Réponse d'ENGIE à la consultation publique sur les hypothèses à l'horizon 2035 du Bilan prévisionnel 2017

Introduction

ENGIE apprécie la démarche de RTE de solliciter la contribution des acteurs du marché français de l'électricité dans l'élaboration du Bilan Prévisionnel, qui reste un document de référence pour l'évolution future du système électrique national. ENGIE trouve notamment très intéressante et pertinente la prise en compte de la cohérence économique des décisions d'investissement (et de fermeture) dans le cadre du dimensionnement du parc et du rôle relatif des différentes technologies.

Remarques générales

Au-delà des hypothèses techniques, nous avons 5 remarques d'ordre plus général.

- Manque de nuance entre les scénarios
    - Prix des combustibles : la principale variation provient du prix CO2, mais le niveau de prix des combustibles, surtout du gaz, est très peu nuancé. Les prix considérés sont par ailleurs notamment plus élevés que les forward actuels. La révision actuelle de l'ETS et les mesures prises à niveau national laissent imaginer de larges excédents sur le marché des droits d'émissions. Un scénario avec des prix CO2 proche du niveau actuel pourrait être envisager.
    - Demande : les hypothèses pour certaines variables semblent assez proches entre les scénarios proposés, ce qui ne pourrait limiter l'éventail des trajectoires d'évolution de la consommation
    - Les coûts des technologies ENR sont fournis pour un cas de référence, alors que des scénarios nuancés seraient particulièrement pertinents étant donnée la forte incertitude sur l'évolution future des coûts et de la performance des ENR.
- Il semble manquer certains paramètres clé pour l'analyse de la cohérence économique des technologies :
    - Les coûts démantèlement sont-ils pris en compte ? Des coûts élevés pourraient dissuader de fermer une centrale ou reporter la décision.
    - Quel est le facteur de charge supposé pour les ENR ?
- L'approche pour la modélisation n'est pas claire : est-ce un modèle horaire et chronologique de dispatch, associé à une boucle sur la profitabilité des centrales pour déterminer les investissements ? Le rapport mentionne des coûts de démarrage et un programme de production, mais ne précise pas les hypothèses de flexibilité (suivi de charge, temps de démarrage, etc.).
- Quelle analyse ou indicateur de flexibilité sera fourni ? Le document précise qu'un indicateur de flexibilité sera fourni, mais que l'analyse de la flexibilité du mix électrique serait une étude additionnelle éventuelle.
- Nous apprécierions les indicateurs additionnels suivants :
    - Prix de gros de l'électricité ;
    - Prix de capacité, à la fois selon le schéma de « CFD », et dans le mécanisme de capacité ;

- Indicateur de profitabilité par technologie.

Remarques détaillées concernant le volet demande

En ce qui concerne le volet demande, nous avons les remarques suivantes :

- Remarque générale : les hypothèses des scénarios pur certaines variables semblent assez proches, ce qui peut limiter la portée de l'analyse en sous-estimant l'éventail des évolutions de consommations possibles. Certains futurs usages de l'électricité pourraient apparaître, tout comme des gisements d'efficacité énergétique. Il nous paraît pertinent de nuancer les scénarios de façon plus importante.
- [Question 2] La fourchette de PIB retenue pour les scénarios RTE semble très restreinte, l'OCDE 2014 étant apparemment retenue comme borne supérieure. Quelle est l'adéquation entre hypothèses de démographie et de croissance économique, la population jouant un rôle important dans la croissance ?
- [Question 4] Pourriez-vous détailler le calcul de la valeur médiane de 24% de baisse des besoins thermiques, en regard des 15-18% de gains par les rénovations, et des hypothèses de logements neufs ?
- [Question 7 et 8] Les usages électroménagers et TIC (et les nouveaux usages associés : robots ménagers, etc.) représentent une incertitude forte. Il nous semble important de considérer des scénarios très nuancés de taux d'équipement et d'utilisation et d'efficacité, ces derniers pouvant évoluer rapidement.
- [Question 21] Pour la demande industrielle, est-ce qu'un plancher pourrait être atteint, si les industries les moins performantes ont déjà été fermées ? Les projections pourraient être plus optimistes pour l'automobile.
- [Question 24] Similaire à la [Question 21], est-ce qu'un plancher est envisagé ?
- [Question 26] Elasticité de la demande : A la fin de l'exercice, est-ce qu'il y a un bouclage sur le niveau de demande et les prix de gros de l'électricité ? Est-ce qu'une demande forte est envisageable dans un scénario au prix hauts ? Est-ce que les industriels électro-intensifs maintiendront leur activité dans le cas d'une hausse des prix. Par exemple, en Allemagne, les prix gros de l'électricité plus bas ont permis de retrouver un niveau de consommation au même niveau qu'avant la crise ce qui n'est pas le cas en France.

Remarques détaillées concernant le volet offre

Pour le volet offre, nous avons les remarques suivantes :

- Remarque générale sur les coûts des technologies : Les coûts démantèlement sont-ils pris en compte ? Si oui, quelles sont les hypothèses ? Des coûts élevés pourraient dissuader de fermer une centrale ou reporter la décision.
- [Questions 1] Cadrage du nucléaire : les scénarios centraux supposent une part de 50% de nucléaire en 2035 dans la production alors que l'objectif est pour 2025. En choisissant cette valeur, qui ne correspond pas à un objectif public, on peut surestimer ou sous-estimer les futurs objectifs gouvernementaux, ou être éloigné des choix économiques des acteurs du nucléaire. Un scénario pourrait reposer sur une prise en compte des choix des acteurs du nucléaire sur une base économique.
- [Question 2] Analyses / indicateurs
    - Nous apprécierions les indicateurs additionnels suivants :
        - Prix de gros de l'électricité ;

        - Prix de capacité, à la fois selon le schéma de « CFD », et dans le mécanisme de capacité ;
        - Indicateur de profitabilité par technologie.
    - Quelle analyse ou indicateur(s) de flexibilité seront fournis ? Le document précise qu'un indicateur de flexibilité sera fourni, mais que l'analyse de la flexibilité du mix électrique serait une étude additionnelle éventuelle.
- [Question 3] Modélisation
    - L'approche pour la modélisation n'est pas claire : est-ce un modèle horaire et chronologique de dispatch, associé à une boucle sur la profitabilité des centrales pour déterminer les investissements ? Le rapport mentionne des coûts de démarrage et un programme de production, mais ne précise pas les hypothèses de flexibilité (suivi de charge, temps de démarrage, etc.).
    - Les coûts réseaux sont-ils pris en compte dans l'analyse économique ? Le document papier fourni lors du comité initial mentionne des coûts de raccordement réseau. Ceux-ci sont-ils pris en compte ? Les bénéfices / coûts réseaux sont un élément important pour l'analyse économique des nouvelles unités (classiques et ENR selon leur localisation, taux de pénétration, etc.).
- [Question 3] Evolution des capacités
    - Il faut également envisager des scénarios où la pression économique devient telle pendant quelques années (stagnation économique, bas prix fuel et CO2) que les actifs produisant à coût fixe et nécessitant des dépenses de jouvence importantes seraient amenés à fermer. Dans ce cadre l'atteinte d'un volume de nucléaire fixé par la puissance publique ne nous paraît pas garantie dans tous les cas.
    - Avec la construction des nouvelles capacités ENR suite à appels d'offre, il est possible de ne pas tenir les volumes fixés par la puissance publique suite à des recours contentieux contre les projets retenus ou à des difficultés économiques de certains lauréats de l'appel d'offre.
- [Question 4] Prix des combustibles et CO2 : la principale variation provient du prix CO2, mais le niveau de prix des combustibles, surtout du gaz, est peu nuancé à travers les scénarios et plus élevé par rapport à d'autres publications de référence (WB commodity price outlook[1], DECC forecast[2]). Les prix considérés sont par ailleurs notamment plus élevés que les forward actuels.
- ENR, remarques générales :
    - Les coûts des ENR sont fournis dans un seul scénario ; étant donnée leur évolution rapide passée, et l'incertitude sur leur trajectoire future, il nous parait pertinent de considérer également des scénarios sur l'évolution des coûts des ENR.
    - Remarque générale : Quelles sont les hypothèses de facteur de charge ? Celles-ci ne sont pas détaillées
    - Si les ENR sous obligation d'achat peuvent être considérés comme « fatals », est-ce que l'analyse prendra en compte la forte incitation de certaines ENR à couper leur production en cas de prix négatif suite à la nouvelle réglementation (compléments de rémunération) ? Quelles hypothèses sont faites sur le comportement des parcs sous marché, une fois la période d'obligation d'achat terminée ?
- [Question 6] évolution des coûts d'investissement conservatrice. Un scénario plus disruptif est souhaitable

[1] http://pubdocs.worldbank.org/en/662641493046964412/CMO-April-2017-Forecasts.pdf
[2] https://www.gov.uk/government/publications/updated-energy-and-emissions-projections-2016

- [Question 11] évolution des coûts d'investissement conservatrice. Un scénario plus disruptif est souhaitable
- [Questions 18] Le texte mentionne que qu'une analyse de cohérence des coûts du mix sera effectuée, juste avant de préciser les coûts d'extension du nucléaire existant, et les coûts du nouveau nucléaire. En quoi consistera cette analyse ? Comment les coûts du nucléaire seront pris en compte ?
- [Question 19] Non.
- [Question 20] Le potentiel d'injection du biogaz dans le réseau souffre de 2 incertitudes : premièrement, une incertitude technique. Des contraintes agricoles, écologiques, ou techniques liées à la qualité du biogaz et sa localisation, peuvent limiter le potentiel exploitable ou sa capacité d'intégration dans le réseau. Ensuite, une incertitude économique : le coût actuel du biogaz est bien plus élevé actuellement que le prix de gros. La capacité de la filière à obtenir des coûts en ligne avec les prix de gros reste à démontrer. Dans ce cadre, il nous parait pertinent de nuancer les scénarios de taux d'injection du biogaz dans le réseau, en ligne avec les scénarios ENR.
- [Question 22] CCGT : Quelles sont les hypothèses de rendement des futures technologies gaz, étant donnée les améliorations récentes et annoncées par les constructeurs ? une amélioration rapide du rendement pourrait forcement différencier la profitabilité des anciennes unités par rapport aux futurs investissements.
- [Question 23] Faut-il comprendre que les groupes actuels seront déclassés d'ici 2035 ou que la capacité maximale sera de 1.8GW en 2035 ? Quel serait l'impact sur le réseau breton ?
- [Question 25] Cogénération : quelles sont les hypothèses de revenus provenant de la vente de chaleur ? quelle est l'hypothèse concernant le profil de production et la future flexibilité des cogénérations ? (stockage de chaleur, etc.)
- [Question 29] Batteries
    - La méthodologie du calcul du coût total d'investissement pourrait-elle être précisée au vu des 2 composantes mentionnées ?
    - Le coût des dernières offres laisse augurer une chute très forte du coût des batteries.
    - En ce qui concerne la durée de vie, quel est le nombre de cycles supposé ?
    - ENGIE estime que le développement du stockage se fera surtout au niveau de la distribution, et s'interroge sur les modalités de prise en compte de cet aspect dans l'étude.
    - Les possibilités de flux d'électricité des véhicules électriques vers le réseau (Vehicle to Grid) sont-elles prises en compte ?
- [Question 30] Power to Gas : est-ce que l'étude considère que la production d'hydrogène ou gaz synthétique sera revendue et réinjectée dans le réseau, pour ensuite notamment produire de l'électricité ?
- [Question 33] Pays frontaliers :
    - Dispositifs de marchés de capacité ou réserves pris en compte à l'étranger : quelles hypothèses de rémunération (ou non) de la capacité sont prises dans les pays frontaliers, étant donné que certains d'entre eux n'ont pas de marché de capacité englobant, permettant de valoriser la capacité de l'intégralité du parc ? En ce cas, quelles hypothèses sont prises quant à la sortie des unités qui ne rémunèrent pas leurs coûts dans les pays qui n'ont pas mis des CRM en œuvre ?
    - Pour les scénarios alternatifs renouvelables dans les pays voisins, comment les hypothèses seront-elles élaborées ?
    - Pour les scénarios des pays voisins, des variantes sur la consommation seront-elles également développées ?