

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

## **Consultation publique n°2024-01 du 5 mars 2024 relative à l'opportunité de nouvelles capacités d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni**

Trois interconnexions électriques entre la France et le Royaume-Uni sont actuellement en service, pour une capacité totale de 4 GW : IFA 2000, d'une capacité de 2 GW mise en service en 1986, IFA2, d'une capacité de 1 GW mise en service en janvier 2021, et ElecLink, d'une capacité de 1 GW mise en service en mai 2022. IFA 2000 et IFA2 sont exploitées par RTE ainsi que National Grid Interconnectors Limited et National Grid IFA 2, respectivement le gestionnaire du réseau de transport (GRT) français et deux filiales du GRT britannique National Grid. ElecLink, quant à elle, bénéficie d'un régime dérogatoire<sup>1</sup>.

Plusieurs projets de nouvelles interconnexions entre la France et le Royaume-Uni sont à l'étude : Aquind, FAB et GridLink. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a également été informée récemment de la volonté de la société Getlink d'étudier un nouveau projet d'interconnexion empruntant le tunnel sous la Manche. En janvier 2022, la CRE avait refusé une demande d'investissement soumise par GridLink le 17 mars 2021<sup>2</sup> en raison de fortes incertitudes quant aux bénéfices du projet, renforcées par le contexte particulier de sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne.

La CRE estime nécessaire de réévaluer l'intérêt de nouvelles capacités d'interconnexion avec le Royaume-Uni, en raison des nouvelles trajectoires des mix énergétiques au Royaume-Uni, en France et dans l'Union européenne (UE), en lien notamment avec la révision des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre inscrite dans le paquet « Fit for 55 ». Par ailleurs, la crise sur les marchés de gros de l'électricité en 2022 et 2023 a mis en évidence le rôle déterminant des interconnexions en termes de sécurité d'approvisionnement. La CRE a donc fait réaliser une étude sur les bénéfices potentiels de nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni, s'appuyant sur les scénarios les plus récents ainsi que sur le schéma décennal de développement des réseaux européens, le *Ten-Year Network Development Plan* (TYNDP 2022) publié par l'ENTSO-E<sup>3</sup>.

Par un courrier en date du 13 octobre 2023, RTE a transmis à la CRE son analyse concernant l'opportunité d'un nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni. RTE estime qu'il existe un intérêt, sous certaines conditions, à construire une nouvelle interconnexion d'environ 1 GW avec le Royaume-Uni. RTE indique avoir été sollicité par chacun des quatre porteurs de projets pour un éventuel développement conjoint d'une interconnexion. Après avoir comparé les différents projets sur un ensemble de critères, RTE estime que le projet envisagé par GetLink présente le plus d'intérêt d'un point de vue technico-économique.

L'étude commandée par la CRE met également en évidence l'intérêt économique possible d'un nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni, sous certaines conditions. Le projet devrait notamment avoir une capacité d'environ 1 GW, les bénéfices additionnels au-delà de cette capacité étant insuffisants. L'étude montre que les bénéfices sont nettement plus élevés pour le Royaume-Uni que pour la France, ce qui devrait se traduire dans la répartition des coûts entre les deux pays. C'est à cette condition que la France pourrait trouver un intérêt économique à un tel projet.

La CRE partage les résultats de l'étude de comparaison réalisée par RTE. Les projets ayant des niveaux de maturité différents, le choix d'un projet nécessitera de vérifier un certain nombre de conditions, notamment une évaluation positive de son intérêt par l'autorité compétente au Royaume-Uni.

---

<sup>1</sup> Cette dérogation, prise en application de l'article 17 du règlement CE n°714/2009 autorise ElecLink à déroger à certaines règles prévues à l'article 16(6) du Règlement ainsi qu'aux articles 9 et 32 de la directive n° 2009/72/CE. Ainsi, ElecLink est notamment autorisé à allouer des capacités d'interconnexion pluriannuelles par le biais de procédures d'Open Season et à conserver une partie des revenus tirés de la vente des capacités d'interconnexion.

<sup>2</sup> [Délibération de la CRE du 19 janvier 2022 portant décision sur la demande d'investissement de l'interconnexion GridLink Interconnector Limited](#)

<sup>3</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity, réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité

En application des dispositions de l'article L. 134-3, 2° et de l'article L. 321-6, II du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau public de transport (GRT) d'électricité doit transmettre pour approbation son programme annuel d'investissements à la CRE. Dans ce cadre, la CRE veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux et à leur accès transparent et non discriminatoire. A l'issue de la consultation publique, la CRE pourra, le cas échéant, se prononcer quant à l'éventuelle approbation du programme d'investissements de RTE intégrant un projet d'interconnexion entre la France et la Royaume-Uni.

La présente consultation publique porte sur l'analyse de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni, ainsi que sur la comparaison technico-économique des projets réalisée par RTE. Le rapport commandé par la CRE à la société Artelys sur les bénéfices d'un nouveau projet d'interconnexion est publié en annexe de la consultation.

**Paris, le 5 mars 2024.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**La présidente,**

**Emmanuelle WARGON**

### Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 19 avril 2024, 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

<b>1. La réévaluation des bénéfices d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni conclut à l'intérêt d'une capacité supplémentaire d'environ 1 GW.....</b>	<b>5</b>
1.1. Les bénéfices socio-économiques de nouvelles interconnexions sont en hausse selon les nouveaux scénarios .....	5
1.1.1. Les bénéfices socio-économiques sont évalués sur la base de scénarios actualisés .....	5
1.1.2. Les capacités additionnelles d'interconnexion tirent une grande partie de leur valeur d'une meilleure intégration des énergies renouvelable au Royaume-Uni et d'une réduction du recours aux moyens de production thermiques (essentiellement fossiles) au niveau européen.....	6
1.1.3. Le bénéfice total est plus faible pour une capacité de 2 GW que pour 1 GW.....	9
1.1.4. Les résultats des analyses sont robustes à différentes sensibilités sur les hypothèses utilisées .....	9
1.2. Les coûts de nouveaux projets à courant continu ont augmenté sur la période récente .....	11
1.2.1. Les coûts d'investissements des projets sont en augmentation, en lien avec des tensions croissantes sur les approvisionnements de matériels .....	11
1.2.2. Les charges d'exploitation doivent tenir compte des dépenses courantes ainsi que des pertes additionnelles sur le réseau.....	11
1.2.3. Les coûts additionnels en termes d'impact sur le réseau électrique demeurent encore incertains.....	11
1.3. Un nouveau projet d'environ 1 GW apparaît justifié par les bénéfices apportés au niveau européen mais l'intérêt pour la France est quant à lui contrasté.....	12
1.3.1. Les bénéfices d'un nouveau projet de 1 GW sont suffisants en comparaison des coûts d'un nouveau projet mais ceux de capacités additionnelles au-delà de 1 GW sont plus incertains.....	12
1.3.2. La méthodologie d'estimation de bénéfices additionnels liés à la réduction des émissions de CO <sub>2</sub> n'est pas suffisamment robuste pour être utilisée .....	13
1.3.3. La contribution d'une capacité additionnelle d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement en France pourrait être significative.....	14
1.3.4. Le bénéfice socio-économique brut est inégalement réparti entre la France et le Royaume-Uni .....	15
1.3.5. La répartition des coûts d'un nouveau projet devra tenir compte de la répartition déséquilibrée des bénéfices et des coûts qu'il engendre pour la France.....	17
<b>2. Le classement des projets doit tenir compte des risques techniques et des niveaux de maturité respectifs des projets .....</b>	<b>19</b>
2.1. Description des projets d'interconnexion à la frontière entre la France et le Royaume-Uni.....	19
2.1.1. Aquind : 2 000 MW .....	19
2.1.1.1. Présentation générale du projet.....	19
2.1.1.2. Niveau d'avancement.....	19
2.1.1.3. Coûts prévisionnels .....	20
2.1.2. FAB : 1 250 MW .....	20
2.1.2.1. Présentation générale du projet.....	20
2.1.2.2. Niveau d'avancement.....	20
2.1.2.3. Coûts prévisionnels .....	20
2.1.3. Getlink : 1 000 MW .....	21
2.1.3.1. Présentation générale du projet.....	21
2.1.3.2. Niveau d'avancement.....	21
2.1.3.3. Coûts prévisionnels .....	21
2.1.4. Gridlink : 1 250 MW.....	21
2.1.4.1. Présentation générale du projet.....	21

2.1.4.2.	Niveau d'avancement.....	21
2.1.4.3.	Coûts prévisionnels .....	22
2.1.5.	Synthèse des caractéristiques et coûts communiqués des différents projets .....	22
2.2.	Comparaison technico-économique des projets réalisée par RTE .....	22
2.2.1.	Estimation des coûts propres des projets .....	22
2.2.1.1.	Comparaison transmise par RTE .....	22
2.2.1.2.	Analyse de la CRE .....	23
2.2.2.	Insertion des projets sur le réseau français.....	23
2.2.2.1.	Analyse de RTE .....	24
2.2.2.1.1.	Variation des pertes électriques sur le réseau.....	24
2.2.2.1.2.	Variation des congestions sur les réseaux .....	24
2.2.2.2.	Analyse de la CRE .....	25
2.2.3.	Critères techniques .....	26
2.2.3.1.	Analyse de RTE .....	26
2.2.3.2.	Analyse de la CRE .....	26
2.2.4.	Gestion de projet .....	26
2.2.4.1.	Analyse de RTE .....	26
2.2.4.2.	Analyse de la CRE .....	27
2.2.5.	Priorisation des projets.....	27
2.2.5.1.	Analyse de RTE .....	27
2.2.5.2.	Analyse de la CRE .....	28
3.	Orientations préliminaires de la CRE.....	28
	Liste des questions .....	30

# 1. La réévaluation des bénéfices d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni conclut à l'intérêt d'une capacité supplémentaire d'environ 1 GW

## 1.1. Les bénéfices socio-économiques de nouvelles interconnexions sont en hausse selon les nouveaux scénarios

Les bénéfices socio-économiques de nouvelles capacités d'interconnexion sont évalués sur l'ensemble des pays interconnectés d'Europe et sont calculés comme les économies de coûts de production de l'électricité permises par l'interconnexion du fait de la diminution des congestions aux frontières qu'elle permettrait. Par construction, cet indicateur prend également en compte, d'une part, la valeur des économies de quotas de CO<sub>2</sub> réalisées et, d'autre part, les bénéfices retirés de la diminution de l'écrêtement de l'électricité d'origine renouvelable. Cette méthodologie est conforme à celle des précédentes études réalisées par la CRE et à celle utilisée au niveau européen par l'ENTSO-E pour le TYNDP.

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. Les bénéfices socio-économiques sont évalués sur la base de scénarios actualisés

La CRE a mandaté le cabinet de conseil Artelys, pour réaliser une étude de valorisation de la capacité additionnelle d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni. Cette étude est publiée conjointement à la présente consultation publique.

L'étude estime la valeur de différents niveaux d'interconnexions dans trois scénarios prospectifs construits à partir des scénarios prospectifs des gestionnaires de réseau de transport nationaux (GRT), respectivement *Futurs énergétiques 2050* (FE2050)<sup>4</sup> pour RTE et *Future Energy Scenarios* (FES) pour National Grid<sup>5</sup>. Ces plans nationaux sont complétés par le plan décennal de développement du réseau de transport européen (TYNDP 2022) de l'ENTSO-E<sup>6</sup> pour les hypothèses relatives au reste de l'Europe. Ces scénarios sont caractérisés comme suit :

- le **scénario 1** prévoit une trajectoire de forte croissance de la consommation d'électricité en France et au Royaume-Uni, avec des parcs de production reposant largement sur les énergies renouvelables, tout en étant compatible avec la neutralité carbone en 2050. Il s'agit du scénario le plus ambitieux en termes de déploiement des énergies renouvelables et d'électrification des usages ;
- le **scénario 2** prévoit une trajectoire de croissance de la consommation d'électricité et des capacités renouvelables installées en France et au Royaume-Uni soutenue mais moindre que dans le scénario 1, tout en étant compatible avec la neutralité carbone en 2050. Il s'agit du scénario médian ;
- le **scénario 3** prévoit un déploiement d'infrastructures énergétiques et de technologies bas-carbone plus lent qu'escompté et les objectifs de neutralité carbone ne sont pas atteints en 2050. Il s'agit du scénario le moins ambitieux en termes de déploiement des énergies renouvelables et de transformation sociétale.

Les trois scénarios sont établis sur des hypothèses communes pour la configuration du système électrique en dehors de la France et du Royaume-Uni, de même pour le prix du gaz et du carbone. En ce qui concerne les autres pays européens, l'étude retient les hypothèses du scénario **National Trends** (NT) du TYNDP 2022 pour les horizons 2030 et 2040, aligné sur les annonces de politiques nationales

---

<sup>4</sup> [Futurs énergétique 2050, RTE](#)

<sup>5</sup> [Future Energy Scenarios, National Grid](#)

<sup>6</sup> [TYNDP 2022, ENTSO-E](#)

en matière d'énergie et de climat, ainsi que le scénario **Global Ambition** (GA) pour l'horizon 2050. Le détail des hypothèses de ces scénarios est donné dans le rapport de l'étude.

La CRE estime qu'il est important que les scénarios soient fondés sur les dernières prévisions des pays d'Europe en termes d'évolution des mix énergétiques, tout en tenant compte des incertitudes possibles, tant en termes d'accélération que de retard dans l'atteinte des objectifs.

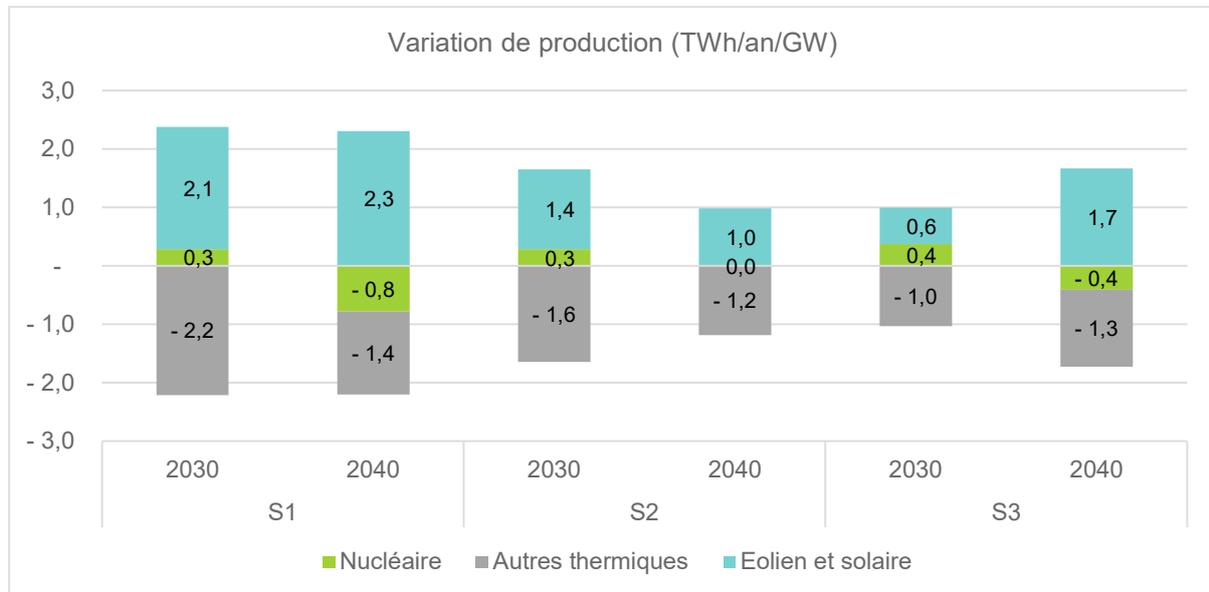
L'étude compare la situation actuelle à la frontière (4 GW) à deux niveaux de capacité d'interconnexion, 5,4 GW et 6,6 GW, soit l'ajout d'une capacité de 1,4 GW ou de 2,6 GW. Les deux niveaux d'accroissement de la capacité d'interconnexion permettent d'étudier différentes configurations :

1. l'ajout d'une capacité supplémentaire d'environ 1 GW : cette situation correspondrait à un projet d'une capacité comprise entre 1 et 1,4 GW ;
2. l'ajout d'une capacité supplémentaire de 2 GW ou plus : cette situation correspondrait à l'ajout d'une capacité comprise entre 2 et 2,8 GW, soit un projet de 2 GW ou deux projets d'une capacité comprise entre 1 et 1,4 GW.

**Question 1** Considérez-vous que les différents scénarios utilisés et les différentes capacités d'interconnexion évaluées dans l'étude sont pertinents ?

### 1.1.2. Les capacités additionnelles d'interconnexion tirent une grande partie de leur valeur d'une meilleure intégration des énergies renouvelables au Royaume-Uni et d'une réduction du recours aux moyens de production thermiques (essentiellement fossiles) au niveau européen

L'étude commandée par la CRE montre qu'une capacité additionnelle d'interconnexion permettra d'éviter des écrêtements d'énergie renouvelable éolienne au Royaume-Uni, lors des pointes de forte production renouvelable. Cette production renouvelable vient remplacer des moyens de production thermiques essentiellement fossiles en Europe, plus coûteux, et permet donc de réduire les coûts de production du système électrique au niveau européen. Par ailleurs, une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni a des effets contrastés sur la production nucléaire (à la hausse dans certains scénarios et à la baisse dans d'autres).



**Figure 1 : Variations de production par filière sur l'ensemble du périmètre géographique permises par l'ajout d'un premier projet d'interconnexion de 1,4 GW (source rapport étude Artelys)**

Ainsi un premier projet d'interconnexion d'une capacité d'environ 1 GW permettrait d'éviter de l'ordre de 1 à 2 TWh/an d'écrêtement d'énergie renouvelable (principalement d'origine éolienne) produite en

majorité au Royaume-Uni et de diminuer d'autant le recours à des moyens thermiques essentiellement fossiles dans les pays de l'Union européenne. Les modélisations font ressortir un fonctionnement majoritairement dans le sens des imports depuis le Royaume-Uni vers la France à partir de 2030. Il s'agit d'une évolution notable par rapport, d'une part, au fonctionnement observé des interconnexions en service et, d'autre part, aux analyses prospectives précédentes sur la frontière. Cette dynamique vient de la hausse importante des capacités de production d'énergie renouvelable prévues d'être installées au Royaume-Uni et prises en compte dans les scénarios.

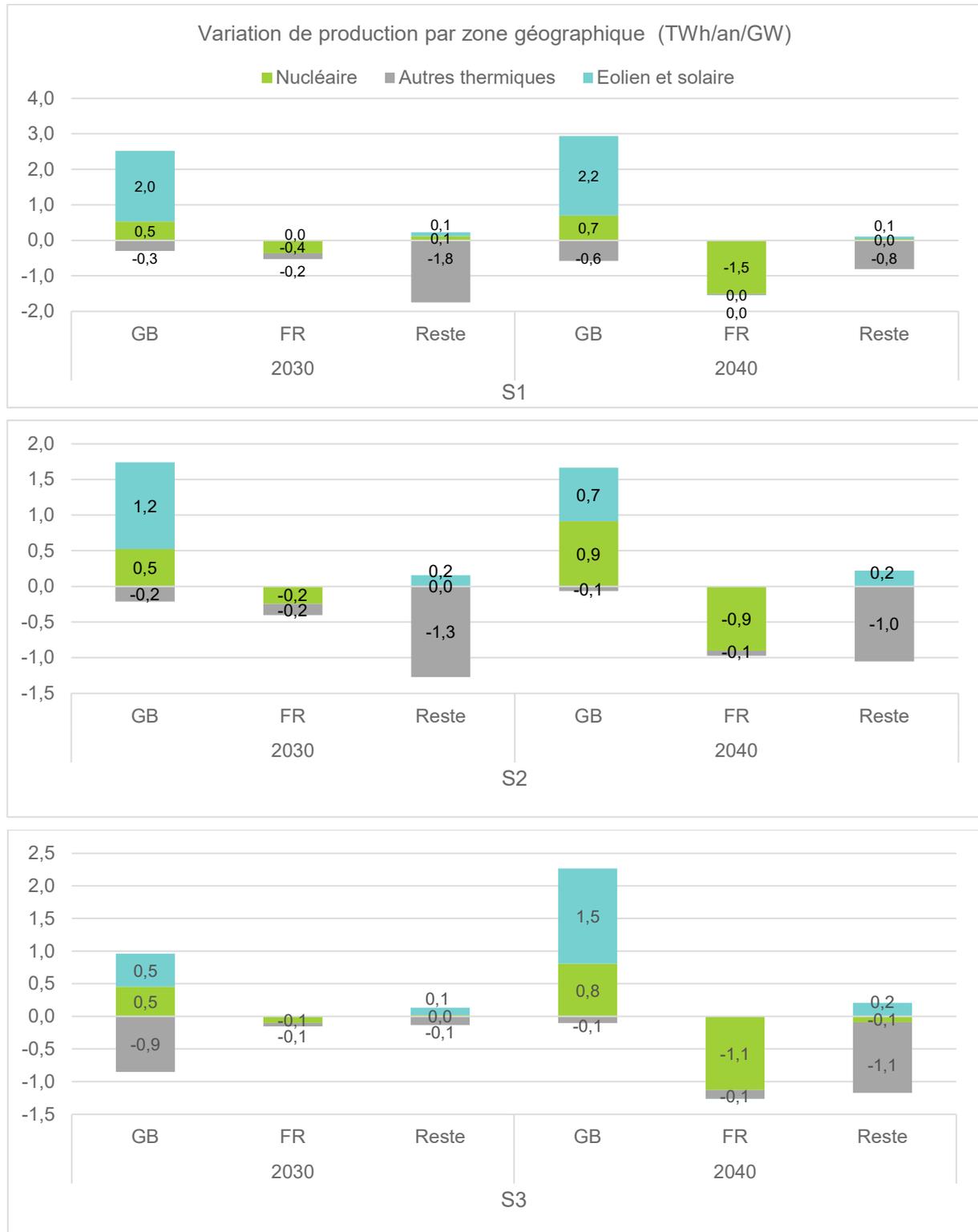


Figure 2 : Variations de production par filière et par zone géographique pour l'ajout du premier projet d'interconnexion de 1,4 GW (source rapport étude Artelys)

À l'horizon 2030, l'interconnexion permet d'éviter des écrêtements éoliens ainsi que d'augmenter la production nucléaire au Royaume-Uni. La localisation de la production thermique effacée diffère selon les scénarios :

- Dans les scénarios 1 et 2, cette production plus compétitive permet d'effacer de la production thermique fossile dans le reste de l'Europe, la France est alors essentiellement un pays de transit.
- Dans le scénario 3, le Royaume-Uni se retrouve exportateur lors des périodes de forte production éolienne, ce qui entraîne essentiellement une modulation à la baisse de la production nucléaire en France. A contrario, le Royaume-Uni se retrouve importateur lors des périodes de plus faible production, ce qui entraîne une augmentation de la production nucléaire en France. En moyenne sur une année, la production éolienne additionnelle au Royaume-Uni vient essentiellement effacer de la production fossile au Royaume-Uni. Ce dernier bénéficie ainsi de la flexibilité intersaisonnière apportée par la plaque européenne.

A l'horizon 2040, en plus de réduire le recours à des moyens fossiles dans le reste de l'Union européenne pour environ 1 TWh/an, ces imports depuis le Royaume-Uni pourraient conduire à des modulations à la baisse de la production nucléaire en France inférieure à 1 TWh/an. Ces variations résultent de deux effets contraires qui se combinent :

- lorsque le Royaume-Uni a recours à de la production fossile et que les centrales nucléaires ne tournent pas à pleine capacité, l'interconnexion additionnelle permet d'importer au Royaume-Uni de la production nucléaire française, ce qui tire à la hausse la production nucléaire française ;
- en cas de pic de production renouvelable au Royaume-Uni lorsqu'une partie de la production doit être écartée, la capacité d'interconnexion permet d'importer en France de la production renouvelable du Royaume-Uni, ce qui peut entraîner une baisse de la production nucléaire française.

Le second effet prédomine légèrement sur le premier.

Ces dynamiques différentes à ces deux horizons temporels s'expliquent notamment par les hypothèses d'évolutions des mix énergétiques au niveau européen qui prévoient un recours plus important aux énergies thermiques fossiles en 2030 qu'à l'horizon 2040.

L'augmentation de la capacité d'interconnexion dégagerait des bénéfices socio-économiques bruts de l'ordre de 145 M€<sup>7</sup>/an/GW en moyenne aux horizons 2030 et 2040, en raison de la baisse globale des coûts de production permise par l'optimisation qu'apporte l'interconnexion au niveau européen. Le tableau ci-dessous présente les valeurs estimées dans les différents scénarios.

SEW (M€/an/GW)	S1	S2	S3	Moyenne des scénarios
2030	202	149	92	148
2040	164	123	140	142
<b>Moyenne des horizons 2030 et 2040</b>				<b>145</b>

**Tableau 1 : Bénéfices socio-économiques bruts (M€/an/GW) provenant de l'augmentation de 1,4 GW de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni**

Les bénéfices socio-économiques bruts apportés par une nouvelle capacité d'interconnexion avec le Royaume-Uni ont ainsi presque doublé depuis la dernière étude réalisée par la CRE. Dans sa consultation publique du 17 juin 2021 portant sur le projet d'interconnexion GridLink<sup>8</sup>, la CRE évaluait les bénéfices socio-économiques bruts à horizon 2030 d'un nouveau projet à 75 M€<sub>2020</sub>/an/GW sur la

<sup>7</sup> Sauf mention contraire, toutes les valeurs sont exprimées en euros constants de l'année de l'année 2022

<sup>8</sup> [Consultation publique du 17 juin 2021 n°2021-07 portant sur le projet d'interconnexion GridLink et sur l'opportunité d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni](#)

base du TYNDP 2020 et de l'étude de la CRE sur la capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni de 2019<sup>9</sup>.

### 1.1.3. Le bénéfice total est plus faible pour une capacité de 2 GW que pour 1 GW

L'étude commandée par la CRE évalue le bénéfice socio-économique attendu pour deux niveaux d'interconnexions additionnels : 1,4 GW et 2,6 GW. L'ajout de 2,6 GW peut correspondre à l'ajout de deux projets d'interconnexions d'environ 1 GW, ou d'un projet de plus grande taille.

L'étude montre une réduction significative des bénéfices socio-économiques attendus pour le niveau le plus haut d'interconnexion par rapport au premier niveau de capacité additionnelle étudié. Cette réduction est comprise entre 10 % et 15 % pour la plupart des scénarios et horizons temporels, de 7 % pour le scénario 1 à l'horizon 2050 et de 20 % pour le scénario 3 à l'horizon 2030.

Ce résultat met en évidence une baisse de l'intérêt d'une augmentation des capacités d'interconnexion à la frontière d'environ 2 GW par rapport à une augmentation d'environ 1 GW.

### 1.1.4. Les résultats des analyses sont robustes à différentes sensibilités sur les hypothèses utilisées

L'étude réalisée par Artelys évalue huit variations autour du scénario 2 afin d'appréhender la sensibilité des bénéfices socio-économiques aux hypothèses prises en compte dans les scénarios initiaux. Ces sensibilités permettent d'évaluer la robustesse du scénario face à plusieurs aléas :

- les variations à la hausse et à la baisse du prix du gaz (+/- 20 €/MWh autour du scénario central à 40 €/MWh) ;
- le développement accru ou ralenti d'interconnexions concurrentes entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale (hors France) ;
- une faible disponibilité du nucléaire sur la base du retour d'expérience de la disponibilité historiquement faible du parc nucléaire français en 2022 à la suite de la corrosion sous contrainte ;
- le retard de développement des capacités d'électrolyses pour la production d'hydrogène ;
- le retard de déploiement des parcs éoliens en mer au Royaume-Uni ;
- le retard dans le développement d'interconnexions entre la France et le reste de l'Europe continentale.

Trois aléas pourraient avoir un impact notable à la baisse ou à la hausse sur les bénéfices socio-économiques attendus d'une augmentation de la capacité d'interconnexion. Une baisse du prix du gaz limite les coûts de productions évités lorsque de la production fossile est remplacée par de la production renouvelable. Cet effet diminue d'autant la valeur de l'interconnexion. A l'inverse, une hausse du prix du gaz augmenterait les bénéfices d'une nouvelle interconnexion.

Par ailleurs, le développement accru d'interconnexions entre le Royaume-Uni et l'Europe continentale (Aminth Interconnector avec le Danemark, Tarchon Energy Interconnector avec l'Allemagne, Cronos Interconnector avec la Belgique) permettrait de valoriser la production renouvelable du Royaume-Uni via d'autres frontières et réduirait ainsi l'intérêt de l'ajout d'une capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni. En effet, la France étant interconnectée avec d'autres pays d'Europe du Nord, les interconnexions avec la France sont, du point de vue de la valeur économique, en concurrence avec celles reliant le Royaume-Uni à d'autres pays.

	Année	UK-NO	UK-DK	UK-DE	UK-NL	UK-BE
Niveau actuel	2023	North Sea Link (1,4 GW)	-	-	BritNed (1 GW)	Nemo (1 GW)
Scénario central	2030		Viking (1,4 GW)	NeuConnect (1,4 GW)		

<sup>9</sup> [Etude de la CRE : Détermination d'une capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni](#)

	2040	NorthConnect (1,4 GW)	Viking	NeuConnect	LionLink (2 GW)	Nautilus (1,4 GW)
	2050	NorthConnect	Viking	NeuConnect	LionLink	Nautilus
Sensibilité basse	2030		Viking	NeuConnect		
	2040		Viking	NeuConnect		Nautilus
	2050		Viking	NeuConnect		Nautilus
Sensibilité haute	2030	NorthConnect	Viking	NeuConnect	LionLink	Nautilus
	2040	NorthConnect	Viking + Aminth (1,4 GW)	NeuConnect + Tarchon (1,4 GW)	LionLink	Nautilus + Cronos (1,4 GW)
	2050	NorthConnect	Viking + Aminth	NeuConnect + Tarchon	LionLink	Nautilus + Cronos

**Tableau 2 : Détail des projets d'interconnexion considérés dans l'analyse de sensibilité évaluant l'impact de projets d'interconnexion reliant la Grande-Bretagne au reste de l'Europe (source rapport étude Artelys)**

Enfin, un retard dans le déploiement des parcs éoliens en mer au Royaume-Uni réduirait la production à valoriser via la capacité additionnelle d'interconnexion et donc diminuerait l'intérêt d'une nouvelle capacité d'interconnexion. Le développement de la production renouvelable, et notamment de l'éolien en mer au Royaume-Uni, constitue donc un facteur important dans l'intérêt que représentent les capacités d'interconnexion.

Au global, la CRE estime que les analyses de sensibilité font ressortir des incertitudes aussi bien à la hausse qu'à la baisse concernant l'intérêt de nouvelles capacités d'interconnexion, mais qu'elles ne remettent pas en cause les résultats obtenus sur la moyenne des trois scénarios retenus dans l'étude.

D'autres incertitudes peuvent exister quant à l'intérêt de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni, notamment en ce qui concerne le fonctionnement des marchés ou le cadre réglementaire. La CRE constate par exemple la publication d'une étude de l'Ofgem en octobre 2023 relative à l'introduction de signaux de localisation sur le marché de gros britannique<sup>10</sup>. Une telle évolution des règles du marché au Royaume-Uni demeure hypothétique mais sa mise en œuvre nécessiterait de mener des analyses spécifiques sur les bénéfices apportés par les capacités d'interconnexion dans ce nouveau contexte.

**Question 2** Partagez-vous les analyses de la CRE concernant les bénéfices socio-économiques bruts apportés par de nouvelles capacités d'interconnexion à la frontière entre la France et le Royaume-Uni ?

<sup>10</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/publications/assessment-locational-wholesale-pricing-great-britain>

### **1.2. Les coûts de nouveaux projets à courant continu ont augmenté sur la période récente**

#### **1.2.1. Les coûts d'investissements des projets sont en augmentation, en lien avec des tensions croissantes sur les approvisionnements de matériels**

Les coûts d'investissements des projets à courant continu ont augmenté en raison de tensions importantes sur les approvisionnements qui s'expliquent par un accroissement de la demande pour ces projets. En effet, de nombreux pays ont des objectifs ambitieux de développement de l'éolien en mer, en privilégiant des parcs de fortes puissances situés loin des côtes. Ces choix amènent à un recours prédominant à la technologie à courant continu, qui n'était auparavant utilisée que de manière ponctuelle. Bien que les fournisseurs spécialisés dans ce domaine aient annoncé la construction de nouvelles capacités de production, il demeure très incertain que celles-ci soient en mesure de répondre à la totalité de la demande au niveau européen.

RTE a transmis à la CRE une méthodologie d'estimation des coûts des projets d'interconnexion qui lui ont été soumis en fonction de leur design technique sur la base du retour d'expérience des marchés HVDC récemment conclus, dont notamment les interconnexions Celtic (700 MW entre la France et l'Irlande) et Golfe de Gascogne (2 000 MW entre la France et l'Espagne). Les montants issus des marchés ont été corrigés afin de tenir compte du design technique de chaque projet : niveau de tension, section des câbles, conducteur, etc. Cette analyse conduit à une hausse significative des coûts d'ordre d'un nouveau projet, qui avoisinerait ainsi 1 350 M€ pour une capacité d'environ 1 250 MW, soit 1,1 Md€/GW.

Ces coûts constituent un ordre de grandeur du coût d'un nouveau projet et dépendront du choix de projet (longueur, tracé, organisation...) et des résultats des appels d'offres. Une analyse détaillée de chaque projet se trouve dans la deuxième section de la présente consultation publique.

#### **1.2.2. Les charges d'exploitation doivent tenir compte des dépenses courantes ainsi que des pertes additionnelles sur le réseau**

Les charges d'exploitation prévisionnelles des projets sont estimées sur la base des coûts prévisionnels pour la maintenance de l'interconnexion et des charges hors maintenance (personnel, équipements informatiques, locaux...). RTE estime les charges pour la maintenance (et le coût des assurances associées) de l'ordre de 10 M€/GW/an, en cohérence avec la maintenance actuelle de plusieurs interconnexions. Les charges d'exploitation hors maintenance dépendant de l'organisation retenue pour chaque projet, leur estimation n'est pas aussi fiable que celle relative aux charges pour la maintenance. Elles pourraient être de 5 à 10 M€/GW/an.

En raison des incertitudes, la CRE retient ainsi une évaluation des charges d'exploitation d'un nouveau projet de l'ordre de 20 M€/GW/an au total. Ce montant est cohérent avec les données communiquées à la CRE par les différents porteurs de projet à la frontière.

En cohérence avec ses précédentes analyses et la méthodologie retenue dans le TYNDP 2022, il est nécessaire de tenir compte des pertes additionnelles engendrées par une nouvelle interconnexion sur les réseaux des différents pays européens. Ces pertes additionnelles sont constituées par les pertes sur l'interconnexion en elle-même, ainsi que par les pertes supplémentaires liées aux transits dans les différents pays. Ces coûts additionnels peuvent ainsi représenter des montants significatifs, évalués de l'ordre de 30 M€/GW/an dans les analyses réalisées par RTE. Au vu de l'impact prévisionnel de l'interconnexion qui augmenterait notamment les transits en France, la CRE estime qu'il sera nécessaire de réaliser des analyses plus détaillées de ces coûts liés aux pertes dans le cas de la poursuite d'un ou plusieurs projets.

#### **1.2.3. Les coûts additionnels en termes d'impact sur le réseau électrique demeurent encore incertains**

RTE a réalisé des simulations de réseaux afin de quantifier l'impact d'une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni sur les coûts de congestion du réseau à horizon 2030-2035. Cette étude ne met pas en évidence de besoin de renforcements importants du réseau en lien avec une nouvelle

interconnexion<sup>11</sup>. Néanmoins, cet accroissement de capacité pourrait avoir un effet défavorable sur les coûts des congestions à cet horizon temporel. En effet, une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni aggraverait des contraintes qui pourraient se manifester sur le réseau électrique français en cas de forte production d'électricité d'origine éolienne (majoritairement dans le sens nord vers sud). L'aggravation de ces contraintes amènerait à devoir mettre en œuvre du *redispatching* supplémentaire, en arrêtant certaines centrales plus efficaces au nord pour en mettre en service d'autres dans le sud de la France. RTE estime ces coûts supplémentaires de l'ordre de 10 M€/GW/an.

La CRE ne dispose pas de données complémentaires pour les autres pays. Néanmoins, l'Ofgem a publié récemment une consultation publique relative à l'évaluation de nouveaux projets (dont le projet Aquind) dans le cadre de la troisième fenêtre de candidature au mécanisme *Cap & Floor*<sup>12</sup>. Cette étude met en évidence un effet également défavorable de la mise en service de nouvelles interconnexions au Royaume-Uni, qui pourrait aggraver des congestions entre le nord et le sud du Royaume-Uni. Dans le cas du projet Aquind, ces coûts sont évalués entre 400 M£ et 3,5 Mds£ au total sur une période de 25 ans. Ces résultats ne sont toutefois pas directement transposables à la présente étude de la CRE car les hypothèses de l'Ofgem prennent en compte la réalisation des projets FAB et Gridlink. La CRE ne retient donc pas d'hypothèse chiffrée concernant les coûts additionnels liés aux congestions dans d'autres pays mais elle considère qu'ils pourraient être significativement plus élevés que ceux estimés uniquement pour la France. La CRE se coordonnera avec l'Ofgem dans les mois à venir pour obtenir des données complémentaires et ainsi affiner ses estimations.

**Question 3** Partagez-vous les analyses de la CRE concernant les coûts envisagés d'un nouveau projet d'interconnexion avec le Royaume-Uni ?

### 1.3. Un nouveau projet d'environ 1 GW pourrait être justifié par les bénéfices apportés au niveau européen mais l'intérêt pour la France est quant à lui contrasté

#### 1.3.1. Les bénéfices d'un nouveau projet de 1 GW sont suffisants en comparaison des coûts d'un nouveau projet mais ceux de capacités additionnelles au-delà de 1 GW sont plus incertains

Le tableau ci-dessous détaille les valeurs actualisées nettes des différents coûts pris en compte dans l'analyse coût-bénéfice d'une capacité additionnelle d'interconnexion de 1 GW<sup>13</sup>.

VAN (M€)	Coûts d'ordre
CAPEX <sup>14</sup>	987
OPEX	249
Pertes	373
Congestions (France uniquement)	124
<b>Total</b>	<b>1 733</b>

**Tableau 3 : Valeurs actualisées nettes des coûts attendus des projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne (VAN @4,5 %, 25 ans)**

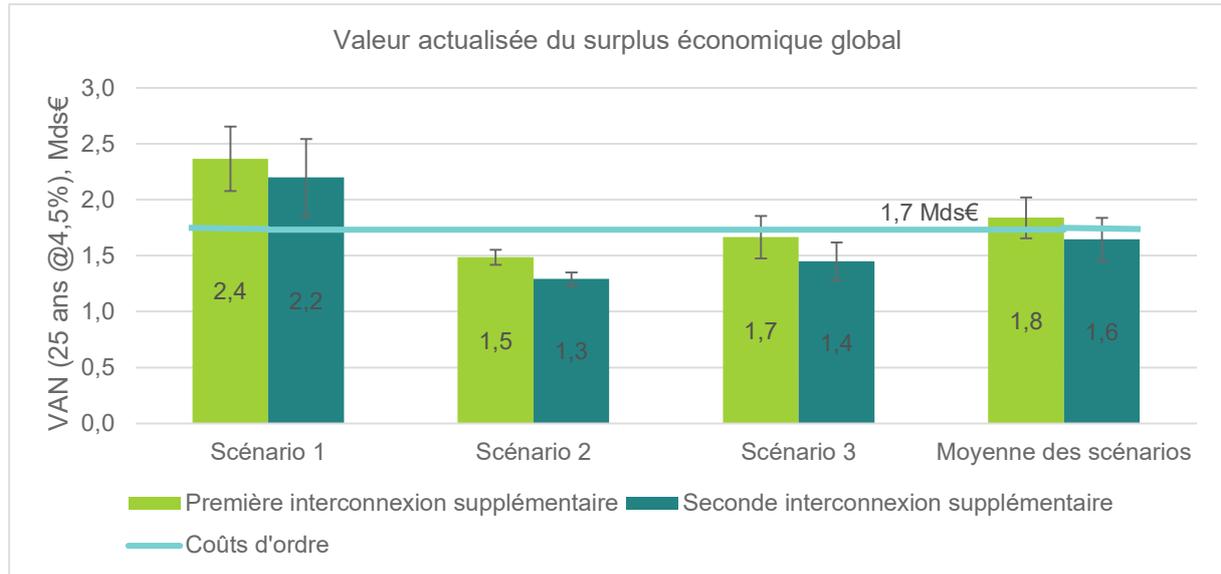
<sup>11</sup> Hormis dans le cas de Fablink, pour lequel le renforcement du réseau « Gironde Loire-Atlantique » actuellement à l'étude permettrait de résoudre la contrainte (voir deuxième section).

<sup>12</sup> Voir la publication de l'Ofgem [Initial Project Assessment of the third cap and floor window for electricity interconnectors](#)

<sup>13</sup> Suivant la même méthodologie que celle utilisée dans le rapport publié, à savoir une référence en 2025, une mise en service de l'interconnexion en 2030 et un horizon de 25 ans.

<sup>14</sup> Les coûts d'investissements sont répartis sur une durée normative de 4 ans avant la mise en service du projet, cette valeur sera à approfondir en fonction du planning de chaque projet. Leur valeur actualisée nette est donc inférieure aux coûts d'ordre évoqués précédemment.

Le graphique ci-dessous, extrait de l'étude commandée par la CRE, récapitule les bénéfices attendus d'une nouvelle interconnexion en valeur actualisée nette pour les différents scénarios.



**Figure 3 : Valeurs actualisées nettes des bénéfices attendus des projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne (VAN @4,5 %, 25 ans), source : rapport Artelys**

La CRE constate que les bénéfices socio-économiques apportés par un nouveau projet d'environ 1 GW sont supérieurs aux coûts des projets dans la moyenne des scénarios. Notamment, les bénéfices pourraient s'avérer importants dans le scénario 1, mais être insuffisants dans les scénarios 2 et 3. En raison de ce bilan, la CRE considère qu'un tel projet est susceptible de présenter un intérêt économique à l'échelle de l'Union européenne et du Royaume-Uni.

Néanmoins, les bénéfices apportés par une augmentation de 2 GW ou plus sont quant à eux insuffisants, la moyenne des bénéfices socio-économiques sur les trois scénarios étant inférieure aux coûts d'ordre. Ce constat est par ailleurs renforcé par les incertitudes sur les coûts de fourniture des principaux composants et sur les coûts de congestion au Royaume-Uni. La CRE considère donc à ce stade qu'un accroissement de 2 GW ou plus de la capacité d'interconnexion n'apporte pas suffisamment de valeur. Toutefois, les évolutions à venir dans les prochaines années sur les prix des composants et les scénarios prospectifs de mix énergétiques pourraient remettre en cause cette analyse. Elles nécessiteraient le cas échéant la réalisation d'une nouvelle étude détaillée.

**Question 4** Partagez-vous les analyses de la CRE concernant l'intérêt potentiel d'un nouveau projet d'environ 1 GW pour le système électrique européen (UE + RU) et l'insuffisance des bénéfices apportés par un accroissement de la capacité de 2 GW ou plus ?

### 1.3.2. La méthodologie d'estimation de bénéfices additionnels liés à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> n'est pas suffisamment robuste pour être utilisée

L'étude commandée par la CRE montre que l'augmentation de la capacité d'interconnexion réduit les émissions de gaz à effet de serre grâce à la réduction de la production thermique et la meilleure intégration des énergies renouvelables. Ces effets sont pleinement pris en compte dans les estimations des bénéfices socio-économiques présentés précédemment, notamment par la valorisation des coûts des émissions de CO<sub>2</sub> évitées pour les producteurs d'électricité. En revanche, certaines études considèrent que le prix du CO<sub>2</sub> sur le marché EU-ETS, payé par les producteurs, représente de manière imparfaite le bénéfice sociétal lié à la baisse des émissions de gaz à effet de serre. Elles estiment nécessaire de tenir compte de bénéfices additionnels liés à la réduction des émissions de gaz à effet de serre, au-delà de la valeur de marché du CO<sub>2</sub>.

Dans la consultation publique portant sur le projet d'interconnexion GridLink et sur l'opportunité d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni<sup>15</sup>, la CRE n'avait pas retenu de bénéfices additionnels en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, du fait de doutes significatifs concernant la méthodologie mise en œuvre par l'ENTSO-E pour l'estimation de ces bénéfices au sein du TYNDP.

La CRE avait notamment estimé que les bénéfices socio-économiques incluaient déjà la valeur des économies de quotas de CO<sub>2</sub> dans la mesure où le coût de production des centrales intègre l'achat de quotas de CO<sub>2</sub>. Par ailleurs, la valorisation d'une sous-estimation de la valeur du CO<sub>2</sub> présente des biais méthodologiques importants car elle ne tient pas compte du fonctionnement du marché du carbone européen ainsi que de ses impacts potentiels sur les mix énergétiques des différents pays.

La CRE maintient son analyse à ce sujet et ne prend pas en compte de bénéfices additionnels liés à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> au niveau européen qui s'ajouteraient à ceux déjà inclus dans les économies de coût de production permises par l'interconnexion.

**Question 5** Partagez-vous la position de la CRE de ne pas prendre en compte de bénéfices additionnels, au-delà des économies de coût de production, en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ?

### 1.3.3. La contribution d'une capacité additionnelle d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement en France pourrait être significative

En complément des bénéfices socio-économiques, l'augmentation de la capacité d'interconnexion peut apporter des bénéfices additionnels, en particulier en matière de sécurité d'approvisionnement dans les cas où l'interconnexion permet d'éviter des heures de défaillance en cas d'insuffisance de la production.

Pour la France, la contribution à la sécurité d'approvisionnement pourrait être significative.

Dans le TYNDP 2022, l'ENTSO-E calcule un indicateur représentant l'apport d'une interconnexion à la sécurité d'approvisionnement pour différents scénarios à l'horizon 2030. Cette valeur additionnelle s'élèverait à environ 4 M€/an/GW pour l'ensemble des pays d'Europe et 2,5 M€/an/GW pour la France<sup>16</sup> dans le scénario *National Trends* en 2030. 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 incohérents. La CRE avait déjà pointé les faiblesses de cette méthodologie lors de ses précédentes consultations<sup>17</sup>.

Toutefois, la crise sur les marchés de l'énergie de 2022 a témoigné de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement. En effet, dans une période de disponibilité du parc nucléaire français particulièrement faible, la France est devenue importatrice nette d'électricité pour la première fois depuis 40 ans, important 57 TWh d'électricité en 2022. Le solde net des échanges d'électricité s'est établi à -16,5 TWh et les interconnexions ont été fortement utilisées dans le sens des importations lors des périodes de pointe.

La CRE retient une contribution de la capacité additionnelle d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement sur la base du retour d'expérience de l'année 2022. Cette méthode compare le nombre d'heures de défaillance avec et sans la capacité additionnelle d'interconnexion, dans une variante du scénario S2 2040 reproduisant la faible disponibilité nucléaire observée en 2022 (54 % de disponibilité annuelle moyenne du parc nucléaire). L'ajout d'une capacité de 1 GW permettrait alors d'éviter 6,4 GWh de défaillance en France, ce qui représente environ 165 M€ de bénéfice sur une année

<sup>15</sup> [Consultation publique du 17 juin 2021 n°2021-07 portant sur le projet d'interconnexion GridLink et sur l'opportunité d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni](#)

<sup>16</sup> Estimation fournie par RTE selon la même méthodologie que celle utilisée par l'ENTSO-E.

<sup>17</sup> Voir par exemple : [Consultation publique du 17 juin 2021 n°2021-07 portant sur le projet d'interconnexion GridLink et sur l'opportunité d'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni](#)

Ou [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](#)

en raison du coût très élevé de la défaillance (de l'ordre de 26 k€/MWh). Néanmoins, une telle situation, résultant d'une anomalie générique affectant le parc nucléaire français, a une probabilité d'occurrence faible. La CRE retient ainsi une occurrence unique de cette situation sur l'horizon d'étude de 25 ans, ce qui conduirait à une contribution annuelle à la sécurité d'approvisionnement d'environ 6 M€/an/GW.

Cette méthode d'évaluation repose sur des hypothèses fortes et contestables, ce qui la rend imparfaite et peu reproductible. La CRE considère donc que la valeur estimée d'une nouvelle interconnexion en termes de sécurité d'approvisionnement doit être considérée comme un ordre de grandeur.

**Question 6** Considérez-vous pertinente la méthode d'évaluation développée par la CRE de la contribution d'une capacité additionnelle d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement ?

**Question 7** Pensez-vous que les paramètres retenus par la CRE permettent d'établir un ordre de grandeur raisonnable de l'évaluation de ces bénéfices additionnels ?

### 1.3.4. Le bénéfice socio-économique brut est inégalement réparti entre la France et le Royaume-Uni

Les résultats présentés précédemment se concentrent sur les bénéfices socio-économiques bruts sur l'ensemble des pays d'Europe. Ces bénéfices représentent la somme des coûts de production évités pour les différents pays d'Europe permis par l'ajout d'une nouvelle capacité d'interconnexion. Il est possible de décomposer ces bénéfices socio-économiques par pays en variation de surplus économique des différentes catégories d'acteurs : consommateur, producteur, exploitant d'interconnexion.

Pour les consommateurs, la variation de surplus est tirée de l'évolution de prix résultant des imports ou des exports d'électricité permis par la capacité additionnelle d'interconnexion. Pour les consommateurs, le bénéfice socio-économique peut être positif si l'interconnexion permet une baisse des prix via des importations, ou négatif si l'interconnexion entraîne une hausse des prix via des exportations.

Pour les producteurs, le surplus est défini comme la différence entre les prix de marché et le coût des volumes produits. La variation de surplus producteur est tirée de l'évolution du prix et des volumes de production résultant des imports ou des exports permis par la capacité additionnelle. Pour les producteurs, le bénéfice socio-économique peut-être positif si l'interconnexion permet une hausse des prix ou des volumes de productions par des exports, et négatifs si l'interconnexion entraîne une baisse des prix ou des volumes produits par des imports.

Pour les exploitants d'interconnexion, le surplus est défini comme les recettes des ventes de capacités d'interconnexion qui dépendent de l'écart entre les prix entre les deux pays. La variation de surplus des exploitants d'interconnexion résulte de l'évolution de l'écart de prix et des volumes échangés permise par la capacité additionnelle d'interconnexion. Le bénéfice socio-économique des exploitants d'interconnexion peut être positif si l'effet volume l'emporte sur l'effet prix (vente de plus de capacité sans modification du prix) ou négatif dans le cas inverse (convergence des prix entraînant une baisse du prix des capacités).

Au global, cette décomposition à l'échelle des pays agrège ces différents effets et ne tient pas compte des possibles transferts entre les différentes catégories d'utilisateurs. Elle permet également de s'affranchir des mécanismes de redistribution qui pourraient être mis en place par l'Etat (dispositifs de financement des énergies renouvelables, mécanismes spécifiques tels que l'ARENH en France...). Elle n'est donc pas représentative des prix de l'électricité payés par les consommateurs aux horizons de temps considérés.

L'étude commandée par la CRE montre que, bien que l'interconnexion bénéficie à la fois à la France et Royaume-Uni, le bénéfice est réparti dans des proportions très différentes entre les deux pays. En effet, le Royaume-Uni bénéficie essentiellement d'une réduction des écrêtements d'énergie renouvelable qui pourraient s'avérer très coûteux à l'avenir. La France bénéficierait quant à elle principalement d'un accroissement des recettes d'interconnexion à la frontière avec le Royaume-Uni en raison de l'augmentation des imports.

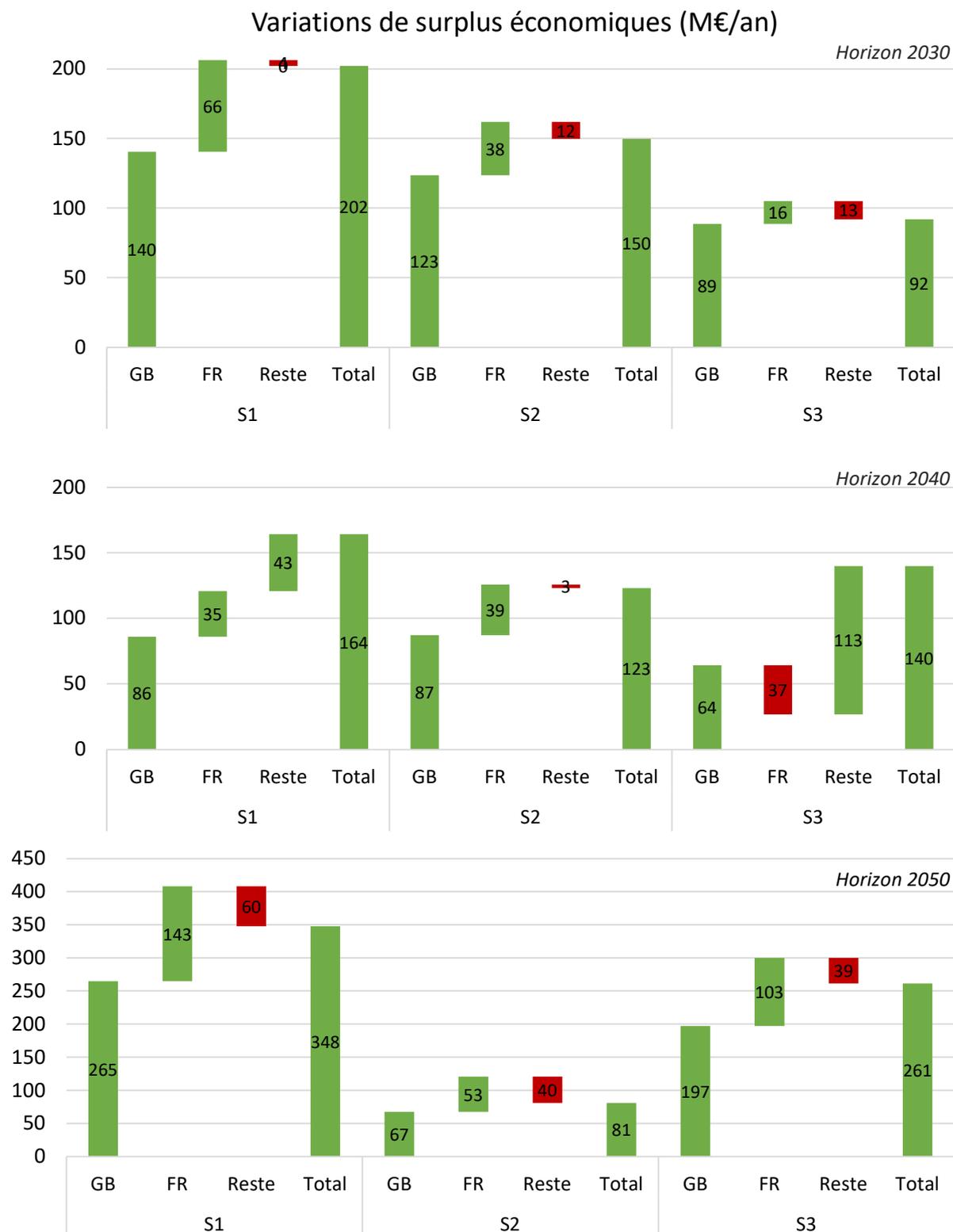


Figure 41 : Variations de surplus économiques globaux par zone géographique, pour l'ajout du premier projet d'interconnexion aux horizons 2030 et 2040 (source rapport étude Artelys)

Au global, en moyenne sur les différents scénarios et horizons temporels, le bénéfice socio-économique d'une nouvelle interconnexion pour la France s'élèverait à 30 % des bénéfices totaux du projet. Cette

répartition des bénéfices présente de faibles variations selon les scénarios simulés (entre 20 % et 40 % des bénéfices totaux pour la France), ce qui permet de confirmer la tendance observée en moyenne. Ce résultat s'explique notamment par une plus faible valorisation des recettes d'interconnexions additionnelles pour la France comparée à la valeur significative de la production non écrêtée pour le Royaume-Uni.

Deux cas particuliers sont toutefois à distinguer :

- les bénéfices espérés d'une nouvelle capacité d'interconnexion sont globalement négatifs pour la France pour le scénario S3 en 2040. Cet effet est principalement lié à une baisse importante des exports depuis la France dans ce scénario au profit d'exports depuis le Royaume-Uni transitant par la France ;
- les bénéfices espérés d'une nouvelle capacité d'interconnexion sont plus élevés pour la France dans le scénario S2 en 2050. Cet effet provient d'une baisse globale de la valeur de l'interconnexion à cet horizon temporel, la France conservant des bénéfices relatifs plus importants provenant des recettes d'interconnexion additionnelles.

**Question 8** Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la répartition déséquilibrée des bénéfices d'une nouvelle capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ?

### 1.3.5. La répartition des coûts d'un nouveau projet devra tenir compte de la répartition déséquilibrée des bénéfices et des coûts qu'il engendre pour la France

Les coûts envisagés d'un nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni au périmètre de la France sont de deux ordres :

- Les coûts liés à l'impact du projet sur le réseau s'élèvent à environ 10 M€/an/GW pour les coûts liés à la gestion des congestions supplémentaires sur le réseau et à environ 20 M€/an/GW pour les coûts liés aux pertes électriques additionnelles sur le réseau français. Les pertes additionnelles sur le réseau français représentent une part significative du coût total des pertes additionnelles de l'interconnexion en raison d'un coût marginal relativement faible de l'électricité au Royaume-Uni aux horizons de temps considérés.
- Les coûts de construction et d'exploitation de l'interconnexion (dépenses d'investissement et charges d'exploitation), dont la répartition n'est pas forcément symétrique entre les deux pays, et peut par exemple dépendre de la répartition géographique des actifs ou des bénéfices espérés pour les pays considérés.

**La CRE constate notamment que, dans le cas où les coûts de construction et d'exploitation de l'interconnexion seraient partagés à parts égales entre la France et le Royaume-Uni, les bénéfices espérés d'une nouvelle capacité d'interconnexion seraient insuffisants au périmètre de la France dans tous les scénarios, y compris en tenant compte des bénéfices additionnels liés à la sécurité d'approvisionnement.**

Le tableau ci-dessous synthétise les valeurs actualisées nettes des bénéfices et des coûts pour la France, selon une méthodologie de calcul en valeurs actualisées nettes analogue à celle développée précédemment.

VAN (M€)	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Moyenne
<b>Bénéfices prévisionnels pour la France</b>	<b>935</b>	<b>570</b>	<b>266</b>	<b>590</b>
<i>dont bénéfices socio-économiques (SEW)</i>	866	501	197	521
<i>dont bénéfices additionnels liés à la sécurité d'approvisionnement</i>			69	
<b>Coûts prévisionnels pour la France</b>		<b>991</b>		

<i>dont dépenses d'investissement (hypothèse répartition 50/50)</i>	493			
<i>dont charges d'exploitation (hypothèse répartition 50/50)</i>	124			
<i>dont pertes additionnelles sur le réseau</i>	249			
<i>dont congestions additionnelles sur le réseau</i>	124			
<b>Valeur actualisée nette pour la France</b>	<b>- 56</b>	<b>- 421</b>	<b>- 725</b>	<b>- 401</b>

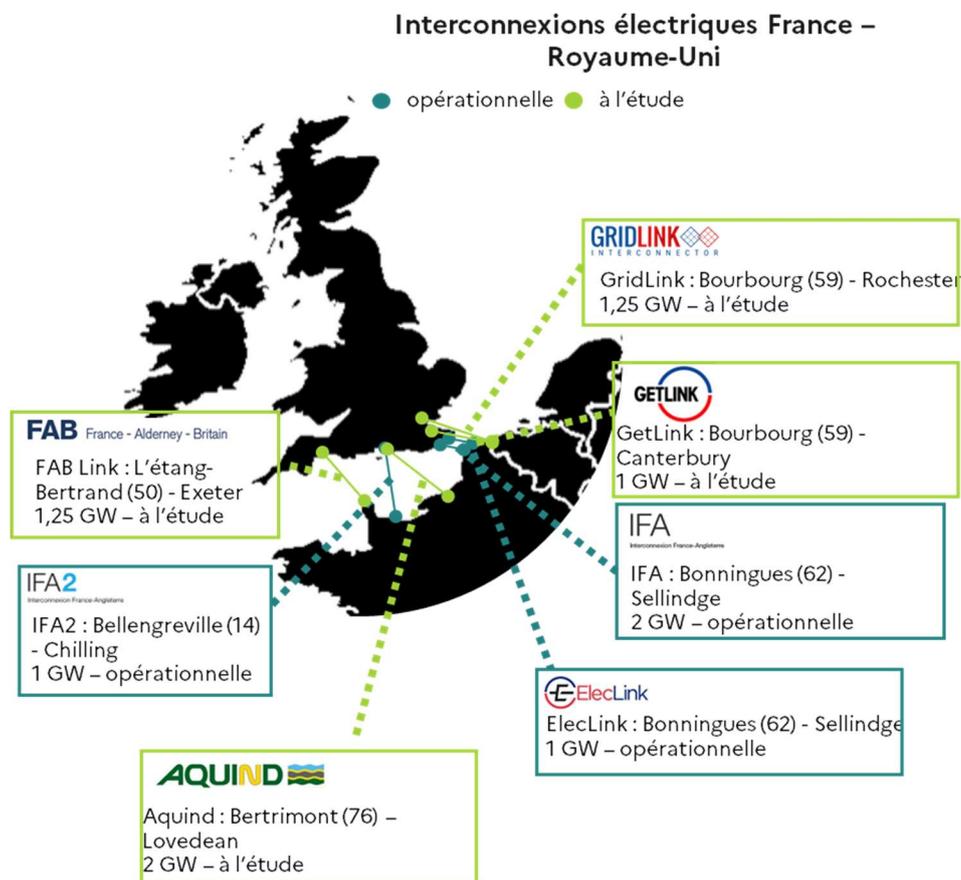
**Tableau 4 : Valeurs actualisées nettes des coûts et des bénéfices attendus des projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne, au périmètre France (VAN @4,5 %, 25 ans)**

La CRE estime que ce résultat ne remet pas en cause l'intérêt global d'un nouveau projet pour le système électrique européen. Néanmoins la CRE considère qu'il sera nécessaire de tenir compte de l'insuffisance des bénéfices au périmètre France afin de définir la répartition envisagée des coûts d'investissement et d'exploitation d'un nouveau projet. Des situations similaires ont déjà été rencontrées par le passé en ce qui concerne les projets Celtic et Golfe de Gascogne et ont conduit à une répartition asymétrique des coûts et des recettes des projets, et à des subventions de l'Union européenne accordées aux projets.

**Question 9** Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la nécessité de tenir compte de l'insuffisance des bénéfices pour la France dans la répartition des coûts d'investissements et d'exploitation d'un nouveau projet ?

## 2. Le classement des projets doit tenir compte des risques techniques et des niveaux de maturité respectifs des projets

### 2.1. Description des projets d'interconnexion à la frontière entre la France et le Royaume-Uni



Les quatre projets à la frontière sont présentés ci-après, par ordre alphabétique.

#### 2.1.1. Aquind : 2 000 MW

##### 2.1.1.1. Présentation générale du projet

Aquind est un projet d'interconnexion en courant continu entre la France et le Royaume-Uni d'une capacité de 2000 MW (2 circuits indépendants de 1 000 MW). Il prévoit de relier Lovedean (Hampshire) au Royaume-Uni au poste de Barnabos à Bertrimont (Seine-Maritime) en France, soit une longueur 240 km dont 182 km sous la mer. Initié en 2014, sa date de mise en service prévisionnelle est 2028.

Le porteur de projet est constitué par les sociétés Aquind SAS en France et Aquind Ltd au Royaume-Uni.

##### 2.1.1.2. Niveau d'avancement

Les études techniques et environnementales du projet ainsi que les campagnes géophysiques et géotechniques à terre et en mer ont été achevées. Le projet a signé des accords de raccordement aux réseaux nationaux et a réalisé plusieurs consultations publiques.

Différentes demandes d'autorisations ont fait l'objet de plusieurs recours administratifs. En janvier 2022, le secrétaire d'État aux Affaires, à l'Énergie et à la Stratégie industrielle a notamment refusé de délivrer

l'autorisation de développement<sup>18</sup> du projet. En janvier 2023, la Haute Cour de justice du Royaume-Uni a demandé au Gouvernement britannique de revoir cette décision. L'instruction de la nouvelle demande formulée par Aquind est toujours en cours.

Le 2 juin 2020, Aquind avait demandé à la CRE et l'Ofgem une exemption au titre du règlement (UE) 2019/943. Néanmoins, au regard des modalités de l'accord de commerce et de coopération conclu entre le Royaume-Uni et l'UE le 24 décembre 2020, les régulateurs ont considéré que le processus de demande d'exemption défini par le règlement (UE) 2019/943 n'était possible qu'entre États membres de l'UE. Les régulateurs ont donc décidé de mettre un terme à l'instruction de cette demande d'exemption.

Le projet est en cours d'examen par l'Ofgem dans le cadre de la troisième fenêtre du mécanisme régulateur *Cap and Floor* au Royaume-Uni. L'Ofgem a publié récemment une consultation publique relative à l'instruction des demandes relatives à cette troisième fenêtre, dans laquelle elle indique envisager de ne pas accorder un tel régime à l'interconnexion Aquind<sup>19</sup>.

### 2.1.1.3. Coûts prévisionnels

Le porteur de projet a indiqué des coûts d'investissement s'élevant à 1 565 M€, provision pour risques incluse.

Les coûts d'exploitation et de maintenance (hors taxes) rapportés par le porteur de projet s'élèvent à 23 M€/an.

### 2.1.2. FAB : 1 250 MW

#### 2.1.2.1. Présentation générale du projet

FAB est un projet d'interconnexion en courant continu entre la France et le Royaume-Uni d'une capacité de 1 250 MW (1 câble de 1 250 MW en 320 kV). Il prévoit de relier Exeter (Devon) au Royaume-Uni à l'Etang-Bertrand (Manche) en France, soit une longueur de 218 km dont 171 km sous la mer. Sa date de mise en service prévisionnelle est en 2031.

FAB Link et RTE sont les sociétés à l'origine de ce projet d'interconnexion et sont en partenariat depuis 2013. FAB Link est détenue conjointement par Transmission Investment (TI) et Alderney Renewable Energy (ARE). Ce projet prévoyait initialement l'insertion de production d'énergie renouvelable au large de l'île d'Aurigny porté par la société ARE, mais ce développement est aujourd'hui abandonné. TI est un développeur d'interconnexions et un gestionnaire des connexions de transmission en mer vers onze parcs éoliens en mer au Royaume-Uni, et devrait gérer les actifs de FAB Link pendant la construction et l'exploitation. Le fonds d'investissement Copenhagen Investment Partner (CIP) devrait entrer prochainement au capital de FAB Link Ltd. CIP est un investisseur de long terme, qui investit dans les énergies renouvelables, essentiellement dans les pays de l'OCDE, et dans les raccordements éoliens en mer en courant continu en Allemagne en partenariat avec le GRT TenneT.

#### 2.1.2.2. Niveau d'avancement

Le projet a obtenu les différentes autorisations administratives, sécurisé le foncier et conclu des accords de croisements avec les ouvrages concernés. FAB a également engagé les procédures de raccordement au réseau en France et au Royaume-Uni.

En 2015, le projet a été approuvé par l'Ofgem et a obtenu un régime de *Cap and Floor* portant sur 65 % des coûts du projet, en cohérence avec la répartition géographique de l'investissement, 65 % du tracé se situant au Royaume-Uni. L'Ofgem a réexaminé sa décision d'approbation en 2022 et a décidé de maintenir l'autorisation de FAB. Ce régime assure au projet des revenus minimum et maximum permettant de sécuriser des financements. L'Ofgem doit réaliser un nouvel examen de cette décision courant 2024.

#### 2.1.2.3. Coûts prévisionnels

Les coûts d'investissement communiqués par FAB s'élèvent à 1 343 M€ provision pour risques incluse.

---

<sup>18</sup> Development consent order (« DCO »)

<sup>19</sup> Voir la publication de l'Ofgem [Initial Project Assessment of the third cap and floor window for electricity interconnectors](#)

Les coûts d'exploitation et de maintenance (hors taxes) s'élèveraient, selon le porteur de projet, à 21 M€/an.

### 2.1.3. Getlink : 1 000 MW

#### 2.1.3.1. Présentation générale du projet

La société GetLink, propriétaire de l'interconnexion ElecLink, a fait part de son souhait de développer un nouveau projet d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni dans le cadre d'un partenariat avec le GRT français RTE. Le nouveau projet, dénommé Cobalt, reproduit les caractéristiques techniques de l'interconnexion existante ElecLink mise en service en mai 2022. Il s'agit d'une interconnexion en courant continu d'une capacité de 1000 MW (1 câble de 1 014 MW en 320 kV) et d'une longueur d'environ 112 km dont une cinquantaine dans le tunnel sous la Manche.

#### 2.1.3.2. Niveau d'avancement

Le projet de GetLink est un projet récent à un stade de développement préliminaire. Une demande de raccordement au réseau britannique a été déposée avec une offre de National Grid ESO attendue en mars 2024. Des études de faisabilité sur l'acheminement des câbles en Grande-Bretagne ont également été réalisées. Des études détaillées devront être réalisées en vue de définir les solutions de raccordements optimisées dans les deux pays ainsi que d'obtenir les autorisations administratives.

Le projet ne dispose pas à ce jour d'un cadre réglementaire au Royaume-Uni.

#### 2.1.3.3. Coûts prévisionnels

Les coûts d'investissement communiqués par Getlink et RTE s'élèvent à 1 052 M€ provision pour risques incluse.

Les coûts d'exploitation et de maintenance (hors taxes) sont estimés par le porteur de projet à 21 M€/an.

### 2.1.4. Gridlink : 1 250 MW

#### 2.1.4.1. Présentation générale du projet

GridLink est un projet d'interconnexion en courant continu entre la France et le Royaume-Uni d'une capacité de 1 250 MW (1 câble de 1 250 MW en 320 kV). Initialement développé comme un projet de 1 400 MW en 525 kV, le design du projet a été récemment revu à la suite de discussions entre RTE et le porteur de projet, dans un effort de standardisation des interconnexions au niveau de tension 320 kV. Il prévoit de relier Kingsnorth au Royaume-Uni à Warande en France, soit une longueur de 158 km (109 km au Royaume-Uni et 49 km en France), dont 140 km sous la mer. Sa date de mise en service prévisionnelle est 2031.

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. Les fonds affiliés à iCON détiennent des investissements dans un portefeuille de différentes entreprises couvrant une série de secteurs d'infrastructure, notamment les transports, les services publics, les télécommunications, l'énergie et l'environnement et les infrastructures sociales.

#### 2.1.4.2. Niveau d'avancement

GridLink a conclu des accords de raccordement au réseau avec RTE et National Grid, a achevé l'acquisition des terrains en France et au Royaume-Uni, a obtenu les autorisations de développement et autorisations environnementales, et a réalisé les études géophysiques et géotechniques nécessaires au projet.

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. Cette décision fera néanmoins l'objet d'un nouvel examen en 2024.

### 2.1.4.3. Coûts prévisionnels

Les coûts d'investissement communiqué par Gridlink s'élèvent à 1 128 M£, soit environ 1 300 M€<sup>20</sup>.

Les coûts de d'exploitation et de maintenance (hors coûts de déconstruction) sont estimés par le porteur de projet à 26 M£/an, soit environ 30 M€/an.

### 2.1.5. Synthèse des caractéristiques et coûts communiqués des différents projets

	Aquind	FAB	Getlink	Gridlink
Puissance (MW)	2 000	1 250	1 000	1 250
Niveau de tension (kV)	320	320	320	320
Nombre de câbles	4 (2 x 2)	2	2	2
Longueur du tracé (km)	240	218	112	158
MES	2028	2031	2032	2031
CAPEX (M€)	1 565	1 343	1 052	1 300
OPEX (M€/an)	23	21	21	30

**Tableau 5 : Caractéristiques des projets d'interconnexion communiqués par les porteurs de projet**

## 2.2. Comparaison technico-économique des projets réalisée par RTE

Les quatre porteurs de projets mentionnés à la section précédente se sont rapprochés de RTE afin d'étudier un partenariat dans l'objectif de développer une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni. Sur la base des échanges avec les porteurs de projets, RTE a réalisé une comparaison de leurs avantages et inconvénients respectifs afin de sélectionner un projet préférentiel. RTE envisage d'approfondir les études de détail de ce projet préférentiel en vue de soumettre une demande d'investissement à la CRE.

Par courrier en date du 13 octobre, RTE a transmis à la CRE le résultat de sa comparaison des projets. Les projets ont été classés selon un système de points sur 14 critères relatifs à deux thématiques : la rentabilité du projet et la qualité du partenariat d'une part, et la qualité technique de l'interconnexion d'autre part. Le premier volet examine l'analyse coût-bénéfice des projets ainsi que des critères qualitatifs. Le second volet se concentre sur des caractéristiques techniques de l'interconnexion ainsi que son mode d'exploitation. La comparaison réalisée par RTE est résumée ci-après.

La CRE a analysé le résultat de la méthode de comparaison de RTE et particulièrement la méthodologie d'évaluation des coûts des projets. En parallèle des échanges approfondis avec RTE, la CRE a rencontré chacun des porteurs de projet. L'analyse de la CRE est également détaillée ci-après.

### 2.2.1. Estimation des coûts propres des projets

#### 2.2.1.1. Comparaison transmise par RTE

Comme évoqué au paragraphe 1.2.1, RTE a réalisé une estimation des coûts de projets en fonction de leur design technique à partir du retour d'expérience des marchés HVDC récemment conclus, dont notamment les interconnexions Celtic (700 MW entre la France et l'Irlande) et Golfe de Gascogne (2 000 MW entre la France et l'Espagne). Ces estimations ont été réalisées courant 2023. Les montants issus de ces marchés ont été corrigés afin de tenir compte du design technique spécifique de chaque projet : niveau de tension, section des câbles, conducteur, etc. La même méthodologie a été appliquée pour les quatre projets.

Les résultats de l'estimation des coûts d'investissement sont présentés dans le tableau ci-dessous :

<sup>20</sup> 1£ ≈ 1,15 €

	Aquind	FAB	Getlink	GridLink
Estimation du porteur de projet (M€)	1 565	1 343	1 052	1 300
Estimation RTE (M€)	2 400	1 343	1 052	1 274
Estimation RTE (M€/GW)	<b>1 200</b>	<b>1 074</b>	<b>1 052</b>	<b>1 019</b>

**Tableau 6 : Estimation des coûts d'investissement des projets fournis par RTE**

RTE indique que les estimations de dépenses d'investissements sont cohérentes avec celles transmises par les porteurs de projet, hormis dans le cas d'Aquind pour lequel RTE indique ne pas disposer de suffisamment d'éléments pour justifier les coûts présentés.

Trois des quatre porteurs de projets (FAB, GetLink et GridLink) ont transmis à RTE des éléments concernant les coûts de maintenance et d'exploitation. RTE indique que les échanges avec les porteurs de projets n'ont pas conduit à remettre en cause les données transmises.

Concernant Aquind, RTE propose une estimation fondée sur les coûts d'exploitation des autres projets à hauteur de 40 M€/an (deux liaisons, quatre stations) soit 20 M€/an/GW.

### 2.2.1.2. Analyse de la CRE

La CRE a réalisé un audit approfondi de la méthodologie utilisée par RTE pour la comparaison des coûts des projets.

Concernant les coûts d'investissements, la CRE partage les analyses réalisées par RTE. Les dernières estimations des coûts du projet Aquind ont été réalisées en 2021, soit avant la période d'inflation et de tension sur les marchés de fourniture. La CRE considère pertinent de fonder les estimations sur les derniers appels d'offres réalisés par RTE.

Les coûts des principaux composants (câbles et stations de conversion) par GW pour les projets Aquind et Getlink apparaissent supérieurs à ceux des autres projets. Cette différence provient d'un choix technique tendant à limiter la capacité de l'interconnexion à 1 000 MW alors que le maximum technique pourrait se situer à hauteur de 1 250 MW, pour une augmentation modérée du coût des câbles. Cet effet est contrebalancé pour le projet de Getlink par un plus faible coût des travaux dans le tunnel par rapport à la pose des câbles en mer et le recours à des câbles en aluminium (contrairement aux autres projets avec des câbles en cuivre). Cet effet explique également que la comparaison réalisée par RTE montre des coûts unitaires par GW plus importants pour le projet Aquind.

En ce qui concerne les trois autres projets, la CRE constate que les coûts d'investissement par GW sont très proches, ce qui ne permet pas à RTE de définir un projet préférentiel sur la base de ce seul critère.

Concernant les coûts d'exploitation, la CRE considère qu'à ce stade du développement, l'incertitude est trop grande sur l'organisation des projets pour avoir des estimations plus détaillées. Elle retient donc l'ordre de grandeur élaboré par RTE. Néanmoins, ces éléments devraient, le cas échéant, être précisés dans le cas de la soumission d'une demande d'investissement.

**Question 10**  
des projets ?

Avez-vous des remarques concernant les estimations de coûts (CAPEX et OPEX) des projets ?

### 2.2.2. Insertion des projets sur le réseau français

En sus de leurs coûts propres (CAPEX, OPEX), ces nouveaux projets modifient les flux sur les réseaux de transport nationaux. En augmentant les soutirages et injections à des extrémités des réseaux, les interconnexions entraînent des coûts additionnels pour la compensation des pertes électriques et pour la résolution des congestions sur le réseau. Dans certains cas, les interconnexions peuvent nécessiter des renforcements de réseau.

### 2.2.2.1. Analyse de RTE

#### 2.2.2.1.1. Variation des pertes électriques sur le réseau

RTE a réalisé une estimation du volume et du coût des pertes additionnelles engendrées par chacun des projets selon la méthode du TYNDP. L'impact du projet sur le volume de perte dépend des points de raccordement de l'interconnexion de part et d'autre de la frontière et diffère donc selon les projets.

Les études de réseau réalisées par RTE montrent que les pertes sont localisées à proximité des points de raccordement des ouvrages d'interconnexion. En France, les projets s'insèrent sur la côte nord-ouest (Normandie pour Aquind et FAB et Hauts-de-France pour le projet de GetLink et GridLink). Or le réseau sera particulièrement sollicité à horizon 2030-2040 dans un contexte de développement important de la production et de la consommation dans le nord de la France, les flux supplémentaires engendrés par une nouvelle interconnexion créeront donc des pertes additionnelles significatives.

Volume des pertes (GWh/an)	Aquind	FAB	Getlink	GridLink
Pertes réseau France	688	602	561	614
Pertes réseau Royaume-Uni	1 748	1 027	706	872
Pertes interconnexion	167	300	176	218
Pertes réseau hors France et Royaume-Uni	- 45	- 151	43	-31
Total	2 558	1 778	1 486	1 673

**Tableau 7 : Volume de pertes additionnelles par projet (GWh/an)**

Les estimations de coûts des pertes sont réalisées en utilisant les moyens marginaux au moment de l'occurrence. Le coût moyen en €/MWh est significativement plus élevé en France qu'au Royaume-Uni, notamment du fait de l'importance des énergies renouvelables dans le mix de production au Royaume-Uni dont les coûts marginaux sont faibles.

Coûts des pertes (M€/an)	Aquind	FAB	Getlink	GridLink
Pertes réseau France	30	24	26	28
Pertes réseau Royaume-Uni	12	5	4	5
Pertes interconnexion	7	12	7	9
Pertes réseau hors France et Royaume-Uni	1	-4	2	0
Total	51	39	39	43

**Tableau 8 : Coût des pertes additionnelles par projet (M€/an)**

#### 2.2.2.1.2. Variation des congestions sur les réseaux

RTE a réalisé des simulations de réseaux afin de quantifier l'impact des nouveaux ouvrages sur les coûts de congestion du réseau à horizon 2030. Les projets ont un impact sur les zones de fragilités identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau (SDDR) 2019 Normandie-Manche-Paris (ouest-est) et Massif central (nord-sud), sans toutefois qu'aucun projet ne justifie à lui seul un renforcement.

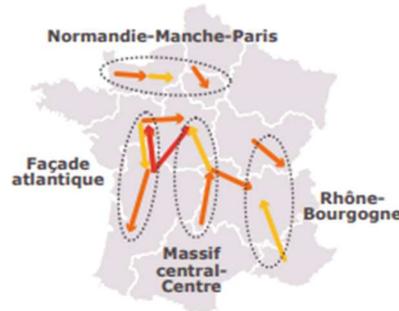


Figure 5 : Zones de fragilités identifiées dans le SDDR 2019, source : RTE, SDDR 2019

Le projet Aquind présente des coûts de congestion significatifs en raison de sa taille importante. Concernant le projet FAB, les analyses de réseau montrent un impact significatif sur la façade atlantique ce qui renforce les coûts d'intégration sur le réseau du projet.

Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

M€/an	Aquind	FAB	Getlink	GridLink
Coûts de congestion France	18	23	7	9,5

Tableau 9 : Coûts de congestion additionnels par projet (M€/an)

Toutefois, il est important de noter que le besoin de renforcement de la façade atlantique est identifié par RTE indépendamment du projet FAB. Ce projet de renforcement n'est pas lié directement au développement de nouvelle interconnexion. La CRE a approuvé le lancement des études de renforcement de la façade atlantique dans le cadre de la révision à mi-année du programme d'investissement 2023 de RTE<sup>21</sup>. La mise en service du projet de renforcement « Gironde Loire-Atlantique » améliorerait significativement l'insertion sur le réseau du projet FAB puisque les coûts de congestion sont estimés être inférieurs à 5 M€ dans cette configuration.

#### 2.2.2.2. Analyse de la CRE

L'impact des projets d'interconnexions sur le réseau peut être significatif et pourrait amener à aggraver des situations de contraintes ou créer des pertes supplémentaires sur le réseau. La CRE considère que les coûts liés à ces effets doivent donc être pleinement intégrés dans l'analyse coût-bénéfice.

Les pertes additionnelles engendrées par l'ajout d'une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni sont importantes en France. Ces estimations sont cohérentes avec le fonctionnement envisagé de l'interconnexion dans lequel la France joue principalement le rôle d'un pays de transit dans la plupart des scénarios. Ces transits additionnels solliciteraient des ouvrages déjà fortement chargés, augmentant de manière importante les pertes additionnelles. Ces coûts des pertes sont du même ordre de grandeur pour les projets d'environ 1 GW, et supérieurs pour le projet Aquind, essentiellement en raison de sa capacité.

Les coûts additionnels liés à la résolution des congestions sont beaucoup plus importants pour le projet FAB, en raison de la localisation de son atterrissage en France, qui pourrait aggraver des contraintes se matérialisant dans l'ouest de la France. Cependant, une fois le projet renforcement du réseau « Gironde Loire-Atlantique » mis en service, les coûts de congestion additionnels du projet FAB seraient du même ordre de grandeur que les autres interconnexions. La CRE estime que les études devront être mises à jour dans l'éventualité où le projet « Gironde Loire-Atlantique » serait retardé ou modifié.

<sup>21</sup> Délibération de la CRE du 21 septembre 2023 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements 2022 et portant approbation du programme d'investissements 2023 révisé de RTE

### Question 11 réseau ?

Avez-vous des remarques concernant la valorisation des impacts des projets sur le

## 2.2.3. Critères techniques

### 2.2.3.1. Analyse de RTE

RTE a comparé les designs techniques des quatre projets d'interconnexion. A la suite de la révision du design de Gridlink pour atteindre le palier de 320 kV, le niveau de tension et la technologie retenue sont identiques pour les quatre projets. Le projet Aquind se distingue uniquement par sa taille : il s'agit d'un projet double avec 4 câbles et 4 stations de conversion contre 2 pour les autres projets. RTE estime que la technologie des projets est mature et conforme au standard du courant continu.

Les quatre projets seront confrontés au contexte particulièrement tendu de l'approvisionnement des matériels HVDC. Toutefois, RTE anticipe des difficultés accentuées pour le projet Aquind du fait de la double liaison. RTE estime notamment que les projets d'environ 1 GW (FAB, Getlink, Gridlink) pourraient être mis en service à horizon 2031-2033. La mise en service prévisionnelle du projet Aquind pourrait être retardée à 2034-2035 en raison de contraintes liées au délai de fourniture pour un projet de 2 GW (2 liaisons et 4 stations).

Le projet de Getlink se distingue des autres projets du fait de sa traversée de la Manche en tunnel ce qui évite les difficultés et aléas associés aux travaux maritimes (météo, nature du sol, engins explosifs, méthode de pose, densité de la circulation maritime dans la Manche). Par ailleurs, le porteur de projet GetLink a indiqué qu'il prévoit de reproduire le design de la liaison existante ElecLink afin d'exploiter les synergies notamment en ce qui concerne l'obtention d'autorisations et les procédures de maintenance. En conséquence, RTE prévoit une part de provisions pour risques plus faibles pour le projet de Getlink.

Dans le cas du projet GridLink, RTE anticipe des difficultés éventuelles pour atteindre la puissance nominale de 1 250 MW en exploitation en raison de contraintes d'échauffement des câbles, ce qui pourrait conduire à devoir réduire la puissance du projet à 1 150 MW. Des sondages devraient être réalisés pendant les phases d'études détaillées afin de lever ces incertitudes.

### 2.2.3.2. Analyse de la CRE

La CRE constate que les choix technologiques des projets s'inscrivent dans un contexte de standardisation des technologies, avec un niveau de tension de 320 kV pour les projets d'une capacité d'environ 1 GW. Cette technologie est notamment identique à celle retenue pour les raccordements des parcs éoliens en mer en courant continu (Centre-Manche 1 et 2 et Oléron).

La CRE constate que les projets présentent effectivement des risques différents : les travaux maritimes sont soumis à divers aléas (météorologiques, nature du sol, engins explosifs...) alors que ceux dans le tunnel nécessiteront des autorisations et des modes opératoires spécifiques. Néanmoins, la reproduction d'une interconnexion en service dont le design a fait ses preuves est de nature à réduire l'incertitude associée à l'obtention des autorisations nécessaires au projet.

Le porteur de projet GridLink a confirmé que des incertitudes subsistaient concernant la puissance nominale d'exploitation de l'interconnexion, qui devra être confirmée par les études de détail. Gridlink retient néanmoins des marges plus faibles que RTE dans l'estimation de cette puissance, qu'il évalue à environ 1 215 MW. La CRE constate que cette incertitude pourrait, selon les estimations, réduire l'intérêt économique du projet de 3 à 8 %, ce qui est significatif.

## 2.2.4. Gestion de projet

### 2.2.4.1. Analyse de RTE

RTE a examiné différents critères relatifs à la qualité du partenariat et notamment la capacité du partenaire à gérer le projet dans ses différentes phases (construction, mise en service, exploitation).

L'analyse de ces critères tend à favoriser l'expérience de GetLink et FABLink par rapport aux autres porteurs de projets moins expérimentés dans la construction et l'exploitation d'infrastructures en courant continu. GetLink présente notamment une expérience importante avec l'interconnexion ElecLink, mise en service en 2022. FABLink pourrait bénéficier de l'expérience de ses investisseurs Transmission

Investment (TI) qui exploitent plusieurs projets de raccordements d'éolien en mer en tant que propriétaire de réseau de transport en mer (*Offshore Transmission Owner*, OFTO) au Royaume-Uni et CIP impliqué notamment dans le projet Dolwin 3 de Tennet, le GRT germano-néerlandais. De leur côté, les porteurs de projet d'Aquind et GridLink ne témoignent pas d'une expérience similaire pour des infrastructures de transport d'électricité à courant continu. RTE indique également des incertitudes sur le partenaire envisagé pour l'exploitation de l'ouvrage dans la durée dans l'éventualité d'une cession d'actif pour l'un de ces deux porteurs de projets.

#### 2.2.4.2. Analyse de la CRE

La CRE souligne la complexité particulière des projets d'interconnexion en courant continu. Le retour d'expérience sur ces projets montre qu'ils présentent des défis techniques pendant toute la phase de construction jusqu'à la mise en service de l'ouvrage, puis pour l'exploitation. Notamment, la gestion des stations de conversions, et leur contrôle-commande associé constituent une part critique du fonctionnement de l'interconnexion.

### 2.2.5. Priorisation des projets

#### 2.2.5.1. Analyse de RTE

Classement RTE	Projet	Justifications
1	Getlink	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Projet le moins risqué</li> <li>+ Taille du projet (1 GW)</li> <li>+ Expérience du porteur de projet</li> </ul>
2	FAB	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Expérience du porteur de projet</li> <li>+ Taille du projet (1,25 GW)</li> <li>– Risque offshore</li> <li>– Congestions additionnelles sur le réseau</li> </ul>
3	GridLink	<ul style="list-style-type: none"> <li>+ Taille du projet (1,25 GW)</li> <li>– Porteur de projet peu expérimenté et incertitudes sur le partenaire pour l'exploitation dans la durée</li> <li>– Risque offshore</li> <li>– Incertitudes sur la puissance d'exploitation du projet</li> </ul>
4	Aquind	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Coût du projet plus élevé que les autres</li> <li>– Taille du projet (2 GW) entraînant des difficultés d'insertion sur le réseau</li> <li>– Porteur de projet peu expérimenté et incertitudes sur le partenaire pour l'exploitation dans la durée</li> <li>– Risque offshore</li> </ul>

**Tableau 10 : Classement des projets de RTE**

Le projet porté par GetLink est le projet privilégié par RTE car il obtient la meilleure note sur l'ensemble des critères. Ce choix est justifié par plusieurs avantages comparatifs du projet. Le projet représente un caractère moins risqué du fait de son passage en tunnel, et non en sous-marin. Du fait de sa taille réduite, le projet présente les coûts totaux les plus faibles (CAPEX, OPEX, pertes) et il s'intègre bien sur le réseau français. Enfin, l'expérience du porteur de projet est reconnue avec la mise en service récente du projet ElecLink, qui pourrait servir de référence pour la nouvelle interconnexion.

Le projet FAB est classé deuxième. Le projet se démarque des projets moins bien classés par l'expérience du porteur de projet et son implication dans la durée. Néanmoins, ce projet se distingue par un impact plus défavorable pour le réseau, qui serait levé par la mise en service du projet de renforcement du réseau « Gironde Loire-Atlantique ».

Enfin, les projets GridLink et Aquind se classent après le projet FAB. Des variantes ont été considérées par RTE pour classer le projet Aquind du fait de l'incertitude sur certains critères en raison d'un manque d'informations. Ces variantes modifient à la marge le classement. Du fait de sa taille (2 000 MW), le

projet Aquind présente les coûts totaux les plus élevés et présente des difficultés d'intégration sur le réseau.

### 2.2.5.2. Analyse de la CRE

La CRE considère que l'analyse comparative réalisée par RTE identifie correctement les enjeux des différents projets. Ce choix est motivé par des critères objectifs relatifs notamment aux coûts du projet, à leur niveau de risque ou à leur insertion sur le réseau français. La CRE considère pertinent de prioriser des projets d'environ 1 GW au regard de l'analyse coût-bénéfice exposée dans la présente consultation. Notamment, le projet Aquind d'une capacité de 2 GW présente des bénéfices socio-économiques inférieurs aux coûts prévisionnels d'un tel projet. Ainsi, d'un point de vue technico-économique, la CRE considère l'ordre retenu par RTE comme pertinent.

La CRE souligne toutefois que le projet porté par GetLink est le projet au stade le moins avancé en matière de développement, notamment en termes de régulation britannique. A ce jour, le projet ne dispose pas de cadre réglementaire au Royaume-Uni, puisqu'il n'a ni obtenu l'approbation de l'Ofgem ni via le mécanisme de *Cap and Floor*, ni obtenu d'exemption. Une éventuelle quatrième fenêtre de *Cap and Floor* à laquelle le projet de Getlink pourrait candidater n'a pas été annoncée par l'Ofgem. Aquind est évalué dans le cadre de la troisième fenêtre de *Cap and Floor*. GridLink et FAB doivent également faire l'objet d'une évaluation complémentaire par l'Ofgem courant 2024.

La poursuite du développement d'un projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni nécessitera une coordination étroite entre les régulateurs des pays concernés, en l'occurrence la France et le Royaume-Uni. La CRE s'est rapprochée de l'Ofgem afin de se coordonner sur ces travaux. A l'aune de ces échanges, la CRE pourrait être amenée à revoir son analyse concernant le classement des projets afin de prendre en compte, notamment, les contraintes liées aux autorisations nécessaires au Royaume-Uni.

**Question 12** Avez-vous des remarques concernant l'analyse de la CRE sur le classement réalisé par RTE ?

## 3. Orientations préliminaires de la CRE

Comme indiqué dans la partie 1, l'étude commandée par la CRE montre que la hausse de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni permettrait une meilleure intégration des énergies renouvelables et une réduction des productions thermiques fossiles en Europe. Les économies de coûts de production en résultant pour le système électrique européen et du Royaume-Uni constituent les bénéfices attendus de l'interconnexion.

La comparaison de ces bénéfices attendus avec les coûts des projets amène la CRE à considérer qu'un nouveau projet d'interconnexion d'environ 1 GW entre la France et le Royaume-Uni pourrait être économiquement pertinent. En effet, les bénéfices attendus au périmètre de l'Union européenne et du Royaume-Uni pour les projets d'environ 1 GW sont supérieurs aux coûts dans la moyenne des scénarios. Ce n'est pas le cas pour une capacité additionnelle d'interconnexion de l'ordre de 2 GW, qui correspondrait à la réalisation de plusieurs projets de 1 GW ou d'un projet dont la capacité serait de l'ordre de 2 GW.

La CRE constate que le partage des bénéfices attendu entre la France et le Royaume-Uni est déséquilibré, le Royaume-Uni bénéficiant davantage de la hausse de la capacité d'interconnexion. La CRE considère que le partage des coûts du projet entre la France et le Royaume-Uni devrait refléter ce déséquilibre.

Comme exposé à la partie 2, l'étude de comparaison menée par RTE conclut que le projet porté par Getlink est le projet privilégié pour la conclusion d'un partenariat de développement. La CRE prend acte de cette analyse qu'elle estime fondée sur des critères de comparaison pertinents.

Toutefois, la CRE souligne que la poursuite d'un projet nécessiterait une approbation par l'Ofgem. Or, le projet de GetLink ne dispose pas, à date, de cadre réglementaire au Royaume-Uni. Dans ce contexte,

le développement du projet FAB, deuxième du classement de RTE et qui dispose d'un mécanisme *Cap and Floor*, pourrait être envisagé.

**Question 13** Partagez-vous les orientations préliminaires de la CRE concernant le développement de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ?

## Liste des questions

- Question 1 :** Considérez-vous que les différents scénarios utilisés et les différentes capacités d'interconnexion évaluées dans l'étude sont pertinents ?
- Question 2 :** Partagez-vous les analyses de la CRE concernant les bénéfices socio-économiques bruts apportés par de nouvelles capacités d'interconnexion à la frontière entre la France et le Royaume-Uni ?
- Question 3 :** Partagez-vous les analyses de la CRE concernant les coûts envisagés d'un nouveau projet d'interconnexion avec le Royaume-Uni ?
- Question 4 :** Partagez-vous les analyses de la CRE concernant l'intérêt potentiel d'un nouveau projet d'environ 1 GW pour le système électrique européen (UE + RU) et l'insuffisance des bénéfices apportés par un accroissement de la capacité de 2 GW ou plus ?
- Question 5 :** Partagez-vous la position de la CRE de ne pas prendre en compte de bénéfices additionnels, au-delà des économies de coût de production, en matière de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> ?
- Question 6 :** Considérez-vous pertinente la méthode d'évaluation développée par la CRE de la contribution d'une capacité additionnelle d'interconnexion à la sécurité d'approvisionnement ?
- Question 7 :** Pensez-vous que les paramètres retenus par la CRE permettent d'établir un ordre de grandeur raisonnable de l'évaluation de ces bénéfices additionnels ?
- Question 8 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la répartition déséquilibrée des bénéfices d'une nouvelle capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ?
- Question 9 :** Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la nécessité de tenir compte de l'insuffisance des bénéfices pour la France dans la répartition des coûts d'investissements et d'exploitation d'un nouveau projet ?
- Question 10 :** Avez-vous des remarques concernant les estimations de coûts (CAPEX et OPEX) des projets ?
- Question 11 :** Avez-vous des remarques concernant la valorisation des impacts des projets sur le réseau ?
- Question 12 :** Avez-vous des remarques concernant l'analyse de la CRE sur le classement réalisé par RTE ?
- Question 13 :** Partagez-vous les orientations préliminaires de la CRE concernant le développement de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ?