

30 décembre 2016

**Réponse de RTE à la consultation publique de la CRE**  
**du 1<sup>er</sup> décembre 2016**  
**sur le projet d'interconnexion France-Angleterre**  
**"IFA2".**

Le présent document répond à la consultation publique sur le projet d'interconnexion France-Angleterre "IFA2" lancée le 1<sup>er</sup> décembre 2016 par la Commission de Régulation de l'Energie.

## Synthèse

**Pour RTE, le projet IFA2 est porteur de valeur aussi bien pour la France, l'Europe que pour la Grande Bretagne à court, moyen et long termes.**

L'augmentation des capacités d'échanges entre la France et la Grande-Bretagne repose sur des fondamentaux solides : elle doit contribuer à renforcer la sécurité d'approvisionnement et permettre de mieux tirer profit de la complémentarité des parcs de production actuels et futurs de part et d'autre de la Manche. Au-delà de ce constat, la valeur pour la collectivité associée à ce projet sera d'autant plus élevée que la mise en service de la liaison sera précoce. C'est pourquoi, depuis plusieurs mois, RTE et NG sont mobilisés pour que le projet IFA 2 soit mis en service le plus tôt possible.

**Le résultat du référendum britannique (Brexit) ne modifie pas l'intérêt technico-économique du projet IFA2.**

A la demande de la CRE et dans le cadre de la préparation de cette consultation publique, RTE a fourni des éléments complémentaires d'évaluation socio-économique du projet IFA2 au périmètre de l'Europe hors Royaume Uni. L'analyse montre qu'IFA2 reste un projet rentable pour la collectivité européenne même après la sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne et a fortiori pour la France qui ressort comme l'un des principaux bénéficiaires de ce projet. RTE considère cependant qu'un périmètre d'analyse des bénéfices pour la collectivité « Union Européenne hors Royaume-Uni » n'est pas pertinent pour apprécier l'intérêt d'engager le projet. Dans la mesure où l'extension de capacités d'échange avec un pays voisin apporte un bénéfice global à la collectivité, le développement de nouvelles liaisons d'interconnexion et la mission correspondante de service public confiée à RTE n'ont pas de raison d'être réservés aux seuls Pays-membres de l'Union européenne qui en tireraient bénéfice. La France a d'ailleurs développé une forte capacité d'interconnexion avec la Suisse (plus de 3 GW à l'export).

**De manière plus large, RTE ne partage pas la pertinence d'une décomposition des bénéfices par pays pour évaluer l'intérêt d'engager un projet d'interconnexion.**

Une telle décomposition va à l'encontre de l'optimisation globale des systèmes électriques nationaux qui sous-tend les évaluations socio-économiques des projets d'interconnexion et qui est désormais mieux mise en œuvre de manière opérationnelle grâce aux mécanismes de couplage tels que le « flow based ».

**La CRE pose la question de déroger aux mécanismes d'incitation prévus dans le TURPE pour rééquilibrer le partage des risques entre RTE et les utilisateurs au motif que le Brexit créerait de nouvelles incertitudes.** Cette question interroge à double titre :

- La mise en place d'un mécanisme d'incitation renforcé poserait des problèmes de conformité avec la délibération TURPE 5 HTB du 17 novembre 2016 qui ne mentionne aucun traitement spécifique de risques futurs associés au Brexit. Un tel mécanisme viendrait modifier l'équilibre économique et juridique de cette délibération et serait de nature à la fragiliser.
- Les incertitudes créées par le Brexit sont d'ordre politique ; les missions de RTE ne se limitent pas aux frontières de l'Union européenne et sont avant tout techniques

et économiques. Modifier les mécanismes d'incitation sur cette interconnexion au prétexte du Brexit paraît infondé.

**Par ailleurs, RTE a déjà eu l'occasion d'exprimer ses réserves concernant l'incitation sur les flux** réalisés sur une interconnexion prévue par la délibération TURPE 5 HTB, dans la mesure où l'opérateur ne dispose d'aucun levier de performance sur cet indicateur.

**Non seulement les options d'incitation renforcée soumises à consultation publique accroissent le caractère aléatoire du mécanisme, mais elles sont en contradiction avec les arguments développés par la CRE dans la délibération TURPE 5 HTB pour justifier le principe de l'incitation sur les flux.**

[texte confidentiel]

**Question 1** : *Avez-vous des remarques sur le montant des dépenses d'investissement envisagé pour le projet ?*

[texte confidentiel]

**Question 2 :** *Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les coûts d'exploitation et de maintenance ?*

**RTE conteste la présentation qui est faite des différents chiffrages de coûts d'exploitation et de maintenance et insiste sur l'importance de retenir des hypothèses de coûts cohérentes avec les durées analysées.**

RTE n'a revu à la baisse son estimation que pour tenir compte du retour d'expérience sur les autres projets d'interconnexion HVDC.

- Les coûts exposés par RTE dans son dossier de demande d'incitation d'avril 2016 (9,6 M€/an) ont été estimés pour le besoin du mécanisme de régulation que la CRE entend introduire, notamment en considérant la durée de vie espérée de l'ouvrage (45 ans).
- Ceux retenus dans le dossier de novembre 2016 (4,5 M€/an) ont été présentés en réponse aux demandes complémentaires faites par la CRE en octobre 2016 sur l'intérêt socio-économique du projet. Ils ont été établis en cohérence avec la méthode de valorisation des projets d'interconnexion présentée à la CRE dans le programme d'investissement 2017, qui se fonde sur un horizon de valorisation de 25 ans (et conduit donc à ne pas prendre les coûts de rénovation de la station de conversion nécessaires au-delà de 25 ans).

Portant sur des horizons de temps différents, ces deux estimations de coûts ne sont donc pas directement comparables :

- Pour des calculs, réalisés par la CRE, qui portent sur l'ensemble de la durée de vie de l'ouvrage (45 ans), RTE considère qu'il faut effectivement prendre en compte les coûts de rénovation de la station de conversion et que la valeur de 8,5 M€/an proposée par la CRE est cohérente avec les dernières estimations de coûts d'exploitation et de maintenance.
- Pour autant, retenir un horizon de calcul 45 ans ne paraît pas adapté au niveau de l'incertitude qui entoure l'estimation des bénéfices et des coûts au-delà de 25 ans. Cet horizon n'est d'ailleurs pas cohérent avec les recommandations de l'ACER (cf. réponse à la question 5). RTE estime donc plus pertinent de retenir une évaluation des gains nets apportés par le projet sur un horizon de 25 ans (sans valeur résiduelle) que sur un horizon de 45 ans.

Pour le reste, dans son dossier de novembre 2016, RTE a effectivement légèrement revu à la baisse les coûts d'exploitation et de maintenance compte tenu du retour d'expérience sur les autres projets d'interconnexion HVDC.

**Question 3 :** *Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'estimation du coût des pertes engendrées par l'interconnexion IFA 2 ?*

**RTE considère que, pour évaluer l'utilité économique du projet IFA 2, il est préférable d'utiliser l'estimation du coût des pertes induites sur l'ensemble du réseau présentées dans le cadre du TYNDP 2016, seules données disponibles et opposables à ce jour au périmètre d'analyse, même si ces données conduisent à survaloriser le coût des pertes.**

Les flux d'énergie qui transitent par une nouvelle liaison d'interconnexion modifient les flux électriques sur les réseaux nationaux. Ces modifications entraînent des variations potentiellement importantes dans les volumes de pertes électriques sur ces réseaux amont (à la hausse ou à la baisse, selon les situations). Pour apprécier l'utilité économique d'un projet d'interconnexion, il convient donc, en toute rigueur, de valoriser ces variations de volumes de pertes. Ces évaluations sont publiées par l'ENTSO-e dans le cadre du Ten Years Network Development Plan (TYNDP).

Toutefois, lors de la soumission du dossier de demande d'incitation par RTE en avril 2016, ces évaluations n'avaient pas encore été établies pour le TYNDP 2016. RTE a alors proposé à la CRE – explicitement pour permettre de formaliser la demande d'incitation dans les délais requis et dans l'attente de disposer des données du TYNDP 2016 – de considérer que le volume moyen des pertes électriques liées à l'exploitation d'IFA2 était du même ordre de grandeur que celui consommé par l'ouvrage d'interconnexion (hypothèse implicite que les variations de pertes sur les réseaux amont et les coûts associés s'annulent en moyenne).

Finalement, les volumes de pertes - et leur valorisation - retenus par RTE dans son dossier de novembre 2016 (en réponse aux demandes complémentaires de la CRE) correspondent aux évaluations publiées, entre temps, par l'ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2016. Ces évaluations prennent en compte à la fois les pertes sur l'ouvrage et celles sur les réseaux amont. Bien que RTE considère les pertes surestimées dans le TYNDP 2016 (pour les visions 3 et 4), ces estimations demeurent les seules estimations disponibles et opposables à ce jour sur ce périmètre d'analyse.

**Question 4 :** *Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les capacités de référence retenues en 2020 et 2030 en l'absence du projet IFA 2 ?*

**Les hypothèses de capacités de référence exposées dans la consultation conduisent à sous-estimer l'utilité apportée par le projet IFA 2, en retenant une approche qui ne tient pas compte de l'échelonnement dans le temps des mises en service des différents projets de liaisons sur la frontière. RTE considère que l'évaluation de l'utilité économique du projet doit relever d'une approche marginale selon les dates prévisionnelles de mises en service.**

RTE estime que, pour l'année 2020 comme pour l'année 2030, la capacité de référence pertinente pour l'interconnexion France – Grande Bretagne est de 2 GW, ou 3 GW, selon qu'IFA2 est mis en service avant ou après Eleclink (du fait de cette incertitude, les utilités économiques calculées par RTE, sont présentées à la question 5 sous ces deux hypothèses). En effet, à moins de considérer un retard sur le projet IFA2, et compte tenu des dates prévisionnelles des projets indiquées dans le dossier de consultation publique, la mise en service d'IFA2 interviendra avant celle des projets FAB link, Aquind et autres.

La consultation propose une approche différente présentant un biais important car elle ne tient pas compte de l'échelonnement dans le temps des mises en service des différents projets de liaisons considérés sur la frontière. Dans cette approche, l'utilité du projet IFA2 pour la collectivité est sous-estimée, en particulier pour les horizons moyens ou long-terme (2030) où le bénéfice apporté par le projet IFA2 n'est chiffré qu'à la marge de projets comme FAB Link ou Aquind alors que leurs dates prévisionnelles de mise en service sont pourtant postérieures à celle d'IFA2.

NB : Dans son dossier d'avril 2016, RTE avait déjà défendu le principe d'une évaluation de l'utilité économique du projet fondée sur une capacité de référence de 2 ou 3 GW mais avait retenu, pour les besoins du dispositif incitatif, une évaluation simplifiée apparentée à une approche moyennée. Les raisons pour lesquelles nous considérons que cette estimation simplifiée n'est pas pertinente pour évaluer l'intérêt socio-économique du projet (vu l'objet de cette consultation publique) sont détaillées à la réponse à la question 5.

**Question 5 :** *Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le fait que le projet IFA 2 apporte un bénéfice net positif au périmètre de l'Europe des 28 ?*

**RTE partage la conclusion de l'analyse de la CRE selon laquelle le projet IFA2 apporte un bénéfice net pour l'Europe des 28.**

Le renforcement des capacités d'échanges entre la France et la Grande-Bretagne repose en effet sur des fondamentaux solides.

- La capacité d'échange entre la France et la Grande-Bretagne est actuellement limitée à 2 GW. Elle est saturée, quel que soit le sens des échanges (taux de saturation : 95% en 2014, 86% en 2015 et 85% sur les 10 premiers mois de 2016. La quasi-totalité de ses flux est orientée vers l'export (sens FR  $\Rightarrow$  GB sur 97% du temps en 2015 et 88% du temps sur les 10 premiers mois 2016) ; toutefois, en cas de fort niveau de consommation ou de tension sur le système en France (comme cet hiver), ou plus largement en Europe-Continental, les flux s'inversent dans le sens GB  $\Rightarrow$  FR, contribuant notamment à assurer la sécurité du système continental et de la France en particulier.

Par exemple, lors de la vague de froid de février 2012, le solde des échanges a été importateur (0,8 TWh importé de Grande-Bretagne durant ce mois-là) et ces imports ont régulièrement saturé la capacité. En particulier, le 8 février 2012, jour de la pointe historique de consommation en France, 2 GW étaient importés de Grande-Bretagne aussi bien sur le palier du matin qu'à la pointe du soir. Une telle situation n'est pas isolée, elle pourrait d'ailleurs se reproduire cet hiver si la disponibilité du parc nucléaire français s'avérait insuffisante. L'étude du passage de l'hiver 2016-2017<sup>1</sup> montre en effet qu'en cas de vague de froid, des imports massifs seront nécessaires et conduiront notamment à saturer la capacité d'importation depuis la Grande-Bretagne.

- De façon plus générale, l'augmentation des capacités d'échange entre la France et la Grande-Bretagne permet de mieux tirer profit de la complémentarité des parcs de production actuels et futurs de part et d'autre de la Manche.

Le développement massif des énergies renouvelables induira des flux d'échanges croissants sur cette frontière, aussi bien dans un sens que dans l'autre car ces flux seront tirés par des conditions climatiques (vent et température) différents entre l'Europe Continentale et la Grande-Bretagne. Un renforcement des capacités d'échange réduira le coût de production de l'électricité à court terme (moins de coûts de combustibles) et induira une optimisation des parcs de production à long terme. Il permettra également un moindre recours aux centrales thermiques conventionnelles, émettrices de CO<sub>2</sub>, en donnant des débouchés plus étendus aux productions décarbonnées.

Le besoin d'augmentation des échanges électriques entre la France et la Grande-Bretagne est ainsi évalué à 4 GW à l'horizon 2020-2030 (ce qui est cohérent avec les renforcements d'interconnexion envisagés sur cette période : +3,4 GW avec les projets IFA2, Eleclink et FAB).

Le projet IFA2 crée donc de la valeur pour la collectivité, tant en France, sur le continent européen qu'au Royaume Uni, et ce à tous les horizons de temps (à l'horizon

---

<sup>1</sup> [http://www.rte-france.com/sites/default/files/analyse\\_h\\_2016.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/analyse_h_2016.pdf)



2020 comme à l'horizon 2030). Néanmoins, du fait des contraintes fortes que la liaison permet de lever à court terme, cette valeur est d'autant plus élevée que la mise en service d'IFA2 est précoce : chaque année de retard de cette mise en service par rapport à 2020 représenterait une perte de valeur estimée à 40 M€ en moyenne pour la France.

**Néanmoins, RTE considère que le bénéfice net apporté par IFA2 sera supérieur à celui indiqué par la CRE dans sa consultation publique qui résulte d'une approche trop sommaire. Ce bénéfice doit notamment tenir compte de la valeur apportée par le projet pour la sécurité d'approvisionnement en France et Grande Bretagne, reflétée par l'estimation d'une valeur capacitaire de la future liaison.**

L'approche retenue par la CRE pour quantifier la valeur apportée par le projet à la collectivité consiste à évaluer l'utilité socio-économique du projet sur la base de cinq « photos » de sa valeur économique nette (une sur l'année 2020, quatre sur l'année 2030) pour en déduire une valeur moyenne (25M€/an) supposée représentative de sa rentabilité socio-économique sur toute la durée de vie de l'ouvrage, soit 45 ans.

RTE considère que :

- C'est seulement après avoir estimé à son juste niveau la valeur économique apportée par le projet suivant une approche robuste qu'une approche simplifiée est ensuite envisageable pour caler les paramètres du mécanisme incitatif (notamment la prime fixe envisagée pour le projet).
- C'est pour respecter le délai de saisine et suite à échanges avec la CRE, que RTE a été amené à inscrire sa demande d'incitation d'avril 2016 dans une approche simplifiée et moyennée, compte-tenu aussi de la non-disponibilité de tous les résultats du TYNDP 2016 à cette date (cf. question 3 concernant les coûts associés aux pertes) et que les estimations ne pouvaient donc être qu'approchées.
- Dans la mesure où, outre la régulation incitative, cette consultation publique a aussi pour but de traiter l'approbation du projet IFA2 dans son ensemble, le calcul du bénéfice économique apporté par le projet requiert de procéder à des calculs plus fins, fondés sur des chroniques de coûts et gains annuels en adoptant une approche marginale telle que celle évoquée en réponse à la question 4. De tels éléments ont été fournis à la CRE par RTE dans sa réponse à la demande complémentaire de novembre 2016.
- Il est plus pertinent de retenir une évaluation des gains nets apportés par le projet sur un horizon de 25 ans (sans valeur résiduelle) que sur un horizon de 45 ans. En effet, l'horizon de 25 ans est mieux adapté aux incertitudes qui entourent l'estimation des coûts et des bénéfices du projet. Cet horizon de 25 ans correspond d'ailleurs à la recommandation de l'ACER.

Mais surtout, pour l'évaluation des bénéfices associés au projet, RTE maintient qu'une interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne permet non seulement de tirer meilleur profit de la complémentarité des parcs de production, mais contribue également à assurer une meilleure sécurité d'alimentation de part et d'autre de la Manche (à l'image de la situation française de l'hiver 2016-2017, marquée par les problèmes de disponibilité du parc nucléaire). C'est à cette composante des bénéfices

apportés par IFA2 que correspondent les 24 M€/an de *valeur capacitaire* mentionnés dans la consultation publique.

Même si, comme le rapporte la CRE, cette composante de valeur n'a pas fait l'objet d'une analyse approfondie<sup>2</sup>, RTE considère qu'elle ne saurait être écartée. En particulier, RTE précise que, de par la méthodologie et les hypothèses qui les sous-tendent, les études TYNDP sous-évaluent les volumes d'énergie non distribuée<sup>3</sup> et leurs résultats ne sauraient donc être utilisés pour contester l'existence d'une telle valeur capacitaire.

**Le tableau ci-dessous présente le bénéfice apporté par IFA2 estimé par RTE sur des bases plus fines que l'approche moyennée proposée par la CRE, en prenant en compte la valeur capacitaire et en retenant des hypothèses en ligne avec les réponses de RTE aux questions 1 à 4.** Les estimations sont différenciées selon qu'IFA2 est mis en service avant (2 à 3 GW) ou après Eleclink (3 à 4 GW), et selon la Vision TYNDP considérée à l'horizon 2030.

<b>Valeur socio-économique nette (annuité sur 25 ans)</b>	Vision 1	Vision 2	Vision 3	Vision 4	<b>Moyenne</b>
<b>capacité de référence : 3 à 4 GW</b>	42 M€/an	61 M€/an	45 M€/an	34 M€/an	<b>45 M€/an</b>
<b>capacité de référence : 2 à 3 GW</b>	51 M€/an	77 M€/an	58 M€/an	48 M€/an	<b>58 M€/an</b>

Note : Résultats établis par RTE et communiqués à la CRE dans le dossier complémentaire de novembre 2016 sous la forme de VAN calculées sur 25 ans. Ils ont été annualisés sur 25 ans pour faciliter la comparaison avec les éléments exposés dans la consultation publique.

Ce tableau met en évidence que quelle que soit l'hypothèse retenue :

- le bénéfice socio-économique apporté par IFA2 est très positif ;
- ce bénéfice socio-économique est d'autant plus grand que la capacité de référence est faible, c'est-à-dire en fonction des dates de mises en service respectives d'Eleclink et d'IFA 2 (cf. réponse à la question 4).

En conséquence et étant donné qu'IFA2 est, parmi les liaisons envisagées avec le Royaume-Uni, l'une des deux premières à pouvoir être mise en service, retarder sa construction reviendrait à renoncer à une partie du bénéfice socio-économique qu'elle peut apporter.

<sup>2</sup> Faute d'une étude spécifique, la valeur capacitaire retenue par RTE est celle chiffrée pour le Royaume Uni par le régulateur britannique, l'Ofgem, dans son rapport *Cap and floor regime: Initial Project Assessment of the FAB Link, IFA2, Viking Link and Greenlink interconnectors*. L'estimation correspondante est de 21 M€/an (24 M€/an). Cette valeur peut être considérée comme conservatrice dans la mesure où elle ne tient pas compte du bénéfice pour la France.

<sup>3</sup> Par construction des hypothèses du TYNDP, les parcs de production considérés sont sur-capacitaires et les simulations portent sur 14 scénarios sans prendre en compte les aléas sur la consommation, ni sur la production hydraulique.

**Question 6 :** *Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE sur l'intérêt économique du projet compte tenu du résultat du référendum britannique ?*

**L'intérêt socio-économique d'IFA2 repose sur des fondamentaux** (voir réponse à la question 5) **qui, selon RTE, ne sont pas remis en cause par le Brexit.**

La CRE a demandé à RTE d'examiner l'intérêt socio-économique du projet IFA2 pour l'Union Européenne privée du Royaume-Uni en réalisant une décomposition de l'analyse coûts-bénéfice du projet IFA2 par pays et par type d'acteurs (consommateurs, producteurs et interconnexions).

**Cette analyse, menée sur chacun des scénarios du TYNDP, montre qu'IFA2 reste un projet rentable pour la collectivité européenne même après la sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne et a fortiori pour la France qui apparaît comme un des principaux bénéficiaires de ce projet.** Les bénéfices sont d'ailleurs d'autant plus élevés que la future liaison présente en outre une valeur capacitaire au service de la sécurité d'approvisionnement.

**Pour autant, RTE ne partage pas la pertinence d'une décomposition des bénéfices par pays pour évaluer l'intérêt global d'engager un projet d'interconnexion.**

- Cette décomposition par pays accroît en effet l'incertitude des estimations, comme le relève la CRE dans sa consultation.
- Une décomposition par pays va à l'encontre de l'optimisation globale de systèmes électriques nationaux qui sous-tend les évaluations socio-économiques des projets d'interconnexion, et qui est désormais mieux mise en œuvre de manière opérationnelle grâce aux mécanismes de couplage tels que le « flow based ».
- La décomposition n'a d'utilité que pour alimenter des réflexions sur le partage des coûts d'un projet dont la France n'apparaîtrait pas comme nette bénéficiaire, en application des règles européennes prévues à cet effet.
- Dans la mesure où l'extension de capacités d'échange avec un pays voisin apporte un bénéfice global à la collectivité, le développement de nouvelles liaisons d'interconnexion et la mission correspondante de service public confiée à RTE n'ont pas de raison d'être réservés aux seuls Pays-membres de l'Union européenne qui en tireraient bénéfice. La France a d'ailleurs développé une forte capacité d'interconnexion avec la Suisse (i.e. plus de 3 GW à l'export, soit une capacité d'échange supérieure à celle actuellement en place avec le Royaume Uni).

**Question 7 :** *Partagez-vous la position de la CRE sur les risques que le résultat du référendum britannique fait porter au projet IFA 2 ?*

**Des dispositions entre les parties prévoient bien que les codes réseaux européens s'appliqueront à IFA2 indépendamment du Brexit, en particulier pour ce qui concerne le respect des dispositions des règlements FCA et CACM contrairement aux risques hypothétiques mentionnés dans la consultation publique.**

[texte confidentiel]

**En outre, l'apparition d'un risque de réduction de capacités d'interconnexion qui résulterait d'éventuelles modalités défavorables de réalisation du Brexit reste des plus hypothétiques et dépasserait de loin le seul projet IFA 2.**

- Une hypothétique réduction de capacités d'interconnexion serait économiquement défavorable aux acteurs situés d'un côté ou de l'autre de la Manche (voir réponse à la question 6 sur l'intérêt partagé d'accroître les capacités avec IFA 2).
- Ce risque très hypothétique porterait de plus sur l'ensemble des capacités existantes et futures entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe continentale, dépassant de loin le seul projet IFA2.

**RTE appelle la CRE à traiter cette question, sous son égide, avec l'ensemble des parties prenantes, et non par l'introduction d'un mécanisme d'incitation spécifique au projet IFA 2 qui s'écarterait des dispositions de la décision tarifaire « TURPE 5 HTB » du 17 novembre 2016.**

**Question 8 :** *Avez-vous des commentaires concernant les éléments présentés ci-dessus concernant le partage des risques retenu par RTE et son partenaire pour le projet IFA 2, à la suite du résultat du référendum britannique ?*

**Les accords entre RTE et son partenaire, établis en transparence avec la CRE, prennent en compte les éventuelles conséquences du Brexit dans une logique de symétrie des droits, obligations et responsabilités entre les parties.**

L'architecture et le rythme des accords signés ou à signer entre RTE et son partenaire britannique ont été développés sous le regard de la CRE.

RTE et son partenaire anglais, NG, se sont attachés, dans les contrats qu'ils ont négociés pour organiser leurs relations pendant la phase de construction et la phase d'exploitation de l'interconnexion, à mettre en place une gouvernance qui assure un niveau efficace de coordination et de collaboration, avec un objectif commun clairement affirmé, celui de la maîtrise des délais et des coûts.

Ces contrats ont été établis en toute transparence avec la CRE, qui a eu notamment accès aux dernières rédactions du pacte d'actionnaires qui régira la future entreprise chargée de la construction d'IFA2, ainsi qu'*Joint Operating Agreement*, qui organise les rapports des deux gestionnaires de réseaux de transport pendant l'exploitation de l'interconnexion.

Ces accords sont le fruit de négociations menées avec la plus grande exigence, en prenant en compte les conséquences éventuelles du Brexit dans une logique de parfaite symétrie des droits, obligations et responsabilités entre les Parties. Les clauses retenues à ce jour correspondent aux meilleurs engagements que RTE et son partenaire peuvent établir à leur niveau dans le contexte du Brexit, dont le traitement devrait faire l'objet de 2017 à 2019 de négociations politiques entre le Royaume-Uni et l'Union européenne.

[texte confidentiel]

**Question 9 :** *Dans le contexte d'incertitude quant aux conséquences du référendum britannique, êtes-vous favorable à ce que le cadre de régulation du TURPE s'applique ? Ou bien estimez-vous justifié de renforcer le cadre de régulation incitative pour rééquilibrer le partage des risques entre RTE et les utilisateurs ?*

**La mise en place d'un mécanisme d'incitation renforcé n'est pas envisagée dans la délibération sur le TURPE 5 HTB du 17 novembre 2016. Elle viendrait modifier l'équilibre économique et juridique de cette délibération et serait de nature à la fragiliser. La délibération ne mentionne d'ailleurs aucune nécessité de traitement spécifique de risques à venir qui seraient associés au Brexit, qu'ils concernent cette future interconnexion ou l'interconnexion existante, IFA 2000.**

L'article 1.3.1.2.1 de la délibération TURPE 5 de la CRE du 17 novembre 2016 définit un mécanisme d'incitations au développement d'interconnexions par RTE. La mise en œuvre de ce type de mécanisme est prévue par l'article L. 341-3 du code de l'énergie aux termes duquel la CRE peut mettre en œuvre « *des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution (...) à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et de la sécurité d'approvisionnement (...)* ». Selon RTE, l'application de ce mécanisme incitatif au projet IFA 2 est justifiée dans la mesure où ce projet répond aujourd'hui aux conditions visées par l'article L. 341-3 précité.

La délibération TURPE 5 fait reposer ce mécanisme sur trois incitations distinctes :

- L'attribution d'une prime fixe en fonction de l'utilité de l'interconnexion pour la collectivité ;
- Une prime ou une pénalité versée en fonction du différentiel entre le coût cible du projet  $\pm 10\%$  et le coût réalisé<sup>4</sup>, la délibération précisant à cet égard qu'en cas de pénalité : « *le montant de cette pénalité sur la rémunération globale de RTE pour les projets d'interconnexion sera limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieure au CMPC-1%* » ;
- Une prime ou une pénalité dont le niveau dépendra des flux réalisés par rapport aux flux initialement prévus par la CRE dans le cadre de l'évaluation de l'utilité de l'interconnexion par la CRE, la délibération précisant à cet égard que : « *Dans l'hypothèse où les flux réalisés seraient inférieurs aux flux prévisionnels, la pénalité ne pourra qu'annuler l'équivalent de l'annuité de la prime définie par la CRE au moment de la décision d'engagement de dépenses* ».

<sup>4</sup> La délibération TURPE 5 HTB prévoit que :

« - si les dépenses d'investissement réalisées par RTE pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;  
 - si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, RTE bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;  
 - si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 110 % du budget cible, RTE supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible ».

La délibération TURPE 5 prévoit par ailleurs que : « (...) *les paramètres utilisés pour le calcul des primes et pénalités seront fixés dans une décision tarifaire ad hoc relative à chaque projet concerné, comme cela était le cas dans le cadre de TURPE 4 HTB* ».

Il résulte de ce qui précède que les principes définis par la CRE dans sa délibération TURPE 5 concernant le mécanisme incitatif doivent, par principe, s'appliquer à tous les projets d'interconnexions dès lors qu'ils répondent aux conditions visées par l'article L. 341-3 du code de l'énergie. En outre, pour chaque projet concerné, la CRE adopte une délibération dans laquelle figurent « *les paramètres utilisés pour le calcul des primes et pénalités* » applicable au projet concerné.

Partant, les trois incitations prévues dans la délibération TURPE 5 doivent être appliquées au projet IFA2, non seulement puisque la CRE est liée par les principes d'application du mécanisme incitatif qu'elle a fixés dans la délibération TURPE 5, mais aussi parce qu'elle ne peut valablement s'en écarter dans une délibération ultérieure d'application du mécanisme (même en invoquant le Brexit, lequel avait été voté lorsque la CRE a délibéré sur TURPE 5).

En l'espèce, dans sa consultation, la CRE envisage la mise en place d'un mécanisme de régulation incitative « renforcé » applicable au projet IFA 2. La CRE justifie ce « renforcement » par les incertitudes pesant sur le projet IFA 2 du fait du Brexit. Au point 5.2.3 de la consultation, la CRE envisage, pour ce faire, plusieurs jeux de paramètres de calage du mécanisme, les variantes A, B et C :

- Les paramètres de la variante A correspondent à ceux du mécanisme prévu par la délibération TURPE 5 ;
- A l'inverse, les variantes B et C proposent des paramètres différents de ceux prévus par la délibération TURPE 5 HTB. Ces variantes consistent en particulier :
  - en l'application d'un plancher et un plafond « *qui s'appliquent à la somme des trois primes pendant la période d'application du mécanisme, et (qui) seraient définis en référence au coût d'investissement réalisé* » (or la délibération TURPE 5 prévoit bien un plancher, mais pas de plafond) ;
  - en la suppression de la « bande neutre » autour du coût cible prévue par la délibération TURPE 5 HTB, à l'intérieur de laquelle le coût d'investissement réalisé ne donne lieu ni à prime ni à pénalité ;
  - en la suppression de la limite de pénalité variable prévue par la délibération TURPE 5 HTB qui conduit, dans le pire des cas, à annuler la prime fixe.

Il apparaît donc que le mécanisme d'incitation envisagé dans la Consultation (variantes B et C) n'est pas conforme à la délibération TURPE 5 adoptée le 17 novembre 2016 bien après le référendum du Royaume-Uni sur le Brexit et sans aucune mention d'un traitement spécifique de risques à venir associés au Brexit et plus généralement aux projets en lien avec le Royaume-Uni.

Dès lors que la CRE décide d'appliquer le mécanisme incitatif au Projet IFA 2, la seule possibilité pour la CRE de ne pas appliquer en totalité les dispositions relatives à ce mécanisme qui sont prévues dans la Délibération TURPE 5 serait de modifier la Délibération TURPE 5 elle-même. Cela nécessiterait de respecter la procédure prévue par le code de l'énergie à cet effet (le code de l'énergie vise la procédure d'adoption des délibérations tarifaires mais, en vertu du principe du parallélisme des formes, cette

procédure est applicable aux délibérations portant modification des délibérations tarifaires) : consultation des acteurs du marché de l'énergie, consultation du CSE, transmission préalable à l'autorité administrative (Articles L. 341-3 et L134-9/R. 134-1).

Ainsi, si une délibération de la CRE portant sur le projet IFA 2 reprenait les variantes B et C en l'état, celle-ci serait non conforme à la Délibération TURPE 5.

**Renforcer l'incitation de RTE mais surtout modifier le mécanisme d'incitation au motif d'incertitudes d'ordre politique n'est pas cohérent avec les critères de décision qui doivent guider la mise en place de mécanismes d'incitation.**

Au motif du Brexit, décision politique relevant des citoyens britanniques, et de sa mise en œuvre, décision politique relevant du gouvernement britannique et de l'Union européenne, la CRE envisage un « *rééquilibrage du partage des risques entre RTE et les utilisateurs* ». Modifier le mécanisme d'incitation existant revient à considérer que le Brexit donne à RTE un nouveau levier lui permettant d'influer sur le niveau des risques liés à l'interconnexion IFA 2. Toutefois, à aucun moment dans la consultation, la CRE n'indique quel est ce nouveau levier susceptible d'être activé pour mieux maîtriser les risques. RTE ne l'a pas non plus identifié et ne comprend donc pas pourquoi le Brexit serait le fait générateur d'une évolution des mécanismes d'incitation conçus pour les interconnexions dans le cadre plus général de la régulation TURPE 5.

**Enfin, non seulement les options d'incitation renforcée soumises à consultation publique accroissent le caractère aléatoire du mécanisme d'incitation sur les flux réalisés, mais elles entrent en contradiction avec les arguments développés par la CRE dans la délibération TURPE 5 HTB pour justifier le principe de l'incitation sur les flux réalisés sur l'interconnexion.**

En effet, la délibération TURPE 5 HTB prévoit une incitation financière sur les flux réalisés sur une interconnexion, au sujet de laquelle RTE a déjà eu l'occasion d'exprimer ses réserves. Dans la mesure où l'entreprise ne dispose d'aucun levier sur l'utilisation de l'infrastructure, RTE estime qu'une prime variable calculée ex-post pour des aléas sur les flux réalisés hors de son champ de maîtrise ne délivre pas un signal adapté.

Ces réserves de RTE sont rappelées dans la délibération TURPE 5 HTB, et la CRE y répond en arguant que « *le risque introduit par la pénalité variable relative à l'utilisation effective de l'ouvrage reste limité pour RTE, car (...) cette pénalité ne peut qu'annuler la prime fixe, et non pas réduire le CMPC* ». Cette justification entre en totale contradiction avec les options B et C de régulation incitative renforcée soumises à consultation dans la mesure où elles autorisent précisément la pénalité variable à excéder la prime fixe et à réduire le CMPC. Cette incohérence ou instabilité dans les principes qui sous-tendent la régulation tarifaire pose question et conduit à fragiliser le TURPE HTB.



**Question 10 :** *Si vous êtes favorable au renforcement du cadre de régulation incitative pour le projet IFA2, la structure du mécanisme incitatif envisagé dans ce cas vous semble-t-elle pertinente ?*

Comme explicité à la question 9, RTE n'est pas favorable au renforcement du cadre de régulation incitative pour le projet IFA 2. La régulation incitative doit être considérée dans le cadre plus large de la régulation qui vient d'être fixé pour les quatre prochaines années avec TURPE 5 et n'a pas été conçu pour renforcer la régulation incitative sur ce projet.

**Question 11 :** *Les niveaux des variantes envisagées vous semblent-ils appropriés ? Quelle variante privilégiez-vous ?*

Dans la suite des réponses aux questions 9 et 10, RTE considère que les variantes B et C ne sont pas appropriées. Seule la variante A est cohérente avec la régulation TURPE 5.