

DATE : 04/03/2021

DESTINATAIRE : RTE

RÉPONSE DE GRDF À LA CONSULTATION PUBLIQUE LANCÉE PAR RTE SUR DOCUMENT DE CADRAGE ET LES HYPOTHÈSES DES SCÉNARIOS DU BILAN PRÉVISIONNEL LONG TERME « FUTURS ÉNERGÉTIQUES 2050 »

Dans le cadre du Bilan prévisionnel long terme « futurs énergétiques 2050 », RTE a lancé une consultation publique à laquelle GRDF a décidé de répondre au travers de ce document. Cette consultation repose sur le rapport complet de la consultation publique publiée en janvier 2021, faisant référence lui-même aux documents de cadrage produits dans le cadre des 9 groupes de travail thématiques organisés par RTE depuis 2019.

Avant toute chose, GRDF souhaite de nouveau souligner la qualité, tant sur le fond que la forme, de ces documents, ainsi que la transparence et la pédagogie de la démarche de concertation mise en œuvre par RTE dans le cadre de la construction du Bilan Prévisionnel 2020. Ces documents sont particulièrement utiles pour comprendre les différents enjeux des scénarios de l'évolution du mix électrique jusqu'à l'horizon 2050, eux-mêmes inscrits dans le cadre défini par la Stratégie Nationale Bas Carbone révisée en avril 2020.

Le bilan prévisionnel 2050 de RTE permettra d'éclairer le débat public sur des paramètres non analysés dans le cadre de la SNBC et pourtant essentiels au-delà de la seule atteinte de la neutralité carbone en 2050 : l'équilibrage offre-demande, le coût économique et les impacts environnementaux et sociétaux. GRDF salue également la volonté de RTE d'analyser un certain nombre de variantes qui s'écartent du cadre de référence fixé par les pouvoirs publics dans la SNBC. Les travaux en cours analysent notamment l'impact des PAC hybrides, d'une production d'hydrogène plus importante ou d'une électrification moins forte de certains secteurs. Ces variantes constituent une première pierre à l'intégration de la complémentarité des énergies, des réseaux et des solutions dans une analyse prospective systémique, complémentarité dont GRDF est convaincu qu'elle offre une opportunité, nécessaire et indispensable, au système énergétique français de réussir sa transition énergétique vers la neutralité carbone au milieu du siècle.

Les réponses et commentaires de GRDF ci-dessous suivent l'organisation proposée par RTE dans leur document de cadrage. GRDF fournit une réponse aux questions posées pour lesquelles GRDF n'est pas d'accord avec les éléments proposés par RTE et pour lesquelles GRDF est compétent à répondre. Pour les autres, GRDF est supposé d'accord avec les éléments proposés ou n'a pas d'avis compétent à fournir.

■ CONTEXTE ET CADRAGE GLOBAL

Question 1 : 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 ?

Le cadrage général de l'étude est fixé par la version définitive de la SNBC publiée en avril 2020, en particulier en termes de mix énergétique et de niveau de consommation d'électricité dans chacun des secteurs. GRDF ne partage pas ce cadrage et les choix arbitraires fixés par l'administration dans le scénario AMS de la SNBC, cette dernière ayant pourtant rappelé à de multiples reprises que d'autres scénarios existaient pour atteindre la neutralité carbone en France en 2050.

RTE l'a rappelé, ce bilan prévisionnel, et la consultation qui s'en suit, n'a pas vocation à « refaire la SNBC » de 2020, et en ce sens, GRDF accepte le cadrage global de l'étude proposé par RTE. Toutefois, ce même bilan prévisionnel sera particulièrement scruté par l'administration pour établir la prochaine SNBC dont les groupes de travail seront lancés d'ici la fin de l'année.

Ainsi, dans la volonté d'éclairer le débat public qui animera les prochaines années pour la SNBC à venir, GRDF salue la proposition par RTE de variantes de la demande d'électricité qui s'écartent du cadrage fixé par la SNBC. Notamment, les variantes « Réindustrialisation de la France » et « Hydrogène + » permettent d'analyser les impacts sur le système électrique de deux cas d'augmentation significative de la demande électrique.

Toutefois, il sera également important de ne pas limiter l'analyse à des variantes haussières, qui viennent s'ajouter à un « cadre de référence plutôt contraint pour le mix électrique en France » comme le rappelle RTE dans le rapport soumis à la concertation. En effet, le cadrage macroéconomique de référence est optimiste sur la période d'analyse, tirant la demande électrique, notamment industrielle, à la hausse. De la même façon, dans tous les scénarios analysés, la demande d'électricité des voisins européens est supposée suivre celle du scénario « Distributed Energy » du TYNDP publié par l'ENSTOE, qui est le scénario conduisant à la demande électrique la plus élevée au niveau européen.

Ainsi, le cumul de variantes haussières constitue un cadre contestable qui pourrait conduire facticement à conclure qu'un surdimensionnement du parc électrique, bien au-delà du nécessaire pour couvrir ce niveau de demande très élevé et peu probable. Elle pourrait également relativiser le besoin de sobriété énergétique pourtant indispensable à la réussite de la transition écologique. Par ailleurs, de telles hypothèses optimistes quant au niveau de demande électrique, inscrites dans le cadre de l'atteinte de la neutralité carbone, sont elles-mêmes soumises à l'atteinte de cibles d'efficacité énergétique ambitieuses dont la matérialisation est par nature incertaine. En cas d'échec à atteindre tout ou partie de ces cibles d'efficacité énergétique, l'expansion de la demande augmenterait significativement les risques pour le système électrique et énergétique, sur les plans économiques, environnementaux, sociétaux et de la sécurité d'approvisionnement.

D'autres mix énergétiques existent, basés sur la complémentarité des énergies, des réseaux et des solutions, permettant d'atteindre la neutralité carbone tout en réduisant ces risques car ils bénéficient des caractéristiques physiques des molécules d'énergie, permettant un stockage intrinsèquement plus simple que celui de l'électricité. GRDF et de plus en plus d'acteurs sont convaincus que cette complémentarité des énergies constitue une opportunité pour réussir la transition du système énergétique vers la neutralité carbone en 2050 et demeure indispensable à analyser et inclure dans le débat public.

Ainsi, dans l'objectif d'éclairer le débat public, par symétrie avec les variantes testant des demandes d'électricité supérieure au cadre fixé par la SNBC, GRDF souhaite que RTE réalise au moins une variante de moindre électrification des usages finaux. Pour le secteur des bâtiments, RTE propose une variante d'électrification basse conduisant à une demande électrique inférieure de 40 TWh au scénario de référence, un niveau que GRDF juge pertinent. En revanche, aucune variante n'est pour le moment explicitée pour les secteurs industriels et des transports. L'analyse d'une variante conduisant à une demande totale d'électricité inférieure de 100 TWh au scénario de référence semble utile et pertinente à analyser.

Ne pas réaliser cette variante à la baisse introduirait un biais évident dans le débat public et reviendrait à l'enfermer, non autour du scénario central de la SNBC comme annoncé par RTE, mais autour des projets de croissance supplémentaire des volumes d'électricité que RTE semble porter pour son évolution.

Intégrer une telle variante à la baisse suppose au contraire que la demande d'énergie non comblée par l'électricité devra être fournie à partir d'autres sources d'énergies décarbonées et renouvelables. Il sera à la charge de l'administration d'établir les analyses supplémentaires, au regard des mêmes 4 niveaux de description, inhérentes à ces consommations supplémentaires. GRDF pourra alors fournir des éléments d'éclairage quant aux éventuelles consommations de gaz supplémentaires par rapport au scénario AMS de la SNBC.

Enfin, le rapport présenté à la concertation ne fournit aucune indication quant à la production thermique d'électricité, notamment à partir de gaz renouvelables. RTE indique que cette production thermique sera la résultante de l'optimisation du système électrique et du besoin de flexibilité identifié. À l'horizon 2050, cette production électrique thermique pourra provenir de 3 sources : le biogaz, l'hydrogène et le gaz naturel fossile couplé à une technologie de capture et stockage de CO₂ (CCS). Cette dernière technologie ne semble être prise en compte dans aucun des scénarios de RTE, alors qu'elle est pourtant incluse dans les scénarios de la SNBC, à un niveau conservateur par rapport à d'autres scénarios européens. L'introduire dans les différents scénarios apparaît donc pertinent et cohérent avec le cadrage de l'exercice.

Toujours est-il, GRDF estime qu'il sera indispensable que RTE rappelle que ce volume de production électrique thermique résultant de la modélisation ne devra être vu que comme un volume global devant être produit afin d'équilibrer le système électrique, mais sans préjuger de la disponibilité des volumes de biogaz, d'hydrogène et de gaz naturel fossile + CCS à mobiliser pour cette production. En effet, la disponibilité effective du biogaz et d'hydrogène doit être analysée au regard d'une allocation optimale de ces ressources au regard de l'ensemble des usages auxquels elles peuvent répondre. Par exemple, dans le cas du biogaz, la production électrique rentre directement en compétition avec des voies de valorisation directe pour répondre à un même besoin, souvent avec une efficacité énergétique significativement supérieure.

L'allocation optimale du biogaz disponible en 2050, et de la biomasse en général, doit nécessairement être analysée dans une approche systémique multi énergies, soucieuse de valoriser au mieux cette ressource, qui dépasse le cadre du bilan prévisionnel long terme de RTE. Ne pas le faire reviendrait à nouveau à s'enfermer dans une vision avant tout autocentrée sur le système électrique, sans le recul systémique indispensable à l'allocation de la biomasse.

Propositions GRDF :

- Dans le but d'éclairer le débat public en vue de la prochaine SNBC, ajouter une variante analysant une moindre électrification dans tous les scénarios, conduisant à une demande électrique inférieure de 100 TWh au cadre de référence fixé par la SNBC.
- Rajouter à tous les scénarios la production électrique thermique à partir de gaz naturel fossile couplée à des technologies de CCS. Une production de 15 TWh électrique mobilise par exemple moins de la moitié du gisement de CO₂ évités par ces technologies de CCS identifiées dans la SNBC.
- Spécifier explicitement que le volume de production fossile, produit à partir de biogaz, hydrogène et de gaz naturel fossile + CCS et résultant de la modélisation, ne doivent être vue que comme un volume global nécessaire à équilibrer le système électrique pour un niveau de demande électrique donné, mais sans préjuger de la disponibilité effective des volumes de biogaz, d'hydrogène et de gaz naturel fossile + CCS à mobiliser pour cette production, puisque cette dernière dépend avant tout d'une allocation optimale de ces ressources entre différents usages, nécessitant une approche systémique multi énergies qui dépasse les prérogatives de RTE.

■ QUELLE CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ À L'HORIZON 2050 DANS UNE FRANCE NEUTRE EN CARBONE ?

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

La réponse à cette question fait référence, en plus du rapport de la concertation, au document de cadrage du GT2 « Consommation ».

Partagez-vous le cadrage présenté pour les projections d'évolution de la consommation ?

1. Sur le secteur des bâtiments, et en particulier résidentiel

a. Part des radiateurs à effet Joule vs pompes à chaleur

Dans le document de cadrage du GT2 « Consommation », RTE indique que les radiateurs à effet Joule représentent encore 25% du parc total de bâtiments en 2050, contre 32% en 2020, alors que la part des pompes à chaleur (PAC) passe de 5 à 30%.

Cela conduit à un ratio PAC / effet Joule de l'ordre de 1,2. Selon GRDF, ce ratio est trop faible par rapport aux orientations fixées par l'administration de privilégier les PAC au détriment des radiateurs à effet Joule, qu'elle vise à éliminer progressivement des bâtiments. Il s'agit du cadrage de la fiche « Bâtiments » présentée par la DGEC dans le cadre de la SNBC. La nouvelle RE2020 traduit également cet objectif pour les bâtiments neufs, et les pouvoirs publics ont rappelé à de nombreuses reprises vouloir empêcher l'installation de radiateurs à effet Joule non seulement dans les bâtiments neufs mais également dans les bâtiments existants.

Aussi un ratio PAC / effet Joule compris entre 3 et 5 (avec des effets Joule représentant entre 10 et 15% du parc total des bâtiments résidentiel en France, et les PAC entre 40 et 45%) est plus pertinent au regard des orientations de l'administration.

Plus spécifiquement, pour les logements collectifs (en référence au tableau p9 du document cadrage du GT2), GRDF propose les valeurs du tableau suivant :

Proposition GRDF :

Tableau d'hypothèses de parts de marché électriques, ramenées au parc total de bâtiments résidentiels, en logements collectifs neufs :

	2020	2030	2040	2050
Pompes à chaleur	7%	10%	35%	40%
Effet Joule	18%	15%	10%	5%

Pour les hypothèses de parts de marché pour les maisons individuelles dans la constructions neuves, GRDF propose de conserver les valeurs indiquées par RTE dans le même tableau page 9 du document de cadrage.

Pour les bâtiments existants, pour lesquels RTE précise seulement que « la majorité des transferts s'effectue vers des pompes à chaleur », GRDF préconise d'utiliser les hypothèses de parts de marché ci-dessous, ramenées au parc de bâtiments résidentiel existant :

Proposition GRDF :

Tableau d'hypothèses de parts de marché électriques, ramenées au parc total de bâtiments résidentiels existant, pour les logements existants

	2020	2030	2040	2050
Maisons individuelles	50%	50%	60%	70%
<i>dont pompes à chaleur</i>	20%	30%	50%	65%
<i>dont effet Joule</i>	30%	20%	10%	5%
Logements collectifs	40%	40%	50%	60%
<i>dont pompes à chaleur</i>	5%	15%	30%	50%
<i>dont effet Joule</i>	35%	25%	20%	10%

b. Pompes à chaleur hybrides gaz

Le document de cadrage du GT2 « Consommation » ne précise pas explicitement les technologies de PAC installées. Tel que GRDF le comprend, la trajectoire de référence construite par RTE n'inclut aucune PAC hybride, tout comme le scénario AMS de la SNBC. Un doute subsiste selon l'interprétation du graphique du GT2 Consommations qui présente l'évolution du parc électrique d'ici à 2050, et dans lequel environ 2 millions de logements sont chauffés par 2 énergies dont l'électricité, sans que la distinction entre appoint bois et PAC hybrides ne soit clair.

Or depuis la publication de ce scénario, les pouvoirs publics ont rappelé à différentes reprises les bénéfices de la technologie des PAC hybrides pour la décarbonation du secteur des bâtiments. Elles sont explicitement indiquées comme une solution compatible avec la nouvelle RE2020 dans les bâtiments neufs, mais également dans les bâtiments existants pour lesquels elles sont encore plus pertinentes, dès lors qu'un réseau de gaz existe déjà. Les principaux équipementiers se sont également indiqués prêts pour augmenter leur production de PAC hybride et suivre la hausse attendue de la demande pour ces systèmes.

Enfin, l'étude conjointe RTE/ADEME publiée en janvier 2021 cite les PAC hybrides comme étant une solution pertinente pour tout à la fois réduire aussi efficacement les émissions de CO2 qu'une PAC que de limiter l'appel de puissance lors des pointes de froid.

Il apparaît alors nécessaire d'inclure les PAC hybrides dans tous les scénarios analysés dans le bilan prévisionnel de RTE. Les gestionnaires d'infrastructures de gaz estiment dans les Perspectives Gaz 2020, en cours de publication qu'environ un million de PAC hybrides peuvent être installées en France à l'horizon 2030, et 6 millions à l'horizon 2050 dans le scénario TERRITOIRES, compatible avec les ambitions des régions françaises. Elles pourraient atteindre près de 8 millions dans un scénario plus ambitieux.

GRDF propose d'introduire à minima une vision conservatrice du taux de pénétration des PAC hybrides gaz, atteignant progressivement entre 10 et 50% de la totalité des PAC installées selon la typologie de bâtiments.

Proposition GRDF :

Tableau d'hypothèses de part des PAC hybrides gaz sur la totalité des PAC installées

Part des PAC hybrides gaz sur la totalité des PAC installées	2020	2030	2040	2050
Maisons individuelles				
<i>Neuf</i>	2%	10%	15%	15%
<i>Existant</i>	2%	30%	40%	50%
Logements collectifs				
<i>Neuf</i>	-	5%	10%	15%
<i>Existant</i>	-	20%	35%	45%

c. Coût des systèmes de chauffage

Le document de cadrage indique un coût de fourniture et de pose de 6 000 € pour la chaudière gaz. Ce coût est trop élevé. Le barème annuel des coûts publié par le Ministère de la Transition Écologique et Solidaire indique un coût de :

- 5 000 € pour les maisons individuelles
- 4 000 € pour les logements collectifs.

RÉPONSE DE GRDF À LA CONSULTATION PUBLIQUE LANCÉE PAR RTE SUR DOCUMENT DE CADRAGE ET LES HYPOTHÈSES DES SCÉNARIOS DU BILAN PRÉVISIONNEL LONG TERME « FUTURS ÉNERGÉTIQUES 2050 »

Pour les PAC hybrides, ce même document de cadrage propose une fourchette comprise entre 10 000 et 13 000 €, qui semble cohérente. GRDF préconise de retenir la borne basse pour les scénarios de référence, et la borne haute pour des variantes plus contraintes.

Propositions GRDF :

- GRDF propose de retenir les coûts de fourniture et de pose suivants pour les chaudières à condensation gaz :
 - Maisons individuelles : 5 000 €
 - Logements collectifs : 4 000 €
- GRDF propose de retenir la valeur de 10 000 € pour le coût de fourniture et de pose d'une PAC hybride dans le scénario de référence.

d. Coût des rénovations

Le rapport soumis à la consultation indique une hypothèse de coût d'une rénovation énergétique à haute performance de l'ordre de 160 €/m², seulement 60% plus élevé qu'une rénovation énergétique à performance modérée. Ce coût paraît sous-estimé d'un facteur 2 par rapport au barème des primes ANAH / CITE / CEE présenté à la consultation dans le cadre du projet de loi de finances 2020. Compte tenu des ambitions des pouvoirs publics pour accélérer les rénovations énergétiques dans les bâtiments, il est probable que ce coût diminue par rapport au niveau actuel.

Propositions GRDF :

- GRDF propose de retenir les coûts de rénovations énergétiques suivants :

Rénovation énergétique (en €/m ²)	2020	2030	2040	2050
Performance modérée	150	140	120	100
Haute performance	350	320	270	200

2. Sur le secteur industriel

Le rapport soumis à la consultation, tout comme le document de cadrage du GT2 « Consommation » ne fournissent que des éléments partiels quant aux hypothèses relatives à l'évolution de la demande d'électricité dans le secteur industriel. Le 2^e document ne détaille que les hypothèses sous-jacentes à la demande de matière première. Il est donc compliqué de fournir une réponse éclairée sur ces hypothèses.

Toutefois, si RTE suit le cadrage global de l'exercice et retranscrit les principales hypothèses modélisées dans le scénario AMS de la SNBC, alors près de 75% de la demande d'énergie totale pour ce secteur en 2050 serait fournie à partir d'électricité.

Un tel niveau d'électrification paraît irréaliste pour GRDF car pour y parvenir, cela supposerait le développement de plusieurs technologies électriques qui n'existent pas à ce jour. Ce choix, arbitraire, relève avant tout du pari technologique. En effet, une étude de l'ADEME¹ réalisée par le CEREN en collaboration avec EDF et GRDF indique que seulement 18% de la demande d'énergie finale des procédés industriels thermiques aujourd'hui fournie par des combustibles est substituable par un procédé électrique existant.

Proposition GRDF :

- Intégrer des hypothèses d'électrification des usages industriels moins ambitieuses que le scénario AMS de la SNBC, de l'ordre de 60% en 2050.

¹ « Première analyse du potentiel technique d'électrification des procédés industriels thermiques par des technologies matures » - ADEME, CEREN, EDF, GRDF – Avril 20

Selon vous, quelles sont les variantes à étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel ?

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 ?

Une des variables les plus structurantes à prendre en compte pour les projections d'électricité est le rythme et l'efficacité des rénovations énergétiques des enveloppes des bâtiments, et d'une manière générale de l'évolution de l'efficacité énergétique des équipements dans tous les secteurs (systèmes de chauffage et électroménager, procédés industriels, rendements et poids des véhicules électriques, etc...).

Le retard constaté chaque année en termes de rénovations énergétiques des bâtiments souligne malheureusement que la non-atteinte des hypothèses ambitieuses d'efficacité énergétique du scénario AMS de la SNBC n'est pas une hypothèse irréaliste.

Les variantes sur ces paramètres, notamment sur l'efficacité et le rythme de rénovation dans les bâtiments, telles que détaillées dans le document de cadrage du GT2 « Consommation », paraissent pertinentes, comme celles sur les hypothèses d'une moindre électrification des bâtiments.

En revanche, il apparaît essentiel pour GRDF d'ajouter une variante qui consisterait, dans tous les scénarios, à tester la valeur d'une pénétration significativement supérieure des PAC hybrides, au regard des 4 niveaux de description du bilan prévisionnel, par rapport à l'hypothèse de PAC hybrides retenue in fine comme référence par RTE (cf. proposition GRDF en Q4-1.b). Rien qu'à l'horizon 2035, l'étude conjointe RTE / ADEME estime que chaque million de PAC hybride installées en remplacement d'une PAC électrique plus puissante permet de diminuer la pointe électrique de 1,4 GW.

Enfin, comme déjà explicité dans la réponse de GRDF à la question 1 de cette consultation, il apparaît essentiel pour éclairer le débat public d'ajouter une variante consistant à tester une électrification des usages moins élevée que le cadrage de la SNBC, dans tous les secteurs.

Proposition GRDF :

- Ajouter une variante conduisant à ajouter 2 millions de PAC hybrides supplémentaires dans tous les scénarios de référence.
- Ajouter une variante de moindre électrification des principaux secteurs de la consommation, conduisant à une demande électrique inférieure de 100 TWh à la trajectoire de référence, dont 40 TWh pour le secteur des bâtiments telle que déjà proposé par RTE, 40 TWh pour le secteur industriel, et 20 TWh pour le secteur des transports. Par souci de cohérence, cette variante sera également à combiner avec une trajectoire de consommation électrique européenne moins forte que la trajectoire de référence.

■ 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

GRDF regrette que le rapport soumis à la concertation ne fournisse aucun élément quant aux volumes de biométhane qui pourraient être utilisés pour produire de l'électricité en 2050, puisque RTE précise qu'il s'agira d'une résultante de l'optimisation. Dans un contexte compatible avec la neutralité carbone, cette production thermique ne pourra provenir que de biogaz, d'hydrogène bas carbone ou de gaz naturel fossile couplé à une technologie de capture et de stockage de CO₂ (CCS). Or il ne semblerait qu'aucun des scénarios présentés n'inclut cette technologie, alors que cette dernière est bien incluse dans les scénarios de la SNBC.

Par ailleurs, GRDF estime qu'il sera indispensable que RTE rappelle que ce volume de production électrique thermique résultant de la modélisation ne devra être vu que comme un volume global devant être produit afin d'équilibrer le système électrique, mais sans préjuger de la disponibilité des volumes pour chacune des 3 filières de production, notamment pour le biogaz et l'hydrogène. En effet, la disponibilité effective du biogaz et d'hydrogène ne peut être analysée qu'au regard d'une allocation optimale de ces ressources au regard de l'ensemble des usages auxquels elles peuvent répondre.

Par exemple, dans le cas du biogaz, la production électrique rentre directement en compétition avec des voies de valorisation directe pour répondre à un même besoin dans le cas du chauffage. Or si le gisement disponible de biométhane issu de méthanisation autour de 140 TWh en 2050 ne fait plus beaucoup de doutes, sa meilleure allocation entre ces différentes voies de valorisation reste encore ouverte. En particulier, le niveau autour de 25 TWh de biogaz indiqué dans le scénario de référence de la SNBC ne peut en aucun cas être interprété comme le niveau optimal de biométhane pour cet usage spécifique.

Enfin, GRDF regrette que RTE ne propose pas un scénario miroir au scénario N0, à savoir un scénario qui prolonge la durée de vie des centrales nucléaires historiques à 60 ans, mais sans construire de nouveaux réacteurs. L'étude publiée par l'ADEME « Trajectoires d'évolution du mix électrique à horizon 2020-2060 » publiée en décembre 2018 a souligné que la prolongation des centrales nucléaires est une solution pertinente d'un point de vue technologique qu'économique.

Proposition GRDF :

- Rajouter à tous les scénarios la production électrique thermique à partir de gaz naturel fossile couplée à des technologies de CCS. Une production de 15 TWh électrique mobilise par exemple moins de la moitié du gisement de CO2 évités par ces technologies de CCS identifiées dans la SNBC.
- Spécifier explicitement que le volume de production fossile, produit à partir de biogaz, hydrogène et de gaz naturel fossile + CCS et résultant de la modélisation, ne doivent être vue que comme un volume global nécessaire à équilibrer le système électrique pour un niveau de demande électrique donné, mais sans préjuger de la disponibilité effective des volumes de biogaz, d'hydrogène et de gaz naturel fossile + CCS à mobiliser pour cette production, puisque cette dernière dépend avant tout d'une allocation optimale de ces ressources entre différents usages, nécessitant une approche systémique multi énergies qui dépasse les prérogatives de RTE.
- Ajouter un scénario M0x, sur la base du scénario M2 ou M3, mais prolongeant la durée de vie des centrales nucléaires historiques à 60 ans.

Questions 6 à 13 : Scénarios M1, M2, M3, M0, N1, N2, N3 et N0

Ce bilan prévisionnel long terme de RTE sera un outil important dans le cadre du débat public qui va s'ouvrir d'ici fin 2021 et les travaux de la nouvelle SNBC. Les 2 familles de scénarios, avec et sans nouveau nucléaire, permettront d'alimenter ce débat. Toutefois, il semble que les hypothèses relatives aux tailles et localisations – et donc coûts – des projets d'ENR électriques installés diffèrent entre ces 2 familles de scénarios, avec des hypothèses économiquement et techniquement pour les scénarios N0, N1, N2 et N3 aussi favorables que dans le scénario M2. Ce biais méthodologique conduirait à privilégier artificiellement ces scénarios sur le volet économique par rapport aux scénarios M1 et M3.

GRDF estime que la décision de lancer un programme de nouveau nucléaire est une décision avant tout politique, dont le choix, dans un sens ou un autre, ne changera pas le type de projets ENR électriques qui émergeront.

Aussi, afin d'encourager un débat transparent et non biaisé sur le choix du mix électrique futur de la France, un des objectifs explicités par RTE dans le cadre de ce bilan prévisionnel long terme, il apparaît indispensable que les scénarios avec et sans nouveau nucléaire puissent être comparés 2 à 2 sur la base d'hypothèses communes sur les tailles, localisations et types de projets ENR.

Proposition GRDF :

- Appliquer les mêmes hypothèses de type de tailles, localisations et types de projets ENR entre les scénarios M1 et N1, M2 et N2, M3 et N3.

RÉPONSE DE GRDF À LA CONSULTATION PUBLIQUE LANCÉE PAR RTE SUR DOCUMENT DE CADRAGE ET LES HYPOTHÈSES DES SCÉNARIOS DU BILAN PRÉVISIONNEL LONG TERME « FUTURS ÉNERGÉTIQUES 2050 »

Sans remettre en cause les mix électriques proposés par RTE pour chacun de ces scénarios, GRDF s'interroge sur les variations très importantes de capacités installées entre la version des scénarios présentés en juin 2020 en GT3 « Scénarisation » et la version finalement présentée lors de cette consultation.

Si des variations de quelques GW paraissent parfaitement normales et traduire une vision plus fine des équipes de RTE depuis la version de juin 2020, les capacités photovoltaïques installées en 2050 ont diminué entre 20 et 35 GW dans les scénarios N1, N2 et N3.

Interrogation GRDF :

- Que justifie un tel ajustement à la baisse des capacités photovoltaïques installées en 2050 dans les scénarios N1, N2 et N3 entre la version des scénarios présentés en juin 2020 et la version actuelle ?

■ QUELS LEVIERS DE FLEXIBILITÉ POUR ÉQUILIBRER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE AVEC UN MIX REPOSANT PLUS LARGEMENT SUR LES ÉNERGIES RENOUVELABLES ?

Question 16 : Flexibilités

Comme l'indique RTE, la gestion et la mise en œuvre des solutions de flexibilité seront essentiels au maintien de la sécurité d'approvisionnement du système électrique en 2050. Ainsi, l'analyse des gisements effectivement disponibles à chaque horizon sont clés, et selon les solutions, il existe aujourd'hui un certain nombre d'incertitudes quant à leur mise en œuvre (technologiques, acceptabilité sociales, économiques, etc...)

Or compte tenu des ordres grandeur indiqués par RTE, le pilotage de la recharge des véhicules électriques semble être le plus prometteur avec 16 GW disponibles à l'horizon 2050. Sans remettre le bien-fondé de ce niveau disponible, il apparaît utile et prudent de réaliser un test de sensibilité sur ce paramètre clé qui apparaît comme essentiel à l'équilibrage journalier du système électrique alimenté en grande partie par des ENR quel que soit le scénario en 2050. Il convient également de s'assurer que ce gisement de flexibilité ne soit pas disponible au-delà de quelques jours, inférieurs à la semaine en tout état de cause.

Par ailleurs, la solution PAC hybride n'apparaît pas dans l'annexe 1 comme un système permettant un pilotage de la demande de chauffage dans les bâtiments. Pourtant, par construction, un tel système offre une source de flexibilité « passive » de la demande électrique, sans surcoût, si elle est paramétrée par rapport aux températures extérieures. L'étude conjointe RTE / ADEME sur l'électrification du chauffage en France publiée en janvier 2020 estime que rien qu'à l'horizon 2035, un million de PAC hybrides gaz permet de réduire de 1,4 GW la pointe électrique. Cela représente la moitié du gisement du pilotage de la demande de chauffage considéré par RTE dans l'annexe 1 du rapport soumis à consultation.

D'autres modes de pilotage des PAC hybrides, permettant de se rapprocher d'une gestion à la demande en temps réel, pourraient offrir un gisement supplémentaire. Puisque ces PAC hybrides devront être installées, ces modes de pilotage ne devraient pas occasionner de surcoûts importants.

Propositions GRDF

- Ajouter une variante, ou a minima un test de sensibilité, pour chaque scénario testant un pilotage de la recharge électrique inférieur de 30% au cas de base. Cela peut être paramétré selon le % les ménages équipés et/ou des hypothèses de coûts différenciées.
- Ajouter une variante conduisant à ajouter 2 millions de PAC hybrides supplémentaires dans tous les scénarios de référence.

■ 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

GRDF prévoit à horizon 2050 une part plus importante de méthane de synthèse dans les réseaux. Son développement sera tiré par la mise en place de boucles de recyclages du CO₂ à la maille locale, dans une logique d'abaissement des émissions développée par les autorités locales, et en synergie avec les écosystèmes locaux de production d'hydrogène. GRDF anticipe qu'à cette échéance des réseaux d'acheminement du CO₂ auront vu le jour pour permettre la logistique de cet « intrants » sur des mailles locales.

Le scénario « TERRITOIRES » des Perspectives Gaz 2020 estime, dans une vision provisoire des projections en 2050, que près de 10 TWh pourraient être produits et injectés dans les réseaux de gaz à cet horizon. D'autres scénarios plus ambitieux pourraient même conduire à un volume autour de 20 TWh.

Par ailleurs, puisque RTE prévoit d'inclure une analyse fine de la localisation des moyens de production électrique, notamment ENR, il serait intéressant que RTE fournisse un éclairage géographique des poches de production de power-to-gas. Ces dernières pourraient alors alimenter et/ou compléter d'autres exercices de planification prospective, notamment dans le cadre des travaux de la prochaine SNBC et des SRADET.

Propositions GRDF

- Remonter la part de méthane de synthèse produit à partir d'hydrogène et injecté dans les réseaux de gaz existants à 10 TWh a minima.
- Fournir un éclairage géographique des poches de production de power-to-gas.