



DÉLIBÉRATION N° 2019-170

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 juillet 2019 portant communication sur l'évaluation de la capacité d'interconnexion électrique optimale et sur les nouveaux projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

Sur la frontière avec le Royaume-Uni, outre l'interconnexion de 2 GW actuellement opérationnelle, deux projets d'interconnexion électrique sont en cours de construction et trois projets sont à l'étude. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) et le régulateur britannique (l'Ofgem) pourraient ainsi être amenés à se prononcer prochainement sur la pertinence de ces trois projets et, le cas échéant, décider d'une répartition des coûts entre la France et le Royaume-Uni, sur le fondement du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (tant que le Royaume-Uni est membre de l'Union européenne).

La réalisation de tous ces projets pourrait porter la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni à 8,8 GW.

Dans ce contexte, la CRE a récemment lancé une étude auprès d'un cabinet de conseil, avec pour objectif de déterminer le niveau d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni pertinent du point de vue de la collectivité, c'est-à-dire pour lequel les bénéfices de la dernière interconnexion construite dépassent les coûts associés à cette interconnexion. Cette étude a été réalisée à cadre juridique constant (i.e. dans le cas où le Royaume-Uni est membre de l'Union européenne), étant entendu qu'une autre étude avait déjà été réalisée en 2017 afin d'identifier les effets potentiels du Brexit sur la valeur de nouvelles interconnexions.

La présente délibération vise à communiquer à l'ensemble des parties intéressées les enseignements de cette étude.

1. CONTEXTE

1.1 Référendum britannique du 23 juin 2016 et travaux déjà menés par la CRE

A la suite du vote des citoyens britanniques le 23 juin 2016, le gouvernement britannique a activé l'article 50 du Traité sur l'Union européenne (TUE) le 29 mars 2017, marquant ainsi le début des négociations relatives au traité de sortie du Royaume-Uni de l'UE (ci-après le « Brexit »). Les parties avaient deux ans pour s'accorder sur les conditions de sortie de celui-ci. Toutefois, les négociations n'ayant pas abouti, ce délai a été prolongé par les parties et court dorénavant jusqu'au 31 octobre 2019.

Les conséquences potentielles du Brexit sur les marchés de l'énergie et en particulier sur les règles d'accès et d'utilisation des interconnexions entre le continent et le Royaume-Uni sont difficiles à anticiper. Le cadre réglementaire et économique dans lequel les nouveaux projets d'interconnexion se développeront est en conséquence très incertain, rendant incertains les bénéfices pour la collectivité de tels projets.

La CRE avait mené une étude en 2017 visant à évaluer les conséquences potentielles du Brexit sur l'intérêt de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne. Différents scénarios de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne ont été modélisés dans ce cadre. L'étude a montré que le Brexit pouvait avoir un impact significatif sur les bénéfices des projets d'interconnexion. Ainsi, dans le cas le plus favorable, pour lequel le Royaume-Uni demeure dans le marché intérieur de l'énergie mais où le Brexit a un impact sur la demande d'électricité et sur le développement des capacités de production d'énergie renouvelable, la valeur d'une nouvelle interconnexion pourrait être diminuée de 10 % tandis que, dans le cas où l'on suppose les marchés électriques comme étant découplés, la valeur d'une nouvelle interconnexion pourrait diminuer de plus de 30 %.

Dans ce contexte, et au vu des résultats de ses études, la CRE a jusqu'à présent considéré qu'elle n'était pas en mesure de se prononcer sur l'intérêt pour la collectivité européenne de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni avant que ne soient clarifiées ses conditions de sortie de l'Union européenne¹.

1.2 Etat des lieux des projets sur la frontière France – Royaume-Uni

A l'heure actuelle, la France et le Royaume-Uni sont interconnectés par une liaison électrique de 2 000 MW.

Deux projets sont en cours de construction, portant ainsi la capacité totale entre la France et la Grande-Bretagne à 4 000 MW :

- le projet ElecLink : d'une capacité de 1 000 MW, ce projet développé par la société de droit privé ElecLink Limited² a bénéficié d'une dérogation partielle à certaines dispositions de la législation européenne en 2014³ ;
- le projet IFA2 : d'une capacité de 1 000 MW, ce projet développé par RTE et NGIH a fait l'objet d'une décision de la CRE qui, tout en approuvant ce projet, a précisé les paramètres du régime de régulation incitative qui lui sera applicable, par une délibération du 2 février 2017⁴.

Outre ces projets en cours de construction et malgré les incertitudes liées au Brexit, trois autres projets sont à l'étude sur cette frontière :

- le projet Aquind : d'une capacité de 2 000 MW, ce projet a déposé, sur le fondement de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009⁵ une demande d'exemption auprès de la CRE et de l'Ofgem en 2017. La CRE a considéré que, eu égard aux incertitudes relatives aux conditions de sortie de l'UE du Royaume-Uni, elle n'était pas en mesure de se prononcer sur l'intérêt pour la collectivité européenne de ce projet et, de manière générale, de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni⁶ ; saisie du dossier, l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a décidé, le 19 juin 2018, de ne pas accorder la demande d'exemption⁷ ; cette décision a été confirmée par le *Board of Appeal* de l'ACER le 17 octobre 2018⁸ ;
- le projet FAB : d'une capacité de 1 400 MW, ce projet est porté par RTE et la société FABLink ;

¹ [Délibération de la CRE du 16 novembre 2017 portant orientation sur les nouveaux projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni et décision de transfert à l'ACER de la demande d'exemption déposée par la société AQUIND Ltd.](#)

² ElecLink Limited est détenu à 100 % par Getlink, précédemment Groupe Eurotunnel.

³ [Délibération de la CRE du 28 août 2014 portant décision finale sur la demande de dérogation de la société ElecLink Ltd en application de l'article 17 du règlement \(CE\) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 concernant une interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne.](#)

⁴ <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/projet-d-interconnexion-ifa22>

⁵ Règlement (CE) No 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) no 1228/2003

⁶ [Délibération de la CRE du 16 novembre 2017 portant orientation sur les nouveaux projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni et décision de transfert à l'ACER de la demande d'exemption déposée par la société AQUIND Ltd.](#)

⁷ [Decision of the agency for the cooperation of energy regulators No 05/2018 of 19 June 2018 on the exemption request for the Aquind Interconnector](#)

⁸ [Decision of the Board of Appeal of the Agency for the Cooperation of energy regulators – 17 October 2018](#)

- le projet GridLink : d'une capacité de 1 400 MW, ce projet est porté par la société GridLink Interconnector Limited.

La réalisation de l'ensemble de ces projets porterait ainsi la capacité d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne à 8 800 MW.

1.3 Objectif de l'étude réalisée par Artelys pour le compte de la CRE

Pour pouvoir se prononcer sur l'intérêt de ces différents projets et sur la répartition des coûts associés, la CRE entend se fonder sur l'analyse des coûts et des bénéfices de ces projets.

Différentes études ont pu montrer par le passé que les projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni semblaient porteurs de bénéfices importants pour la collectivité. Ainsi, les analyses réalisées par l'ENTSO-E dans le cadre du plan de développement du réseau à 10 ans en 2016 (« TYNDP 2016 »)⁹ indiquaient que les nouveaux projets d'interconnexion présentaient une analyse coûts-bénéfices favorable dans la plupart des scénarios.

Toutefois, la multiplication des projets entre le Royaume-Uni et le reste de l'Europe et la mise à jour des scénarios prospectifs de l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité en Europe ont conduit l'ENTSO-E à revoir ses analyses. Ainsi, la version 2018 du plan de développement du réseau à 10 ans d'ENTSO-E (« TYNDP 2018 »)¹⁰ présente des bénéfices pour la construction de nouvelles interconnexions nettement inférieurs aux coûts associés à ces interconnexions alors même que le TYNDP 2018 ne prend pas en compte les conséquences potentielles du Brexit en matière d'utilisation des interconnexions. En effet, ENTSO-E estime que les bénéfices monétisés des nouveaux projets d'interconnexion entre la France et la Grande Bretagne se situent entre 24 M€/an et 38 M€/an¹¹ en fonction des scénarios en 2030. A titre de comparaison, si l'on annualise les coûts en termes d'investissements et d'exploitation et de pertes en ligne annoncés dans le TYNDP 2018, ces derniers varient entre 73 M€/an et 229 M€/an¹² selon les scénarios et les projets considérés.

Dans ce contexte, la CRE a lancé début 2019 une étude auprès d'un cabinet de conseil, avec pour objectif de déterminer le niveau pertinent, pour la collectivité, d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni à cadre juridique constant, c'est-à-dire dans le cas où le Royaume-Uni est membre de l'Union européenne. La société Artelys a été retenue. Son rapport est publié conjointement à la présente délibération.

2. RÉSULTATS DE L'ÉTUDE SUR LA CAPACITÉ CIBLE D'INTERCONNEXION ÉLECTRIQUE ENTRE LA FRANCE ET LE ROYAUME-UNI

2.1 Hypothèses et scénarios

Pour déterminer la capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni, Artelys a modélisé différents scénarios aux horizons 2025, 2030 et 2040, en testant différents niveaux de capacité d'interconnexion allant de 3 000 à 9 000 MW.

Les scénarios définis par Artelys ont été voulus contrastés, afin de couvrir un champ suffisamment large des différents futurs possibles en termes d'évolutions des mix de production, de la demande ou des paramètres macro-économiques. Ils s'appuient largement sur les scénarios les plus récents produits par ENTSO-E, ainsi que sur les orientations politiques récentes, notamment en France avec le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) et en Grande-Bretagne¹³. Ainsi, quatre scénarios ont été simulés :

- le **scénario « transition énergétique »** : ce scénario s'appuie sur le scénario « *sustainable transition* » du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E et permet d'atteindre les objectifs européens en termes de réduction de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 ;
- le **scénario « prudent »** : ce scénario représente un environnement de moindre croissance économique où le développement des énergies renouvelables, notamment, prend du retard par rapport aux objectifs européens ;
- le **scénario « plans nationaux »** : ce scénario suit globalement le rythme du scénario « Transition Énergétique » en Europe mais s'appuie sur les scénarios gouvernementaux plus récents pour la France et le Royaume-Uni ;
- le **scénario « DG + PPE »** : ce scénario s'appuie sur le scénario « *distributed generation* » du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E, considéré comme le scénario de référence pour l'analyse des projets par la Commission européenne, et sur les hypothèses de la PPE pour la France.

⁹ <https://tyndp.entsoe.eu/2016/>

¹⁰ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

¹¹ Ceci correspond à des bénéfices situés entre 13 M€/GW/an et 27 M€/GW/an.

¹² Ceci correspond à des coûts situés entre 52 M€/GW/an et 114 M€/GW/an.

¹³ [Updated Energy and emissions projections 2018](#)

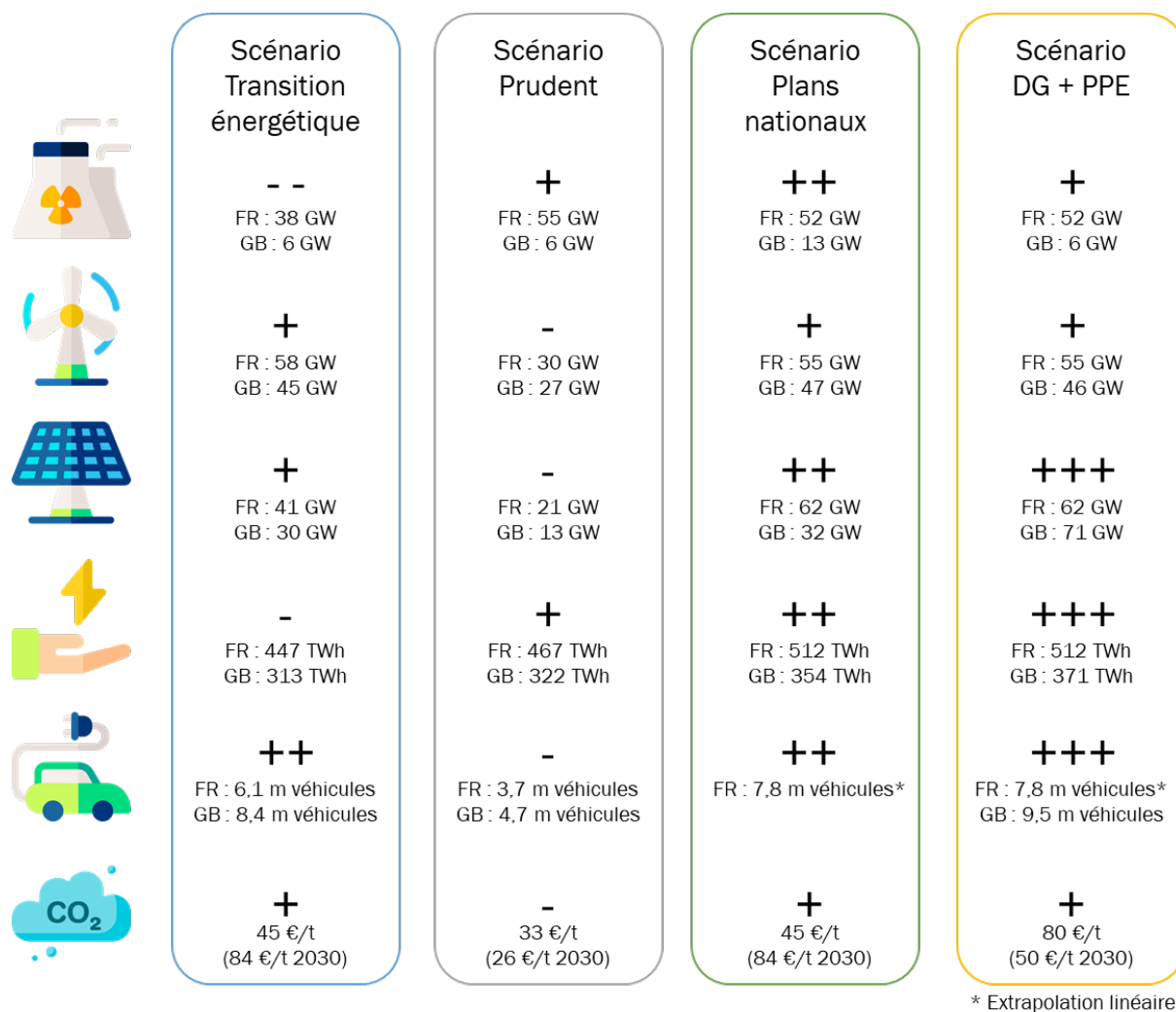


Figure 1 - Vision synthétique des principales hypothèses sous-jacentes aux différents scénarios (vision à 2040)

En outre, de nombreuses sensibilités ont été testées afin d'identifier les paramètres susceptibles d'influencer significativement la valeur des nouvelles interconnexions entre la France et le Royaume-Uni.

Enfin, étant donné qu'une étude avait déjà été réalisée en 2017 afin d'identifier les effets potentiels du Brexit sur la valeur de nouvelles interconnexions, cette étude ne prend pas en compte les conséquences potentielles du Brexit. Il s'agit bien sûr ici d'une hypothèse forte, et optimiste quant aux bénéfices potentiels de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni. Les modalités précises du Brexit devront être considérées pour évaluer la pertinence des projets qui seront soumis à la CRE.

2.2 Synthèse des principaux résultats de l'étude

L'analyse des résultats de l'étude montre que les bénéfices générés par une nouvelle interconnexion, au-delà des 4 000 MW d'ores et déjà en exploitation ou en construction, varient fortement en fonction du scénario considéré. Ainsi, les bénéfices d'une nouvelle interconnexion sont les plus faibles dans le cas du scénario « prudent » et restent très faibles dans le scénario « transition énergétique ». Les bénéfices générés par le premier GW d'interconnexion au-delà de 4 000 MW s'élèvent à environ 500 M€ en valeur actualisée, en moyenne sur les quatre scénarios considérés, et atteignent au maximum 930 M€ dans le scénario « plans nationaux ».

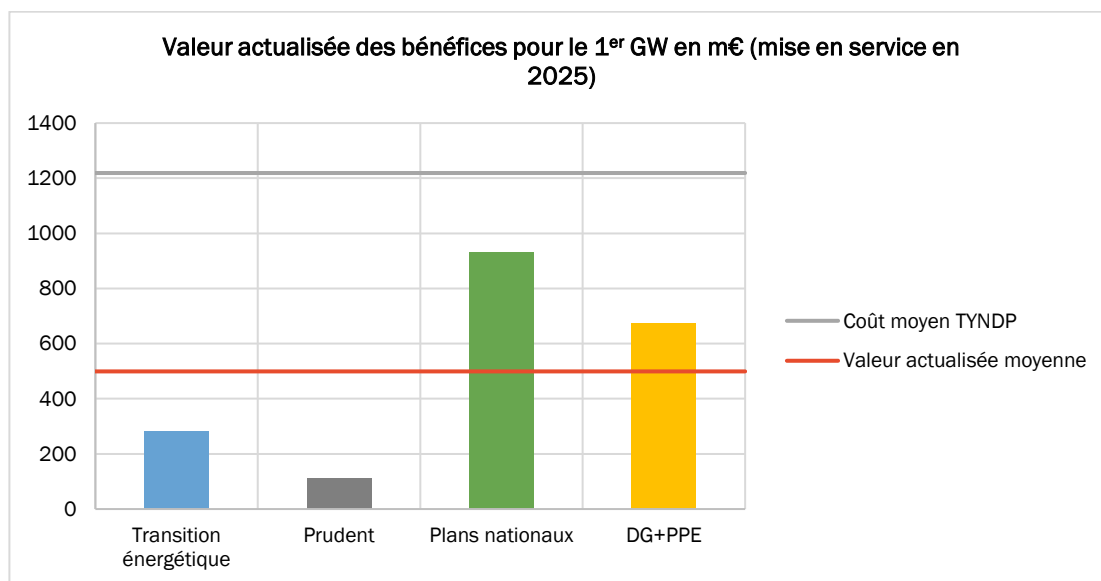


Figure 2 - Bénéfices d'un projet d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne en fonction des scénarios

Ainsi, dans tous les scénarios considérés, les bénéfices restent inférieurs aux coûts moyens liés à la construction, à l'exploitation et la maintenance des trois projets à l'étude, tels qu'affichés dans le TYNDP 2018, ainsi qu'aux pertes supplémentaires induites par une nouvelle interconnexion évaluées par ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2018. Les bénéfices ne permettent de couvrir, en moyenne sur les quatre scénarios, que de l'ordre de la moitié des coûts induits par une nouvelle interconnexion.

Des analyses de sensibilité ont été menées sur la base du scénario le plus favorable, à savoir le scénario « plans nationaux ». Ces analyses montrent que plusieurs facteurs ont une influence importante sur l'évaluation des bénéfices :

- **la demande d'électricité en France** : l'électrification des usages prévue par la stratégie nationale bas carbone en France peut avoir des conséquences sur l'utilisation des interconnexions. Dans ce contexte, deux analyses de sensibilité ont été réalisées en considérant une hausse d'environ 15 TWh (respectivement une baisse d'environ 15 TWh) de la demande d'électricité en France afin de prendre en compte le développement potentiel (ou au contraire l'absence) de *Power-to-gas*. Il apparaît ainsi que l'atteinte des objectifs nationaux en matière de développement du *Power-to-gas* viendrait réduire considérablement les bénéfices d'une nouvelle interconnexion dans les scénarios « plans nationaux » ou « DG + PPE » (de près de 30 % pour le scénario « plans nationaux ») ; à l'inverse, l'absence de *Power-to-gas* a un impact positif sur la valeur des interconnexions ;
- **les prix des combustibles et du CO2** : par rapport aux hypothèses de l'ENTSO-E, l'utilisation des scénarios de prix de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) les plus ambitieux en matière de décarbonation de l'économie (le scénario « *Sustainable Development* » du *World Energy Outlook 2018*) relève d'environ 10 % l'estimation des bénéfices d'une nouvelle interconnexion ; à l'inverse, l'utilisation du scénario « *New Policies* » de l'AIE¹⁴ dégrade de plus de 25 % les bénéfices d'une nouvelle interconnexion ;
- **le développement des interconnexions sur les autres frontières du Royaume-Uni** : la réalisation des différents projets de développement d'interconnexions figurant dans les projets d'intérêt commun et dans le TYNDP a un impact négatif sur l'intérêt de nouvelles interconnexions sur la frontière France-Royaume-Uni ;
- **l'évolution des mix de production** : les mix de production ont un impact fort sur les résultats, comme le montre la variabilité des résultats entre les différents scénarios ; en particulier, un moindre renouvellement du parc nucléaire anglais ou des objectifs accrus en matière d'éolien par rapport au scénario « plans nationaux » peut rehausser légèrement les bénéfices d'une nouvelle interconnexion.

Enfin, les analyses de sensibilité réalisées par Artelys sur l'année de mise en service montrent que les bénéfices sont maximisés si la mise en service est décalée de quelques années par rapport aux dates programmées actuellement par les porteurs de projets.

¹⁴ Le scénario « *Sustainable Development* » du *World Energy Outlook 2018* est le scénario le plus ambitieux développé par l'AIE et vise à tenir les engagements de l'Accord de Paris. Il permet, par rapport à 2017, de diviser les émissions de CO2 du secteur de l'énergie par deux à l'échelle mondiale. Dans ce scénario, le prix de la tonne de CO2 atteint 130 € en 2040. Le scénario « *New Policies* » de l'AIE tient compte des politiques publiques et des objectifs annoncés par les gouvernements, de façon à juguler substantiellement la croissance de la demande et des émissions par rapport au scénario tendanciel. Dans ce scénario, le prix de la tonne de CO2 atteint 40 € en 2040.

2.3 Conclusions de l'étude

Les résultats de l'étude appellent donc à la prudence et à la temporisation des projets.

En effet, les bénéfices apportés par la construction de nouvelles interconnexions, au-delà des 4 000 MW qui devraient être en service d'ici 2021/2022 sur cette frontière, ne seraient pas suffisants pour couvrir les coûts de ces projets, quel que soit le scénario considéré. Ces projets auraient donc un impact économique négatif pour la collectivité, et ce, par ailleurs, sans prise en compte du Brexit.

Dans ce contexte, le report de la décision d'investissement de quelques années permettrait *a priori* de lever, au moins en partie, les incertitudes liées aux modalités de mise en œuvre du Brexit.

COMMUNICATION DE LA CRE

Dans l'exercice de ses missions, la CRE peut être amenée à se prononcer sur la pertinence des projets d'interconnexion électrique. Sur la frontière avec le Royaume-Uni, outre l'interconnexion de 2 GW actuellement opérationnelle, deux projets d'interconnexion électrique sont en cours de construction (ElecLink et IFA2) : la capacité d'interconnexion atteindra donc 4 GW à l'horizon 2021. A ceux-ci s'ajoutent trois projets à l'étude.

Dans ce contexte de fort développement des projets à la frontière avec la Grande-Bretagne, la CRE a mandaté un cabinet de conseil pour déterminer la capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni à cadre juridique constant (i.e. dans le cas où le Royaume-Uni est membre de l'Union européenne) car une étude avait déjà été réalisée en 2017 afin d'identifier les effets potentiels du Brexit sur la valeur de nouvelles interconnexions.

L'étude ainsi réalisée conclut que les bénéfices apportés par les projets actuellement à l'étude ne sont pas suffisants pour justifier de nouveaux investissements au-delà des projets déjà en construction (ElecLink et IFA2), et ce alors même que les conséquences potentielles négatives du Brexit sur la valeur des interconnexions ne sont pas considérées. Comme la CRE l'avait déjà identifié lors de ses précédents travaux menés en 2017, les risques pesant sur les bénéfices sont d'autant plus grands, compte tenu de ce contexte de Brexit.

En particulier, dans tous les scénarios considérés, les bénéfices restent inférieurs aux coûts liés à la construction, à l'exploitation et la maintenance, ainsi qu'aux pertes supplémentaires induites par une nouvelle interconnexion. Les bénéfices ne permettent de couvrir, en moyenne sur les quatre scénarios, que la moitié des coûts induits par une nouvelle interconnexion.

En conséquence, et au vu des hypothèses de coûts disponibles, la CRE considère que les conditions ne semblent pas réunies, à l'heure actuelle, pour un accroissement supplémentaire de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni au-delà des projets déjà en construction (ElecLink et IFA2), et qu'il apparaît nécessaire d'attendre d'avoir plus de visibilité sur les modalités de mise en œuvre du Brexit ainsi que sur les évolutions des fondamentaux de marché et la mise en œuvre de politiques publiques susceptibles d'influencer favorablement la valeur de ces interconnexions.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et communiquée pour information à l'ACER, à la Commission européenne ainsi qu'à l'Ofgem.

Délibéré à Paris, le 11 juillet 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO