



La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE DU 17 JUIN 2021 N° 2021-07 PORTANT SUR LE PROJET D'INTERCONNEXION GRIDLINK ET SUR L'OPPORTUNITE D'UNE NOUVELLE INTERCONNEXION ENTRE LA FRANCE ET LE ROYAUME-UNI

Le 17 mars 2021, GridLink Interconnector Limited (« GridLink ») a déposé auprès de la CRE une demande d'investissement pour un projet d'interconnexion de 1400 MW entre la France et le Royaume-Uni, en application du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes¹ (ci-après « le Règlement infrastructures »). Cette demande d'investissement inclut une demande de partage transfrontalier des coûts d'investissement du projet.

Un cadre juridique particulier à la suite du Brexit

Le projet GridLink a obtenu le statut de Projet d'Intérêt Commun (« PIC ») européen en 2017², et figure en tant que PIC dans la dernière liste adoptée par la Commission européenne en 2019³.

L'article 12 du Règlement infrastructures dispose que les porteurs de projet PIC peuvent déposer une demande d'investissement auprès des autorités de régulation concernées. Celles-ci décident, de manière coordonnée, d'une répartition des coûts d'investissement dans les six mois à compter de la réception de la dernière demande d'investissement.

GridLink avait saisi la CRE et l'Ofgem d'une première demande d'investissement en novembre 2020 sur le fondement du Règlement infrastructures. Néanmoins, depuis la fin de la période de transition du Brexit intervenue le 31 décembre 2020, le Règlement infrastructures a cessé de s'appliquer au Royaume-Uni. La CRE et l'Ofgem avaient alors considéré qu'il n'était plus possible de se prononcer conjointement sur la demande de GridLink.

En conséquence, GridLink a soumis le 17 mars 2021 une demande d'investissement similaire mais adressée uniquement à la CRE.

Cette demande d'investissement intervient dans un contexte d'interrogation sur l'intérêt d'une interconnexion additionnelle entre la France et le Royaume-Uni

Il existe actuellement deux interconnexions électriques entre la France et le Royaume-Uni : IFA, d'une capacité de 2000 MW mise en service en 1986, et IFA2, d'une capacité de 1000 MW mise en service en janvier 2021. Ces deux interconnexions en courant continu sont exploitées par RTE et National Grid Interconnectors Limited, respectivement les gestionnaires du réseau de transport français et britannique. En outre, une interconnexion supplémentaire est en cours de construction : il s'agit d'ElecLink, un projet d'interconnexion de 1000 MW en courant continu portée par la société GetLink.

¹ Règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=celex%3A32013R0347>

² Règlement délégué (UE) 2018/540 de la Commission du 23 novembre 2017 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:32018R0540>

³ Règlement délégué (UE) 2020/389 de la Commission du 31 octobre 2019 modifiant le règlement (UE) no 347/2013 du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32020R0389>

Outre le projet GridLink, deux autres projets d'interconnexion sont également à l'étude entre la France et le Royaume-Uni :

- Aquind est un projet de 2000 MW développé par les sociétés Aquind Limited et Aquind SAS. Il a fait l'objet d'une demande d'exemption auprès de la CRE et du régulateur britannique, l'Ofgem, en juin 2020. Au regard des dispositions du nouvel accord de commerce et de coopération⁴ conclu entre le Royaume-Uni et l'UE le 24 décembre 2020, qui fait suite à la sortie du Royaume Uni de l'Union Européenne (UE), la CRE et l'Ofgem ont considéré⁵ que le processus de demande d'exemption défini par l'article 63 du règlement (UE) 2019/943 n'était applicable que pour des projets d'interconnexion développés entre des Etats Membres de l'UE. Le Royaume-Uni n'étant plus un Etat Membre et la période de transition étant arrivée à son terme, Aquind ne peut plus bénéficier des dispositions du règlement susvisé et les régulateurs n'ont plus compétence pour instruire et prendre une décision concernant une demande d'exemption sur le fondement dudit règlement ;
- FAB Link est un projet de 1400 MW appartenant à FAB Link Limited et faisant l'objet d'un partenariat avec RTE. Le projet a lui aussi le statut de Projet d'Intérêt Commun (« PIC »).

Dans ce contexte, la CRE a réalisé en 2019 une étude visant à évaluer 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. L'étude a conclu que les bénéfices apportés par les projets actuellement à l'étude n'étaient pas suffisants pour justifier de nouveaux investissements, alors même que les conséquences potentielles négatives du Brexit sur la valeur des interconnexions n'étaient pas considérées.

En conséquence, la CRE a considéré⁶ que les conditions n'étaient pas réunies pour un accroissement supplémentaire de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni et qu'il apparaissait 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 sur la mise en œuvre de politiques publiques susceptibles d'influencer favorablement la valeur de ces interconnexions.

A la suite de la demande de GridLink, la CRE a actualisé ses analyses précédentes pour prendre en compte les évolutions intervenues depuis 2019, notamment l'actualisation du plan décennal de développement du réseau de transport européen. La présente consultation publique a ainsi pour objet de recueillir l'avis des acteurs de marché sur la pertinence d'une interconnexion supplémentaire entre la France et le Royaume-Uni, ainsi que sur la demande d'investissement relative au projet d'interconnexion GridLink. La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 26 juillet 2021.

A la suite de cette consultation, la CRE se prononcera sur la demande d'investissement, ainsi que sur la demande de répartition transfrontalière des coûts d'investissement du projet GridLink.

Paris, le 17 juin 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

⁴ Accord de commerce et de coopération entre l'Union européenne et la communauté européenne de l'énergie atomique, d'une part, et la Royaume-Uni et Grande-Bretagne et d'Irlande du Nord, d'autre part :

[https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:22020A1231\(01\)&from=FR](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:22020A1231(01)&from=FR)

⁵ Communiqué de presse : la CRE et l'Ofgem mettent un terme à la consultation publique au sujet de la demande d'exemption d'Aquind

⁶ 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

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 26 juillet 2021, en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE. **Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, il vous sera possible de générer grâce à la plateforme une version occultant ces éléments.** Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi. **En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée,** sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

| | | |
|-----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 1. | BENEFICE D'UNE INTERCONNEXION ADDITIONNELLE ENTRE LA FRANCE ET LE ROYAUME-UNI | 5 |
| 1.1 | BENEFICE SOCIOECONOMIQUE : LES ANALYSES RECENTES METTENT EN EVIDENCE DE FORTES INCERTITUDES SUR LES BENEFICES D'UNE INTERCONNEXION ADDITIONNELLE | 5 |
| 1.1.1 | L'étude de la CRE de 2019 estimait que les bénéfices d'une interconnexion additionnelle étaient inférieurs aux coûts des projets | 5 |
| 1.1.2 | La dernière version du plan décennal de développement du réseau de transport européen (TYNDP 2020) conclut à une valeur plus élevée des interconnexions entre la France et le Royaume-Uni | 5 |
| 1.1.3 | Le bénéfice socio-économique présenté par GridLink dans sa demande d'investissement est globalement supérieur au résultat du TYNDP 2020 | 6 |
| 1.1.4 | L'analyse à la maille UE27 est légèrement plus favorable que l'analyse globale et que l'analyse à la maille Royaume-Uni | 7 |
| 1.2 | BENEFICES ADDITIONNELS : LES METHODOLOGIES PROPOSEES DANS LE TYNDP 2020 NE SONT PAS COHERENTES AVEC L'ESTIMATION DU BENEFICE SOCIO-ECONOMIQUE..... | 7 |
| 1.2.1 | Bénéfice en termes de sécurité d'approvisionnement..... | 7 |
| 1.2.2 | Bénéfice en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre | 7 |
| 1.3 | LE BREXIT RESTE UNE SOURCE MAJEURE D'INCERTITUDE, NOTAMMENT A CAUSE DU DECOUPLAGE DES MARCHES DE L'ELECTRICITE..... | 9 |
| 1.4 | LA DISPONIBILITE DE L'OUVRAGE POURRAIT NE PAS ETRE ASSUREE EN TOUTES CIRCONSTANCES | 9 |
| 2. | PRESENTATION DE LA DEMANDE D'INVESTISSEMENT, DES COUTS ET DES IMPACTS DU PROJET GRIDLINK SUR LE RESEAU EUROPEEN..... | 10 |
| 2.1 | LA DEMANDE D'INVESTISSEMENT DE GRIDLINK..... | 10 |
| 2.1.1 | Présentation générale | 10 |
| 2.1.2 | Niveau d'avancement et calendrier..... | 10 |
| 2.2 | LES COUTS DU PROJET ET SES IMPACTS SUR LES RESEAUX NATIONAUX..... | 11 |
| 2.2.1 | Les coûts propres au projet GridLink..... | 11 |
| 2.2.2 | L'impact d'un projet d'interconnexion sur les coûts de réseau inclut le coût des pertes électriques, mais aussi d'autres coûts non évalués dans le cadre du TYNDP | 12 |
| 3. | ORIENTATIONS PRELIMINAIRES DE LA CRE | 13 |
| 3.1 | DANS LES SCENARIOS LES PLUS REALISTES, LES BENEFICES D'UNE NOUVELLE INTERCONNEXION SONT INFERIEURS AUX COUTS DU PROJET GRIDLINK, OU NE SONT PAS SIGNIFICATIVEMENT SUPERIEURS..... | 13 |
| 3.2 | LE CONTEXTE ECONOMIQUE ET POLITIQUE EST TRES INCERTAIN, CE QUI A UNE INCIDENCE DIRECTE SUR L'INTERET DE L'ENSEMBLE DES PROJETS D'INTERCONNEXION AVEC LE ROYAUME-UNI | 13 |
| 3.2.1 | Des incertitudes économiques importantes pèsent sur l'analyse coût-bénéfice | 13 |
| 3.2.2 | Les incertitudes politiques entre le Royaume-Uni et l'Union européenne amènent à prioriser des projets avec d'autres pays de l'UE, bien plus rentables pour certains | 14 |
| 3.3 | DANS CE CONTEXTE, LA CRE EST RESERVEE VIS-A-VIS DE LA DEMANDE D'INVESTISSEMENT DE GRIDLINK | 14 |

1. BÉNÉFICE D'UNE INTERCONNEXION ADDITIONNELLE ENTRE LA FRANCE ET LE ROYAUME-UNI

1.1 Bénéfice socioéconomique : les analyses récentes mettent en évidence de fortes incertitudes sur les bénéfices d'une interconnexion additionnelle

Le bénéfice socio-économique représente les économies de coûts de production de l'électricité permises par un projet d'interconnexion du fait de la diminution des congestions qu'il engendre. Par construction, cet indicateur prend également en compte, d'une part, la valeur des économies de quotas de CO₂ réalisées et, d'autre part, les bénéfices retirés de la diminution de l'écrêtement des énergies renouvelables. De plus, en modélisant des pointes de prix élevées lors des périodes où le système électrique a peu de marge, cet indicateur tient compte de l'apport des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement.

Afin d'estimer le bénéfice futur apporté par un projet d'interconnexion, les différentes études évoquées ci-après se fondent sur des scénarios prospectifs. Ceux-ci doivent être 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.

1.1.1 L'étude de la CRE de 2019 estimait que les bénéfices d'une interconnexion additionnelle étaient inférieurs aux coûts des projets

En juillet 2019, la CRE a publié une étude⁷ estimant la capacité optimale d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni, en supposant que le Royaume-Uni resterait dans le marché intérieur de l'énergie. Cette étude s'appuyait sur les scénarios du plan décennal de développement du réseau de transport européen (*Ten-Year Network Development Plan* – TYNDP) de 2018, ainsi que sur les plans énergie-climat nationaux les plus récents en France (Programmation pluriannuelle de l'énergie – PPE) et au Royaume-Uni. Dans tous les scénarios envisagés, les bénéfices étaient inférieurs aux coûts moyens des projets en tenant compte des dépenses d'investissement et d'exploitation ainsi que des pertes électriques supplémentaires résultant d'une nouvelle interconnexion.

Compte tenu de ces résultats ainsi que des incertitudes liées au Brexit, la CRE avait alors considéré que les conditions n'étaient pas réunies pour un accroissement supplémentaire de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni au-delà des projets alors en construction (ElecLink et IFA2), et qu'il apparaissait 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.

1.1.2 La dernière version du plan décennal de développement du réseau de transport européen (TYNDP 2020) conclut à une valeur plus élevée des interconnexions entre la France et le Royaume-Uni

Si l'étude de la CRE sur la capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni de 2019 reste pertinente sur de nombreux aspects, elle ne prend pas en compte les annonces gouvernementales les plus récentes au Royaume-Uni et dans le reste de l'Europe. En outre, les scénarios *Transition énergétique* et *Prudent* se fondent sur les hypothèses du TYNDP 2018, qui ne sont plus d'actualité à la suite des dernières versions de la PPE en France et des prévisions énergétiques au Royaume-Uni.

En février 2021, l'association européenne des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) a publié une version de son plan décennal de développement du réseau de transport européen de 2020 (TYNDP 2020). Cette version a été soumise à l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) pour avis. L'ACER a publié son avis le 3 mai 2021⁸.

Le TYNDP 2020 s'appuie sur quatre scénarios d'évolution du système énergétique européen, qui portent sur les profils de demande, les capacités de production installées, ou encore les prix des combustibles et qui prennent en compte les plans énergie-climat nationaux les plus récents :

- le scénario *National Trends*, aligné avec les dernières politiques énergétiques et climatiques nationales, est considéré comme le scénario central, le plus vraisemblable ;
- le scénario *Global Ambition* est plus ambitieux. Il utilise comme référence l'atteinte des objectifs de l'Accord de Paris et vise la neutralité carbone en 2050. Il est caractérisé par un fort développement de l'éolien en mer en Europe du Nord et du solaire photovoltaïque en Europe du Sud ;

⁷ Etude de la CRE : Détermination d'une capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni

⁸ Opinion de l'ACER du 3 mai 2021 sur le TYNDP 2020

- le scénario *Distributed Energy* vise également l'atteinte des objectifs fixés par l'Accord de Paris. Ce scénario est fondé sur un très ambitieux développement des énergies renouvelables locales, que la CRE juge probablement irréaliste. Par exemple, ce scénario prévoit 34 GW de solaire photovoltaïque au Royaume-Uni en 2030, pour un objectif gouvernemental de 16 GW ;
- Le scénario *Current Trends* est un scénario moins ambitieux que *National Trends* fondé sur les tendances observées récemment. À la suite de la crise COVID-19, les évolutions observées depuis 2020 sont plus proches de celles envisagées dans ce scénario que de celles de *National Trends*.

Les caractéristiques de ces scénarios sont détaillées en annexe.

Comme présenté dans la figure 1 ci-dessous, les bénéfices sont contrastés entre les scénarios : ils sont supérieurs aux coûts du projet GridLink dans deux des scénarios, mais inférieurs dans les deux autres scénarios. Globalement, les bénéfices sont supérieurs à ceux de l'étude de la CRE de 2019 et très supérieurs au TYNDP 2018. Cette évolution des bénéfices tient à la mise à jour des hypothèses de mix de production, de demande et des paramètres macro-économiques, ainsi qu'à des adaptations méthodologiques. Ces aspects seront discutés dans les sections suivantes. Il faut toutefois noter que l'ACER, dans son avis sur le projet de TYNDP 2020, a mis en avant un manque de transparence sur les paramètres des différents outils utilisés pour la modélisation et sur les critères permettant de fixer le « réseau de référence », un des paramètres clés de la modélisation.

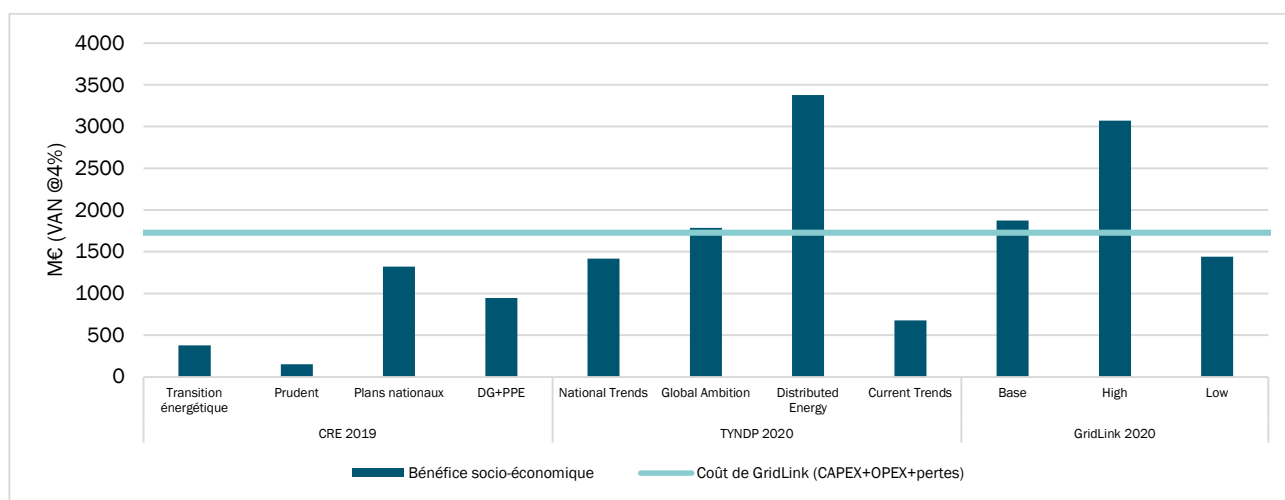


Figure 1 - Bénéfice économique d'un projet de 1,4 GW entre la France et le Royaume-Uni (source : CRE, TYNDP 2020 et dossier de GridLink)⁹

1.1.3 Le bénéfice socio-économique présenté par GridLink dans sa demande d'investissement est globalement supérieur au résultat du TYNDP 2020

De son côté, GridLink a construit 3 scénarios principaux et indique que ses scénarios sont construits sur la base des orientations politiques et des objectifs nationaux :

- le scénario bas représente une combinaison de facteurs entraînant les prix de l'électricité vers la limite inférieure des attentes possibles. Ce scénario est fondé, notamment, sur un développement des énergies renouvelables inférieur aux objectifs gouvernementaux (l'éolien offshore britannique n'atteint pas 30 GW en 2030 par exemple) ;
- le scénario de référence représente l'évolution la plus probable du système électrique européen selon GridLink. Il permet d'atteindre de nombreux objectifs gouvernementaux ;
- le scénario haut : représente une combinaison de facteurs entraînant les prix de l'électricité vers la limite supérieure des attentes possibles. Il est fondé par exemple sur un développement accéléré des énergies renouvelables (par exemple capacité installée en panneaux photovoltaïques de 52 GW en France en 2030, supérieure de 30 % aux objectifs de la PPE).

Bien que GridLink se place dans un cadre de modélisation similaire au TYNDP 2020, les résultats de sa modélisation sont sensiblement différents de ceux de l'ENTSO-E. **Dans le scénario central, les bénéfices en termes de bénéfice socio-économique sont supérieurs de 26 % au scénario central de l'ENTSO-E.** Dans le scénario haut, les bénéfices se situent entre les deux scénarios hauts de l'ENTSO-E, dans la fourchette supérieure. Dans le scénario bas, présenté par GridLink comme une combinaison de facteurs qui entraîne constamment les prix de l'électricité

⁹ Le bénéfice socio-économique brut des scénarios de GridLink a été estimé par la CRE sur la base des documents fournis et sans tenir compte des coûts des centrales thermiques additionnelles qui pourraient être évités par l'interconnexion.

vers la limite inférieure des attentes plausibles, les résultats sont supérieurs de plus de 100 % au scénario bas de l'ENTSO-E.

Dans les deux cas, **les modèles utilisés sont des « boîtes noires » dont la CRE n'est pas en mesure de reproduire les résultats** dans les délais imposés de l'instruction de la demande d'investissement.

1.1.4 L'analyse à la maille UE27 est légèrement plus favorable que l'analyse globale et que l'analyse à la maille Royaume-Uni

Si les projets sont traditionnellement étudiés à l'échelle européenne, la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne nécessite de revoir ce critère. Lorsqu'on s'intéresse à l'analyse au périmètre UE 27 (intégrant 50 % des coûts et des bénéfices dans les pays de l'UE uniquement), les résultats ne sont pas fondamentalement différents.

Les bénéfices sont localisés en France et au Royaume-Uni. Les autres pays de l'UE, en particulier la Belgique et l'Italie, sont impactés négativement par l'arrivée d'une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni.

Question 1 Jugez-vous pertinente l'utilisation du scénario *National Trends* du TYNDP 2020 comme référence, et des scénarios *Global Ambition* et *Current Trends* comme sensibilités à la hausse et à la baisse, pour évaluer l'intérêt économique d'une nouvelle interconnexion à la frontière entre la France et le Royaume-Uni ?

1.2 Bénéfices additionnels : les méthodologies proposées dans le TYNDP 2020 ne sont pas cohérentes avec l'estimation du bénéfice socio-économique

1.2.1 Bénéfice en termes de sécurité d'approvisionnement

Dans le TYNDP 2020, l'ENTSO-E calcule un indicateur représentant l'apport d'une interconnexion à la sécurité d'approvisionnement pour le seul scénario *National Trends*. La valeur associée à une interconnexion de 1,4 GW entre la France et le Royaume-Uni est estimée à 37 M€/an.

La méthodologie développée par l'ENTSO-E pour estimer l'apport des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement nationale consiste principalement à modifier les parcs de production dans les différents pays afin de se conformer aux critères nationaux de sécurité d'approvisionnement. Dans la plupart des cas, des centrales de pointe sont retirées des hypothèses initiales car les parcs sont surcapacitaires. En conséquence, le bénéfice socio-économique et le bénéfice de sécurité d'approvisionnement sont estimés sur la base d'hypothèses différentes, ce qui donne des résultats non cohérents. Cette limite méthodologique est soulignée par l'ACER dans son avis sur la méthodologie suivie par l'ENTSO-E¹⁰, ainsi que par la CRE et la CRU dans l'instruction du projet Celtic¹¹.

Afin d'évaluer le bénéfice de sécurité d'approvisionnement de façon cohérente avec les estimations de surplus économique, la CRE a demandé à RTE de recalculer ce bénéfice sans modifier les parcs de production. La valeur associée à une interconnexion de 1,4 GW entre la France et le Royaume-Uni est alors estimée à 26 M€/an. Ce chiffre reste toutefois selon toute probabilité surestimé dans la mesure où les simulations n'incluent pas le projet Celtic et les projets d'interconnexions entre la France et l'Allemagne.

Par ailleurs, l'ACER note, dans son avis sur le TYNDP 2020, que certains paramètres du calcul pouvant avoir un impact significatif sur les résultats ne sont pas précisés. En particulier, la modélisation des avaries sur les moyens de production est l'un des principaux facteurs affectant la sécurité d'approvisionnement et l'ENTSO-E indique seulement que 15 scénarios d'avaries ont été considérés sans donner plus de précisions.

A noter enfin que GridLink considère, dans sa demande d'investissement, que l'indicateur représentant la contribution d'une interconnexion à la sécurité d'approvisionnement est subjectif et ne l'inclut pas dans l'analyse des bénéfices du projet.

1.2.2 Bénéfice en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Comme indiqué dans la section 1.1, le bénéfice socio-économique apporté par un projet d'interconnexion inclut la valeur des économies de quotas de CO₂ dans la mesure où le coût de production des centrales intègre l'achat de quotas de CO₂ sur le marché du carbone européen (marché EU-ETS).

¹⁰ https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2003-2020%20on%20ENTSO-E%20Guideline%20for%20cost%20benefit%20analysis.pdf

¹¹ CRE : Consultation publique n° 2018-015 du 20 décembre 2018 portant sur la demande d'investissement relative au projet CELTIC incluant un partage transfrontalier des coûts

CRU : CRU Assessment of the Celtic Investment Request

Néanmoins, l'ENTSO-E calcule, dans le TYNDP 2020, un bénéfice additionnel lié à la réduction des émissions de CO₂ en considérant que le prix du marché EU-ETS est sous-évalué. Afin de calculer le bénéfice additionnel lié à la réduction des émissions de CO₂, l'ENTSO-E fait un calcul en deux étapes :

1. Calcul des émissions évitées sur la base du prix marché du CO₂ (28 €/tonne en 2030 dans le scénario *National Trends*). Dans cette configuration, le mix européen repose en partie sur les centrales au charbon et au gaz. La nouvelle interconnexion permet de réduire les émissions de ces centrales ;
2. Valorisation de ces émissions évitées à un prix supérieur au prix marché (entre 60 €/tonne et 189 €/tonne). Dans cette configuration, le mix européen repose moins sur des centrales émettrices de CO₂ et les émissions évitées sont moindres.

Cette approche présente des biais méthodologiques importants car :

- elle ne tient pas compte du fonctionnement du marché du carbone européen : si le prix du marché de CO₂ en 2030 est bien au niveau estimé dans le scénario, alors le fonctionnement du marché EU-ETS permet à d'autres émetteurs de CO₂ de racheter les quotas économisés grâce à l'interconnexion au niveau du prix marché. **La valeur de l'économie de CO₂ est nécessairement égale au prix du CO₂ sur le marché européen ;** et
- elle valorise à un prix élevé des émissions qui n'existeraient pas dans un contexte de prix de CO₂ élevé¹² : si le prix du CO₂ était plus élevé que prévu dans les scénarios, alors le recours aux centrales fortement émettrices de CO₂ serait beaucoup plus limité dans le scénario contrefactuel sans interconnexion, réduisant ainsi les émissions évitées grâce à l'interconnexion.

Afin de prendre en compte de façon plus pertinente un prix ambitieux sur le marché du CO₂, la CRE a demandé à RTE de faire des analyses de sensibilité sur le prix du CO₂ dans le calcul du bénéfice socio-économique. Comme illustré dans la figure 2, les bénéfices obtenus sont inférieurs à ceux obtenus par la méthodologie d'ENTSO-E et présentés dans le TYNDP 2020, bien que les écarts soient limités¹³.

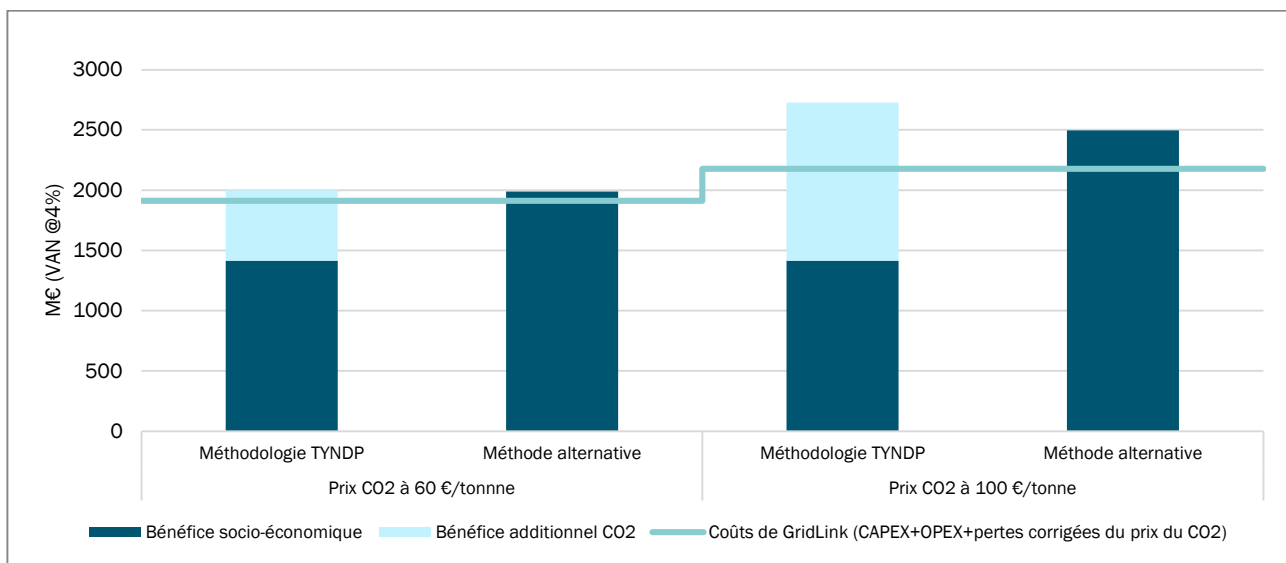


Figure 2 – Sensibilité du bénéfice économique d'un projet de 1,4 GW entre la France et le Royaume-Uni au prix du CO₂ dans le scénario *National Trends* du TYNDP 2020

Toutefois, ces analyses de sensibilité sont réalisées en ne modifiant que le prix du CO₂ et en conservant les mêmes hypothèses de parcs de production ou de prix des combustibles que dans le scénario *National Trends*. Or, les coûts des combustibles et les mix de production pourraient être sensiblement différents dans un environnement élevé de prix du CO₂. Par exemple, il est très probable que certaines centrales thermiques ne soient plus rentables avec de tels prix du CO₂ et seraient fermées et remplacées par d'autres sources de production ou d'effacement. La CRE considère que les estimations actuelles sont globalement surévaluées et que la sensibilité des résultats au prix du CO₂ devrait être étudiée dans le cadre d'un scénario adapté.

¹² L'analyse de cette méthodologie réalisée par la CRE a été présentée en consultation publique et expliquée de façon détaillée dans le cadre de l'examen du SDDR : [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019](#)

¹³ Le coût des pertes varie en fonction du prix du CO₂.

A noter enfin que GridLink ne considère pas de bénéfice additionnel sur le CO2. La sensibilité à la hausse ou à la baisse du prix sur le marché EU-ETS est prise en compte dans les scénarios haut et bas proposés par le porteur de projet.

Question 2 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les limites de la méthodologie proposée dans le TYNDP 2020 pour évaluer le bénéfice d'une interconnexion en termes de sécurité d'approvisionnement et la valeur des projets en termes de baisse des émissions de gaz à effet de serre ?

1.3 Le Brexit reste une source majeure d'incertitude, notamment à cause du découplage des marchés de l'électricité

La CRE a mené une étude en 2017¹⁴ pour estimer les conséquences potentielles du Brexit sur la pertinence de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni.

Différents scénarios de Brexit ont été modélisés. L'étude a démontré que le Brexit pouvait avoir un impact significatif sur les bénéfices des projets d'interconnexion. Ainsi, dans le cas le plus favorable, où le Royaume-Uni restait dans le marché intérieur de l'énergie, mais où le Brexit avait un impact sur la demande d'électricité et le développement des capacités de production d'énergies renouvelables, la valeur d'une nouvelle interconnexion pouvait diminuer jusqu'à 10 %. Dans le cas où les marchés de l'électricité seraient découplés, la valeur d'une nouvelle interconnexion pouvait diminuer de plus de 30 %.

A la suite de la sortie du Royaume-Uni de l'UE qui a finalement donné lieu au découplage des marchés électriques journaliers, les échanges d'électricité à l'interconnexion France - Royaume-Uni ont perdu en efficacité : l'interconnexion n'est plus toujours utilisée à 100 % de sa capacité dans le sens économique, et peut même parfois être utilisée dans le mauvais sens. Cette situation réduit les bénéfices liés à une nouvelle interconnexion. Dans le cadre de l'accord de commerce et de coopération, le Royaume-Uni et l'UE se sont engagés à mettre en place une méthodologie de *Loose Volume Coupling*. Toutefois, une telle méthodologie présente de nombreuses incertitudes quant à sa mise en pratique : la seule expérience date de septembre 2008 entre l'Allemagne et le Danemark et, après dix jours, ce couplage avait dû être arrêté du fait d'inefficacités répétées¹⁵. Dans ce contexte, l'ENTSO-E a pour le moment émis un avis réservé¹⁶ sur cette méthodologie en mettant en exergue les conditions pour une mise en place efficace.

En outre, des incertitudes fortes demeurent quant aux impacts macro-économiques du Brexit sur les relations commerciales entre l'Union européenne et le Royaume-Uni ou sur l'évolution des politiques énergétiques ou environnementales au Royaume-Uni.

Ainsi, malgré l'accord de commerce et de coopération, la sortie du Royaume-Uni de l'UE reste une source d'incertitude pesant sur les bénéfices d'une interconnexion, ce qu'il convient de prendre en compte.

1.4 La disponibilité de l'ouvrage pourrait ne pas être assurée en toutes circonstances

La méthodologie développée par l'ENTSO-E dans le TYNDP 2020¹⁷ ne prend pas en compte de taux de disponibilité pour le projet d'interconnexion étudié, alors que celui-ci peut être mis à l'arrêt pour maintenances ou subir des avaries fortuites. Lors de l'analyse de précédents projets d'interconnexion, la CRE avait considéré un taux de disponibilité variant entre 92 % et 95 % et avait étudié des sensibilités avec des taux de disponibilité plus faibles.

Au-delà de la disponibilité intrinsèque de l'interconnexion, le projet GridLink prévoit de se raccorder au niveau du poste de Warande côté français. Ce poste est situé à proximité du poste des Mandarins dans le nord de la France, point de raccordement des interconnexions IFA2000 (2 GW) et ElecLink (1 GW). Cette zone de réseau est particulièrement dense avec la proximité de la centrale nucléaire de Gravelines et de la frontière avec la Belgique.

¹⁴ Etude de la valeur des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne

¹⁵ Analyse par HoumollerConsulting de la méthodologie de Loose Volume Coupling

¹⁶ Analyse coût-bénéfice par l'ENTSO-E de la méthodologie de Loose Volume Coupling

¹⁷ Méthodologie 3.0 pour les analyses coût-bénéfice de projets de réseau

Dans ce contexte, les gestionnaires de réseau de transport de la région Manche ont travaillé à l'élaboration d'une méthodologie de calcul des capacités d'interconnexion conjointe en application des codes de réseau. En effet, sans même considérer le raccordement de GridLink, RTE pourrait ne pas être en mesure de garantir la capacité complète des interconnexions (y compris ElecLink) sur la frontière entre la France et le Royaume-Uni en cas de maintenance sur certains ouvrages de réseau. Le raccordement du projet GridLink pourrait renforcer ces contraintes et donc l'indisponibilité de certaines interconnexions sur la frontière. Par ailleurs, les règles de calcul des capacités disponibles pourraient également être impactées par l'évolution des relations commerciales entre l'Union européenne et le Royaume-Uni.

Ces impacts sont à prendre en compte dans l'analyse coût-bénéfice, ce qui renforce l'incertitude pesant sur les bénéfices d'une nouvelle interconnexion.

Question 3 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'analyse des bénéfices d'un projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ? Avez-vous des remarques additionnelles ?

2. PRESENTATION DE LA DEMANDE D'INVESTISSEMENT, DES COUTS ET DES IMPACTS DU PROJET GRIDLINK SUR LE RESEAU EUROPEEN

2.1 La demande d'investissement de GridLink

2.1.1 Présentation générale

GridLink est un projet d'interconnexion en courant continu entre la France et le Royaume-Uni d'une capacité de 1,4 GW (2 câbles de 700 MW en 525 kV). Il prévoit de relier Kingsnorth au Royaume-Uni à Warande en France, soit une longueur de 160 km (108 km au Royaume-Uni et 52 km en France), dont 146 km sous la mer. Sa date de mise en service prévisionnelle est décembre 2024, et il viendrait s'ajouter à une capacité d'interconnexion déjà existante (y compris ElecLink) à cette frontière de 4 GW.

La société GridLink, qui porte ce projet d'interconnexion, est détenue en totalité par iCON Infrastructure Partners III LP, un fond d'infrastructure exclusivement géré et conseillé par iCON Infrastructure LLP (« iCON »). Les investisseurs d'iCON comprennent des fonds de pension, des gestionnaires d'actifs et des compagnies d'assurance du Royaume-Uni, d'Europe, des États-Unis, du Canada, du Moyen-Orient et d'Asie. iCON investit dans des projets d'infrastructures, notamment dans les télécommunications, les transports et l'énergie. En particulier, dans le secteur de l'énergie, iCON investit dans des parcs éoliens aux États-Unis et en Europe, ainsi que dans des centrales de cogénération au Royaume-Uni.

GridLink demande à construire et exploiter son interconnexion dans le cadre du régime régulé prévu à l'article 12 du Règlement infrastructures. Ce régime conduit à faire peser le risque de non-rentabilité du projet davantage sur les utilisateurs de réseau que sur le porteur de projet par rapport à un régime exempté. A l'inverse, en cas de bénéfices importants, les utilisateurs de réseau bénéficieraient d'une part de ces bénéfices au travers d'une baisse des tarifs d'accès au réseau.

En France, RTE est le seul acteur, à ce stade, à construire et exploiter des interconnexions en régime régulé. En cas de décision favorable de la CRE vis-à-vis de la demande de GridLink, la CRE devra mettre en place un cadre de régulation adéquat permettant d'allouer efficacement les risques encourus entre le porteur de projet et les utilisateurs de réseau. GridLink demande que la part française des coûts et des revenus du projet soit traitée de la même manière que le régime « *Cap and Floor* » proposé au Royaume-Uni ou alors de manière similaire au régime de RTE sur ses projets d'interconnexion. La demande d'investissement de GridLink est publiée en annexe de cette consultation publique.

2.1.2 Niveau d'avancement et calendrier

Le projet GridLink est à un stade de développement avancé : GridLink est engagé dans les procédures de raccordement au réseau avec RTE et National Grid, a achevé l'acquisition de terrains en France et au Royaume-Uni, et a mené différentes études géophysiques et géotechniques. Par ailleurs, GridLink a reçu les réponses d'un premier tour d'enchères pour les contrats de construction de stations de conversion, et d'un deuxième tour d'enchères pour les contrats de câbles sous-marins.

GridLink est titulaire du statut de Projet d'Intérêt Commun (PIC) sous la 4^{ème} liste de la Commission européenne, et a saisi la CRE d'une demande d'investissement le 17 mars 2021.

En 2018, le projet a été approuvé par l'Ofgem et a obtenu un régime de « *Cap and floor* » portant sur 50 % des coûts du projet. Ce régime assure au projet des revenus minimum et maximum, permettant de sécuriser des financements. Les paramètres du mécanisme seront fixés dans le cadre de la *Final Investment Decision* (FID) en novembre

2021. Si la CRE approuvait le projet sur la base d'un partage des coûts différent de 50 % / 50 %, l'Ofgem devrait reconsidérer sa décision.

La construction du projet nécessiterait environ 36 mois, et le calendrier prévisionnel de développement du projet est le suivant :

- novembre 2021 : approbation du cadre régulation par les régulateurs (CRE et Ofgem) ;
- décembre 2021 : décision finale sur l'investissement, début de construction ;
- juin 2024 : mise en service ;
- décembre 2024 : exploitation commerciale.

2.2 Les coûts du projet et ses impacts sur les réseaux nationaux

2.2.1 Les coûts propres au projet GridLink

Eléments fournis par GridLink

Les coûts d'investissement communiqués par GridLink dans sa demande d'investissement de mars 2021 s'élèvent à 915 M€. A la suite des résultats des premiers appels d'offres concernant les câbles sous-marins et les stations de conversion, GridLink a communiqué le 27 mai 2021 à la CRE une nouvelle estimation de ces frais, évalués à 870 M€. Leur répartition territoriale est globalement équilibrée (53 % au Royaume-Uni, 47 % en France).

Les coûts d'exploitation et de maintenance sont estimés dans la demande d'investissement à 26 M€/an, pour un total de 416 M€ après actualisation sur 25 ans. L'estimation de ces coûts a très peu évolué après les premiers appels d'offres (baisse de 0,3 %).

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE note que les coûts communiqués par GridLink sont élevés comparativement aux coûts d'autres projets d'interconnexion à la frontière entre la France et le Royaume-Uni :

| | GridLink | FABLink | Aquind |
|-----------------------------------|----------|---------|--------|
| Dépenses d'investissement (M€) | 870 | 870 | 1400 |
| Frais d'exploitation (M€ VAN @4%) | 416 | 123 | 227 |
| Coût du projet (M€) | 1286 | 993 | 1627 |
| Capacité (MW) | 1400 | 1400 | 2000 |
| Longueur (km) | 160 | 220 | 240 |
| Coût du projet (k€/MW) | 919 | 709 | 814 |
| Coût du projet (k€/km/MW) | 5,7 | 3,2 | 3,4 |

Tableau 1 - Coûts des différents projets d'interconnexion France - Royaume-Uni (source : calcul CRE sur données GridLink et TYNDP 2020)

Une fois rapportés à la puissance des interconnexions, les coûts de GridLink sont relativement plus élevés que ceux des projets concurrents. GridLink est le plus court des 3 projets par sa longueur, ses coûts kilométriques sont donc supérieurs à ceux des autres projets. Toutefois, les coûts de GridLink résultent d'appels d'offres réalisés et reflètent ainsi des conditions réelles de marché. Ils incluent également une marge pour risque de 5 %, permettant d'avoir des coûts plus sécurisés. A titre de comparaison, dans les données communiquées à ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2020, FAB Link et Aquind ne prévoient pas de marge pour risque dans leurs évaluations des coûts.

Question 4 Avez-vous des remarques quant aux dépenses d'investissement et aux coûts d'exploitation présentés par GridLink ?

2.2.2 L'impact d'un projet d'interconnexion sur les coûts de réseau inclut le coût des pertes électriques, mais aussi d'autres coûts non évalués dans le cadre du TYNDP

Au-delà des coûts propres au projet GridLink, une nouvelle interconnexion modifie les flux sur les réseaux nationaux. En augmentant les soutirages et injections à des extrémités des réseaux, les interconnexions ont tendance à accroître les pertes électriques et les congestions. Dans certains cas, les interconnexions peuvent provoquer des besoins de renforcement de réseau ou d'augmentation des réserves.

Variation des pertes électriques sur les réseaux

L'impact des interconnexions sur les pertes électriques de réseau est modélisé dans le TYNDP. Cet impact dépend des points de raccordement de l'interconnexion de part et d'autre de la frontière et diffère donc suivant les projets. L'ENTSO-E a amélioré la méthodologie de calcul des pertes de réseau, en tenant compte des différents retours de l'ACER sur la méthodologie précédente. Cette nouvelle méthodologie est compatible avec l'estimation du bénéfice socio-économique et peut donc servir de référence pour l'évaluation des projets.

| M€/an | GridLink | FAB Link | Aquind |
|----------------------|----------|----------|--------|
| National Trends 2025 | 18 | 16 | 13 |
| National Trends 2030 | 31 | 20 | 31 |

Tableau 2 - Impact des projets d'interconnexion sur les pertes de réseau (source : TYNDP 2020)

La CRE note que les pertes générées par le projet GridLink sont supérieures à celles de FAB Link ou d'Aquind. En effet, GridLink prévoit de se raccorder en France dans une zone de réseau déjà chargée d'un point de vue électrique, ayant notamment un impact sur les échanges avec la Belgique et l'Allemagne. Une fois actualisé sur 25 ans, conformément à la méthodologie d'analyse coût-bénéfice du TYNDP 2020, ce coût représente environ 440 M€ pour Gridlink contre 430 M€ pour Aquind et 290 M€ pour FAB Link.

Variation des congestions sur les réseaux

Suivant les configurations de réseau, une nouvelle interconnexion peut augmenter ou diminuer les congestions sur les réseaux nationaux. La CRE a demandé à RTE de mettre à jour les calculs de l'impact sur le réseau français des projets Aquind, FAB Link et GridLink.

L'étude de RTE s'appuie sur le scénario PPE 2035 du SDDR 2019, construit sur la base des dernières ambitions françaises en termes d'énergie et de climat (PPE). Ce scénario de référence prévoit des échanges légèrement plus orientés de la France vers le Royaume-Uni. Une analyse de sensibilité a été effectuée en analysant une situation avec des échanges légèrement plus orientés du Royaume-Uni vers la France, afin de simuler un fort développement des capacités renouvelables au Royaume-Uni entraînant une inversion des échanges.

Les résultats indiquent un coût additionnel pour les projets GridLink et Aquind, qui s'explique par le fait que ces projets prévoient de se raccorder dans des zones de réseau moins favorables, ayant un impact sur des zones de fragilité du réseau interne de RTE déjà identifiées lors des analyses du SDDR. Une fois actualisé sur 25 ans, conformément à la méthodologie du TYNDP 2020, ce coût représente environ 80 M€ pour GridLink et 120 M€ pour Aquind.

Impact sur les besoins de réserves

La mise en service d'une interconnexion additionnelle entre la France et le Royaume-Uni pourrait augmenter les besoins de réserves en France pour assurer un fonctionnement sécurisé du réseau. En effet, les échanges avec les autres pays constituent l'un des paramètres de dimensionnement des réserves, en particulier pour la réserve secondaire – et pour la réserve primaire de façon plus indirecte – en France. Cet impact peut être atténué en imposant des contraintes sur la vitesse de variation des échanges physiques, mais impliquerait un accord entre GridLink et RTE sur ce paramètre.

Question 5 Avez-vous des remarques quant à l'impact de GridLink sur les coûts de réseau européen (pertes électriques) et français (congestions, réserves) ?

3. ORIENTATIONS PRELIMINAIRES DE LA CRE

3.1 Dans les scénarios les plus réalistes, les bénéfices d’une nouvelle interconnexion sont inférieurs aux coûts du projet GridLink, ou ne sont pas significativement supérieurs

Comme indiqué dans la partie 1, la CRE s’est principalement appuyée sur le scénario *National Trends* du TYNDP 2020 pour évaluer le bénéfice économique d’un projet d’interconnexion additionnel. Elle a considéré différentes sensibilités, en fonction de la prise en compte de la contribution additionnelle à la sécurité d’approvisionnement, de sensibilités sur le prix du CO₂ ou d’impact lié au découplage.

Pour estimer les coûts de GridLink, la CRE s’est appuyée sur les dernières dépenses d’investissement et d’exploitation annoncées par le porteur de projet, sur l’estimation de la variation des pertes de réseaux présentée dans le TYNDP 2020 et sur l’estimation de la variation des congestions déclarée par RTE.

Dans le scénario central, les bénéfices sont inférieurs aux coûts du projet GridLink. Ce constat est renforcé lorsque l’on prend en compte le découplage entre le Royaume-Uni et le marché intérieur, un taux de disponibilité réduit ou un retard dans l’atteinte des objectifs en matière de mix énergétique. A l’inverse, les bénéfices pourraient être supérieurs aux coûts dans des scénarios de prix du CO₂ très élevés ou de dépassement des objectifs nationaux en matière de mix énergétique à horizon 2030.

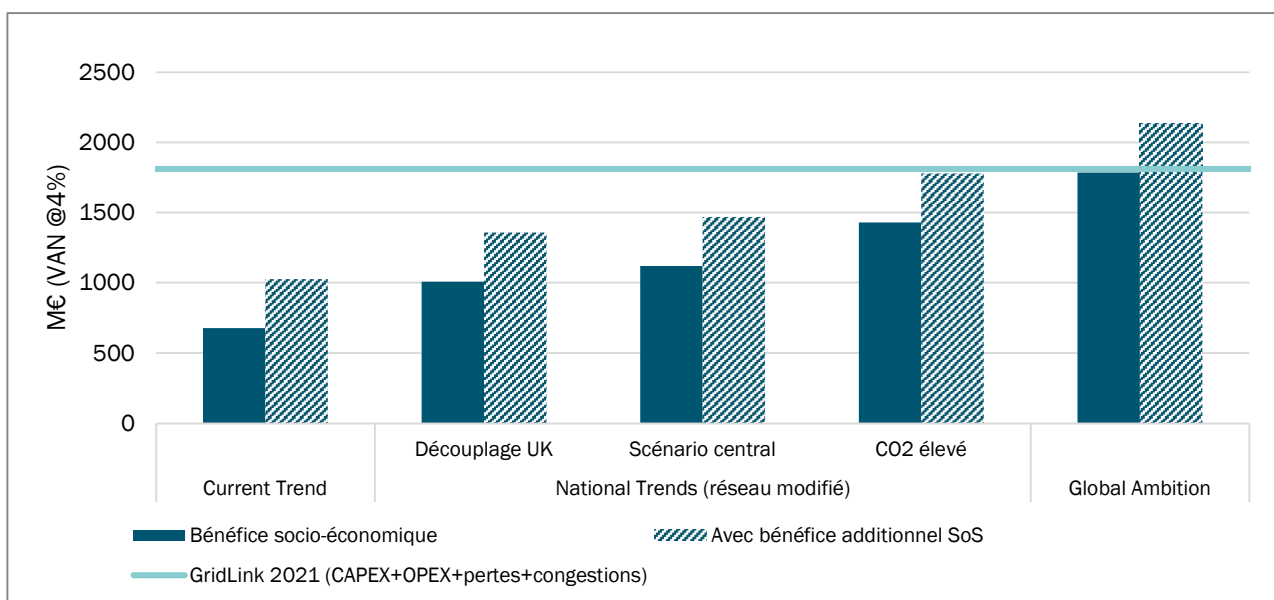


Figure 3 - Bénéfice économique et coût d’un projet de 1,4 GW entre la France et le Royaume-Uni (source : analyse CRE sur données du TYNDP 2020. Réseau modifié : réseau de référence du TYNDP 2020 auquel on ajoute le projet Celtic et les projets à la frontière France-Allemagne, contrairement au réseau utilisé dans la Figure 2)

Question 6 Avez-vous des remarques sur la comparaison entre les bénéfices évalués par la CRE et les coûts du projet GridLink ?

3.2 Le contexte économique et politique est très incertain, ce qui a une incidence directe sur l’intérêt de l’ensemble des projets d’interconnexion avec le Royaume-Uni

3.2.1 Des incertitudes économiques importantes pèsent sur l’analyse coût-bénéfice

En plus de constater des bénéfices prévisionnels très variables entre les scénarios analysés, la CRE note que les résultats ont tendance à varier fortement entre les différentes versions du TYNDP. Ainsi, dans la version précédente des travaux européens (TYNDP 2018) et dans l’analyse de la CRE de 2019, les bénéfices étaient inférieurs aux coûts des projets dans tous les scénarios étudiés. Ces variations s’expliquent par la prise en compte d’objectifs énergétiques plus à jour, mais mettent en évidence un possible réajustement tous les deux ans des bénéfices prévisionnels.

Si l'on s'intéresse au seul TYNDP 2020, les bénéfices varient du simple au double entre le scénario *Current Trends*, prévoyant un retard dans l'atteinte des objectifs énergétiques nationaux et le scénario *Global Ambition*, prévoyant une atteinte plus rapide de ces mêmes objectifs. L'incertitude porte également sur le scénario *National Trends* dans la mesure où les résultats peuvent fortement varier en fonction des analyses de sensibilité discutées précédemment.

3.2.2 Les incertitudes politiques entre le Royaume-Uni et l'Union européenne amènent à prioriser des projets avec d'autres pays de l'UE, bien plus rentables pour certains

Les interconnexions sont un élément essentiel du marché intérieur européen de l'énergie. Par sa position géographique, la France joue un rôle central dans la construction du marché européen de l'électricité. Le contexte actuel est marqué par plusieurs projets en construction (Savoie-Piémont avec l'Italie, ElecLink avec le Royaume-Uni, Avelin-Avelgem avec la Belgique) ou ayant reçu des décisions favorables de la part de la CRE (Golfe de Gascogne avec l'Espagne, Celtic avec l'Irlande). Ces projets représentent des dépenses d'investissement significatives pour les prochaines années, supportées en partie par les utilisateurs de réseau français.

Plusieurs projets d'interconnexion sont actuellement à l'étude, sur la frontière avec le Royaume-Uni, mais aussi avec l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne et la Suisse. Dans le cadre de l'approbation du SDDR 2019¹⁸, la CRE a estimé qu'il fallait séquencer la construction des projets de façon à privilégier les projets les plus rentables économiquement pour la collectivité et les plus matures, tout en attendant de lever les incertitudes relatives aux projets présentant une maturité moindre avant d'engager des dépenses. Cette maturité est appréciée selon 3 critères : faisabilité technique et industrielle, rentabilité socio-économique et contexte politique et local.

En plus de leurs coûts importants et de leurs rentabilités incertaines, les projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni s'inscrivent dans un contexte politique particulier. À la suite du Brexit, de nombreuses questions sont encore à éclaircir quant aux relations entre l'UE et le Royaume-Uni, tant sur le fonctionnement des interconnexions et la cohérence des règles du marché britannique avec celles du marché intérieur de l'électricité que sur la coordination des politiques énergétiques et climatiques.

Dans ce contexte, la CRE considère qu'il est opportun de prioriser l'achèvement des interconnexions déjà engagées ainsi que les projets les plus rentables et les plus matures, notamment vis-à-vis de l'Allemagne et de la Belgique. L'engagement de projets moins matures, d'autant plus sous un régime régulé, ferait porter d'importants risques sur les utilisateurs de réseaux, tant du point des surcoûts et retards liés à un contexte industriel chargé en Europe, que de la soutenabilité du tarif dans un contexte d'investissements dans le réseau de transport déjà en forte hausse.

Question 7 Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle la levée des incertitudes économiques et politiques est un préalable à l'engagement d'un nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ?

3.3 Dans ce contexte, la CRE est réservée vis-à-vis de la demande d'investissement de GridLink

Compte-tenu i) de bénéfices insuffisants pour couvrir les coûts probables d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni dans le scénario le plus conforme aux objectifs politiques et ii) des incertitudes économiques et politiques associées à un nouveau projet d'interconnexion avec le Royaume-Uni, la CRE est à ce stade réservée sur la demande d'investissement de GridLink.

En tout état de cause, au vu des incertitudes mentionnées précédemment, si le projet GridLink devait être approuvé à la suite de la présente consultation, le cadre de régulation devrait être adapté de façon à limiter le risque encouru par les utilisateurs de réseau vis-à-vis de ces incertitudes.

Question 8 Partagez-vous les réserves de la CRE vis-à-vis de la demande d'investissement de GridLink ?

¹⁸ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 juillet 2020 portant examen du Schéma Décennal de Développement du Réseau de transport de RTE élaboré en 2019 : <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/examen-du-schema-decennal-de-developpement-du-reseau-de-transport-de-rte-elabore-en-2019>

ANNEXE 1 : RECAPITULATIF DES QUESTIONS

- Question 1** Jugez-vous pertinente l'utilisation du scénario *National Trends* du TYNDP 2020 comme référence, et des scénarios *Global Ambition* et *Current Trends* comme sensibilités à la hausse et à la baisse, pour évaluer l'intérêt économique d'une nouvelle interconnexion à la frontière entre la France et le Royaume-Uni ?
- Question 2** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les limites de la méthodologie proposée dans le TYNDP 2020 pour évaluer le bénéfice d'une interconnexion en termes de sécurité d'approvisionnement et la valeur des projets en termes de baisse des émissions de gaz à effet de serre ?
- Question 3** Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'analyse des bénéfices d'un projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ? Avez-vous des remarques additionnelles ?
- Question 4** Avez-vous des remarques quant aux dépenses d'investissement et aux coûts d'exploitation présentés par GridLink ?
- Question 5** Avez-vous des remarques quant à l'impact de GridLink sur les coûts de réseau européen (pertes électriques) et français (congestions, réserves) ?
- Question 6** Avez-vous des remarques sur la comparaison entre les bénéfices évalués par la CRE et les coûts du projet GridLink ?
- Question 7** Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle il est opportun d'attendre que les incertitudes économiques et politiques soient levées avant d'engager un nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ?
- Question 8** Partagez-vous les réserves de la CRE vis-à-vis de la demande d'investissement de GridLink ?

ANNEXE 2 : COMPARAISON DES HYPOTHESES DE GRIDLINK ET DU TYNDP 2020

Comme indiqué dans l’avis de l’ACER sur le TYNDP 2020, les hypothèses du scénario *Current Trends* ne sont pas toujours disponibles publiquement. Dans les graphiques de comparaison ci-dessous, les hypothèses du scénario *Current Trends* ne sont donc pas toujours présentées, notamment à l’horizon 2040.

Examen des hypothèses de prix des matières premières

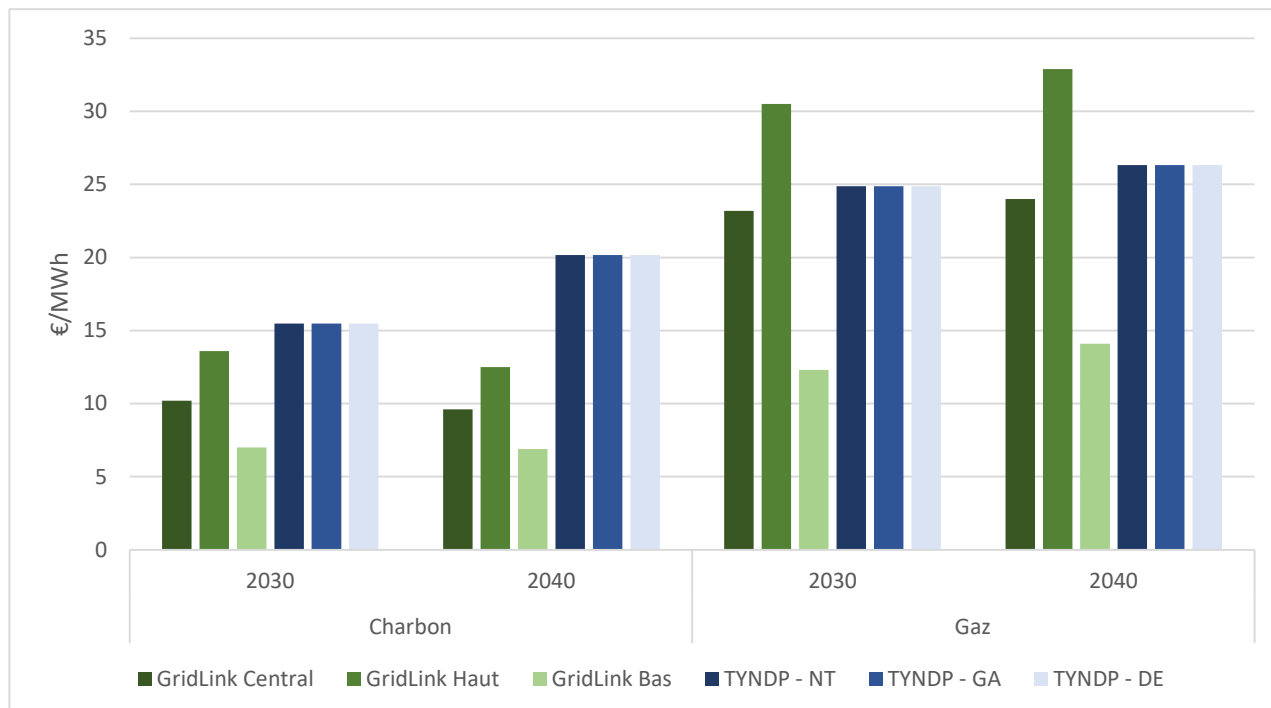


Figure 4 - Prix des matières premières : analyse de GridLink vs TYNDP 2020

Les hypothèses de GridLink sur les prix des matières premières couvrent une gamme de prix relativement vaste, alors que tous les scénarios du TYNDP 2020 se fondent sur les mêmes hypothèses. Pour le prix du charbon, les hypothèses de GridLink sont sensiblement inférieures à celles prises dans le TYNDP 2020. Concernant le prix du gaz, les hypothèses du scénario central de GridLink sont proches de celles du TYNDP 2020.

Examen des hypothèses de prix du CO2

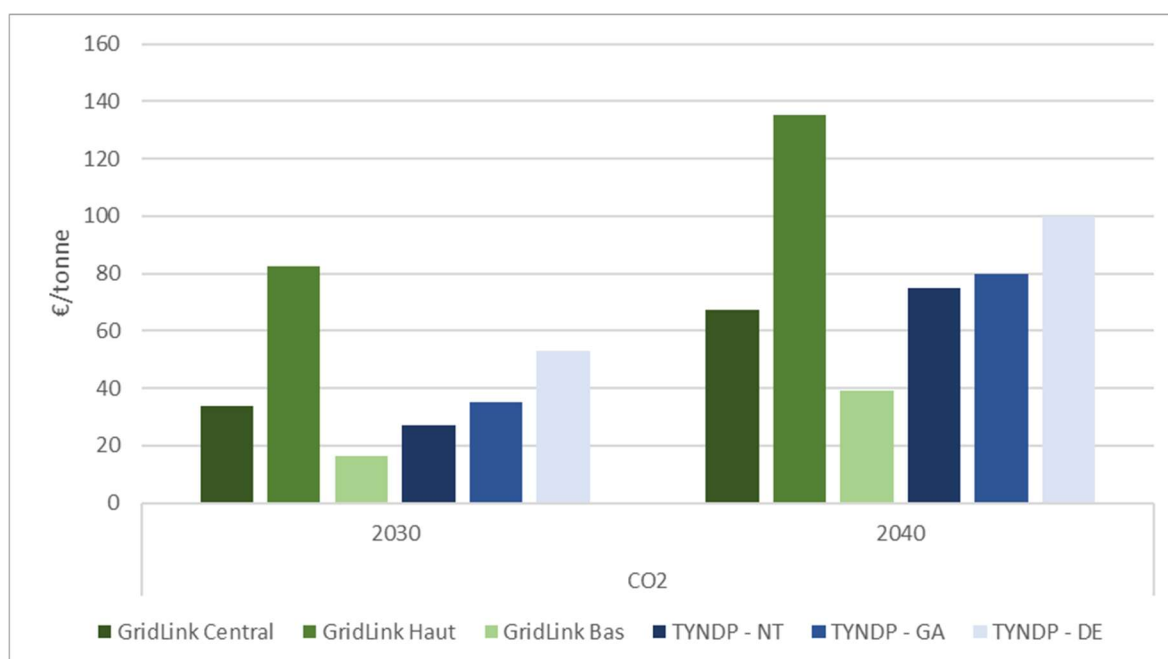


Figure 5 - Prix du CO₂ : analyse de GridLink vs TYNDP 2020

Les hypothèses prises par GridLink pour le prix du CO₂ couvrent également une gamme de prix très large. Les valeurs choisies par GridLink et le TYNDP 2020 ne prennent pas en compte les valeurs atteintes par l'EU-ETS en juin 2021 (autour de 50 €/tonne).

Examen des hypothèses de capacité de production électrique

Les parcs de production des différents scénarios sont construits en fonction des objectifs du Royaume-Uni et de l'Europe en matière de changement climatique. Cependant, les hypothèses retenues dans le TYNDP 2020 et par les consultants de GridLink ne sont pas les mêmes dans la mesure où les consultants de GridLink prennent des hypothèses sur l'atteinte de ces objectifs et où la concertation autour des scénarios du TYNDP 2020 a permis certains ajustements.

En conséquence, certaines hypothèses diffèrent entre les scénarios de référence du TYNDP 2020 et de GridLink :

- GridLink prévoit une augmentation de la capacité installée de centrales à gaz en France, pour arriver en 2040 à une capacité totale entre 27 et 31 GW, contre 7 GW en 2021. Cette augmentation est contraire à la volonté française de ne plus construire de centrales à gaz après 2021 ;
- dans son scénario central, GridLink prévoit en France une capacité en panneaux photovoltaïques de 30 % inférieure à l'hypothèse du TYNDP en 2030. En 2040, GridLink prévoit une capacité installée en panneaux photovoltaïques de 40 % supérieure à l'hypothèse de *National Trends* du TYNDP (80 GW contre 58 GW) ;
- le scénario central de GridLink et *National Trends* prévoient des capacités installées en éolien (maritime et terrestre) proches en 2030. Cependant, GridLink prévoit en 2040 une capacité installée française en éolien terrestre de 25 % inférieure à *National Trends* (45 GW contre 60 GW). Cette différence est partiellement compensée par une hypothèse de capacité installée en éolien offshore de 15 GW dans le scénario central de GridLink contre 8 GW dans *National Trends* ;
- au Royaume-Uni, les hypothèses de capacité installée en gaz du scénario central de GridLink sont entre 25 et 30 % inférieures aux hypothèses de *National Trends* pour 2030 et 2040 ;
- concernant le photovoltaïque britannique, les hypothèses 2030 sont proches, tandis que l'hypothèse 2040 du scénario central de GridLink est de 40 % inférieure à l'hypothèse de *National Trends*. Les hypothèses du scénario *Distributed Generation* du TYNDP sont excessivement hautes (plus de 2 fois supérieures à celles de *National Trends*) ;
- concernant l'éolien terrestre britannique, les hypothèses des 2 scénarios de référence sont proches en 2030, mais GridLink prévoit une valeur de 60 % supérieure à celle de *National Trends* en 2040.

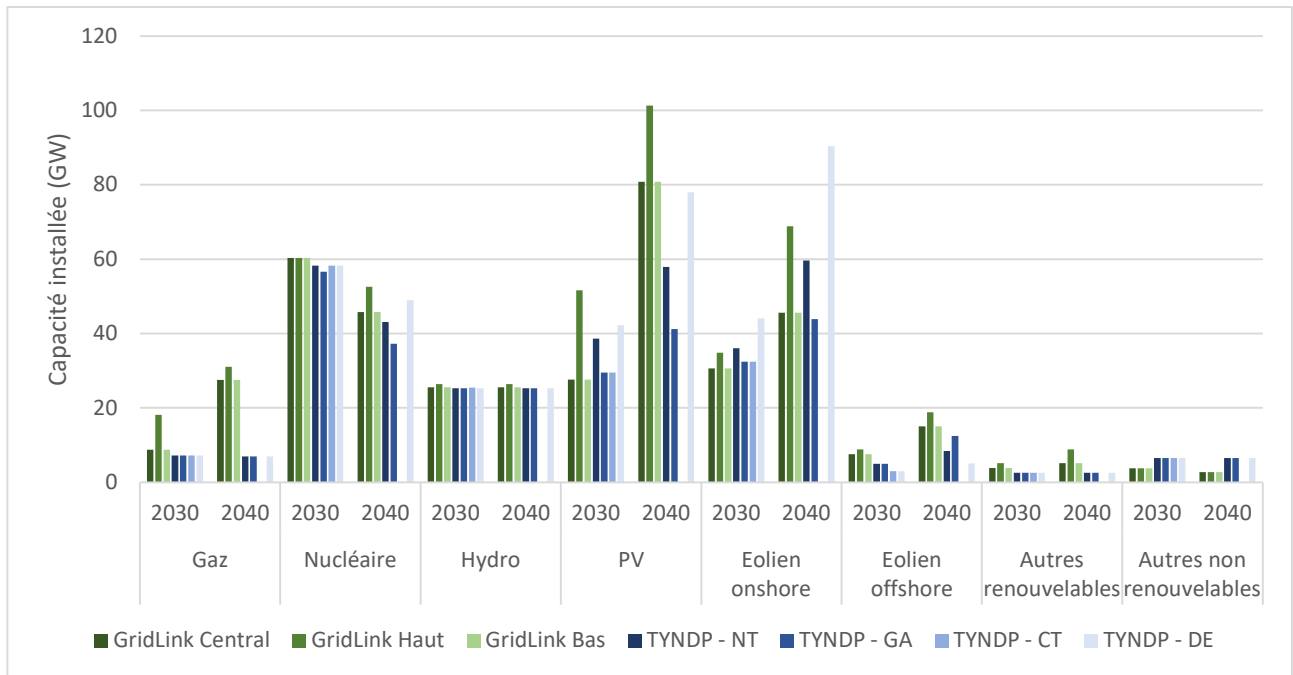


Figure 6 - Mix de capacité en France : analyse de GridLink vs TYNDP 2020

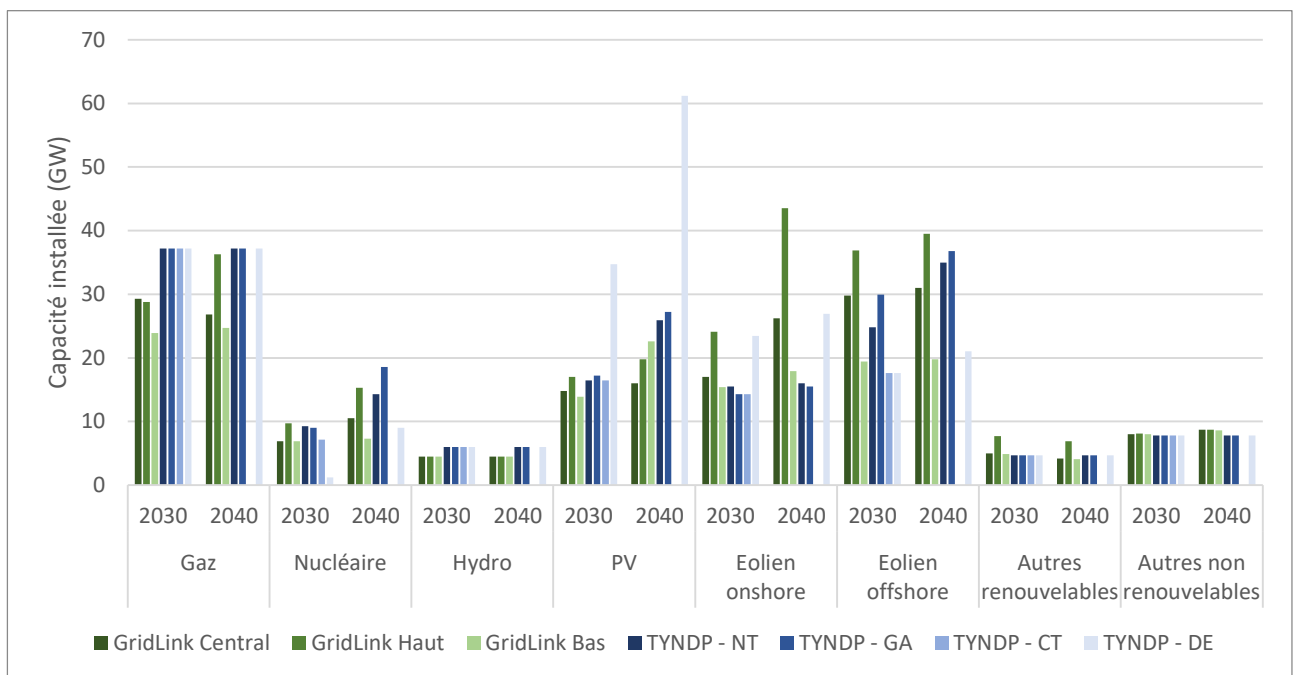


Figure 7 - Mix de capacité au Royaume-Uni : analyse de GridLink vs TYNDP 2020

Examen des hypothèses d'interconnexion électrique

La comparaison des hypothèses d'interconnexion met en avant des différences notables, principalement entre le scénario central de GridLink et *National Trends* :

- la capacité d'interconnexion totale de la Grande-Bretagne est sensiblement moins importante dans les hypothèses de GridLink que dans les hypothèses de *National Trends* (11,6 GW contre 12,6 GW en 2030, 14,4 GW contre 23,2 GW en 2040). Cette différence s'explique principalement par les hypothèses prises pour l'Allemagne, la France, les Pays-Bas, la Norvège et la Belgique ;
- la capacité totale d'interconnexion de la France est proche dans les 2 études (21,3 GW pour *National Trends* et 24 GW pour GridLink en 2030, 35,7 GW pour *National Trends* et 37,6 GW pour GridLink en 2040). On constate cependant de nombreuses différences en comparant pays par pays. Par exemple, le TYNDP ne tient pas compte de l'interconnexion Celtic avec l'Irlande.



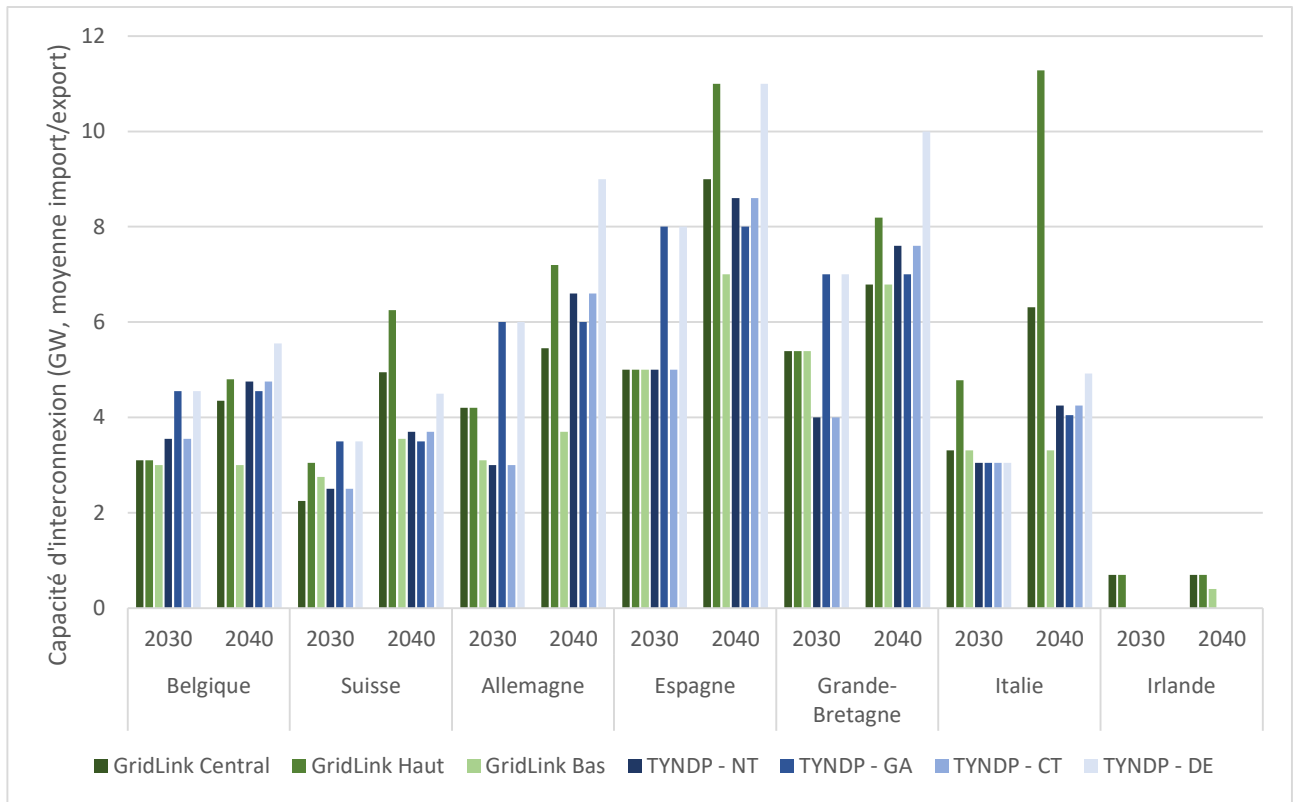


Figure 8 - Capacité d'interconnexion avec la France : analyse GridLink vs TYNDP 2020

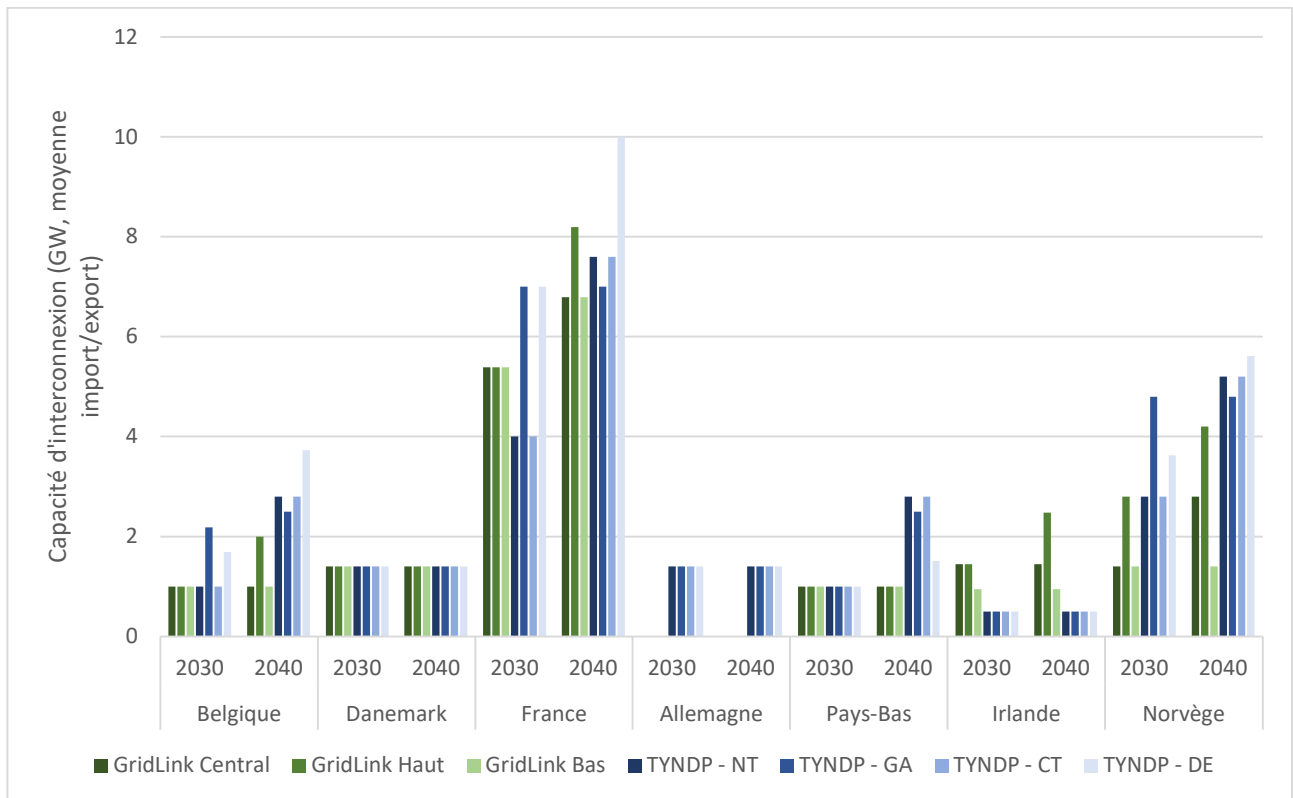


Figure 9 - Capacité d'interconnexion avec le Royaume-Uni : analyse GridLink vs TYNDP 2020

Examen des hypothèses de demande électrique

Les prévisions de demande électrique du scénario central de GridLink sont globalement plus élevées que celles de *National Trends* : respectivement de +5 % et +18 % en 2030 et 2040 concernant la France ; de +11 % et +23 % concernant le Royaume-Uni. Les prévisions de demande électrique britannique de GridLink sont proches de celles des scénarios *Global Ambition* et *Distributed Energy* du TYNDP 2020.



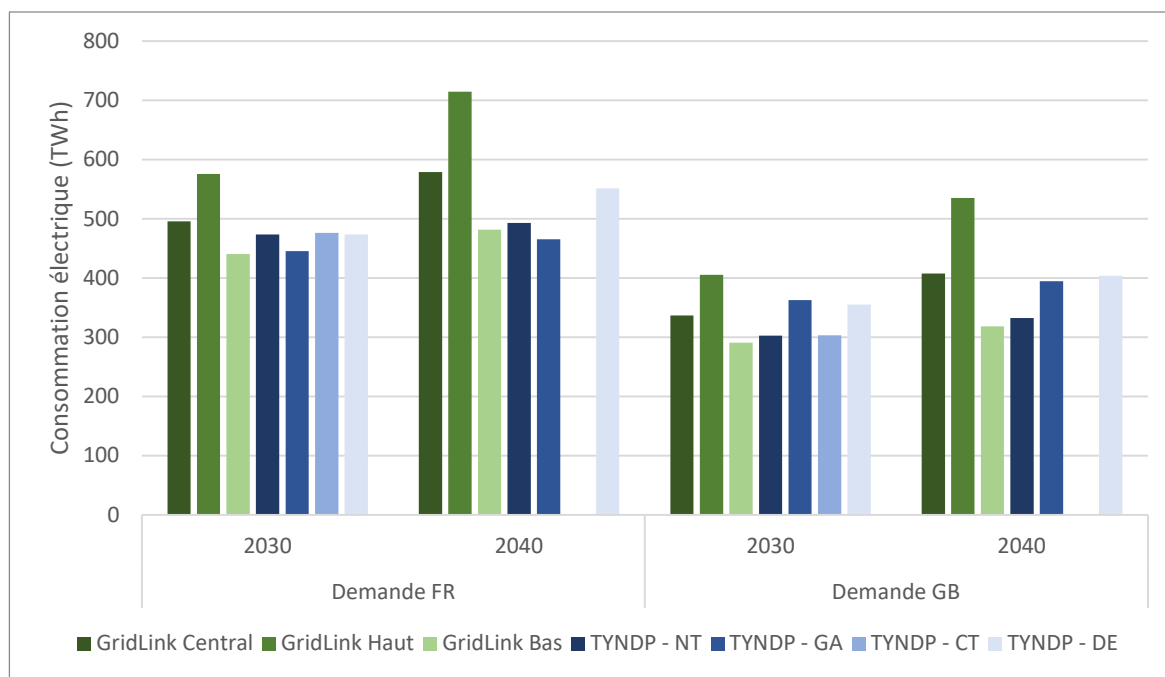


Figure 10 - Demande électrique : GridLink vs TYNDP 2020