Contribution du SER au BP de RTE

Le SER tient tout d'abord à saluer la démarche de RTE pour intégrer toutes les parties prenantes à l'élaboration des hypothèses du bilan prévisionnel. Les éléments ci-après sont issus des contributions des adhérents du SER ainsi que de nos travaux dans le cadre de la PPE (cf la brochure en annexe « Révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie » parue en janvier 2018).

Le SER partage dans les grandes lignes la vision de RTE pour l'exercice de moyen-terme (2023) avec cependant quelques nuances sur certaines filières comme l'hydraulique, le solaire photovoltaïque, et le stockage par batteries. Pour ces deux dernières, nous recommandons d'être particulièrement attentif dans les prochaines années, car le potentiel de développement exponentiel de ces secteurs est important, ce qui rend la quantification à date de ces tendances très difficiles, même sur un horizon moyen-terme.

Question 1 :
Êtes-vous favorable au maintien, dans la logique de scénarisation, du lien introduit entre croissance économique et investissement renforcé dans l'efficacité énergétique ?
La logique d'élaboration de la variante « consommation forte » vous agrée-t-elle ? Si non, avez-vous d'autres logiques d'élaborations à proposer ?

> *Nous sommes circonspects sur le lien entre croissance économique et investissement renforcé dans l'efficacité énergétique : la croissance ne fait pas que dégager des capacités d'investissements, elle induit aussi un « effet rebond » qui conduit à davantage consommer, ce qui a tendance à atténuer les efforts d'efficacité énergétique entrepris en parallèle. Inversement, une croissance faible peut induire un effet vertueux dans la recherche d'économie d'énergie, sans pour autant conduire à un effet rebond des consommations.*
>
> *Etablir un lien entre croissance économique et efficacité énergétique est donc un exercice difficile, en particulier en terme de prospective. D'autant plus qu'il importe de différencier les types de croissance : une croissance économique reposant sur le développement du secteur tertiaire n'aura pas le même impact énergétique qu'une croissance économique reposant sur l'industrie*[1].

Question 2 :
L'approche proposée pour les hypothèses de croissance du PIB sur les deux premières années, consistant à retenir les valeurs médiane et encadrantes d'un large panel de prévisions externes, vous

[1] Suggestion bibliographique : Gales B. et al., « North versus South: Energy Transition and Energy Intensity in Europe over 200 years ». *European Review of Economic History* 11, n° 2 (008/001 2007): 219-53. https://doi.org/10.1017/S1361491607001967

convient-elle ? Les valeurs proposées sur l'horizon de moyen terme vous semblent-elles satisfaisantes ?

Ne se prononce pas

Question 3
Les ordres de grandeur proposés pour la croissance de l'activité industrielle vous semblent-ils pertinents ? Avez-vous d'autres valeurs ou des sources à proposer ?

Ne se prononce pas

Question 4
Les jeux d'hypothèses proposés ci-dessus vous semblent-ils pertinents ? Si non, quels amendements souhaiteriez-vous y apporter ? Avez-vous des sources externes fournissant des projections sensiblement différentes ?

Un de nos adhérents propose des indices de production industrielle différents pour la chimie et la parachimie. En effet, pour ce secteur, certains économistes anticipent une contraction sur la période 2016-2040, plombé par la compétitivité avec le gaz de schiste américain (cf tableau ci-dessous, colonne tout à gauche).

Taux de croissance annuel moyen de la production en volume dans les grands secteurs industriels entre 2017 et 2023

	PIB bas	PIB médian	PIB haut	
PIB TCAM 2017-2023 *production tertiaire* *production industrielle*	+1,2% *+1,3%* *+0,2%*	+1,6% *+1,8%* *+0,8%*	+2,1% *+2,2%* *+1,2%*	
Industrie agro-alimentaire	0,0%	0,4%	0,8%	0.6%
Sidérurgie	-0,4%	0,5%	1,4%	0.1%
Métallurgie et mécanique *(hors industrie automobile)*	0,3%	0,9%	1,4%	1.1%
Minéraux et matériaux	0,0%	0,6%	1,2%	0.6%
Chimie et parachimie	1,1%	1,7%	2,1%	-1.4%
Construction automobile	-0,5%	-0,2% à 0,0%	0,8%	1.1%
Industrie du papier et du carton	-0,5%	0,2%	0,6%	0%
Industries diverses	-0,4%	0,2%	0,7%	0.6%

** selon le niveau d'essor de l'électromobilité*

Question 5
Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur le chauffage électrique à l'horizon 2023 ? Avez-vous d'autres valeurs ou des sources à proposer ?

La base des données de l'observatoire de la construction neuve (OCN) de Bâti Etude propose un point de départ légèrement différent :

	2017 (estimatif Bâti Etude)	*2017 (estimatif **RTE**)*
Flux annuel de constructions neuves (milliers)	*350 000*	*300 000*
Dont maisons individuelles	*42%*	*46%*
Dont logements collectifs	*58%*	*55%*
Part de l'électricité dans les maisons individuelles	*55%*	*60%*
Part de l'électricité dans les logements collectifs	*18%*	*20%*

Rénovation : évolution du tandem nombre de rénovations et gain énergétique associé
La méthodologie proposée par RTE garde fixe le nombre de rénovations en faisant varier le gain énergétique, ou fait varier à la fois le nombre de rénovations et le gain énergétique associé. Pour une question de cohérence et de comparabilité entre les différentes trajectoires proposées, il serait souhaitable de garder fixe l'un des deux paramètres et de faire varier l'autre.

Rénovation : des chiffres très élevés pour la trajectoire « haute »
L'horizon d'étude étant relativement court, atteindre 700 000 rénovations avec 45% de gain énergétique associé parait ambitieux. Il serait nécessaire de définir plus précisément le terme de « rénovation ». Est-ce qu'il s'agit uniquement de la rénovation du bâti ou de la rénovation du bâti incluant les changements de systèmes énergétiques ?

Part de l'électricité dans les logements neufs
Tous les scénarios, sauf la trajectoire basse, supposent une augmentation de la part de l'électricité dans les logements neufs. Cet effet pourrait avoir lieu avec l'introduction des labels E+C-, cependant ceux-ci sont prévus pour entrer en vigueur en 2021, auparavant il n'y a pas de raison que le marché évolue. La croissance de la part des solutions électriques doit donc être décalée à 2021 (et donc potentiellement être diminuée en 2023) et cette part doit apparaitre comme stable sur les années précédentes.

Question 6
Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur les usages du résidentiel à l'horizon 2023 ? Avez-vous des valeurs de calage ou des trajectoires différentes à proposer ?
Quelle vision avez-vous de l'évolution des usages diffus ?

Ne se prononce pas

Question 7
Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur l'évolution des surfaces tertiaires à l'horizon 2023 et la pénétration du chauffage électrique ? Avez-vous des hypothèses différentes à proposer ?

> ***Rénovation :*** *il paraitrait bon de spécifier le gain énergétique dans le tertiaire, qui peut être très important, afin d'avoir une meilleure vision du gisement de la rénovation et de mieux appréhender cette tendance.*
>
> ***Point de départ 2017 :***
> *La construction neuve en 2017 serait d'environ 10 millions de m^2 d'après Bâti Etude (contre 8 millions de m^2). Vu que la variante basse retenue pour le PIB (dans le BP RTE) est supérieure au PIB des années 2008/2016, et que le secteur tertiaire est sensible au contexte économique, il parait convenable de garder le minimum de construction neuve à 10 millions de m^2 au lieu de 8 millions.*

Question 8
Êtes-vous d'accord sur l'utilisation de ces hypothèses relatives au développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables à l'horizon 2023 ? Si non, quels amendements ou compléments souhaiteriez-vous apporter ?

> *Concernant le parc de véhicules particuliers, la baisse globale affichée dans l'ensemble des scenarios présentés ne semble pas justifiée. En fonction du scenario, une baisse de 0,6 à 1,4 millions de véhicules est observée alors que le parc est sur une tendance haussière depuis plusieurs années (en période de faible croissance économique). En l'espace de 5 ans, les tendances de consommation ne vont pas drastiquement changer à la vue du taux de renouvellement du parc et ce, malgré les incitations autour des transports publics et du covoiturage.* ***Il est donc plus raisonnable d'avoir au mieux une stagnation voire une augmentation pour les scénarios extrêmes.***
>
> *Concernant la part des VE/VHR dans les ventes automobiles à horizon 2023, une précision est nécessaire sur le périmètre que comprend cette formulation (VUL et VP ou VP uniquement).*
>
> *L'analyse tient-elle compte du développement des infrastructures de recharge et de la disponibilité de l'amont (production, réseau) ? Ce n'est pas visible dans le document. Or le développement et la consommation des VE/VHR dépendent aussi de ces paramètres.*

Question 9
Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière hydraulique ? Proposez-vous des hypothèses alternatives ?

> *Le SER ne partage pas les hypothèses retenues : le scénario à 2023 retenu est l'hypothèse de la trajectoire basse, soit une croissance du parc d'environ 180 MW par rapport à fin 2017 correspondant à une progression du parc de 30 MW par an. Or, le volume de projets en file d'attente de raccordement à fin 2017 (d'après le panorama) atteint à lui seul les 300 MW. De plus, suite à l'arrêté complément de rémunération H16 pour les sites < 1 MW, la DGEC a informé la profession que plus de 200 demandes de contrat avaient été signées. Enfin, en 2017 le premier appel d'offres pour la petite hydro avait retenu 27 MW de projets.*

Il convient de penser qu'une bonne partie de ces projets sera raccordée à l'horizon 2023, et qu'à ce titre, le volume de 180 MW supplémentaires semble sous-évalué. A minima un volume correspondant à la trajectoire médiane, soit 500 MW supplémentaires, sera raccordé au réseau à l'horizon 2023, pour un total cumulé de 25 800 MW (cf annexe 3 pour la courbe de croissance du parc du scénario).

Question 10
Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière éolienne ? Proposez-vous des hypothèses alternatives ?

Sur les objectifs PPE, la filière est en passe d'atteindre les objectifs 2018. La mise en œuvre de l'autorisation environnementale (multi-filières) a permis une sécurisation juridique accrue des autorisations et de raccourcir les temps d'instruction par les services administratifs (délai cible de 10 mois contre 18 mois constatés). Toutefois, la situation préjudiciable liée à l'absence d'autorité environnementale depuis 6 mois va créer un trou d'air dans l'installation des parcs avant 2023, pénalisant ainsi l'atteinte de l'objectif bas PPE à cet horizon. ***L'hypothèse retenue pour la trajectoire médiane de 1 400 MW supplémentaires de capacités installées par an jusqu'en 2023 pourrait être surévaluée si les effets de cette situation se confirmaient.***

Question 11
Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière éolienne en mer ? Proposez-vous des hypothèses alternatives ? Notamment, quelles pourraient être selon-vous les valeurs à prendre en compte dans les différentes trajectoires ?

La première variante, telle que rédigée, ne permet pas de comprendre le scénario de mise en service sous-jacente : qu'est-il entendu par « conduisant à de faibles volumes de production » ? Il conviendrait soit de préciser les hypothèses de production, soit celles de puissance installée dans cette première variante.

Sous réserve des conclusions de la négociation menée sous l'égide de l'Etat, le scénario actuel du SER prévoit, en 2023, la mise en service de 2 000 MW dès 2021 et le fonctionnement total de 3 000 MW à partir de 2023. Le SER s'interroge sur le fait qu'aucune hypothèse reflétant cette trajectoire n'ait été considérée.

Enfin, il serait nécessaire de préciser que cette analyse des capacités éoliennes en mer ne se réfère qu'aux capacités éoliennes en mer « posées », sans inclure les technologies flottantes.

Question 12
Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière photovoltaïque ? Doit-on envisager une trajectoire plus ambitieuse que la trajectoire rythme PPE haut proposée ?

Le SER partage les points d'arrivées des trajectoires proposées par RTE. Nous supposons cependant que, ***pour les trajectoires médianes et hautes, le développement pourrait se faire de manière légèrement exponentielle plutôt que linéaire*** *(cf annexe 3 pour le détail de la courbe de croissance du parc). Cela conduirait donc à des volumes raccordés plus faibles en 2019 et 2020 et à un décollage des volumes en 2021/2022 : effets de l'autoconsommation, du développement des PPA, possible effet de décalage sur trois ans du lancement d'un volume plus important d'appels d'offres pour compenser le retard pris par le solaire photovoltaïque dans le cadre de la PPE actuelle (seules 80-85% des ambitions 2018 devraient être atteintes).*

Ce potentiel exponentiel de plusieurs phénomènes difficiles à quantifier font que les points d'arrivées à 2023 sont sujets à une sensibilité forte et devront donc être examinés avec attention année après année.

Question 13
Partagez-vous ces hypothèses pour le développement de la filière bioénergies ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Les hypothèses proposées pour le développement de la filière bioénergies nous paraissent cohérentes (300 MW de projets en développement toutes filières confondues à fin 2017).

Nous rappelons cependant que dans la PPE, la filière la plus développée du bois-énergie était la chaleur et non l'électricité.

La filière biogaz se développe de plus en plus vers l'injection de biométhane, il est donc nécessaire de prendre en compte que l'accroissement des capacités des bioénergies électriques se fera prioritairement sur les zones où l'accès aux réseaux gaziers est impossible. Ainsi l'ADEME a émis un avis en 2016 dans lequel il est conseillé de faire de l'injection de gaz plutôt que d'électricité lorsque cela est possible. En complément, les derniers AO réalisés par la CRE demandaient d'étudier en priorité la production et l'injection de biométhane dans le réseau de gaz.

Question 14
Partagez-vous ce point de vue sur la modélisation de la production et les facteurs de charge de la filière bioénergies ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Nous proposons d'extrapoler le facteur de charge des cinq dernières années pour les cinq années à venir dans les trois filières des bioénergies. Aucune évolution technologique ne permet de présager une évolution à la hausse ou à la baisse de ce facteur de charge.

Le seul élément qui serait susceptible de faire évoluer ce facteur serait une sollicitation de la flexibilité des installations de bioénergies, qui pourrait faire varier les taux de charge actuels. Cependant aucun signal ne semble annoncer un recours accru à ces capacités pour participer aux services réseaux d'ici 2023.

Question 15
Partagez-vous ces hypothèses pour la filière énergies marines ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Le SER partage les hypothèses prises en compte pour la contribution des EMR à la sécurité d'approvisionnement à l'horizon du BP 2018 à l'exception de l'hypothèse relative à l'éolien flottant.

En effet, à l'horizon 2023, les projets sélectionnés dans le cadre de l'appel à projet pour des fermes pilotes d'éoliennes flottantes (4 x 24 MW) devraient tous être raccordés au réseau et commenceraient à injecter. Nous pensons donc nécessaire de prendre en compte ces 100 MW de projets, dont l'objectif est justement de démontrer leur capacité à injecter continûment sur le réseau.

Par ailleurs, l'état des lieux dressé page 29 sur les réalisations hydroliennes est incomplet en ne faisant référence qu'aux projets d'un seul acteur industriel. Il conviendrait donc de préciser les points suivants :

- *D'une part, le site au large de Bréhat continuera à être utilisé avec la pose prochaine de l'hydrolienne d'1 MW de technologie HYDROQUEST.*
- *D'autre part, l'hydrolienne D10 de SABELLA, déjà immergée et raccordée au réseau pendant plusieurs mois au large d'Ouessant devrait être réimmergée d'ici la fin d'année 2018.*

Enfin, le développement des capacités réseaux pour accueillir les premiers projets commerciaux hydroliens doit être anticipé, bien que leur mise en service s'établisse au-delà de l'horizon du BP 2018. Cette anticipation devrait ainsi figurer dans le cadre du Schéma Décennal de Développement du Réseau qui s'établit à un horizon plus lointain.

Question 16
Avez-vous des observations à formuler sur l'hypothèse considérée concernant l'arrêt des réacteurs de Fessenheim ?

Ne se prononce pas

Question 17
Avez-vous des observations à formuler sur l'hypothèse considérée pour le démarrage de l'EPR de Flamanville ?

Ne se prononce pas

Question 18
Etes-vous d'accord avec les trajectoires d'évolution de la capacité nucléaire proposées ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Ne se prononce pas

Question 19
Considérez-vous adaptée la modélisation retenue pour la disponibilité du parc nucléaire ? Les variantes proposées vous semblent-elles pertinentes ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Ne se prononce pas

Question 20
Partagez-vous cette approche ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Ne se prononce pas

Question 21
Une approche consistant à évaluer les conséquences d'un défaut générique sur l'ensemble des réacteurs d'un même « palier » technique vous semble-t-elle pertinente ? Si oui, que proposez-vous comme priorité pour cette étude (palier à examiner, méthode, etc.) ?

Ne se prononce pas

Question 22
Etes-vous d'accord avec le principe proposé pour l'élaboration des trajectoires de fermeture des centrales au charbon existante ? Le cas échéant, quelle(s) autre(s) trajectoire(s) de fermeture de ces centrales au charbon proposez-vous d'étudier ?

Ne se prononce pas

Question 23
Estimez-vous que tout ou partie des unités actuelles fonctionnant au charbon pourraient faire l'objet d'une reconversion vers la biomasse ? Le cas échéant, combien de tranches pourraient être concernées, et à quelle échéance ? Selon quelles modalités de fonctionnement (proportion de biomasse, puissances maximales, nombres d'heures de fonctionnement autorisées, …) ?

Ne se prononce pas

Question 24
Etes-vous d'accord avec les trajectoires proposées ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?

Ne se prononce pas

Question 25
Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ? Un déclassement d'une partie des turbines à combustion doit-il être envisagé d'ici 2023 ?

Ne se prononce pas

Question 26
Partagez-vous le panorama présenté pour le parc de cogénérations ?
Selon vous, quelles évolutions respectives des parcs de cogénérations au gaz et au fioul doivent être considérées ? Une réduction du volume de cogénérations doit-elle être envisagée sur l'horizon d'étude ?

Ne se prononce pas

Question 27
Partagez-vous cette présentation ? Une érosion du parc sur l'horizon de 5 ans doit-elle être envisagée ? Quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

Ne se prononce pas

Question 28
Partagez-vous les hypothèses retenues pour l'évolution de cette filière et les trajectoires proposées ? Si non, quelle(s) trajectoire(s) alternative(s) proposez-vous, notamment pour la trajectoire médiane ?

Ne se prononce pas

Question 29
Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ?

Ne se prononce pas

Question 30
Estimez-vous que les batteries pourraient représenter un volume significatif, de l'ordre de quelques centaines de mégawatts d'ici la fin de l'horizon moyen terme et pouvant être utile pour la sécurité d'approvisionnement ?

Le développement des batteries est fortement conditionné au redimensionnement des marchés des services systèmes (réglage fréquence et tension), qui détermineront leur capacités à être rentable. Le développement de tels systèmes pourra ensuite s'effectuer de manière très rapide si l'intérêt économique est prouvé. La fin de l'expérimentation Ringo à 2021 sera ainsi un indicateur fort pour les acteurs.

Par ailleurs, l'utilisation en seconde vie des batteries de VE va commencer à se généraliser du fait de mises à jour voulues par les utilisateurs pour gagner en autonomie. Ce phénomène se produit déjà avec les « Zoé » de Renault où les utilisateurs passent de batterie 22 kWh à 41 kWh, alors que leurs anciennes batteries sont encore capables de tenir un grand nombre de cycles de recharge. Cette accélération de l'arrivée sur le marché des batteries de seconde vie aux CAPEX quasiment nulles pourrait avoir un impact notable avant 2023 : si un tiers des VE actuellement sur le marché (environ 150 000 véhicules) changent leurs batteries d'ici 2023 (puissance moyenne de charge/décharge rapide de 40 kW, 20 kWh d'énergie stockable), cela donne une capacité totale de 2 000 MW et 1 GWh de stockage. Même en prenant en compte la charge standard de 6 kW, on obtient tout de même 300 MW (la puissance de sortie dépendra de la manière dont les batteries seront reconditionnés et ne sera pas indexée sur les puissances initiales des batteries installées dans les VE).

Il y a donc un potentiel pour un développement accéléré du stockage par batterie sur le réseau qui pourrait être de l'ordre de plusieurs centaines de mégawatts.

Question 31
Partagez-vous le constat exposé sur les technologies de type *power-to gas* ?

En l'absence d'appel d'offres ou de tarifs d'achats, la filière power-to-gas *ne pourra se développer à brève échéance. Des premiers projets pourraient cependant émerger sur la fin de cette période.*

Question 32
Pensez-vous que les sources de données utilisées soient les plus pertinentes ? Avez-vous d'autres sources de données à proposer ?

Ne se prononce pas

Question 33
Pensez-vous que ces sensibilités apportent des éclairages utiles au diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France ? Avez-vous d'autres analyses de sensibilité à proposer ?

Ne se prononce pas

Annexes jointes :

1) Le scénario SER national pour la révision de la programmation pluriannuelle de l'énergie ;
2) Une synthèse des courbes de croissance de chacune des filières proposées dans ce scénario ;
3) Les présentations du SER par filière lors des ateliers PPE de l'automne 2017.