RTE - Commission Perspectives Système et Réseau

Consultation sur les hypothèses d'offre et de demande à horizon 2035 du futur Bilan Prévisionnel 2017

Avril 2017

France Energie Eolienne tient avant tout à remercier RTE de sa sollicitation à participer à la table-ronde du 30 mars 2017 ainsi que contribuer à sa consultation relative aux hypothèses d'offre et de demande à horizon 2035 du futur Bilan Prévisionnel 2035.

RTE indique que le cadrage précise les principales orientations sur lesquelles repose la construction des scénarios de mix électrique :

- Quatre scénarios ;
- Deux scénarios de référence compatibles avec le cadre législatif, réglementaire et les orientations publiques actuelles ;
- Deux variantes encadrantes.

France Energie Eolienne y est tout à fait favorable et encourage une telle logique, visant notamment à respecter les orientations de la loi de transition énergétique pour la croissance verte que sont :

- Un mix de production électrique à 40% d'origine renouvelable en 2030
- Une part de la production nucléaire plafonnée à 50% du mix électrique en 2025

La transition énergétique, au-delà d'objectifs législatifs et réglementaires, doit être accompagnée d'étude de faisabilité telle que le bilan prévisionnel de RTE, permettant d'identifier et d'anticiper les potentielles difficultés afin de mieux y faire face.

Question 1. Avez-vous des remarques sur ces éléments de cadrage ? Voulez-vous proposer des éléments complémentaires ?

2 scénarios de référence seront centrés sur les objectifs publics :

- la part du nucléaire sera égale à 50% de la production d'électricité ;
    - à horizon 2035, cela signifie qu'il n'y aura pas d'évolution entre 2025 et 2035 de la part du nucléaire, et donc potentiellement du volume de production (à niveau de production inchangé).
- la part des énergies renouvelables sera au moins égale à 40% de la production d'électricité.
    - à horizon 2035, cela signifie qu'il n'y aura pas d'évolution entre 2030 et 2035 de la part des énergies renouvelable et donc potentiellement du volume de production (à niveau de production inchangé).

2 variantes seront donc étudiées dans ce cadre :

- 1 variante orientée sur une part du nucléaire dans la production d'électricité supérieure à 50% (niveau non défini au stade de l'appel à contributions) ;
- 1 variante orientée sur une poursuite de la baisse de la part du nucléaire en-deçà de la cible des 50% (niveau non défini au stade de l'appel à contributions) ;
    - L'horizon étant à 2035 et le plafond de 50% de production électrique d'origine nucléaire à 2025, il conviendrait de se baser sur la trajectoire amorcée ou bien celle de l'étude ADEME.

Les hypothèses de 40% d'ENR et de 50% de nucléaire ne doivent pas être considérées atteintes à 2035, mais respectivement aux années 2030 et 2025. Ces dates sont structurantes mais ne figent pas les parts respectives des ENRs et du nucléaire postérieurement. Au contraire, ces évolutions de parts de production se font au sein de la dynamique de la transition énergétique vers une production énergétique 100% renouvelable.

Question 2. 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'atteinte d'un mix électrique 100% renouvelable ne se fera pas sans la mise en œuvre des différents moyens de stockage électrique. L'étude de l'ADEME 100% ENR à 2050 met bien en lumière le rôle des différentes technologies en fonction des besoins de court/très court terme (batteries,…) et des besoins de plus long termes (barrages, power-to-gas,…). Il est important de développer ces capacités en même temps que la pénétration de la production renouvelable variable progresse afin de garantir la sécurité d'approvisionnement.

Question 3. 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 ?

4.3 Simulation des décisions relatives aux capacités prises par les agents économiques

France Energie Eolienne insiste sur le fait que l'étude devra prendre en compte les hypothèses de coûts actuelles mais aussi projetées à plus long terme afin de modéliser au mieux les décisions économiques des agents.

- ➔ Les coûts des technologies ENR et de stockage sont orientés à la baisse avec la possibilité de ruptures technologiques. Les choix stratégiques retenus doivent intégrer cette composante. Ceci est à opposer au nucléaire qui plus il vieillit plus il coûte cher.
- ➔ Il serait aussi pertinent de prendre l'hypothèse que la production ENR ne sera pas qu'un choix de politique publique dans les années à venir, mais aussi une démarche structurante de la part des entreprises et des collectivités publiques y compris pour maitriser leurs coûts à long terme au-delà de simples choix sociétaux. L'approvisionnement en électricité d'origine renouvelable

fait en effet partie de plus en plus de stratégies économiques de nombreux groupes industriels et de collectivités publiques.

➔ L'introduction d'un signal prix pour les consommateurs permettra de modifier la courbe de la demande et affectera la réponse à cette dernière.

5.1 Modélisation du coût des filières de production

5.1.1 Sources des données

France Energie Eolienne a transmis à RTE, suite à la réunion du 30 mars 2017, l'étude « Observatoire des Coûts de l'éolien terrestre » réalisée par le cabinet Pöyry pour le compte de France Energie Eolienne. Réalisée sur plus de 1,2 GW de données de projets mis en service entre 2013 et 2017, les résultats sont récents et correspondent aux coûts des technologies récemment installées. Les coûts de production liés aux nouvelles technologies (plus hautes et plus puissantes) seront inférieurs.

Lien de téléchargement de l'étude : http://fee.asso.fr/wp-content/uploads/2016/12/Poyry_FEE_Observatoire_couts_eolien_terrestre_final-1.pdf

Question 5. 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 ?

Hypothèse haute : cette hypothèse est cohérente avec les objectifs de la filière, faisant arriver le développement des nouvelles capacités à un rythme de croisière de 1,8 GW/an à partir de 2018 et en y ajoutant les effets du repowering (facteur multiplicatif de puissance de 1,7).

Hypothèse basse : cette hypothèse n'est pas du tout réaliste, à moins que le développement des capacités à compter de 2023 ne soit restreint qu'au repowering, avec un coefficient multiplicateur de 1,35 de la puissance des parcs renouvelés.

France Energie Eolienne propose qu'une hypothèse de développement de 500 MW/an de nouvelles installations soit prise, avec un facteur de repowering plus réaliste à 1,7 soit pris. La puissance installée à horizon 2035 serait d'environ 35 GW (soit 17 GW de moins que le scénario haut).

5.2 Énergies renouvelables

5.2.1 Éolien terrestre

Trajectoire historique

Durant ces 10 dernières années, le déploiement annuel d'éolien terrestre en France a varié entre 620 MW (en 2013) et 1345 MW (en 2016), pour 1 GW par an en moyenne.

Il convient de préciser que la tendance est à la hausse sur les dernières années. Pour les années à venir, et afin d'atteindre les objectifs de la PPE, il est nécessaire de s'inscrire dans la récente dynamique constatée. Un rythme annuel de 1 GW est insuffisant à cette fin. Un rythme d'au moins 1800 MW/an d'ici à 2023 est nécessaire.

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

La durée de vie des futures installations se situe aux alentours de 25-30 ans, et non 20 ans qui est l'espérance de vie de technologies passées.

Concernant les coûts d'investissement, il s'agirait d'inverser les montants : les puissances des machines auront tendance à augmenter, permettant de réduire les coûts au MW. Le montant de 1450 €/kW correspond bien aux technologies qui ont pu être mises en place jusqu'ici (voir Observatoire des coûts de l'éolien terrestre), tandis que les futures machines auront des coûts inférieurs, d'un ordre de grandeur de 1250€/kW. Les évolutions technologiques (augmentation de la taille des rotors, augmentation de la hauteur en bout de pale, amélioration de l'aérodynamisme etc..) permettent une baisse du prix du MWh de manière significative.

Les coûts d'exploitation sont en effet proches de 47k€/kw/an pour les installations actuelles. Pour les nouvelles générations, les puissances des machines auront tendance à augmenter, permettant de réduire les coûts d'opération et de maintenance par MW. Une valeur proche de 40€/kW pourrait être retenue.

France Energie Eolienne, de manière plus générale, souhaiterait que les coûts pour l'ensemble des filières soient évoqués en coûts complets par MWh (LCOE, en €/MWh) incluant :

- **les coûts d'investissements (CAPEX)**
- **les coûts d'exploitation (OPEX)**
- **les coûts de démantèlement**
- **les coûts de gestion des déchets le cas échéant**

Question 7. 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 ?

La filière éolienne s'est positionnée sur un scénario à horizon 2030 basé sur des modalités d'appels d'offres plus efficaces. Celui-ci comprend 15 GW d'éolien en mer posé mis en service à cette date, ainsi que 6 GW d'éolien en mer flottant, toujours à horizon 2030 (scénario haut).

Pour un scénario bas, il conviendrait de tabler sur 6 GW d'éolien en mer posé (3 GW déjà attribués et 3 GW supplémentaires, soit la moitié de la fourchette prévue par la PPE, attribués d'ici à 2023) et 1,096 GW d'éolien en mer flottant (96 MW de fermes pilotes et 1 GW additionnel, soit la moitié de la fourchette dédiée aux EMR dans la PPE). Opter pour les fourchettes basses de la PPE, adoptée en 2016 et programmant les volumes jusqu'en 2023, comme scénario bas, paraît biaisé dans la mesure où cela supposerait qu'il n'y ait plus aucun développement éolien en mer après 2030 (ou aucune attribution d'AO après 2023).

En outre, étant donné le niveau de maturité de l'éolien en mer (premier parc installé en 1991 et démantelé en 2017), posé notamment, nous pensons qu'il convient de dissocier l'objectif d'éolien en mer à d'autres types d'énergies marines, non seulement moins matures mais également sans cohérence technologique. En une vingtaine d'années, la taille des parcs éolien en Europe sera passée d'une centaine de MW au début 2000, à 500 MW début 2010 et supérieure pour certains au GW à horizon 2020.

Question 8. 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 ?

L'éolien en mer posé n'est pas une filière émergente (voir réponse supra), sa maturité a été largement démontrée ces derniers mois (notamment en termes de LCOE). La filière connaît un développement majeur depuis plus de 25 ans, son cycle complet de vie a d'ailleurs déjà été réalisé, sur plus de trois parcs (développement, construction, exploitation et démantèlement intégral).

Si l'on prend l'exemple des pays nordiques, un parc éolien en mer au Danemark ou aux Pays-Bas, c'est environ 3 ans pour un commissionning complet post attribution d'appel d'offres.

Etant donné le cadre réglementaire français et ce qu'il implique (levée des risques et demandes d'autorisations après attribution d'AO), ce délai pourrait être réduit à 7 ans (effet de l'expérience et des simplifications en cours d'application) si le cadre n'évoluait pas.

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

Il convient plutôt d'exprimer les hypothèses de coûts en termes de LCOE. La filière éolienne française vise une fourchette de LCOE comprise entre 100 et 130€ / MWh à horizon 2030 (raccordement compris), tant pour l'éolien en mer posé que flottant.

Néanmoins, il n'est pas envisageable de ne pas revenir les développements éolien en mer (posé) récents, à savoir l'attribution d'un AO offshore, en Allemagne, au prix de marché (subsidy-free), le 13 avril 2017, ce qui pourrait faire penser que la réduction des coûts à horizon 2035 pourrait être bien supérieure à ce qui est proposé.

Pour ce qui est de la durée de vie des parcs éolien en mer, tabler sur 25 ans paraîtrait plus réaliste, comme l'a montré l'exemple de Vindeby, au Danemark (26 ans). Les éoliennes maritimes actuelles sont conçues pour 25 ans de Product Life cycle.

Question 17. Avez-vous des remarques sur ce cadrage concernant la filière nucléaire ? En particulier, quelles variantes proposez-vous d'étudier ?

Le niveau de production du nucléaire à 50% du mix de production en 2025 doit s'inscrire dans une trajectoire globale, d'aujourd'hui à 2035. Il ne paraît pas logique de baisser la part de la production nucléaire à 50% d'ici à 2025 puis de la garder intacte (en considérant une stagnation du niveau de consommation) jusqu'à 2035. Ce n'est pas l'objectif ultime de la transition énergétique, mais une étape.