

Réponse d'ENGIE à la consultation publique de la CRE 2018-015 portant sur la demande d'investissement relative au projet Celtic incluant un partage transfrontalier des coûts

Commentaires généraux:

ENGIE remercie la CRE pour l'opportunité de fournir son opinion relative au projet d'investissement "Celtic".

Après avoir étudié le dossier d'investissement, ENGIE est d'avis que ce projet, identifié comme PIC, semble ne pas parvenir à atteindre la rentabilité nécessaire justifiant l'investissement.

Le projet consiste en une liaison à courant continu à haute tension sous-marine d'environ 500 km d'une capacité de 700 MW. Il s'agit d'une capacité relativement faible par rapport à des projets d'interconnexion comparables et donc représentant un coût plus élevé au vu des coûts fixes indépendants de la puissance (1.3 G€/GW - alors que d'autres projets français se situent entre 0.75 et 0.9 G€/GW).

Le coût d'investissement est de 930M€ avec une marge d'incertitude [-110, +140]M€ dépassant les 10% tolérés par l'ACER. Ce dimensionnement de 700 MW est adapté à la taille du système électrique irlandais, dont l'élément dimensionnant aujourd'hui est l'interconnexion EWIC de 500 MW avec le Royaume-Uni.

Malgré l'utilisation de 4 scénarios très différents en termes d'hypothèses, l'utilisation de la méthodologie CBA 2.0 établie par l'ENTSO-E **dégage une valeur actuelle nette (VAN) très négative dans les 4 scénarios**. RTE/EirGrid ont dès lors modifié la méthodologie CBA 2.0 pour tenter de parvenir à obtenir des VAN positives. Ils l'obtiennent dans 2 des 4 scénarios mais de manière peu convaincante selon ENGIE.

Leur approche, qui consiste à modifier (diminuer) les capacités de production installées en France et en Irlande (« surcapacité ») de façon à répondre strictement aux indicateurs LOLE cibles de la France (3h/an) et de l'Irlande (8h/an) et ensuite à recalculer la valeur de l'interconnexion, nous semble assez arbitraire et fragile.

ENGIE souhaite également souligner qu'un autre PIC, le projet Greenlink d'une capacité de 500 MW avec UK, a été déclaré comme étant dans l'intérêt des consommateurs irlandais par la CRU (le régulateur irlandais) dans le cadre de son IPA (Initial Project Assessment). Si ce projet d'interconnexion se matérialise (et, au vu de son avancement, ENGIE estime cette probabilité élevée), la VAN du projet Celtic se verra encore dégradée.

Vu l'absence d'intérêt économique du projet, les GRT évoquent le Brexit comme argument pour justifier l'investissement, invoquant l'importance particulière du projet comme seule interconnexion entre l'Irlande et le reste de l'UE. ENGIE pense qu'au vu des « contingency plans » publiés par les GRT au Royaume Uni et sur le continent, l'utilisation des interconnexions existantes (IFA, NEMO, Britned) ne sera que légèrement perturbée par le Brexit (le risque majeur étant une interruption du Day-Ahead Market Coupling, remplacé par des enchères de capacité explicites en J-1 – ce qui ne représenterait

éventuellement qu'une légère perte d'efficacité de l'utilisation des interconnexions, mais certainement pas une « coupure » des échanges commerciaux entre le UK et le continent). Dès lors, ENGIE n'est pas d'accord avec cet argument avancé par les GRT.

Enfin, ENGIE constate en p.11 du rapport de synthèse, qu'une augmentation du coût des réserves estimée à 5.6M€/an est prise en compte pour le surplus de capacité des 700 MW par rapport aux 500 MW actuels (interconnexion EWIC). Une note de bas de page précise que les GRT n'attribuent que 25 à 50% des coûts de réserve à Celtic, faisant l'hypothèse qu'une à trois fermes éoliennes de taille comparable à Celtic pourraient voir le jour et seraient donc également dimensionnantes pour le système électrique irlandais. ENGIE estime que cette allocation des coûts est arbitraire et suggère d'allouer l'entièreté des coûts additionnels d'équilibrage au projet Celtic (n'ayant pas de garanties sur les projets offshore).

Question 1: Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le caractère encadrant des quatre scénarios pris en compte par les GRT pour analyser les bénéfices du projet Celtic ?

Non, ENGIE pense que les 4 scénarios ne sont pas suffisamment représentatifs. Les vues réalisées en 2016 (1 scénario) et en 2018 (3 scénarios) sont très différentes, ce qui semble traduire des changements de perception assez importants sur le projet. ENGIE se demande donc si les fondamentaux sont suffisamment solides.

Question 2: Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE selon laquelle une capacité de 1000 MW à l'horizon 2030 entre l'Irlande et la Grande Bretagne semble plus adaptée pour analyser les coûts et les bénéfices du projet ?

Oui, le scénario 1000 MW semble plus pertinent à étudier, vu l'avancement de la 2^{ème} liaison de 500 MW « green link ». A tout le moins, l'analyse de sensibilité avec 1000 MW d'interconnexion est indispensable pour compléter le dossier d'investissement.

Question 3: Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la méthodologie proposée par les GRT pour évaluer la valeur du projet en terme de sécurité d'approvisionnement ?

Oui, mais ENGIE souligne que ce type d'analyse doit rester un outil de comparaison (relatif) et non un indicateur précis. De plus, une modification de la méthodologie est à proscrire (ce que les GRT ont fait dans cette étude).

Question 4: Pensez-vous que d'autres postes de bénéfices ou de coûts devraient être intégrés à l'analyse coûts- bénéfices ? Si oui, lesquels ?

La méthodologie CBA 2.0 se contente de 3 indicateurs. Il est donc important de rester dans un cadre « relatif » (i.e. comparaison entre divers scénarios) et non dans un but de définir des valeurs absolues.

Question 5 : Les analyses de sensibilité menées par les GRT vous semblent-elles couvrir l'ensemble des sources d'incertitude pertinentes concernant la valeur du projet ? Si non, certaines vous semblent-elles peu plausibles ou manquantes ?

L'analyse de sensibilité semble assez complète, mais il manque une sensibilité aux scénarios de développement de stockages. Un scénario stockage pourrait amener un impact négatif sur la VAN.

Question 6: Pensez-vous que les bénéfices en termes d'amélioration de la sécurité d'approvisionnement tels qu'estimés par les GRT devraient être pris en considération dans la décision de partage des coûts ? Si oui comment ?

De manière théorique, ENGIE comprend l'intérêt d'une telle démarche mais au vu des VAN calculées pour ce projet, ENGIE pense que la priorité n'est pas de définir une méthode de répartition des coûts.

Question 7: Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle le projet trouve avant tout sa justification dans la politique énergétique européenne, et à ce titre, nécessite une subvention au vu également des risques et incertitudes liés au projet, que les utilisateurs français et irlandais ne sauraient porter seuls ?

Non, au vu des VAN négatives pour ce projet, ENGIE pense que cela n'a pas vraiment de sens de demander une subvention pour ce projet.

Question 8: Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les critères auxquels devrait être conditionnée l'approbation de la demande d'investissement afin de préserver les intérêts des utilisateurs du réseau de transport ?

Oui, pour ENGIE, il est primordial que la VAN d'un investissement soit positive ou à tout le moins nulle.

Question 9: Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE selon laquelle les utilisateurs du réseau de chaque pays devraient couvrir une fraction des dépenses d'investissements cohérente avec la répartition des bénéfices bruts escomptés du projet ?

Confer question 6. ENGIE comprend l'intérêt d'une telle démarche mais se pose la question des critères objectifs pour assurer une répartition équitable.

Question 10: Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE selon laquelle les dépenses d'investissement de RTE devraient être plafonnées de manière à faire en sorte que la VAN du projet soit positive ou nulle pour la France en espérance ?

Oui éventuellement mais n'est-ce pas un précédent pour tout investissement en interconnexions et comment s'assurer que la répartition soit correcte (même remarque que la question 9)

Question 11: Considérez-vous que d'autres facteurs de risques devraient être pris en compte pour déterminer le niveau de dépense maximal que devra supporter RTE ?

Pas de proposition