

Consultation de la CRE du 4 décembre 2014 sur la mise en place d'incitations financières à la réalisation efficace du projet d'interconnexion « Savoie-Piémont »

Réponse d'EDF

5 janvier 2015

Question 1 : Que pensez-vous des différentes approches envisageables pour évaluer l'utilité du projet en 2030 : moyenner les quatre visions 2030 ou bien privilégier certaines des quatre visions ?

RTE propose d'une part de fonder le calcul de la prime fixe sur l'espérance d'utilité brute annuelle dégagée par le projet et d'autre part d'estimer cette espérance selon les scénarios et les résultats publiés par l'ENTSO-E, dans le cadre des mises à jour du plan de développement décennal du réseau européen (« TYNDP »).

Cette proposition appelle différentes remarques portant (i) sur la représentation par les quatre scénarios du TYNDP du champ des possibles sur la période considérée, (ii) sur l'évaluation de l'utilité économique prévisionnelle associée au projet pour chacune des visions, et enfin (iii) sur le critère de calcul en espérance proposé.

EDF considère que la méthodologie mise en œuvre par l'ENTSO-E pour construire ses scénarios conduit à disposer d'une vision trop restreinte du champ des possibles en 2030 et des risques associés comme l'entreprise a pu l'exprimer dans le cadre de la consultation menée par l'ENTSO-E sur le sujet en septembre 2013. Il est nécessaire d'en analyser les conséquences afin de garantir aux parties prenantes que ceci ne remet pas en cause les résultats sur lesquels sont fondés les analyses économiques et notamment les incitations proposées. Dans un souci de transparence, il serait également utile d'explicitier les raisons qui ont conduit l'ENTSO-E à ne pas considérer la valeur issue du scénario « A » à l'horizon 2020 dans son évaluation de l'utilité brute attendue à cette même échéance.

EDF considère également que la méthodologie mise en œuvre par l'ENTSO-E pour estimer les revenus prévisionnels (utilité brute du projet) attachés à chacune des visions considérées reste perfectible. Différents biais (ex : non prise en compte des économies de CAPEX sur la production) ont déjà été soulevés par EDF au cours de la consultation menée sur le sujet par ENTOS-E¹. Il est nécessaire de les analyser afin de garantir aux parties prenantes que leur impact ne remet pas en cause les résultats sur lesquels sont fondés les analyses économique et notamment les incitations proposées.

Enfin, EDF ne remet pas en cause le choix de fonder le calcul de la prime fixe sur un critère de calcul en espérance de l'utilité brute. La CRE relève à juste titre que les estimations retenues sont « *très dispersée[s]* » (un facteur 6 sépare par exemple les valeurs d'utilité calculées pour les scénarios 2030 « vision 2 » et « vision 4 »). Il est important que le choix d'une pondération entre les différentes visions 2030 proposée (en l'occurrence 4 fois 25%) soit raisonnablement justifié pour être représentatif du champ des possibles et pouvoir ainsi fonder une décision et un calcul pertinent.

¹ ENTSO-E consultation – Draft Guideline to Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects – 15 septembre 2013

Question 3 : Avez-vous des commentaires sur les paramètres généraux du dispositif incitatif ?

Question 2 : Dans le cadre de l'application du dispositif incitatif, pensez-vous qu'il est préférable d'interpoler ou de moyenner les valeurs des années intermédiaires entre 2020 et 2030 ?

Question 6 : Que pensez-vous de la proposition de la CRE de retenir un taux d'utilisation cible moyenné sur la période 2020-2030 ?

Ces 3 questions étant étroitement liées, EDF y répond de manière groupée.

EDF partage l'intérêt d'un dispositif visant à inciter RTE à minimiser les coûts du projet et à maximiser la performance de son utilisation.

S'agissant de l'incitation à la minimisation des coûts du projet, EDF partage l'importance de s'assurer que la somme des incitations (prime fixe et incitation portant sur les coûts) ne dépend pas du niveau de coût d'investissement prévisionnel estimé par RTE.

S'agissant de l'incitation à la performance, EDF considère que la comparaison du taux d'utilisation du supplément de capacité d'échange mis à disposition des acteurs de marchés grâce au projet à un taux prévisionnel défini *ex ante* ne constitue pas un critère d'appréciation pertinent de la bonne performance de l'utilisation de cette infrastructure. En effet, l'utilisation des interconnexions est optimale dès lors que l'ensemble des opportunités d'arbitrage sont effectivement saisies. L'atteinte d'un tel objectif devrait être en toute rigueur appréciée en terme économique (M€) compte tenu des conditions de marchés et des conditions d'exploitation propres à l'ouvrage (ex disponibilité technique) et n'est pas reflétée pas la réalisation d'un taux d'utilisation fixé *ex ante*. Cela impliquerait plutôt une comparaison de l'utilité économique constatée à celle résultant d'une gestion optimale de l'infrastructure aux conditions de marchés réalisées.

Dans l'hypothèse d'une pleine efficacité des mécanismes de couplage des marchés, de fait sous la surveillance des régulateurs, la disponibilité technique de l'interconnexion constitue en pratique un indicateur simple et suffisant de mesure de la performance de l'utilisation de l'ouvrage qui pourrait être privilégié.

Si le choix du critère « taux d'utilisation » proposé par RTE devait toutefois être retenu, EDF ne partage pas l'approche de la CRE de retenir un taux d'utilisation moyennée sur la période 2020-2030 et propose de recourir à une comparaison « année par année » du taux d'utilisation réalisé à un taux prévisionnel.

En effet, EDF remarque la forte amplitude des taux d'utilisation estimés au cours de la période (96% en 2020, 64% en 2030). Dans l'hypothèse où la trajectoire prévisionnelle d'évolution de ce critère serait parfaitement respectée, la comparaison à un taux d'utilisation cible moyenné aurait donc pour conséquence d'adresser à RTE des niveaux d'incitation artificiellement positifs en début de période et négatifs en fin de période. Le recours à une moyenne sur l'ensemble de la période introduirait ainsi un biais important et doit donc être écartée. La comparaison « année par année » ne complexifierait pas sensiblement le dispositif et caractériserait « année par année » la performance au cours de la période, ce qui est la pratique usuelle (ex: qualité de fourniture).

EDF considère donc, dans ce cas, qu'il est nécessaire d'interpoler les valeurs des années intermédiaires entre 2020 et 2030 afin de tenir compte au mieux de la trajectoire prévisionnelle d'évolution au cours de la période. On ne dispose pas d'informations relatives à l'évolution de l'utilité brute sur la période intermédiaire entre 2020 et 2030. À défaut, l'hypothèse d'une évolution linéaire entre 2020 et 2030 semble acceptable.

EDF souligne, de plus, que procédant à un calcul de comparaison annuelle, on s'affranchirait de devoir procéder à un calcul de moyenne actualisée de l'utilité brute.

D'une manière générale, EDF demande à la CRE de s'assurer que les taux d'actualisation utilisés pour apprécier l'intérêt économique du projet et pour calculer les incitations financières à sa réalisation efficace soient cohérents avec celui proposé pour en définir le niveau de rémunération. Ces taux doivent donc être identiques au CMPC sectoriel du Transport électrique retenu par la CRE dans TURPE 4, soit 7.25% en nominal avant impôt.

Enfin, s'agissant d'un projet de ligne à courant continu, EDF remarque que la contribution de ce projet à la stabilité du réseau électrique européen ne peut être que très limitée : son intérêt semble relever exclusivement d'une meilleure intégration des marchés.

Question 4 : Avez-vous des remarques sur les valeurs des paramètres considérés pour le calcul du coût annuel ?

L'incitation à la minimisation du coût telle que proposée par la CRE dépend du calcul du coût annuel qui nécessite une hypothèse de taux d'actualisation. La CRE envisage de s'appuyer sur la valeur préconisée par le commissariat général à la stratégie et à la prospective, soit un taux d'actualisation réel de 4.5%.

EDF demande que le coût annuel du projet soit calculé en utilisant le CMPC sectoriel du Transport électrique retenu par la CRE dans TURPE 4 soit 7.25% en nominal avant impôt. Actualiser les coûts du projet sur la base du CMPC sectoriel du Transport retenu par la CRE s'impose dans un souci de cohérence entre le calcul des coûts du projet et le calcul de la rémunération des actifs de la base d'actifs rémunérés (BAR) auquel le projet sera intégré.

Question 5 : Que pensez-vous de la proposition que RTE puisse conserver l'intégralité de l'incitation à la minimisation des coûts, en cas de performance positive, indépendamment du niveau des autres primes ?

EDF est favorable à cette proposition.

ooOoo