles de synthèse par bateau. Notamment, les combustibles de synthèse pouvant être très facilement transportés, un marché international se développera. Il est donc fortement improbable que la France développe une production propre pour satisfaire la totalité de sa demande (cfr coût deux fois supérieur par rapport à certaines importations).

ENGIE recommande donc que les 120 TWh d'hydrogène du scénario « hydrogène + » soient constitués :

- Pour 40 TWh d'imports de combustibles de synthèse
- Pour 20 TWh d'imports d'hydrogène via des infrastructures dédiées de transport d'hydrogène
- Pour 60 TWh produits sur le territoire français

L'impact sur l'indépendance énergétique de la France resterait négligeable : les 60 TWh importés représentent seulement 6% de la demande totale d'énergie en 2050 (alors qu'actuellement 80% de la demande européenne d'énergie est importée).

Par ailleurs, l'utilisation de l'hydrogène se fera en substitution d'autres vecteurs énergétiques (notamment l'électrification directe pour l'industrie). Les hypothèses sous-jacentes n'ont pas été précisées lors du GT dédié alors qu'elles constituent un jeu de paramètres importants pour ce scénario.

Scénarios de mix de production électrique en France à l'horizon 2050-2060

Question 5 : Cadrage global des 8 scénarios d'étude

- Etes-vous d'accord avec le cadrage et les six scénarios d'étude principaux proposés ?
- Partagez-vous la définition des hypothèses communes aux six scénarios d'étude (M1, M2, M3, N1, N2, N3) et notamment la trajectoire de déclassement nucléaire retenue ?
- Selon vous, quel doit être le dimensionnement des scénarios en matière de production d'électricité en France ?
- Confirmez-vous l'intérêt, exprimé lors de la concertation, d'étudier les deux scénarios alternatifs (« M0 » et « N0 ») proposés ci-dessus ?

« Le scénario N0 est fondé sur une répartition à 50/50 entre nucléaire et énergies renouvelables, avec un renouvellement plus progressif du parc nucléaire existant. Dans un tel scénario, la plupart des réacteurs existants seraient prolongés jusqu'à 60 ans de durée de vie et déclassés à cette échéance (cette durée de vie de 60 ans reste considérée comme étant la limite de prolongation des réacteurs de 2e génération dans ce scénario). »

Scénario M0

ENGIE confirme l'intérêt du scénario M0, le seul correspondant à du 100% EnR à horizon 2050, de façon à évaluer les enjeux économiques et industriels associés.

Scénario N0

ENGIE est en accord avec la prise en compte de ce scénario alternatif.

³ A noter que pour ces pays, l'export de ces ressources ne rentre aucunement en compétition avec les usages nationaux : les gisements renouvelables sont très largement supérieurs aux besoins nationaux.

Concernant le scénario N0, ENGIE souligne que l'hypothèse de prolongement des réacteurs nucléaires accorde à ce dernier un avantage concurrentiel par rapport à l'ensemble des autres scénarios. En effet, N0 bénéficie, de fait, de la disponibilité de 15 GW supplémentaires de nucléaire historique en 2050 (et donc d'une électricité décarbonée à moindre coût). En utilisant les hypothèses de coût du nucléaire historique et des EPR de la consultation, cela représente un avantage d'environ 60 Mds€ (en coût de construction), alors même qu'il est peu probable qu'EDF puisse mener de front à la fois le prolongement à 60 ans du nucléaire historique et le développement d'une nouvelle filière EPR.

Vu que l'objectif principal de ces travaux est de comparer le développement d'une filière EPR avec un scénario entièrement renouvelable, **il est nécessaire d'intégrer également un scénario additionnel miroir EnR (M*)** qui serait construit autour du scénario M3 mais avec un prolongement des centrales nucléaires existantes à 60 ans (dans la même logique que N0). En l'absence d'un tel scénario miroir, la pertinence du scénario N0 est discutable.

Enfin, ENGIE recommande de considérer une variante afin de prendre en compte l'incertitude sur la durée et coûts des travaux de maintenance en raison du renfort des exigences de sûreté nucléaire (vers les exigences de l'EPR). Par ailleurs, la gestion en parallèle des travaux de prolongation et la mise en place des EPR risque d'entraîner une surcharge d'activité pour EDF qui pourrait se traduire par des risques accrus (surcoûts, délais...).

Comparaison scénarios de type « N » et « M »

Le scénario N1 [...] s'accompagne du développement des énergies renouvelables à un rythme soutenu [...]. Celles-ci seraient réparties selon une logique s'apparentant à celle du scénario M2, [...].

Le scénario N1, premier scénario avec développement de nouveau nucléaire, présente par ailleurs une hypothèse très favorable sur les EnR : alors même qu'il prévoit une capacité installée de 70 GW d'éolien terrestre en 2050 (bien supérieure à la capacité installée des scénarios M1 et M3), il suppose une « installation à un rythme soutenu de grands parcs » avec une répartition des parcs éoliens et solaires dans une logique économique sans contrainte d'acceptabilité.

De manière générale, considérer systématiquement, pour les scénarios Nx, une implantation économiquement optimale des filières EnR (dans les zones où les facteurs de charge sont les plus élevés) et pour les scénarios M1 et M3 une répartition homogène du photovoltaïque et des parcs éoliens terrestres (donc avec des facteurs de charge plus bas) introduit un biais dans la comparaison des scénarios avec ou sans nouvel EPR. Par ailleurs, cette approche est contraire à l'esprit des scénarios Mx et Nx : les scénarios Mx décrivent une vision de fort développement des EnR, alors que les scénarios Nx simulent le développement de nouveau nucléaire comme recours à une moindre acceptabilité des EnR.

Pour corriger ce biais, ENGIE recommande de modifier les scénarios Nx de manière à considérer une répartition des parcs éoliens et photovoltaïques semblable à M3 et M1 (au lieu de M2), à minima pour les scénarios N1 et N2 dont la capacité éolienne terrestre (70 GW et 57 GW) est supérieure à celle des scénarios M1 et M3 (55 GW). Le coût de cette contrainte d'acceptabilité devra également être chiffré (par comparaison entre M2 et M3) de façon à ce que l'ensemble des scénarios puissent être comparés de façon équitable.

Scénario de type « M »

Sur les scénarios « 100% EnR », ENGIE rappelle que l'atteinte d'un mix avec une très grande part de renouvelables se fera à travers le développement de différentes EnR complémentaires et de tailles de

projets variés. Par ailleurs, dans une analyse similaire, le CIREN⁴ rappelle que 'le coût global du système électrique est quant à lui peu sensible aux coûts des technologies » en s'appuyant sur le fait que les technologies renouvelables sont largement substituables les unes aux autres.

ENGIE comprend l'intérêt pour cet exercice de définir des scénarios tranchés, mais souhaite que le rapport souligne l'intérêt d'un mix renouvelable diversifié adapté à la réalité des territoires sur lesquels ils s'implantent.

Variante avec CCSU

Pour de nombreux pays, les technologies CCGT avec Capture et Stockage ou Utilisation du Carbone sont envisagées comme une des solutions pour atteindre la neutralité carbone : dans un premier temps pour réduire les émissions du système électrique, puis pour permettre des émissions négatives (par exemple pour des CCGT fonctionnant au biométhane et avec CCSU). Si la SNBC ne prévoit pas le développement de cette filière, ENGIE suggère de mener une variante à ce sujet de façon à bien couvrir l'ensemble des trajectoires de décarbonation possibles.

Hypothèses de répartition géographique pour les principaux moyens de production d'électricité

Question 14 – Répartition géographique des moyens de production

- Partagez-vous les principes retenus pour alimenter les trajectoires de localisation des moyens de production nucléaires et renouvelables ?
- Avez-vous d'autres pistes de réflexion complémentaires ou d'autres hypothèses à proposer pour définir la répartition des principaux moyens de production ?

La question de la territorialisation pose la question du pilotage du développement des ENR en France. ENGIE recommande une grande vigilance sur une méthode d'étude qui pourrait servir de base à une réglementation du développement des ENR, fondée sur une régionalisation des objectifs au détriment d'une approche concrète du potentiel de chaque site, indépendamment de sa région d'implantation. Il est important que le rapport mentionne qu'il s'agit uniquement d'une hypothèse de modélisation.

Par ailleurs, considérer une logique purement économique pour les scénarios N1, N2 et N3 mais une répartition homogène pour les scénarios M1 et M3 introduit un biais de modélisation rendant impossible toute comparaison entre scénario (cf réponse à la question 5).

Leviers de flexibilité pour équilibrer le système électrique avec un mix reposant plus largement sur les énergies renouvelables

Question 16 : Flexibilité

- Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour évaluer les besoins de flexibilités ?

⁴Etude CIREN, Une électricité 100% renouvelable est-elle possible en France d'ici à 2050 et, si oui, à quel coût ?, Novembre 2020

- Avez-vous des remarques sur les hypothèses technico-économiques (potentiel de flexibilité, contraintes de stock et d'activation, acceptabilité, coûts...) associées aux gisements de flexibilité de la demande ?

Les gisements de flexibilité étudiés seront notamment le pilotage de la demande d'électricité (effacements de consommations, recharge des véhicules électriques, etc.), le stockage (batteries, hydraulique...), le couplage sectoriel (power-to-gas-to-power) et la production des centrales thermiques pilotables.

ENGIE salue la démarche de RTE de qualifier les différents besoins de flexibilité et d'inclure les centrales thermiques décarbonées (utilisant de l'hydrogène ou du biométhane) parmi les solutions de flexibilité. Il est nécessaire d'assurer une compétition technologiquement neutre entre les différentes solutions de flexibilité, quitte à faire l'hypothèse que les bons signaux économiques sont internalisés dans le système (tarification dynamique etc.). Par ailleurs, la ressource de stockage permise par les véhicules électriques devrait peut-être faire l'objet de plusieurs variantes (par exemple avec une capacité vehicle-to-grid réduite et une flexibilité de recharge limitée à la journée) de façon à ce que les résultats des analyses ne dépendent pas trop fortement des hypothèses d'acceptabilité.

RTE inclut également dans son analyse le contexte européen (flexibilité de production et de consommation des pays voisins). ENGIE salue cette approche et encourage RTE à détailler les besoins et moyens de flexibilité pour le reste de l'Europe afin de permettre une analyse complète du système.

Transition pour le reste du système énergétique européen et impacts sur les choix publics en matière d'énergie en France

Question 18 : Hypothèses sur le mix européen

- Partagez-vous les principes proposés par RTE pour la définition des scénarios européens ?
- Avez-vous des remarques sur la construction du scénario européen de référence utilisé dans les simulations du Bilan prévisionnel ?
- Avez-vous des données, hypothèses ou références à partager pour construire les scénarios de mix européens du Bilan prévisionnel ?

[...] RTE propose de réaliser les simulations sur les scénarios d'étude en prenant pour hypothèses européennes de référence celles du scénario Distributed Energy du TYNDP Scenario Report 2020 [...].

Afin d'améliorer sa pertinence, des ajustements sont réalisés sur ce scénario à partir des études nationales les plus récentes cohérentes avec le narratif de Distributed Energy [...] et pour tenir compte des dernières annonces de politique énergétique des pays européens.

ENGIE est en accord avec les principes proposés par RTE pour la définition des scénarios européens.

Comme mentionné par RTE, le scénario Distributed Energy est « marqué par un très fort développement des énergies renouvelables électriques en Europe », notamment PV. Ainsi, ENGIE souligne que les simulations devront veiller à maintenir un équilibre, à l'échelle de chaque pays, entre le développement des EnR et les moyens de stockage et de flexibilité à mettre en place. En effet, il est important que les moyens de flexibilité soient répartis entre les différents pays européens en fonction de leur contribution nationale aux besoins de flexibilité, pour que l'analyse du mix électrique français ne soit pas impacté par un jeu d'hypothèse déséquilibré pour un pays voisin.

Cadrage pour l'analyse technique du système

Question 19 : Cadrage des analyses techniques

- Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse technique et notamment le cadrage en quatre blocs thématiques (adéquation, réserves opérationnelles, stabilité, réseau) ?
- Avez-vous des remarques ou contributions à partager permettant d'enrichir l'analyse technique des scénarios ?

ENGIE est en accord avec les principes proposés pour l'analyse technique.

Stabilité du système

La stabilité du système : Plusieurs solutions, apportant des services de nature différente, peuvent ainsi être envisagées (inertie synthétique, compensateurs synchrones, solutions de « grid-forming » ...);

Concernant la stabilité du réseau, ENGIE recommande d'adopter une approche conservatrice en privilégiant le déploiement de compensateurs synchrones, une « technologie bien connue et éprouvée »⁵, pour éviter que les incertitudes concernant les nouvelles technologies (notamment solutions de « grid-forming ») ne polluent les débats sur la faisabilité technique des mix électriques étudiés. Le coût de déploiement de compensateurs synchrones reste limité et ne devrait changer que très marginalement les comparaisons économiques entre scénarios.

Investissements réseau

Le prochain Bilan prévisionnel contiendra une analyse des tendances sur les besoins d'évolution du réseau dans les différents scénarios de mix électrique considérés. L'objectif sera ainsi de pouvoir tenir compte des différences de besoins d'infrastructures de réseau dans l'analyse comparative des scénarios.

Dans l'analyse des investissements réseau nécessaires pour chaque scénario, ENGIE encourage RTE à considérer le recours aux flexibilités locales (écrêtement EnR, pilotage de la demande) comme un levier permettant de limiter les investissements réseau. Pour assurer la transparence nécessaire sur le sujet, la méthodologie utilisée devra être présentée.

Cadrage pour l'analyse sociétale des scénarios

Question 20 : Cadrage de l'analyse sociétale

- Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse sociétale des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ?
- Partagez-vous les principaux axes d'étude proposés pour l'analyse sociétale (acceptabilité des infrastructures énergétiques, sobriété, flexibilité) ?
- Avez-vous des éléments ou des références à partager pour enrichir ces analyses ?

ENGIE partage les principes posés par RTE. Concernant l'acceptabilité des différentes technologies et notamment l'éolien, ENGIE rappelle les résultats de l'étude Harris Interactive 2021⁶ qui estime que 76% des Français et 74% des riverains (vivant à moins de 5 km d'une éolienne) ont une bonne image de

⁵ Rapport AIE-RTE, Conditions et prérequis en matière de Faisabilité technique d'un système électrique fortement renouvelable à horizon 2050, Janvier 2021

⁶ <https://fee.asso.fr/pub/enquete-harris-lopinion-des-francais-sur-leolien-tres-stable-et-largement-favorable/>

l'énergie éolienne : 3/4 des français sont favorables aux éoliennes, et le fait de vivre à proximité d'une éolienne ne dégrade pas la perception que les Français ont de l'énergie éolienne.

Il convient aussi de comparer ces résultats à l'acceptabilité du nucléaire en France : Selon un sondage⁷ réalisé par Odoxa pour le magazine Challenges en 2018, plus de la moitié (53%) des français sont "opposés à la production d'énergie par des centrales nucléaires" (contre 32% 5 ans auparavant) : il y a donc une forte dégradation de l'acceptation du nucléaire au sein de l'opinion publique française.

Ces études mériteraient d'être mentionnées dans le rapport.

Cadrage pour les analyses environnementales

Question 21 : Cadrage de l'analyse environnementale

- La grille d'analyse proposée par RTE, visant à présenter pour chaque scénario une analyse environnementale quantitative sur quatre dimensions (émissions de gaz à effet de serre et empreinte carbone, consommation de ressources minérales, emprise territoriale et changement d'affectation des terres, déchets nucléaires) vous semble-t-elle adaptée aux enjeux de caractérisation environnementale des scénarios ?
- Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la modélisation et la quantification des analyses selon la méthodologie présentée au sein du groupe de travail, en particulier sur les plans de la biodiversité, des ressources naturelles, et de la santé humaine ?

ENGIE est en accord avec la grille d'analyse environnementale en quatre dimensions proposée par RTE. En particulier, ENGIE salue la prise en compte des enjeux liés à la gestion des déchets nucléaires.

Concernant l'impact environnemental, ENGIE souhaite que les hypothèses d'évaluation du bilan carbone tout au long du cycle de vie, y compris pour le nucléaire et le traitement des déchets radioactifs, ainsi que des impacts environnementaux (hors émissions de CO₂) soient davantage explicitées.

Cadrage et hypothèses pour l'évaluation économique des scénarios

Question 22 : Cadrage et hypothèses pour l'analyse économique

- Partagez-vous les enjeux présentés et les principes proposés par RTE pour l'analyse économique des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ?
- Etes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées et sinon, avez-vous d'autres références à proposer ?
- Avez-vous des propositions à formuler sur le taux d'actualisation à retenir pour l'analyse ?

Le choix du taux d'actualisation à retenir pour l'analyse économique

Une première approche consiste à utiliser un taux d'actualisation socio-économique, identique pour toutes les technologies, et généralement fixé à un niveau bas reflétant le taux d'actualisation public.

Une seconde approche consiste à prendre des hypothèses différenciées de taux d'actualisation et de les fixer au niveau du coût du capital associé à chaque technologie.

⁷ <http://www.odoxa.fr/sondage/nucleaire-lopinion-sest-retournee-cinq-ans-desormais-francais-majoritairement-contre/>

ENGIE soutient la seconde approche comme hypothèse de référence. Cette approche est plus représentative de la réalité des risques économiques et industriels en jeu et plus conforme aux standards en matière d'étude économique.

Plusieurs facteurs de risque sont spécifiques à la filière nucléaire : évolution des normes de sûreté, coût du démantèlement encore incertain à l'heure actuelle, capacité à maîtriser les coûts et les durées de construction des nouveaux réacteurs non démontrée. La technologie EPR est en effet moins mature que les technologies de production électrique concurrentes (éolien et solaire notamment), ce qui implique nécessairement un risque accru. **Ce risque supplémentaire est généralement admis :**

- National Audit Office⁸ (NAO) estime que le WACC demandé pour la construction de Hinkley Point C est autour de 9.25% (bien que le projet bénéficie d'un tarif de rachat). A titre de comparaison, le coût du capital demandé pour des projet éoliens bénéficiant d'un Contract for Differences est d'environ 7%⁹ au Royaume-Uni ;
- La Société française de l'Energie Nucléaire mentionne¹⁰ un coût du capital demandé par les investisseurs de 9-10% (p14).

Des mécanismes de soutien public pourraient certes réduire le coût du capital pour l'exploitant du parc nouveau nucléaire, cependant :

- Ces mécanismes **constituent un transfert de risque** des investisseurs vers l'Etat, **mais ne réduisent pas le risque pour la collectivité ;**
- **Le coût/risque implicite de ce soutien pour l'Etat doit être intégré** dans toute évaluation de politique publique de façon à estimer le bénéfice pour l'ensemble de la société et non pas pour un acteur en particulier.

Les incertitudes portant sur les coûts de construction et de démantèlement ainsi que sur les durées de construction augmentent le risque pour la collectivité, ce qui doit être comptabilisé indépendamment de la répartition de ce risque entre les différents acteurs. ENGIE estime donc qu'une **évaluation du coût complet pour le système, intégrant tous les risques spécifiques au nouveau nucléaire, est indispensable pour éclairer le débat public.**

Il apparaît naturel que cette **évaluation du coût complet constitue le cas de référence** du prochain BP. Une analyse de sensibilité complémentaire pourrait être effectuée pour tenir compte d'une possible réduction de ce risque.

Annexe 1 - Principales hypothèses de coût du nouveau nucléaire

Pour le nouveau nucléaire (coûts prévisionnels de l'EPR 2), les hypothèses de coûts sont basées sur les informations communiquées par l'Etat (MTE / MEF).

ENGIE attire l'attention de RTE sur les hypothèses de coûts d'investissement pris en compte par la Direction General du Trésor¹¹ pour l'évaluation des niveaux de soutien nécessaire pour les 6 prochaines EPR. Ces dernières sont supérieures à celles présentées dans cette consultation (cf. **Graphique 2**). Par mesure de cohérence, les hypothèses utilisées pour l'évaluation de la compétitivité de la filière et

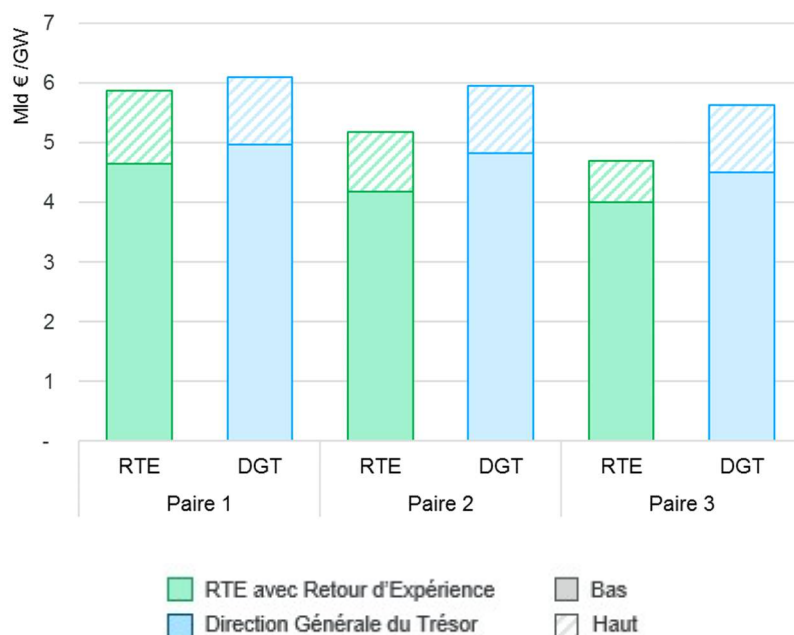
⁸ <https://www.nao.org.uk/wp-content/uploads/2017/06/Hinkley-Point-C.pdf>

⁹ Renewable energy discount rate survey results – 2017. Grant Thornton. 2018

¹⁰ https://www.sfen.org/sites/default/files/public/atoms/files/les_couts_de_production_du_nouveau_nucleaire_francais.pdf

¹¹ EDF-DGEC-APE-DGTRESOR-DB-DGE, Nouveau nucléaire français, Restitution des travaux du GT financement, régulation et portage, Juillet 2020

l'évaluation du niveau de soutien devraient être similaires. Par conséquent, ENGIE recommande à RTE de s'aligner sur les coûts utilisés par la DGT.



Graphique 2- Comparaison hypothèses de coût du nouveau nucléaire DGT¹² et RTE (€2018)

Note : la variante Haute DGT est construite en allouant la surcoût (€10.8Mld) uniformément sur les réacteurs (information non communiquée par la DGT).

Annexe 1 - Principales hypothèses de coût des combustibles bas-carbone

Biogaz : RTE propose de retenir l'hypothèse d'un coût de 80 €/MWh_{th},

Hydrogène : RTE propose de retenir des hypothèses de coût de bas-carbone de 100 €/MWh_{PCI} (environ 3 €/kgH₂). Cette hypothèse correspond aux coûts projetés de production d'électricité par électrolyse en Europe, mais également à ceux de la production par vaporeformage et captage de carbone ou aux coûts d'imports d'hydrogène vert tenant compte de leur transport.

Concernant le biogaz, ENGIE considère que le coût indiqué est surévalué et suggère à RTE de retenir une fourchette haute à 70 €/MWh_{th} en 2050.

Concernant l'hydrogène, ENGIE considère que le coût indiqué est également surévalué. ENGIE suggère de retenir un coût en 2050 compris entre 2- 2.5 €/kgH₂ incluant un coût de production entre 1.7- 2.1€/kgH₂, et un coût de stockage/compression estimé à ~ 0.25€/kgH₂ (scénarios internes ENGIE¹³).

Annexe 1 - Principales hypothèses sur les coûts des productions thermiques à flamme

Concernant les centrales cycle combinés gaz (CCG), ENGIE considère que le coût indiqué est également surévalué. ENGIE suggère de retenir un coût de construction en 2050 compris entre 640-750 k€/MW et un coût fixe d'exploitation de 15 k€/MW/an (source : Technology pathways in decarbonisation scenarios, ASSET, July 2018, p44).

¹² idem

¹³ En supposant notamment un LCOE du solaire PV à 23€/MWh et un CAPEX électrolyseur à 147€/kW_{el} en 2050