

# Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios du Bilan prévisionnel long terme (« Futurs énergétiques 2050 »)

## Réponse de GRTgaz – Mars 2021

Le présent document constitue la réponse de GRTgaz à la consultation publique organisée par RTE sur le cadrage et les hypothèses de son futur Bilan prévisionnel long terme du système électrique, à paraître dans l'année.

GRTgaz tient tout d'abord à saluer l'important travail réalisé par RTE dans le cadre de cette concertation sur son prochain Bilan Prévisionnel Long-Terme. Il est notamment appréciable de pouvoir échanger de façon transparente sur les hypothèses retenues pour ces travaux.

### 1. Contexte et cadrage général

#### Question 1 – cadrage général de l'étude des « futurs énergétiques 2050 » du Bilan prévisionnel

➤ Êtes-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 ?

GRTgaz partage l'objectif de neutralité carbone, et la démarche générale consistant à faire des sensibilités sous l'angle de critères techniques, économiques, sociétaux et environnementaux.

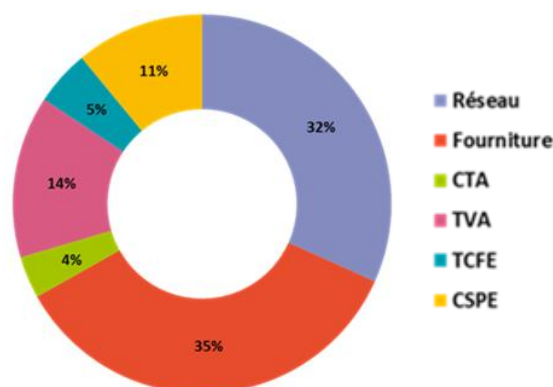
GRTgaz souhaiterait souligner l'intérêt de réaliser ces sensibilités. Nous comprenons que l'objectif des présents travaux n'est pas de « refaire la SNBC » mais consiste plutôt à comparer et à chiffrer les coûts, pour le système électrique, de différents scénarios d'atteinte de la neutralité carbone dans le cadre général de la SNBC. Pour autant, la loi prévoyant que la SNBC soit régulièrement revue, les résultats de ces travaux pourraient amener à considérer d'autres chemins et d'autres mix énergétiques vers la neutralité carbone.

Il nous semble en effet important de prendre en considération le fait que le scénario de la SNBC est hautement prospectif (comme tout scénario à 2050), - et ne constitue qu'une façon parmi d'autres d'atteindre la neutralité carbone, objectif que GRTgaz partage pleinement mais qui pourrait être très coûteux et très difficile à atteindre au vu de ses hypothèses très ambitieuses en particulier en matière d'efficacité énergétique, ou d'absence d'imports.

Pour éclairer la décision publique, il est donc particulièrement prudent et utile d'examiner de nombreux autres scénarios, afin que le système énergétique français reste capable de faire face aux différents aléas qui pourraient l'affecter.

Ainsi, GRTgaz comprend l'intérêt d'examiner des scénarios avec une demande d'électricité plus forte que dans la SNBC (pour envisager de dimensionner les investissements de réseau et de moyens de flexibilité pour faire face à des scénarios de forte demande, et garantir la sécurité d'approvisionnement). Mais il serait également utile d'examiner au moins une variante avec une consommation d'électricité moins élevée que dans la SNBC (par moindre substitution des consommations vers l'électricité), pour qu'il soit possible de comparer les coûts et difficultés techniques d'un large éventail de scénarios, et envisager un mix énergétique différent.

À propos des coûts, GRTgaz s'étonne que les coûts de réseaux ne soient évoqués que brièvement, et à la toute fin du document (p.80 et 86), alors que selon la CRE, la part liée aux réseaux électriques représente aujourd'hui pratiquement la moitié de la facture hors taxe d'un client résidentiel (cf. ci-dessous).



**Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel au 30 juin 2020<sup>1</sup>**

Le coût de transport et de stockage de l'électricité notamment, mais aussi le coût de l'adaptation des réseaux électrique représentent donc de forts enjeux qui justifieraient de les intégrer dès l'amont dans les scénarios étudiés. Il serait à ce sujet pertinent de donner quelques éléments chiffrés sur les impacts sur les pertes de réseau d'un passage à un mix de production largement décentralisé et donc potentiellement à une augmentation des distances entre production et consommation.

Enfin, pour converger sur une solution optimale pour le système gaz-électricité, qui comporte des interfaces qui seront de plus en plus nombreuses, GRTgaz pense qu'il serait pertinent de procéder de façon plus coordonnée et en échangeant de manière plus resserrée avec les opérateurs de réseaux adjacents – en particulier de transport gazier, également astreints à des exercices de planification de leurs réseaux.

GRTgaz renouvelle sa proposition de travaux en commun pour l'établissement des bilans prévisionnels gaziers et électriques, permettant de dégager des hypothèses et des scénarios plus cohérents, avec des outils d'analyse partagés – comme cela est demandé et tend à l'être au niveau européen.

## **2. Quel cadrage démographique et macro-économique d'ensemble pour les scénarios à l'horizon 2050 ?**

### Question 2 – cadrage démographique et macro-économique

- Partagez-vous le cadrage démographique et macro-économique proposé pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel ? Si non, quelles hypothèses alternatives proposez-vous ?
- Selon vous, quelles variantes sur le cadrage macro-économique devraient être étudiées en priorité et sur quelles hypothèses celles-ci devraient-elles être fondées ?

Les hypothèses macro-économiques retenues, calquées sur la SNBC et la trajectoire centrale de l'INSEE, sont probablement optimistes d'un point de vue économique mais dans une logique d'étude des scénarios les plus contraignants pour le système énergétique, il semble approprié de les prendre en compte. En effet, toute hypothèse de moindre augmentation de la démographie ou du PIB conduirait à des niveaux de consommation moins élevés et donc plus aisés à satisfaire. C'est d'ailleurs également le choix fait par les opérateurs de réseaux de gaz dans leur exercice prospectif des Perspectives Gaz.

<sup>111</sup> <https://www.cre.fr/Electricite/marche-de-detail-de-l-electricite>

### 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.) ?

Même si cette variante relocalisation semble recueillir des opinions favorables, dans un contexte sanitaire de sécurisation des approvisionnements en bien de première nécessité, mais aussi de dynamisation de l'emploi et de réduction de l'empreinte carbone de la France, il est à noter qu'aucune décision politique n'a été prise dans ce sens depuis la parution de la première version de la SNBC.

### 3. **Quelle consommation d'électricité à l'horizon 2050 dans une France neutre en carbone ?**

#### 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) ?

GRTgaz tient à réagir sur un certain nombre de paramètres clés pour les trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité.

#### Variante sur le rythme des rénovations

L'hypothèse la plus structurante semble être le rythme très ambitieux prévu pour les rénovations de bâtiment, et issu des projections de la PPE et de la SNBC. En effet, la PPE vise 370 000 rénovations complètes équivalentes par an sur la période 2015-2028, alors qu'il n'y a eu en 2018 que 200 000 rénovations thermiques complètes. Il s'agit donc de quasi doubler le rythme actuel, et ce alors qu'aucune mesure incitative supplémentaire n'a été prise par les Pouvoirs Publics.

La SNBC vise quant à elle un rythme de 700 000 rénovations complètes équivalentes par an sur la période 2030-2050, ce qui est plus du triple du rythme actuel.

En conséquence, GRTgaz pense indispensable **d'étudier une trajectoire de rythme tendanciel sur les rénovations, a minima sur la décennie à venir**, afin d'évaluer l'impact sur le système énergétique global d'une potentielle hausse des consommations d'énergie dans le bâtiment et notamment durant les périodes de pointe de froid.

#### Types de systèmes électriques pour le chauffage en 2050

Le document issu du GT Consommation de septembre 2020 fait état d'une part résiduelle de 25% de systèmes Joule dans le chauffage résidentiel, part pouvant aller jusqu'à 41% dans une variante basse sur l'efficacité énergétique (voir tableau ci-dessous).

Au vu des objectifs de la RE 2020, et de la volonté des Pouvoirs Publics de privilégier fortement les pompes à chaleur, il ne nous paraît pas judicieux de conserver une part aussi importante de ces systèmes peu performants en 2050 dans le scénario de référence. **Il nous semblerait plus pertinent que le scénario de référence ne comporte que 5 à 10% de systèmes Joule résiduels en 2050.**

Chauffage résidentiel	Part des systèmes Joule	Part des PAC
2020	32%	5%
2050 – scénario RTE référence	25%	30%
2050 – variante RTE électrification médiane	18%	28%
2050 – variante RTE électrification basse	13%	27%
2050 – variante RTE efficacité médiane	35%	20%
2050 – variante RTE efficacité basse	41%	14%

D'autre part, GRTgaz pense utile de préciser quelle part des pompes à chaleur seront couplées à une chaudière au gaz pour constituer une « PAC hybride », appareil dont l'intérêt pour le système électrique a été souligné par RTE dans son rapport conjoint avec l'ADEME sur le chauffage à 2035 (« Le déploiement de chaudières hybrides à la place de pompes à chaleur classiques conduirait à diminuer la pointe de 1,4 GW par million d'installations. »). **À ce titre il nous semblerait notamment pertinent d'étudier des trajectoires comportant environ 6 millions de tels équipements afin de mesurer l'impact sur la flexibilité générale du système électrique.**

### Électrification des usages industriels

Les trajectoires de consommation d'électricité dans l'industrie ne sont pas suffisamment détaillées à ce stade dans les documents accompagnateurs du GT2 Consommation, pour pouvoir en apprécier la pertinence. Néanmoins, si elles ont vocation à se rapprocher des trajectoires d'efficacité énergétique et d'électrification de la SNBC, GRTgaz tient à rappeler qu'il s'agit d'hypothèses extrêmement ambitieuses. En effet une étude<sup>2</sup> ADEME-CEREN récente a montré qu'avec les technologies existantes, moins de 20% des procédés thermiques industriels pouvaient être substitués par l'électricité. En conséquence **GRTgaz recommande de prendre en compte une variante où l'électrification des usages industriels ne représente que 60%.**

**Pour éviter de traiter des scénarios trop peu réalistes, GRTgaz suggère d'éviter de combiner la variante de relocalisation avec une hypothèse trop forte sur l'électrification des usages industriels.**

#### **4. Quels scénarios de mix de production électrique en France à l'horizon 2050-2060 pour atteindre l'objectif de neutralité carbone ?**

##### Question 5 – cadrage global des 8 scénarios d'étude

- Êtes-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 ?

GRTgaz n'a pas de remarques spécifiques pour un scénario donné mais plutôt des commentaires sur le cadrage général.

<sup>2</sup> Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures, ADEME, CEREN - Juin 2020

## **Place de la production thermique**

Il nous semble impératif que les analyses fassent ressortir le point suivant, qui devrait être la conclusion logique des simulations, mais n'est pas explicité à l'heure actuelle : augmenter significativement la part des renouvelables dans le système électrique impliquera très probablement de renforcer significativement la capacité des centrales pilotables de pointe pour faire face à la variabilité des ENR.

Même dans les scénarios où la production d'électricité à partir de gaz est vue en décroissance (comme la SNBC), le mode d'appel sera beaucoup plus ponctuel et nécessitera donc des capacités installées bien supérieures.

Ce point a du reste été souligné par RTE dans son rapport en commun avec l'AIE.

Rappelons également la conclusion de l'étude du CIRED parue en 2020. Cette étude qui propose de nombreuses analyses de sensibilité, estime qu'à un niveau de prix de 200 €/tCO<sub>2</sub> (qui serait suffisant pour atteindre la neutralité carbone dans la production d'électricité), le mix électrique optimal comporterait donc des capacités installées de ~14 GW d'OCGT et ~16 GW de CCGT, réalisant environ 50 TWh de production d'électricité annuelle à partir de gaz (surtout du gaz naturel avec CCS et du biométhane avec CCS).

Par ailleurs, il nous semble regrettable qu'aucune information chiffrée, même provisoire, ne soit encore disponible sur les potentielles capacités de production thermique associées à chaque scénario et leur emplacement. Il s'agit en effet d'informations relativement dimensionnantes pour les opérateurs gaziers et qui gagneraient à être mises à jour de façon régulière pour progressivement alimenter les différents travaux connexes à ceux menés par RTE. En outre, une approche unique de modélisation et de simulation n'est pas nécessairement suffisante pour déterminer de façon robuste le niveau adéquat de capacités thermiques. Il serait donc utile que le niveau de capacité thermique soit partagé en amont afin que ce niveau puisse également être discuté et comparé à d'autres, ce qui n'est pas possible avec le choix actuel d'attendre la toute fin des modélisations (et de la concertation ?) avant de fournir des chiffres sur ce point.

## **Intégration du CCS**

Il nous semble crucial que les modélisations intègrent la technologie de capture et stockage du carbone pour les capacités de production thermique. En effet, cette technologie existe déjà, et ses coûts apparaissent limités et en tout état de cause inférieurs à la valeur de l'action pour le climat anticipée pour 2050 (travaux de France Stratégie, 2019). Elle est présente dans la SNBC ainsi que dans les scénarios de l'AIE, et ouvre la voie aux émissions négatives (lorsque la centrale thermique utilise du biométhane), nécessaires pour boucler le « zéro émissions nettes ». Cette solution doit donc faire partie des options examinées.

## **Un scénario plus économique sans EPR mais avec prolongation au maximum des centrales nucléaires existantes ?**

Nous comprenons qu'aucun scénario n'envisage à la fois de prolonger au maximum les capacités nucléaires existantes (scénario N0) et de ne pas construire de nouveaux moyens EPR. Il nous semble qu'un tel scénario pourrait être économique et mériterait d'être étudié.

## **Des scénarios nucléaires favorisés, par une hypothèse d'ENR peu chères**

En outre, nous comprenons que les scénarios avec nucléaire (N1 à N3) font l'hypothèse d'une acceptabilité forte des ENR, qui permet leur installation la plus économique – c'est en tout cas le cas du scénario N1, dont il est écrit qu'il « suppose l'installation à un rythme soutenu de grands parcs principalement dans les régions dotées des facteurs de charge les plus élevés », ce qui semble correspondre au cas M2, c'est-à-dire le plus économique pour le développement des ENR.

Si cela est également le cas pour les scénarios N2 et N3, les scénarios nucléaires bénéficieraient donc des coûts les plus bas pour les ENR, ce qui pourrait créer un biais de comparaison avec les scénarios

ENR M1 et M3 (qui sont obligés de tirer parti de potentiels ENR moins économiques). Or, il nous semble qu'en pratique, les scénarios avec un fort développement du nucléaire sont beaucoup plus susceptibles de se produire si les ENR, faisant face à une acceptabilité limitée, devaient se développer d'une façon ne correspondant pas à l'optimum purement économique. Donc que les scénarios N1 à N3 devraient plutôt se caler, dans leur utilisation des potentiels ENR, sur les scénarios M1 ou M3.

## 5. Les trajectoires climatiques : quels effets du réchauffement climatique sur le système électrique à l'horizon 2050 ?

### Question 15 – analyse des effets du climat sur le système

- Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour intégrer les effets du changement climatique et tester la résilience du système électrique aux événements extrêmes ?
- Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour modéliser les différentes productions ?
- Avez-vous des données permettant de consolider les modèles de conversion climat/énergie, pour les projections de long terme sur la disponibilité des différentes productions (éolien, photovoltaïque, hydraulique, nucléaire, thermique...) ?

Une des limites de la modélisation utilisée nous semble de considérer pour une année climatique donnée, la météo (et donc le potentiel de production des ENR), connue à l'avance dès le 1<sup>er</sup> janvier. Il est ainsi possible d'appeler les moyens de stockage de manière optimale, alors que dans les faits, la gestion de l'incertitude sur la mobilisation des ENR doit conduire à une approche plus raisonnable de gestion des stocks et nécessairement moins avantageuse économiquement.

Une étude récente montre que les effets de la prise en compte de l'incertitude dans les modélisations en électricité peuvent être importants : "*perfect foresight (...) over-estimate the cost-saving potential of energy storage by 27%*" (Optimal Storage, Investment and Management under Uncertainty: It is Costly to Avoid Outages! Joachim Geske, Richard Green, mars 2020<sup>3</sup>).

## 6. Quels 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 ?
- 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 ?

Dans l'annexe 1 du document de cadrage de cette consultation, RTE indique que le gisement de flexibilité grâce aux véhicules électriques en 2050 est de l'ordre de 16 GW (pour un nombre de véhicules légers et véhicules utilitaires légers estimé à 36 millions<sup>4</sup>), ce gisement étant bien supérieur à l'ensemble des autres leviers de flexibilité (de l'ordre de 3 GW pour le chauffage ou l'eau chaude sanitaire et inférieur ou égal à 1 GW pour les autres leviers). GRTgaz suggère qu'à minima une **variante explore une hypothèse moins ambitieuse sur cette réserve de flexibilité** afin de se prémunir contre des situations moins favorables, dont la possibilité ne peut être écartée.

Sur ce sujet, GRTgaz rappelle que ce levier de flexibilité repose sur des hypothèses fortes de comportement des consommateurs, pour lesquelles on ne dispose pas encore de retour d'expérience. D'autre part, il serait utile de préciser les conditions de mobilisation de cette flexibilité (journalière ou hebdomadaire), pour pouvoir mieux en apprécier la faisabilité.

---

<sup>3</sup> <https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=3475>

<sup>4</sup> D'après le document accompagnant le GT7 de mai 2020 et consacré à la flexibilité des véhicules électriques

De même que pour les éléments chiffrés concernant la capacité nécessaire de production thermique, il serait utile de disposer de premiers éléments sur la flexibilité que peut apporter le nucléaire pour connaître les besoins qui s'adresseront au système gaz.

GRTgaz tient à rappeler qu'au moment où certaines régions peuvent être tentées de bénéficier de l'avantage économique que leur procure leur relative abondance de moyens de production pour mettre en place des règles/normes différentes, de telles évolutions représenteraient une rupture d'égalité entre les citoyens face à l'accès à l'énergie.

**7. Quel 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...) ?

GRTgaz pense qu'il serait judicieux d'étudier des variantes du scénario "Hydrogène+" dans lesquelles une partie de l'hydrogène renouvelable ou bas-carbone consommé en France n'est pas produite à partir d'électrolyse de l'eau sur le territoire Français.

En effet, une partie pourrait importée, potentiellement à des coûts plus faibles que la production nationale, ou bien produite à partir d'autres procédés n'appelant pas de consommation d'électricité (en particulier le vaporeformage avec capture et stockage de carbone et la pyrolyse du méthane).

Les importations pourraient être réalisées sous forme gazeuse par canalisation ou sous forme liquide par bateau. Il pourrait par exemple être intéressant de considérer un scénario "Hydrogène+" où seuls 70 TWh d'hydrogène sont produits en France à partir d'électrolyse, et complétés par 50 TWh d'hydrogène importés sous forme gazeuse ou liquide.

Même si l'étude de telles variantes est évoquée dans le document accompagnant le GT « interface » de novembre 2020, elles ne sont pas rappelées dans ce document de cadrage général.

Au-delà de ces remarques et concernant l'adaptation de nos infrastructures, le couplage de l'électricité avec d'autres vecteurs énergétiques comme l'hydrogène amène à modéliser les spécificités des infrastructures associées :

- Canalisations en pur hydrogène
- Contraintes de mélange de l'hydrogène dans les canalisations de méthane
- Modélisation des stockages souterrains en hydrogène

Sur ces différents points, GRTgaz considère qu'il serait nécessaire d'échanger de façon bilatérale et plus resserrée afin de permettre une représentation la plus pertinente possible de ces objets, et ce notamment à la maille régionale où il est important de considérer les différents modes d'échanges énergétiques (via le réseau d'électricité, le réseau de méthane ou un futur réseau d'hydrogène).

Ces échanges sont indispensables dans le cadre du dimensionnement de nos infrastructures.

**8. Quelle transition pour le reste du système énergétique européen et quels 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 ?

Le choix a été fait de se fonder sur la trajectoire Distributed Energy du TYNDP, scénario pour lequel la demande d'électricité est la plus importante et le recours aux énergies renouvelables le plus développé, ce qui semble judicieux pour des besoins de dimensionnement dans un environnement plus contraignant. Ce scénario est également en ligne avec les objectifs européens de neutralité carbone en 2050. Pour autant, ce n'est pas seule vision possible du développement des systèmes énergétiques européens. Le scénario National Trend pourrait également être considéré pour prendre en compte les politiques énergétiques en place dans chaque pays.

Il sera également important d'utiliser dans la mesure du possible les données les plus récentes du TYNDP 2022.

## **9. Quel 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 ?

Comme déjà évoqué, la disponibilité et la flexibilité des capacités significatives de production thermique constitueront un enjeu important pour l'équilibrage court-terme du réseau électrique. Leur faisabilité devra tenir compte de la capacité du réseau gazier à satisfaire ces besoins.

## **10. Quel 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 ?

## **11. Quel 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 ?



## 12. Quel cadrage et quelles 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 ?
- Êtes-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 ?

Les coûts du nucléaire proposés dans la consultation semblent inférieurs à ceux indiqués dans une présentation de la Direction Générale du Trésor de juillet 2020 sur les coûts du nouveau nucléaire, (partagée par le média CONTEXTE).

Les chiffres sont comparés dans le tableau ci-dessous. Globalement, les coûts retenus par RTE semblent plus bas de 0,5 à 1,5 M€/MW selon les scénarios (bas/haut) et les dates de mise en service.

Au total, si trois paires de réacteurs étaient construites, les hypothèses du Trésor conduiraient à des coûts supplémentaires de 7 à 12 Mds€.

Coût du nouveau nucléaire en Mds € / GW (= k€/kW)					
DG TRESOR	Période de financement		2024-2036	2028-2040	2032-2044
	Coûts <i>(Investissement total nécessaire en Mds €, par paire, divisé par 3,2 GW)</i>	Hyp. basse	5,1	5,0	4,7
		Hyp. haute	6,7	6,5	6,1
	Date de Mise en service		2035-2040	2040-2045	2045-2050
RTE	Coûts	Hyp. basse	4,5	4,1	3,9
		Hyp. haute	5,8	5,0	4,5