Consultation publique sur les hypothèses d'offre du Bilan Prévisionnel 2017

Réponse de l'Institut Energie Développement

Question 1 du document Offre de RTE :
Avez-vous des remarques sur ces éléments de cadrage ? Voulez-vous proposer des éléments complémentaires ?

IED propose que la variante où la part de production assurée par le parc nucléaire est supérieure à 50 % fixe cette part à 77 % (valeur moyenne du XXIe siècle). Concernant les scénarios « variantes », de nombreuses orientations proposées dans la suite de la consultation ne leur semblent pas applicables (par exemple les cadrages en volume par filière). IED n'a pas repris cette remarque question par question (cf. en premier exemple la question 3) mais estime que les scénarios « variantes » doivent garantir la faisabilité technique, la sécurité d'approvisionnement, la lutte contre le changement climatique et le coût le plus bas pour les consommateurs, hors tout autre cadrage ou objectif médiatico-politique.

Pour l'élaboration de ces scénarios, il serait souhaitable de prendre en compte, entre autres, les considérations développées dans l'article « *Le mirage de mix électriques à très forte proportion d'énergies intermittentes - Le point de vue argumenté d'ingénieurs, de physiciens et d'économiste » de* Roland Vidil et André Latrobe ; Christian Le Brun et Dominique Grand; Dominique Finon, article paru dans La Revue de l'Énergie n° 634 – novembre-décembre 2016.
Cet article montre dans une première partie les limites physiques d'un système électrique avec une forte composante d'ENR intermittentes et propose un mix optimal compte tenu de ces contraintes physiques. Dans une deuxième partie, il analyse la notion de valeur économique d'un équipement ENR intermittent (production variable et non programmable sur l'année) ainsi que les coûts de système induits par ces ENR intermittentes en fonction de leur proportion dans le parc de production. Il évalue ensuite la part optimale de ces ENR intermittents ainsi que le coût moyen du MWh en fonction de la proportion d'ENR intermittents dans ce parc. Cette étude est donc tout à fait pertinente pour l'élaboration de scénarios (notamment les scénarios dits variantes et pour leur évaluation économique). Ces coûts de systèmes ont fait l'objet d'études de l'AEN et de l'AIE. Les premiers rapports de l'OCDE/AEN sur ce sujet datent de 2012 (*"Nuclear Energy and Renewables System Effects in Low-carbon Electricity Systems"* OCDE/AEN (2012)) et une synthèse de leurs résultats, y compris les plus récents, est présentée dans la Revue Générale Nucléaire de Janvier-Février 2017 n°1 dans un article intitulé *« Compétitivité des systèmes de production d'électricité au sein des réseaux : application au nucléaire et aux énergies renouvelables variables »*[1]. Il en ressort que la comparaison habituelle des coûts des différents moyens de production à l'aide du LCOE (Levelized Cost of Energy) mise en place initialement pour les moyens de production pilotables doit maintenant, avec le développement des ENR intermittentes, être complétée par des coûts de systèmes : « coûts d'adéquation (équilibrage entre l'offre et la demande), coûts de rééquilibrage (pour préserver la performance du réseau en tenant compte des incertitudes sur l'offre et la demande), coût de connexion au réseau, coût de renforcement et d'extension du réseau, voire coûts de développement de solutions

[1] Les auteurs de cet article sont Jan Horst Keppler, économiste sénior à l'Agence pour l'énergie nucléaire AEN et professeur d'économie à l'université Paris -Dauphine, Manuel Baritaud, analyste sénior à l'Agence pour l'énergie nucléaire AEN, Michel Berthélemy, économiste - I-tésé/CEA et expert auprès du groupe de travail de l'AEN sur l'économie de l'énergie nucléaire

de stockage pour gérer les équilibres des systèmes électriques. Ces coûts ne sont pas nuls pour les systèmes pilotables mais ils sont plus importants pour les moyens de production variables et ce d'autant plus que leur proportion dans le mix énergétique est importante. Enfin, ces coûts sont d'autant plus importants que les transitions d'un mix à un autre sont rapides et que les parcs sont déjà bien dimensionnés.

L'élaboration des scénarios devrait prendre en considération les conclusions de l'étude d'EDF R&D (https://www.edf.fr/sites/default/files/Lot%203/CHERCHEURS/Portrait%20de%20chercheurs/summarystudyres.pdf citée dans le document de consultation de RTE) sur les limites de pénétration des ENR intermittentes.

Enfin, la déclaration faite par l'Académie des Sciences le 19 avril 2017 (« La question de la transition énergétique est-elle bien posée dans les débats actuels ? ») est pleine de bon sens et mérite d'être pleinement prise en considération dans l'élaboration du Bilan Prévisionnel.

Question 2 du document Offre de RTE :
D'autres analyses vous sembleraient-elles nécessaires sur la base des scénarios de mix de production envisagés à l'horizon 2035 ? Pouvez-vous préciser lesquelles ?

L'impact des différents scénarios sur les émissions de CO2 est un point clé puisque la loi de transition énergétique a pour objectif majeur leur limitation dans le cadre du changement climatique.

L'analyse du risque de défaillance (donc un raisonnement en termes de puissance installée et disponible au moment de la pointe de consommation) est aussi un point clé. Cette analyse doit se faire avec et sans les interconnexions avec les pays voisins de la France et leurs évolutions d'ici 2035 (voir réponse à la question 32).

L'influence du montant de la taxe carbone est une analyse particulièrement intéressante compte tenu de ses conséquences potentielles sur la composition du mix énergétique.

Le jeu d'hypothèses proposé est très large, y compris en terme de réseau de transport, avec des conséquences économiques potentiellement lourdes pour les consommateurs d'électricité ; il est nécessaire que le bilan prévisionnel expose pour chaque scénario le coût de production et le coût de transport RTE (€/MWh) supportés par les consommateurs.

Concernant le « paysage de défaillances » il est nécessaire que les différents scénarios correspondent au même risque de défaillance, ou a minimum que les coûts de défaillance (supportés par les consommateurs) soient explicités pour chaque scénario.

Question 3 du document Offre de RTE :
Partagez-vous les principes de construction des scénarios décrits ci-dessus ? Pouvez-vous indiquer, le cas échéant, vos propositions en matière de représentation de telle ou telle filière ou vos propositions en matière de modélisation ?

Est-ce que ces principes s'appliquent aux deux scénarios dits "variantes"? Ainsi, pour le nucléaire, il est indiqué "Volume cible" alors qu'il est proposé plus haut dans le document de consultation d'examiner un scénario avec plus de nucléaire que la cible. Idem pour les ENR mais cette fois avec une cible plus faible.
L'article cité à la question 1 ci-dessus « *Le mirage de mix électriques à très forte proportion d'énergies intermittentes - Le point de vue argumenté d'ingénieurs, de physiciens et d'économiste* » est pertinent pour les analyses économiques envisagées (décisions d'investissement).

Question 4 du document Offre de RTE :
Proposez-vous d'autres références externes de coûts de combustibles et de CO2 ?

En fait avant cette question sur les coûts de combustibles et de CO2, il faut s'interroger sur les différents postes constitutifs du coût des filières de production. Il manque dans cette liste les coûts systèmes induits par les moyens de production, notamment les ENR intermittents (dus à leur variabilité et à leur absence d'inertie).Outre les articles déjà cités ci-dessus (notamment sur les travaux de l'OCDE/AEN), des éléments peuvent être trouvés dans l'article « *La pénétration à grande échelle des ENR dans les marchés électriques La perte de repère des évaluations économiques* » de Dominique FINON, article paru dans La Revue de l'Énergie n° 633-634 – septembre-décembre 2016. Dominique Finon a aussi fait une présentation de ses travaux « *Les politiques de soutien aux ENR à apports variables: A la recherche de quelques repères économiques* » au Séminaire CFE «intégration des ENR-Var dans les systèmes électriques», 31 mars 2017, organisé par le Conseil Français de l'Energie.

Question 5 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord pour retenir :

- une hypothèse basse de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 26 GW et
- une hypothèse haute de capacité minimale d'éolien terrestre en 2035 de 52 GW ?

RAS

Question 6. du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la filière éolienne terrestre ?

RAS

Question 7 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec des hypothèses de capacités installées à l'horizon 2035 comprises entre 3,5 et 9,5 GW d'éolien en mer posé, et comprises entre 0,1 à 2,1 GW d'énergies marines ?

RAS

Question 8 du document Offre de RTE :
Compte tenu du caractère émergent de ces filières, quels délais moyens de réalisation préconisez-vous de retenir pour l'éolien en mer posé et les énergies marines ?

??

Question 9 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour l'éolien en mer posé, l'éolien flottant et l'hydrolien marin ?

Oui à condition que les coûts de systèmes soient pris en compte

Question 10 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord de supposer :
- **un volume minimal de PV au sol compris entre 3 et 23 GW,**
- **un volume minimal de PV sur toitures industrielles compris entre 14 et 18 GW,**
- **un volume minimal de PV sur toitures résidentielles compris entre 3,4 et 7,4GW ?**

RAS

Question 11. du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour le solaire photovoltaïque ?

Oui à condition que les coûts de systèmes soient pris en compte

Question 12 du document Offre de RTE :
Pour les installations de PV sur toitures (industrielles et résidentielles), selon vous, quelles sont les sources d'information à considérer, les hypothèses et les données à prendre en compte pour ajuster la capacité développée, par exemple de façon non exhaustive, les phénomènes de développeurs précurseurs (*early-adopters*), l'existence d'asymétrie d'information sur la rentabilité attendue ou les difficultés de financement ?

??

Question 13. du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacités et de coûts proposées pour la filière ? (Hydraulique)

RAS

Question 14 du document Offre de RTE :
Compte tenu de l'absence de mise en service récente en France, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous de retenir une STEP ?

10 à 15 ans

Question 15.
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de capacité pour les bioénergies ?

Pour la filière biogaz, IED propose une limite haute excluant la conversion de terre agricole en cultures énergétiques dédiées.

Question 16 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les filières de bioénergies ?

??

Question 17 du document Offre de RTE :
Avez-vous des remarques sur ce cadrage concernant la filière nucléaire ? En particulier, quelles variantes proposez-vous d'étudier ?

Etude d'une variante avec maintien de la proportion de nucléaire dans la production (75%) IED propose que la variante où la part de production assurée par le parc nucléaire est supérieure à 50 % fixe cette part à 77 % (valeur moyenne XXIe siècle).

Pas de variante avec une part inférieure à 50%.

Question 18. du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour la production nucléaire de 2ème génération et de 3ème génération ?

Le coût d'investissement proposé est pour le nucléaire de 3ème génération s'élève à 6500€/KW. Cette valeur est excessive. Ainsi, dans l'article déjà cité ci-dessus de la revue RGN, il est fait état d' un coût objectif pour l'EPR Nouveau Modèle de l'ordre de 3 000 à 3 500 €/kW. Les coûts de production seront de l'ordre de 60 à 70 €/MWh, comme le rappelle l'OCDE. »

Question 19 du document Offre de RTE :
Considérez-vous que la production de l'ensemble du parc thermique à flamme doive être contrainte par un volume global d'émissions de CO2 à l'horizon 2035 ?

La réponse à la question telle que formulée est clairement négative dans la mesure où les conséquences de cette limitation ne sont pas connues (mise en cause de la sécurité d'approvisionnement?).

Question 20 du document Offre de RTE :
Quelle valeur proposez-vous de retenir sur la part du biogaz injecté dans le réseau de gaz à l'horizon 2035, afin d'en tenir compte dans le calcul des émissions de CO2 du secteur électrique ?

Pour l'injection de biogaz dans le réseau gaz, IED propose une limite haute excluant la conversion de terre agricole en cultures énergétiques dédiées.

Question 21 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord pour une capacité minimale installée de CCG de 1,2 GW ?

Ambigü : s'agit-il des capacités nouvelles ou totales ?

Question 22 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les cycles combinés au gaz ?

RAS

Question 23 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses retenues pour la filière charbon ?

RAS sous réserve que les capacités de back-up soient dimensionnées au bon niveau compte tenu de la variabilité des ENR intermittentes (back-up constitué de moyens de production pilotables nucléaire, gaz, charbon, hydraulique de lac,..)

Question 24 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec l'hypothèse d'un parc de centrales à cogénération au gaz compris entre 3 GW et 12 GW à l'horizon 2035, soit environ 0,75 à 3 fois le parc actuel ?

??

Question 25 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées pour les centrales à cogénération au gaz naturel ?

RAS

Question 26 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses relatives aux turbines à combustion ?

RAS

Nota important : de façon générale, accord sur les coûts proposés pour les différentes filières en considérant que ce sont des coûts constitutifs du coût LCOE de ces filières et sous réserve qu'ils soient cohérents avec les chiffres publiés par l'AIE/AEN (2015). Il faut en outre leur ajouter les coûts de systèmes.

Question 27 du document Offre de RTE :
Proposez-vous d'autres sources sur le gisement et le coût des effacements ?

Non

Question 28 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les gisements et les coûts proposés pour les différents types d'effacements ?

Les groupes électrogènes doivent être traités en parc de production et non en effacement

Question 29 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les batteries ?

Il n'y a pas d'hypothèse relative à la durée de vie.

Question 30 du document Offre de RTE :
Êtes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour la filière *power-to-gas* ?

Un paramètre très important pour cette filière est son rendement. La valeur de 33% utilisée par l'ADEME relève aujourd'hui d'un pari. Une valeur plus réaliste, tout en étant encore optimiste, est de 25%.Ce paramètre a, en particulier, un impact sur le dimensionnement du parc d'ENR intermittentes et sur le dimensionnement du stockage (notamment la puissance installée d'électrolyseurs). L'impact sur les coûts est très important. La variation du coût d'investissement et d'exploitation entre 2017 et 2035, valeur estimée de -60%, paraît très optimiste.

Question 31 du document Offre de RTE :
Compte tenu du caractère émergent de cette filière, quel délai moyen de réalisation préconisez-vous pour une installation de *power-to-gaz* ?

Pas avant 2030

Question 32 du document Offre de RTE :
Avez-vous des remarques sur ces hypothèses ? (Interconnexions)

Le développement des interconnexions doit prendre en compte leur intérêt économique. Les études européennes sont basées sur la théorie libérale et les bénéfices apportés à l'UE par un accroissement de la concurrence. Il est nécessaire que le bilan prévisionnel expose de manière plus concrète les bénéfices attendus pour la collectivité nationale de ce développement des interconnexions.

Question 33 du document Offre de RTE :
Avez-vous des suggestions complémentaires sur la prise en compte des parcs étrangers ? Notamment, quelles études ou données proposez-vous d'utiliser ?

L'examen de l'évolution récente des parcs européens montre le poids des politiques publiques nationales et les risques de fermetures brutales, notamment de moyens thermiques nucléaires ou fossiles, à l'occasion d'une élection. En conséquence, il est nécessaire que RTE continue à présenter dans son bilan prévisionnel la sécurité d'approvisionnement dans l'hypothèse d'échange nul aux frontières (ex « hypothèse centrale ») et que dans l'hypothèse « avec secours par les frontières » la défaillance suite à décision politique brutale du pays apportant la plus grosse contribution soit intégrée en hypothèse centrale.