

Consultation publique

Consultation publique sur la demande d'exemption d'AQUIND

Date de publication :	18/12/2020	Contact Ofgem:	Riccardo Rosselli 020 7901 9927 riccardo.rosselli@ofgem.gov.uk
Date limite de réponse :	29/01/2021	Contact CRE:	Maël Demortier +33 1 44 50 89 12 mael.demortier@cre.fr

Ce document décrit la portée, l'objectif et les questions de la consultation publique et explique comment vous pouvez y participer. Une fois la consultation terminée, nous examinerons toutes les réponses. Nous voulons être transparents dans nos consultations. Nous publierons les réponses non confidentielles sur nos sites web à l'adresse [Ofgem.gov.uk/consultations](https://www.ofgem.gov.uk/consultations) et [cre.fr](https://www.cre.fr). Si vous souhaitez que votre réponse soit - en totalité ou en partie - considérée comme confidentielle, veuillez nous en informer dans votre réponse et nous expliquer pourquoi.

Comment répondre à la consultation

1.1. Nous souhaitons connaître l'avis de toute personne intéressée par cette consultation. Veuillez saisir votre réponse sur la plateforme mise en place par la CRE (consultations.cre.fr) ou en l'envoyant à une des personnes dont le nom figure en première page de ce document.

1.2. Nous vous avons demandé de nous faire part de vos réactions à chacune des questions. Veuillez répondre à chacune d'entre elles aussi complètement que possible.

1.3. Nous publierons les réponses non-confidentielles sur nos sites internet respectifs : www.ofgem.gov.uk/consultations et consultations.cre.fr. 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.

Sommaire

Résumé exécutif	5
1. Introduction	6
Consultation commune de l’Ofgem et de la CRE	6
Structure du document et prochaines étapes	15
Publications liées.....	17
2. Demande de dérogation d’AQUIND	18
Vue d’ensemble du projet d’interconnexion d’AQUIND	18
Contenu de la demande de dérogation d’AQUIND.....	20
Etendue et durée de la demande de dérogation d’AQUIND.....	22
Justification de la dérogation présentée par AQUIND	23
3. Analyse coûts-bénéfices du projet (ACB)	25
Méthodologie suivie par AQUIND	25
Analyse préliminaire de la méthodologie d’AQUIND.....	30
Analyse préliminaire des résultats en terme de SEW	43
Analyse préliminaire de l’estimation des pertes sur le réseau	46
Analyse préliminaire de l’estimation des bénéfices en termes de sécurité d’approvisionnement	49
Analyse préliminaire des coûts.....	51
Résumé des résultats des ACB.....	51
4. Analyse préliminaire de la demande de derogation	53
Condition (a) : l’investissement doit accroître la concurrence en matière de fourniture d’électricité.....	53
Condition (b) : le degré de risque associé à l’investissement est tel que l’investissement ne serait pas effectué si la dérogation n’était pas accordée	56
Condition (c) : l’interconnexion doit être la propriété d’une personne physique ou morale distincte, du moins en ce qui concerne son statut juridique, des gestionnaires de réseau dans les réseaux desquels cette interconnexion sera construite.....	63
Condition (d) : des redevances sont perçues auprès des utilisateurs de cette interconnexion	64
Condition (e): depuis l’ouverture partielle du marché visée à l’article 19 de la directive 96/92/CE , il n’a été procédé au recouvrement d’aucune partie du capital ou des coûts d’exploitation de l’interconnexion au moyen d’une fraction quelconque des redevances prélevées pour l’utilisation des réseaux de transport ou de distribution reliés par cette interconnexion	65

Condition (f) : la dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence ni au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ni au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée.....65

Répartition des revenus entre France et Grande-Bretagne71

4. Annexes74

Résumé exécutif

L'article 63 du règlement (UE) 2019/943 (« l'article 63 », « le Règlement ») permet aux autorités de régulation nationales de l'énergie, en accord avec toute autre autorité de régulation concernée et sous l'approbation finale de la Commission européenne (« CE »), d'exempter les nouveaux investissements dans les interconnexions transfrontalières d'électricité de certaines dispositions du Règlement et de la Directive (UE) 2019/944 (« la Directive ») sous réserve que certaines conditions soient remplies.

AQUIND Limited et AQUIND SAS (« AQUIND ») proposent de construire, posséder et exploiter une nouvelle interconnexion électrique de 2000 MW entre la France et la Grande-Bretagne (« l'interconnexion AQUIND »). La société a demandé, pour l'interconnexion AQUIND, une dérogation partielle en France aux articles 19(2) et 19(3) du Règlement, articles relatifs à l'utilisation des recettes d'interconnexion.

La présente consultation commune décrit les critères, définis par l'article 63, qu'AQUIND doit remplir pour obtenir une dérogation. Ce document décrit également les éléments probants appuyant la demande de dérogation d'AQUIND. Enfin, il vise à recueillir l'avis des parties concernées sur le fait qu'AQUIND ait rempli ou non les critères de dérogation. En outre, d'autres informations relatives à l'analyse économique d'AQUIND, qui seront prises en compte par la CRE et l'Ofgem lors de l'évaluation, ont été incluses dans le document de consultation.

Ce document est soumis à consultation pendant six semaines. Vous êtes invités à répondre aux questions spécifiques exposées dans les chapitres dédiés, ainsi qu'à apporter des contributions sur tout aspect de ce document et sur la demande de dérogation.

Les contributions sont à envoyer avant le 29 janvier 2021.

Les régulateurs fonderont leur décision finale sur leurs propres analyses et sur les réponses à cette consultation commune.

1. Introduction

Consultation commune de l’Ofgem et de la CRE

1.1. Le présent document est une consultation commune de l’Ofgem et de la CRE sur une demande de dérogation d’AQUIND à certains aspects du droit de l’Union européenne (UE) au titre de l’article 63 du Règlement (EU) 2019/943.

1.2. AQUIND propose de construire, posséder et exploiter une nouvelle interconnexion électrique de 2000 MW entre la Grande-Bretagne et la France. L’interconnexion AQUIND est développée par AQUIND SAS (France) et AQUIND Limited (UK).

1.3. Les interconnexions sont les liens physiques qui permettent le transfert d’électricité au-delà des frontières. Elles permettent de produire de l’électricité sur un marché et de l’utiliser sur un autre. L’interconnexion de 240 km proposée reliera les systèmes de transport en Grande-Bretagne, à la sous-station de Lovedean, et en France, à la sous-station de Barnabos.

1.4. AQUIND a demandé, pour l’interconnexion AQUIND, une dérogation partielle en France aux articles 19(2) et 19(3) du Règlement relatifs à l’utilisation des recettes d’interconnexion pour une période de 25 ans à compter du début de l’exploitation commerciale. Cette exemption partielle s’appliquerait à une part fixe des revenus de l’interconnexion AQUIND correspondant à la part du capital et des coûts d’exploitation de l’interconnexion AQUIND liés au territoire français (à terre et dans les eaux territoriales françaises).

1.5. L’étendue, la durée et les motifs de la demande de dérogation d’AQUIND sont précisés en détail dans le chapitre 2 de ce document.

1.6. Conformément au paragraphe 4 de l’Article 63, ce sont les autorités de régulation des États membres concernés qui doivent prendre la décision d’accorder une dérogation ou non.

1.7. L’autorité concernée en Grande-Bretagne est la *Gas and Electricity Markets Authority* (« l’autorité »), dont les fonctions administratives sont exécutées par l’*Office of Gas and Electricity Markets* (« Ofgem »). L’autorité concernée en France est la Commission de Régulation de l’Energie (« CRE ») (désignés ci-après « les régulateurs »).

1.8. Les régulateurs évalueront la demande de dérogation au regard des six critères énumérés par l’Article 63. Des conditions supplémentaires peuvent être imposées au projet

d'interconnexion, si les régulateurs le jugent nécessaire, afin de garantir le respect des critères de dérogation pendant toute la période de dérogation.

1.9. La présente consultation conjointe vise à recueillir l'avis des parties intéressées sur la demande de dérogation d'AQUIND. Le retour d'information aidera les régulateurs à décider si toutes les conditions sont remplies, si la demande de dérogation doit être accordée et si des conditions supplémentaires doivent être imposées.

1.10. La durée de consultation est de six semaines afin de laisser suffisamment de temps aux parties prenantes pour répondre à cette consultation malgré les vacances de Noël.

Procédure

1.11. L'article 63 permet aux régulateurs d'exempter les nouvelles interconnexions électriques reliant leurs marchés respectifs de l'électricité de certains aspects du Règlement, sous réserve que certaines conditions soient remplies.

1.12. Ces conditions sont énumérées au paragraphe 1.22 et visent globalement à garantir que la dérogation ne porte pas préjudice à la concurrence, à la sécurité d'approvisionnement, au bon fonctionnement des réseaux et des marchés de l'électricité et au développement du marché unique européen de l'électricité.

1.13. L'article 63, paragraphe 4, indique que les régulateurs doivent parvenir un à accord sur l'opportunité d'accorder la dérogation et, le cas échéant, sur l'étendue de cette dérogation, dans un délai de six mois à compter de la date à laquelle la dernière de ces autorités réglementaires a reçu la demande d'exemption.

1.14. La demande de dérogation a été reçue le 29 mai 2020 par l'Ofgem et le 2 juin 2020 par la CRE. AQUIND a également fourni des éléments supplémentaires par courrier électronique à la CRE le 16 juin 2020 et le 1er juillet 2020, et à l'Ofgem le 24 juin 2020 et le 1^{er} juillet 2020.

1.15. Conformément à l'article 63, paragraphe 7, l'Ofgem et la CRE ont transmis une copie de la demande d'AQUIND à l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (« ACER ») le 2 juin 2020 et le 3 juin 2020, respectivement. L'Ofgem a également transmis une copie de la demande d'AQUIND à la Commission européenne le 2 juin 2020, au nom des régulateurs.

1.16. Le 31 juillet 2020, les régulateurs ont officiellement accusé réception de la demande de dérogation, indiquant que des informations supplémentaires étaient nécessaires de la part

d'AQUIND pour s'assurer que la demande de dérogation comprenait toutes les informations requises et pour aider les régulateurs à prendre une décision finale. Les régulateurs ont indiqué que sans les informations demandées, la demande d'exemption d'AQUIND ne pouvait pas être considérée comme complète.

1.17. AQUIND a fourni les informations complémentaires requises le 28 août 2020 et le 9 septembre 2020.

1.18. La décision sur la demande de dérogation sera prise par l'ACER si les régulateurs ne parviennent pas à un accord dans un délai de six mois ou sur demande conjointe de la part des régulateurs¹.

1.19. Après la décision des régulateurs², la Commission européenne peut, dans un délai de 50 jours ouvrables à compter du jour suivant la réception de notification des régulateurs, demander aux régulateurs de modifier ou de révoquer la décision d'accorder une dérogation³. Ce délai peut être prolongé de 50 jours ouvrables supplémentaires si des informations complémentaires sont demandées par la Commission européenne. Les régulateurs notent que, comme décrit aux paragraphes 1.44 à 1.47, la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne pourrait affecter les procédures mentionnées ci-dessus.

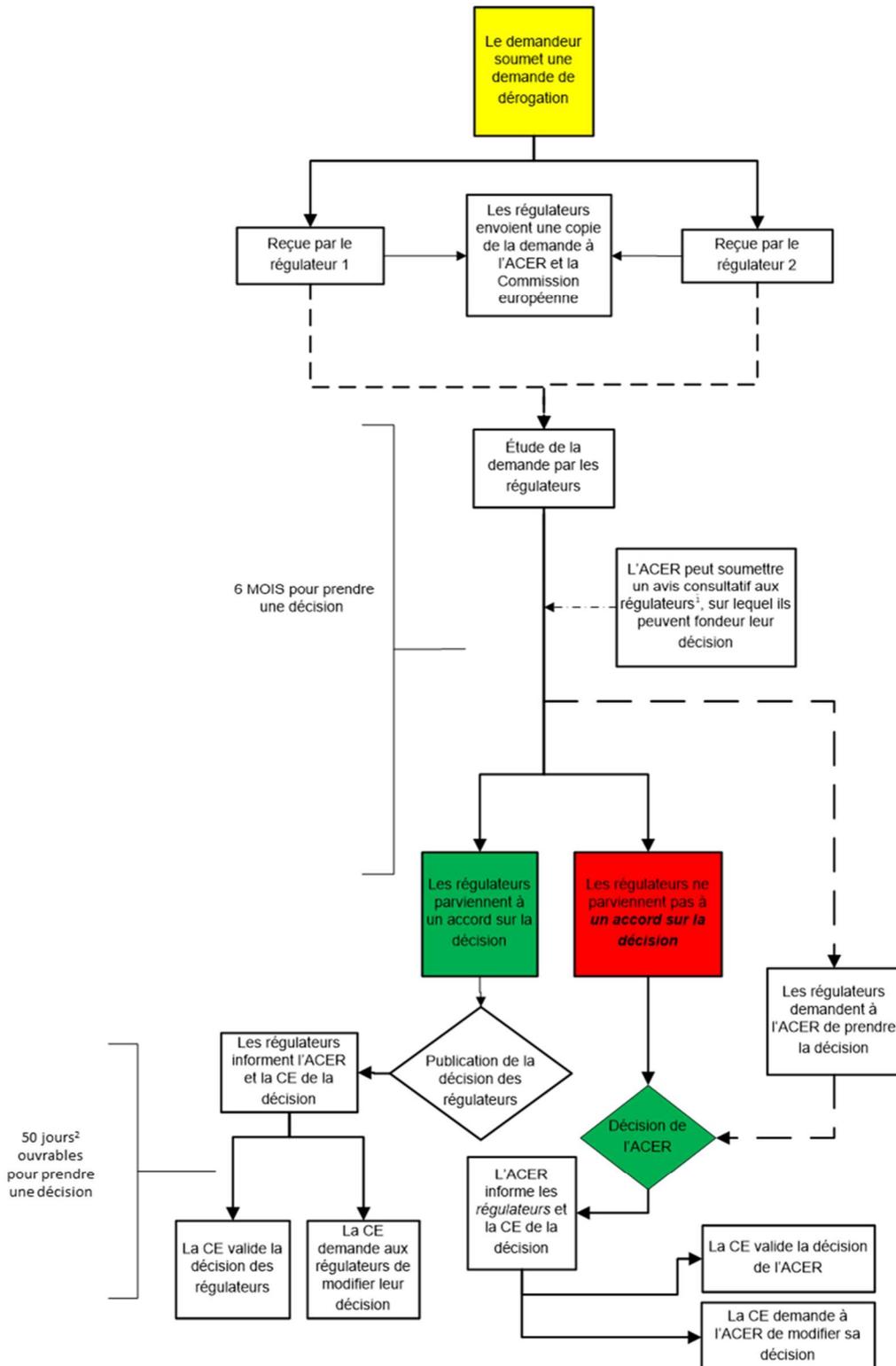
1.20. Le schéma 1 ci-dessous décrit la procédure de traitement des demandes de dérogation par les régulateurs.

¹ Pour d'avantage de contexte, se référer à l'Article 63, paragraphe 5 du Règlement.

² Ou une décision de l'ACER lorsque les régulateurs ne sont pas parvenus à prendre une décision ou lorsque les régulateurs ont demandé à l'ACER de prendre la décision en application du paragraphe 5(a) ou 5(b) de l'Article 63.

³ Paragraphe 8 de l'Article 63.

Figure 1 - Processus d'examen des demandes de dérogation selon l'article 63 du Règlement (EU) 2019/943



1. Dans les deux mois suivant la date de réception par le dernier des régulateurs concernés.
2. Ce délai peut être prolongé d'une période supplémentaire de 50 jours ouvrables si la Commission européenne sollicite un complément d'informations.

1.21. L'article 63 dispose qu'un investissement dans une nouvelle interconnexion peut, sur demande, être exempté pendant une période limitée de tout ou partie des dispositions suivantes de la législation européenne :

- **Article 19(2) et (3) du Règlement**, relatifs à l'utilisation des recettes provenant de l'allocation de la capacité d'interconnexion ;
- **Article 6 et Article 43** de la Directive, relatifs, respectivement, l'accès des tiers et la séparation patrimoniale ; et
- **Article 59(7) et Article 60(1)** de la Directive, relatifs à la fixation ou à l'approbation des tarifs par le régulateur.

1.22. Le paragraphe 1, de a) à f), de l'Article 63 spécifie les conditions nécessaires pour l'octroi d'une dérogation, qui sont :

- a) l'investissement doit accroître la concurrence en matière de fourniture d'électricité ;
- b) le degré de risque associé à l'investissement est tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée ;
- c) l'interconnexion doit être la propriété d'une personne physique ou morale distincte, du moins en ce qui concerne son statut juridique, des gestionnaires de réseau dans les réseaux desquels cette interconnexion sera construite ;
- d) des redevances sont perçues auprès des utilisateurs de cette interconnexion ;
- e) depuis l'ouverture partielle du marché visée à l'article 19 de la directive 96/92/CE⁴, il n'a été procédé au recouvrement d'aucune partie du capital ou des coûts d'exploitation de l'interconnexion au moyen d'une fraction quelconque des redevances prélevées pour l'utilisation des réseaux de transport ou de distribution reliés par cette interconnexion ; et

⁴ Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (OJ L 27, 30.1.1997, p. 20).

- f) la dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence ni au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ni au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée.

Cadre juridique en Grande-Bretagne

1.23. Il existe deux voies d'investissement pour les interconnexions électriques en Grande-Bretagne. Les promoteurs peuvent choisir de suivre la voie régulée et demander le régime avec un plafond et un plancher (régime « *Cap and floor* »⁵) ou suivre la voie exemptée et demander une dérogation à certains aspects du droit de l'UE.

1.24. Dans le cadre du régime « *Cap and floor* », les porteurs de projet peuvent soumettre leur candidature à l'Ofgem pendant des périodes prédéfinies.

1.25. Cette approche permet de prendre en considération les interactions entre les projets et permet à l'Ofgem de décider si tous les projets, certains d'entre eux ou aucun d'entre eux sont susceptibles de servir les intérêts des consommateurs britanniques.

1.26. L'Ofgem a ouvert un premier guichet de candidature pour les régimes « *Cap and floor* » entre août et septembre 2014⁶, et un deuxième guichet de candidature entre mars et octobre 2016⁷.

1.27. En août 2020, l'Ofgem a lancé un examen du régime « *Cap and floor* »⁸, afin d'établir s'il est nécessaire d'augmenter la capacité d'interconnexion en GB au-delà des projets actuellement soumis à l'approbation des autorités réglementaires. Si tel est le cas, l'objectif secondaire de l'examen est d'examiner l'approche de l'Ofgem en matière de réglementation de la future interconnexion.

1.28. En fonction des résultats de cet examen, l'Ofgem pourrait décider d'ouvrir un troisième guichet de candidature dans le cadre des dispositions actuelles relatives au régime « *Cap and*

⁵ Pour plus d'informations :

<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/87848/regulationfutureinterconnectioncapandfloorpdf>

⁶https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/2014/08/decision_cap_and_floor_near_term_electricity_interconnectors.pdf

⁷https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/docs/decision_to_open_a_second_cap_and_floor_application_window_for_electricity_interconnectors_in_2016.pdf

⁸ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/open-letter-notification-interested-stakeholders-our-interconnector-policy-review>

floor », ou d'élaborer de nouvelles dispositions pour les promoteurs de projets qui souhaitent un régime régulé en Grande-Bretagne.

1.29. L'autorité⁹ a le pouvoir de délivrer des licences aux gestionnaires d'interconnexion d'électricité dans le cadre de la loi sur l'électricité de 1989 (Electricity Act 1989). L'Autorité a délivré une licence d'interconnexion à AQUIND Limited le 9 septembre 2016¹⁰.

1.30. En vertu de l'article 63, les développeurs de nouvelles interconnexions peuvent demander à être exemptés de l'application de certaines dispositions du Règlement. Comme décrit au paragraphe 1.7, l'Ofgem est le régulateur compétent pour la Grande-Bretagne. À ce titre, le régulateur britannique est chargée d'évaluer et de statuer sur toute demande d'exemption de ce type, en collaboration avec toute autre régulateur concerné. La décision des régulateurs est soumise à l'approbation de la Commission européenne.

1.31. En Grande-Bretagne, toute décision d'accorder une dérogation au titre de l'article 63 doit être mise en œuvre dans la licence d'interconnexion électrique concernée par l'intermédiaire d'un décret de dérogation sous la condition de licence standard (SLC) 12.

1.32. La section 5A de la loi sur les services publics de 2000 prévoit qu'avant de mettre en œuvre une proposition importante, l'Autorité est tenue de réaliser et de publier une évaluation de l'impact probable de la mise en œuvre de la proposition ou de publier une déclaration exposant les raisons pour lesquelles elle estime qu'il n'est pas nécessaire de réaliser une telle évaluation.

1.33. L'Ofgem considère que la décision relative à cette demande de dérogation répond à la définition technique d'une proposition importante telle qu'elle est énoncée à la section 5A. Par conséquent, conformément aux exigences de la section 5A (3) (b) de la loi, l'Ofgem va réaliser une analyse d'impact (AI) pour éclairer une décision commune sur la demande de dérogation.

⁹ Les termes « l'Autorité », « Ofgem » et « GEMA » sont utilisés de manière interchangeable dans ce document. « L'Autorité » est l'Autorité des marchés du gaz et de l'électricité. « L'Ofgem » est l'Office de l'Autorité des marchés du gaz et de l'électricité. L'organe directeur de l'Ofgem est la *Gas and Electricity Markets Authority* et est désigné sous le nom de « GEMA » ou d'« Autorité ». Le rôle de l'Autorité est de superviser le travail de l'Ofgem et de fournir une direction stratégique.

¹⁰ Pour plus d'informations :

<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/aquind-limited-notice-grant-electricity-interconnector-licence>

Cette AI sera publiée peu après la publication du présent document sur le site internet de l'Ofgem¹¹.

1.34. L'Ofgem note que cette dérogation, si elle est accordée, ne vaudra que pour la partie française de l'interconnexion.

1.35. Par conséquent, AQUIND devra encore obtenir un régime sous lequel développer son projet en Grande-Bretagne avant que ce dernier puisse être construit. Ainsi, les impacts de l'interconnexion AQUIND considérés dans ce document et dans l'AI ne se matérialiseront pas immédiatement en Grande-Bretagne même si les régulateurs acceptent d'accorder une dérogation.

1.36. L'Ofgem aura l'opportunité d'évaluer pleinement les impacts d'AQUIND en Grande-Bretagne lorsque les développeurs de projets demanderont l'approbation du projet dans le cadre du régime « *Cap and floor* ». Par conséquent, l'analyse présentée dans l'AI sera largement qualitative et basée sur le travail produit par AQUIND pour soutenir la demande d'exemption.

Cadre juridique en France

1.37. La législation française ne prévoit pas de régime spécifique pour le développement, la construction et l'exploitation des interconnexions par des investisseurs privés. Les investisseurs privés peuvent construire et exploiter une interconnexion dans le cadre d'une dérogation, comme prévu à l'article 63, ou dans le cadre du régime régulé prévu à l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013 pour les projets d'interconnexion qui possèdent le statut de projet d'intérêt commun (PIC).

1.38. En France, la CRE est chargée de décider, en accord avec le régulateur concerné, s'il convient d'accorder une dérogation pour les nouvelles interconnexions.

Interconnexions existantes et projets sur la frontière France – Grande-Bretagne

1.39. Actuellement, la seule capacité d'interconnexion existante entre la France et la Grande-Bretagne est l'interconnexion IFA, qui est une liaison à courant continu haute tension (CCHT)

¹¹ Site internet de l'Ofgem : <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/electricity-interconnectors>

de 2000 MW entre les réseaux de transport français et britannique mise en service en 1986. Cette interconnexion est détenue et exploitée par National Grid Interconnectors Limited (« NG ») et Réseau de Transport d'Electricité (« RTE »), respectivement le gestionnaire du réseau de transport (« GRT ») britannique et français.

1.40. Deux projets d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et la France ont reçu l'approbation des autorités de régulation et sont actuellement en cours de construction :

- ElecLink est un projet de 1000 MW développé par la société GetLink dans le cadre d'un régime exempté. Ce projet a reçu le statut de Projet d'Intérêt Commun (« PIC ») et a obtenu une dérogation partielle à certains aspects du droit de l'UE par l'Ofgem et la CRE en 2014¹². Il est actuellement prévu que le projet soit mis en service en 2021.
- IFA2 est un projet régulé de 1000 MW appartenant à National Grid Interconnectors Limited et RTE. IFA2 a été approuvé sous un régime « *Cap and floor* » par l'Ofgem en 2015 et, dans le cadre des investissements de RTE, par la CRE en janvier 2017. Le projet est actuellement en cours de test technique et devrait entrer en exploitation commerciale fin 2020.

1.41. Outre l'interconnexion AQUIND, deux autres projets d'interconnexion sont également proposés à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne :

- FAB Link est un projet de 1400 MW appartenant à FAB Link Limited et RTE. Ce projet a reçu le statut PIC et a été approuvé dans le cadre du régime « *Cap and floor* » par l'Ofgem en juillet 2015.
- GridLink est un projet de 1400 MW appartenant à iCON Infrastructure Partners III, LLP. C'est l'un des trois projets qui ont obtenu un régime de « *Cap and floor* » par l'Ofgem dans le cadre du deuxième guichet.

1.42. Les deux projets en construction décrits ci-dessus porteront à 4 GW la capacité totale d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne. Si les deux projets proposés, ayant

¹² La dérogation porte notamment sur la séparation patrimoniale, l'accès des tiers et l'utilisation des recettes d'interconnexion.
Site internet de la CRE : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/interconnexion-france-grande-bretagne2>

obtenus une approbation en Grande-Bretagne, sont réalisés, la capacité France-Grande-Bretagne passera à 6800 MW. Si le projet AQUIND est également réalisé, la capacité totale sera portée à 8800 MW.

1.43. Les régulateurs prendront en considération les projets ci-dessus dans leur évaluation de la demande de dérogation d'AQUIND.

Sortie de l'UE - Brexit

1.44. Le 23 juin 2016, le Royaume-Uni a organisé un référendum sur l'adhésion à l'UE, dont le résultat était de quitter l'UE. Le 31 janvier 2020, le Royaume-Uni a officiellement quitté l'UE, entamant une période de transition qui prendra fin le 31 décembre 2020, après quoi le droit de l'Union européenne cessera de s'appliquer au Royaume-Uni.

1.45. La sortie de l'UE a soulevé des questions sur certains aspects du régime applicable aux interconnexions reliant le Royaume-Uni à la France et à l'Europe continentale, en particulier la base juridique sur laquelle reposeront les futures dispositions réglementaires et commerciales.

1.46. Par conséquent, le futur statut de la décision de dérogation relative à AQUIND et des accords commerciaux qui sous-tendent l'activité des interconnexions sera potentiellement impactés par de futurs accords entre le Royaume-Uni et l'UE et/ou entre le Royaume-Uni et la France.

1.47. Les régulateurs examineront l'analyse d'AQUIND en prenant en compte d'éventuels futurs accords de partenariat entre le Royaume-Uni et l'UE et/ou entre le Royaume-Uni et la France, et évalueront les conséquences potentielles du départ du Royaume-Uni de l'UE, et de la fin de la période de transition, sur la décision de dérogation.

Structure du document et prochaines étapes

1.48. Le reste du document est structuré de la façon suivante :

- Le chapitre 2 présente le projet d'interconnexion AQUIND, ainsi que l'étendue, la durée et la justification de la demande de dérogation de la part d'AQUIND.
- Le chapitre 3 présente l'Analyse Coûts-Bénéfices (« ACB ») effectuée par AQUIND pour appuyer sa demande. Il fournit également une analyse préliminaire de cette ACB par les régulateurs.

- Le chapitre 4 résume les autres preuves présentées par AQUIND dans sa demande et donne le point de vue d'AQUIND sur la façon dont la demande de dérogation répond aux critères (a) à (f). Il fournit également une analyse préliminaire de la demande par les régulateurs.

1.49. Les régulateurs invitent les parties intéressées à leur faire part de leur avis sur la demande de dérogation d'AQUIND et sur l'analyse préliminaire des conditions de dérogation. Les régulateurs souhaitent également recevoir des avis sur les options possibles pour garantir que l'étendue et la durée de toute exemption soient proportionnées et, dans la mesure du possible, compatibles avec les objectifs du marché intérieur de l'électricité. Les parties intéressées ont jusqu'au 29 janvier 2021 pour faire connaître leur point de vue.

1.50. L'Ofgem et la CRE devront chacun vérifier que toutes les conditions d'exemption sont remplies en Grande-Bretagne et en France respectivement. Toutefois, conformément à l'intention du Règlement et comme le montre la présente consultation conjointe, les régulateurs coordonneront leur évaluation de la demande de dérogation.

1.51. Sur la base de l'analyse des réponses apportées à cette consultation conjointe, les régulateurs peuvent décider de :

- accorder une dérogation partielle en maintenant l'étendue et la durée de dérogation tels que demandés par AQUIND ;
- accorder une dérogation partielle avec des conditions supplémentaires et/ou des modifications concernant l'étendue et la durée de la dérogation : AQUIND se verrait accorder une dérogation pour une étendue différente ou pour une durée différente de celles demandées ;
- refuser la demande de dérogation ; ou
- renvoyer la décision à l'ACER si les régulateurs ne parviennent pas à un accord sur la décision la plus appropriée à prendre.

Publications liées

[Regulation \(Eu\) 2019/943 Of The European Parliament And Of The Council](#)

[ACER decision no 05/2018 on the exemption request for the AQUIND interconnector](#) juin 2018

[Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation \(EC\) No 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in Electricity](#) mai 2009

[Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mars 2012 portant communication sur l'application de l'article 17 du règlement \(CE\) n° 714/2009 du 13 juillet 2009](#) mars 2012

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

[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](#) juillet 2019

2. Demande de dérogation d’AQUIND

Résumé du chapitre

Ce chapitre présente une vue d’ensemble du projet d’interconnexion AQUIND et des informations soumises aux régulateurs par AQUIND pour appuyer de sa demande de dérogation. Il comprend la justification d’AQUIND pour sa demande de dérogation, l’étendue de la demande de dérogation ainsi que des propositions pour l’attribution de la capacité d’interconnexion, la séparation patrimoniale et un mécanisme de partage des bénéfices.

Vue d’ensemble du projet d’interconnexion d’AQUIND

2.1. Le tableau 1 ci-dessous résume les principales caractéristiques de l’interconnexion AQUIND.

Tableau 1 - Vue d’ensemble de l’interconnexion AQUIND

Projet	Interconnexion AQUIND
Développeur	AQUIND Limited
Capacité	2 GW (2000 MW)
Longueur	~ 240 km (182 km sous-marin, ~ 56 km terrestre)
Points de connexion	Poste de Lovedean (Grande-Bretagne) – Poste de Barnabos (France)
Date de mise en service programmée	2024

2.2. AQUIND indique que, sous réserve d’obtention de la dérogation, il devrait commencer la construction en 2022 et l’opération de l’interconnexion au Q2 2024.

Résumé des demandes précédentes d’AQUIND

2.3. AQUIND a fait sa première demande de dérogation en août 2017 au titre de l’article 17 du règlement (CE) n° 714/2009.

2.4. AQUIND a demandé une dérogation partielle pour une période de 25 ans aux exigences en matière d'utilisation des recettes, de séparation patrimoniale et d'accès des tiers au titre du règlement (CE) n° 714/2009 de la directive (CE) n° 2009/72/CE.

2.5. L'Ofgem et la CRE ont commencé leur évaluation de la demande AQUIND à l'automne 2017. Cependant, suite au référendum de 2016 sur la sortie du Royaume-Uni de l'UE, la CRE a publié sa délibération du 16 novembre 2017 portant orientation sur les nouveaux projets d'interconnexion avec le Royaume-Uni. A la lumière de cette délibération, la CRE et l'Ofgem ont décidé conjointement de transférer la demande de dérogation à l'ACER¹³.

2.6. En novembre et décembre 2017, l'ACER a reçu des notifications formelles de la CRE et de l'Ofgem, respectivement, lui transmettant la demande de dérogation pour décision, conformément à l'article 17, paragraphe 5, du Règlement (CE) n° 714/2009.

2.7. En juin 2018, l'ACER a publié sa décision¹⁴ de ne pas accorder à AQUIND une dérogation partielle. L'ACER a conclu que la condition énoncée à l'article 17(1)(b) du règlement (CE) n° 714/2009 n'était pas remplie, estimant qu'AQUIND n'avait pas suffisamment démontré que le niveau de risque lié à l'investissement était tel que l'investissement n'aurait pas lieu à moins qu'une dérogation ne soit accordée.

2.8. En particulier, l'ACER a indiqué qu'AQUIND, bien qu'ayant obtenu le statut PIC en avril 2018 pour l'interconnexion AQUIND, n'a pas vérifié si un régime régulé était disponible pour l'interconnexion AQUIND dans le cadre du processus d'allocation des coûts transfrontaliers (Cross-Border Cost Allocation, « CBCA ») décrit à l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013 (« Règlement infrastructure »)¹⁵.

2.9. L'ACER a noté qu'une décision prise au titre de l'article 12 du Règlement infrastructure aurait pu aboutir à l'allocation des coûts de l'interconnexion AQUIND et à la couverture de ces

¹³ Pour plus d'informations : <https://www.cre.fr/en/content/download/16726/206253>

¹⁴ ACER decision n° 05/2018 on the exemption request for the AQUIND interconnector : https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2018%20on%20AQUIND.pdf

¹⁵ Les Projets d'Intérêt Commun (PIC) sont des projets d'infrastructure transfrontaliers clés qui relient les systèmes énergétiques des pays de l'UE et devraient apporter des bénéfices importants à l'échelle de l'UE. Le processus de CBCA vise, en partie, à faciliter le développement de ces projets clés dont les coûts et les bénéfices sont inégalement répartis entre les Etats concernés. Seuls les projets ayant obtenu le statut PIC peuvent accéder au processus de CBCA.

coûts par le biais d'un régime régulé, de sorte à couvrir certains des risques clés présentés par AQUIND dans sa demande de dérogation de 2017.

2.10. AQUIND a fait appel auprès de la chambre de recours (« *Board of Appeal* ») de l'ACER contre la décision de rejet de la demande de dérogation, mais l'appel a été rejeté en octobre 2018. Un recours devant la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) a été soumis en décembre 2018. La CJUE a publié son arrêt le 18 novembre 2020 et il peut être consulté sur le site de la CJUE¹⁶. Cet arrêt a pour effet d'annuler la décision de la chambre de recours de l'ACER.

2.11. Les régulateurs notent qu'AQUIND n'a pas été inclus à la quatrième liste des PIC publiée le 11 mars 2020¹⁷.

Contenu de la demande de dérogation d'AQUIND

2.12. La présente demande de dérogation d'AQUIND se compose de la demande d'exemption principale et des pièces justificatives pertinentes. Le document principal expose la justification, selon AQUIND, de la demande de dérogation et la manière dont il considère que les conditions de dérogation ont été remplies. Les pièces justificatives comprennent l'analyse associée et d'autres documents pertinents.

2.13. La liste de toutes les pièces justificatives est fournie dans le tableau 2 ci-dessous.

Tableau 2 – Pièces justificatives fournies par AQUIND

No. pièce	Nom
Pièce 1	Analyse du surplus social et des recettes AQUIND
Pièce 2	Analyse de la concurrence AQUIND
Pièce 3	Sensibilités et modèle financier AQUIND (les données)
Pièce 4	Analyse du surplus social et des recettes AQUIND (les données)
Pièce 5	La Convention de raccordement bilatérale relative au raccordement et à l'utilisation du code du réseau, pour un propriétaire d'interconnexion, à la sous-

¹⁶

<http://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=233873&pageIndex=0&doclang=EN&mode=lst&dir=&occ=first&part=1&cid=13720333>

¹⁷Quatrième liste PIC :

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0389&from=en>

	station de 400kV de Lovedean, réf. : A/AQUIND/15/6306-EN(0) datée du 01 juin 2016 (la « Convention de raccordement britannique »)
Pièce 6	Note d'information CION et CION
Pièce 7	Proposition Technique et Financière (PTF) No 2016-075 Pour Le Raccordement au Réseau Public de Transport D'Électricité de la Nouvelle Interconnexion Dérogatoire AQUIND Limited, Conditions Particulières
Pièce 8	Avis de faisabilité technique
Pièce 9	Résumé des consentements et licences du projet
Pièce 10	Rapport Consentec sur l'impact d'AQUIND sur le réseau de transport français
Pièce 11	Plan et risques du programme
Pièce 12	Convention de raccordement britannique
Pièce 13	Impact sur les taxes locales en France
Pièce 14	Rapport Tractebel

2.14. Les régulateurs publient les éléments non confidentiels de ces pièces en même temps que le présent document de consultation afin d'éclairer les parties intéressées dans leur réponse.

2.15. AQUIND a également fourni des détails supplémentaires sur l'approche analytique suivie pour modéliser la rente de rareté¹⁸, ainsi que des informations complémentaires sur les impacts de l'interconnexion AQUIND sur les coûts et les pertes sur le réseau en France. AQUIND a également soumis une étude économique sur le rôle des interconnexions électriques dans le contexte de la reprise économique post-COVID.

2.16. Le 31 juillet 2020, les régulateurs ont demandé des informations complémentaires pour les aider à évaluer la demande de dérogation d'AQUIND.

2.17. Plus précisément, les régulateurs ont demandé des informations en rapport avec la condition (b) de l'article 63, paragraphe 1, concernant la répartition des coûts et des revenus attendus du projet entre la France et la Grande-Bretagne ; et en relation avec la condition (f) de l'article 63, paragraphe 1, concernant les aspects financiers des projets.

¹⁸ La rente de rareté représente l'augmentation du prix de l'électricité par rapport au coût marginal à court terme pour refléter les fondamentaux de l'offre et de la demande sur le marché de gros de l'électricité.

2.18. Celles-ci sont résumées dans le tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3 - Information complémentaires demandées par les régulateurs

Condition	Description
Condition (b)	<ul style="list-style-type: none"> Détails sur la répartition retenue par AQUIND des coûts entre la France et la GB ; Justification du choix d'un ratio basé sur la répartition des coûts du projet ; Analyse de l'impact de cette répartition sur les critères d'exemption.
Condition (f)	<ul style="list-style-type: none"> Justification du taux d'actualisation du projet ; Durée de la dérogation, en incluant une analyse de son impact sur la rentabilité du projet ; Valeur résiduelle des actifs à la fin de la période de dérogation ; Seuil au-delà duquel les revenus pourraient être partagés et ratio de partage, en incluant une analyse de son impact sur les utilisateurs du réseau français.
Autres informations	<ul style="list-style-type: none"> Régime prévu à la fin de la période de dérogation demandée ; Procédures de communication des données ; Impact de l'accord de raccordement en GB non-ferme dans le court terme et impact potentiel de la méthode de calcul de la capacité dans la région de la Manche sur l'ACB du projet ; Estimation des revenus qu'AQUIND pourrait tirer de sa participation au mécanisme de capacité français ; Résumé détaillé des différences entre les hypothèses de modélisation d'AQUIND et celles des scénarios de l'ENTSO-E ; Justification et analyse du choix de 2 GW comme capacité optimale pour le projet.

2.19. AQUIND a répondu à la demande des régulateurs en fournissant les informations décrites ci-dessus le 28 août et le 9 septembre 2020.

Etendue et durée de la demande de dérogation d'AQUIND

2.20. AQUIND demande une dérogation partielle pour l'interconnexion AQUIND en France à l'article 19(2) et (3) du règlement relatif aux obligations d'utilisation des recettes pour une période de 25 ans à compter du début de l'exploitation commerciale.

2.21. AQUIND ne demande pas de dérogation pour la séparation patrimoniale (article 43 de la Directive), l'accès des tiers (article 6 de la Directive) ou l'approbation des règles de tarification et d'accès (article 59, paragraphe 7, et 60, paragraphe 1, de la Directive).

2.22. La dérogation partielle ne s'appliquerait qu'à une part fixe des revenus du projet (« la partie exemptée »). Cette part correspond à la proportion des coûts d'investissement et d'exploitation de l'interconnexion AQUIND situés sur le territoire français, y compris à terre et les eaux territoriales françaises.

2.23. AQUIND a estimé le coût total du projet à 1537 millions d'euros, y compris les coûts d'investissement, de développement, de fonctionnement et de remplacement. Selon AQUIND, la part de ces coûts situés sur le territoire français est de 488 millions d'euros (32%).

2.24. Les recettes couvertes par l'étendue de la dérogation incluraient la part fixe de la somme des composantes suivantes :

- Recettes de congestion générées par l'interconnexion AQUIND ;
- Recettes du mécanisme de capacité, dans la mesure où elles reviennent au propriétaire de l'interconnexion ;
- Recettes des services d'équilibrage (service système), dans la mesure où elles reviennent au propriétaire de l'interconnexion ;
- Composante de compensation pouvant inclure, par exemple, les coûts éventuellement applicables au projet, tel que les tarifs commerciaux ou les sanctions associées à la non exécution des contrats de mécanisme de capacité et/ou de services d'équilibrage (service système) qui peuvent, le cas échéant, être conclus pour l'interconnexion AQUIND ;
- Toute autre recette découlant de l'opération de l'interconnexion AQUIND en tant qu'interconnexion électrique pendant la durée de la dérogation demandée.

Justification de la dérogation présentée par AQUIND

2.25. Comme mentionné au paragraphe 1.37, la législation française ne prévoit pas de régime spécifique pour le développement, la construction et l'exploitation d'interconnexions par des investisseurs privés.

2.26. Une dérogation accordée en vertu du Règlement aurait donc pour effet de permettre à AQUIND de construire et d'exploiter l'interconnexion AQUIND en France. L'Ofgem note qu'AQUIND devra encore obtenir une approbation de son projet en Grande-Bretagne avant que le projet puisse être construit.

2.27. AQUIND indique qu'une dérogation au titre de l'article 63 est la seule voie d'investissement dont disposent les promoteurs. AQUIND fait donc valoir que sans dérogation, le projet ne peut pas progresser en France.

2.28. AQUIND considère que l'étendue de la dérogation partielle est proportionnée et limitée aux seuls éléments de la législation qui, autrement, empêcheraient le développement de l'interconnexion AQUIND en France.

2.29. Une dérogation à l'obligation d'utilisation de recettes en vertu des paragraphes 19(2) et (3) du Règlement donnerait à AQUIND la possibilité de réaliser un retour financier sur l'investissement initial qui reflète le risque du projet, et qui peut potentiellement être plus élevé que ce qui serait le cas dans un régime totalement régulé, en raison du risque supérieur associé à un projet exempté, ne bénéficiant pas de soutien financier en France pour couvrir les coûts du projet.

2.30. Si l'interconnexion est plus rentable qu'actuellement prévu, AQUIND propose de partager les bénéfices supplémentaires générés par les activités décrites au paragraphe 2.24 avec les consommateurs via un mécanisme de partage des revenus. Ce mécanisme de partage des revenus est examiné plus en détail dans la section 4 du présent document.

3. Analyse coûts-bénéfices du projet (ACB)

Résumé du chapitre

Cette section résume la méthodologie et les résultats de l'analyse coûts-bénéfices soumise par AQUIND à l'appui de cette demande de dérogation. Elle présente également l'analyse préliminaire des régulateurs.

Questions

Question 1 : Avez-vous des commentaires sur la méthodologie adoptée par AQUIND pour estimer le bien-être socio-économique (SEW) ?

Question 2 : Avez-vous des commentaires sur les hypothèses retenues par AQUIND concernant les prix des matières premières, les capacités de production, la demande électrique ou les capacités d'interconnexion ?

Question 3 : Avez-vous des commentaires sur l'estimation des pertes sur le réseau par AQUIND ? Avez-vous des commentaires sur les différences entre l'estimation de ces coûts par AQUIND et par l'ENTSO-E ?

Question 4 : Avez-vous des commentaires sur l'estimation des bénéfices en terme de sécurité d'approvisionnement (SoS) par AQUIND ? Avez-vous des commentaires sur les différences entre l'estimation ces bénéfices par AQUIND et par l'ENTSO-E ?

Méthodologie suivie par AQUIND

3.1. AQUIND procède en deux étapes afin d'estimer les différents bénéfices que le projet peut apporter. Dans un premier temps, la modélisation de l'ENTSO-E est reproduite pour le plan décennal de développement de réseau (*Ten-year network Development plan*, « TYNDP ») de 2018, en se basant sur les trois principaux scénarios du TYNDP 2018 – *Sustainable Transition* (ST), *Distributed Generation* (DG) et EUCO – couvrant les années 2030 et 2040 (sauf pour EUCO pour lequel la modélisation n'est faite que pour 2030).

3.2. Si la modélisation des scénarios TYNDP vise à servir d'exercice de validation de la modélisation retenue par AQUIND, la deuxième étape consiste à élaborer un ensemble plus

détaillé d'hypothèses (ACB spécifique au projet). Celles-ci représentent la vision centrale d'AQUIND sur la manière dont les marchés européens de l'électricité devraient évoluer à l'avenir. Cette vision centrale est appelée *Market Scenario*.

3.3. En plus de ce scénario, les consultants d'AQUIND ont développé deux scénarios alternatifs, appelés *High Commodities/Renewables Scenario* et *Low Commodities Scenario*, qui montrent des évolutions alternatives des prix futurs des matières premières et des niveaux d'investissement dans la production d'énergie renouvelable.

Bien-être socio-économique¹⁹ (socio-economic welfare, « SEW »)

3.4. Une méthodologie d'analyse coûts-bénéfices, développée spécifiquement pour le projet par les consultants d'AQUIND, est utilisée pour calculer l'impact de l'interconnexion AQUIND sur le système électrique. L'ACB prend en compte les projections de prix du marché « avec » et « sans » l'interconnexion AQUIND. La différence entre ces résultats constitue l'impact du projet sur les prix du marché de gros de l'électricité dans chaque pays. Cet impact correspond au bien-être socio-économique.

3.5. Le modèle économique européen de répartition utilisé par les consultants d'AQUIND pour estimer les impacts en terme de SEW inclut tous les marchés auxquels la Grande-Bretagne est connectée, ainsi que les pays connectés à ces marchés. La demande électrique est modélisée sous forme de profils horaires projetés (dérivés de la calibration historique). La production électrique est ensuite simulée en tenant compte de contraintes au niveau du système (par exemple, les capacités transfrontalières) optimisées pour obtenir la solution la moins coûteuse.

3.6. Les consultants d'AQUIND modélisent une rente de rareté pour représenter la valeur de l'électricité dans les situations où la production disponible est proche de la demande électrique. Les prix de gros de l'électricité sont estimés comme la somme des coûts marginaux à court terme (*Short Run Marginal Cost*, « SRMC ») et de cette rente de rareté représentant la marge de capacité du système : si la production disponible est proche de la demande de pointe, les producteurs sont susceptibles de faire des offres supérieures à leur SRMC.

¹⁹ Cet indicateur représente les économies de coûts de production permises par le projet 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 CO₂ réalisées et, d'autre part, les bénéfices retirés de la diminution de l'écrêtement des énergies renouvelables fatales.

3.7. L'inverse s'applique en période de forte disponibilité de la production. Par exemple, la rente de rareté modélisée par les consultants d'AQUIND pour l'année 2030 sur le marché britannique atteint 4,2 €/MWh en moyenne, passant de 800 €/MWh pendant les heures de faible marge de capacité à -10 €/MWh pendant les heures de forte marge de capacité²⁰.

3.8. L'impact total de l'interconnexion AQUIND en terme de SEW est la somme de la variation du bien-être des consommateurs, des producteurs et des interconnexions.

Pertes électriques sur les réseaux

3.9. Afin d'estimer la variation des pertes sur les réseaux dues à l'interconnexion AQUIND, un modèle de réseau a été développé par les consultants d'AQUIND.

3.10. Sur la base de ce modèle, les flux sur le réseau électrique sont modélisés sur une année entière avec et sans l'interconnexion AQUIND. La différence de volume des pertes électriques entre les deux situations correspond à la variation annuelle des pertes électriques dues à l'interconnexion.

3.11. Ce modèle diffère du modèle utilisé pour le calcul du SEW puisqu'il se focalise sur la configuration de réseau et non l'évolution des conditions de marché. Par ailleurs, il ne couvre que la France, la Grande-Bretagne, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas, car les consultants d'AQUIND considèrent que ce sont les pays les plus susceptibles d'influencer la production d'électricité en France et en Grande-Bretagne. En outre, ces pays sont modélisés comme un unique nœud de réseau.

3.12. Dans un premier temps, AQUIND utilise la méthodologie de l'ENTSO-E pour estimer la variation des pertes sur le réseau dues à l'interconnexion AQUIND. Ensuite, AQUIND présente une analyse des pertes sur le réseau qui évite le double comptage avec les estimations SEW, conformément aux modifications apportées dans la version projet de la troisième méthodologie de l'ENTSO-E sur les ACB.

3.13. Une étape finale est ajoutée afin de mieux aligner l'estimation des pertes sur le réseau avec l'estimation du SEW. Comme le flux annuel transitant par la frontière Grande-Bretagne –

²⁰ La rente de rareté se situe entre -10 et 0 €/MWh pendant 38% du temps, entre 0 et 5 €/MWh pendant 51% du temps, entre 5 et 10 €/MWh pendant 5% du temps, entre 10 et 800 €/MWh pendant 6% du temps.

France dans l'estimation du SEW est inférieur au flux annuel dans l'estimation des pertes, AQUIND a réduit la variation des pertes sur le réseau de ce même ratio.

Sécurité d'approvisionnement (*Security of supply*, « SoS »)

3.14. En suivant la méthodologie de l'ENTSO-E, les consultants d'AQUIND ont estimé la diminution de l'énergie non-distribuée (« END ») permise par l'interconnexion AQUIND. Pour ce faire, ils ont adapté le mix de capacité de manière à ce qu'il réponde aux normes d'adéquation.

3.15. L'END est ensuite monétisée en utilisant la même valeur que l'ENTSO-E (10 000 €/MWh). Cette valeur est une valeur standard utilisée pour le calcul au niveau européen, qui ne reflète pas nécessairement les spécificités nationales.

3.16. Enfin, une vérification est effectuée pour plafonner la valeur calculée par les économies d'END, en établissant un contrefactuel. Ce plafond représente la valeur de la capacité de production qui aurait été nécessaire pour atteindre un niveau d'adéquation équivalent à l'ajout du projet évalué.

3.17. Le modèle développé par les consultants d'AQUIND inclut les mêmes pays que la méthodologie d'évaluation des pertes le sur réseau : France, Grande-Bretagne, Allemagne, Belgique et Pays-Bas. Aucun échange n'est possible entre les pays inclus et non inclus dans le modèle. La même étape finale que mentionnée ci-dessus est effectuée pour aligner les bénéfices en terme de sécurité d'approvisionnement sur l'estimation du SEW.

Description des scénarios d'AQUIND

3.18. L'évaluation économique d'AQUIND est basée sur trois scénarios avec des hypothèses différentes pour les prix marchés du pétrole, du gaz et du carbone, la demande électrique et le mix de production. Les scénarios sont les suivants : *Market scenario*, *High commodities/renewables scenario*, et *Low commodities scenario*.

3.19. Le *Market scenario* est la vision centrale d'AQUIND sur l'évolution des marchés de l'électricité en Grande-Bretagne, en France et dans les autres pays européens. Dans ce scénario, la politique énergétique des gouvernements est guidée par la volonté d'atteindre simultanément des objectifs divers : de sécurité d'approvisionnement, concurrence sur les marchés et la soutenabilité environnementale.

3.20. Le *High commodities/renewables scenario* se caractérise principalement par une augmentation des investissements dans les énergies renouvelables, sous l'effet de prix élevés des matières premières et de la croissance économique en Europe. Cette conjoncture entraîne à son tour une volatilité des prix en Grande-Bretagne, en France et en Europe continentale, générant une augmentation des niveaux d'investissement dans les interconnexions par rapport au *Market scenario*.

3.21. Enfin, le *Low commodities scenario* modélise une croissance économique, une demande électrique et des prix des matières premières plus faibles que ceux du *Market scenario*. Les prix relativement bas des matières premières, basés sur les prix observés au cours des 5 dernières années, entraînent une baisse des investissements dans les énergies renouvelables. La faible volatilité des prix et des différentiels transfrontaliers réduit les revenus des interconnexions, ce qui en retour diminue les investissements dans les interconnexions.

Résultats de l’ACB d’AQUIND

3.22. Selon la modélisation d’AQUIND, les économies de coûts de production (SEW), représentent les principaux bénéfices apportés par le projet. Le SEW inclut les bénéfices en terme de réduction des émissions de gaz à effet de serre au prix du marché du CO₂ ainsi que l’intégration d’énergies renouvelables. AQUIND estime que le projet réduira les émissions de CO₂ de 2,78 Mt dans le *Market Scenario*.

3.23. L'analyse d’AQUIND indique également que les prix de gros de l'électricité en Grande-Bretagne baissent du fait de l’interconnexion AQUIND. En France, l'un des principaux bénéfices d’AQUIND consiste dans la possibilité d'exporter de l'électricité supplémentaire. En outre, les deux pays pourraient bénéficier d'une plus grande sécurité d'approvisionnement, car leurs capacités de production pourraient contribuer à satisfaire la demande de l'autre pays, en particulier en période de stress du système.

Tableau 4 – estimation du SEW excluant les coûts et revenus d’AQUIND (M€/an)²¹

	Catégorie	SEW
	Surplus producteur	- 2 136

²¹ Pour tous les tableaux de ce document les chiffres peuvent ne pas correspondre exactement aux totaux indiqués du fait des arrondis.

Grande-Bretagne	Surplus consommateur	2 275
	Autres interconnexions (hors AQUIND)	- 1 088
	Total	- 949
France	Surplus producteur	4 418
	Surplus consommateur	- 2 092
	Autres interconnexions (hors AQUIND)	- 1 392
	Total	934
Reste de l’Europe	Surplus producteur	2 506
	Surplus consommateur	- 1 040
	Autres interconnexions (hors AQUIND)	- 1 064
	Total	403
Total		387

3.24. AQUIND agrège les coûts et les bénéfices sur les 25 années suivant la mise en service du projet (en 2024). L’ACB est effectuée au niveau européen, avec une décomposition possible du bénéfice net ou du coût net pour chaque pays.

3.25. Dans les pays hôtes, les résultats de l’ACB d’AQUIND indiquent que l’interconnexion AQUIND représenterait un bénéfice de 934 millions d’euros en France, et un coût de -949 millions d’euros en Grande-Bretagne. L’interconnexion serait principalement utilisée pour les exportations de la France vers la Grande-Bretagne, ce qui se traduirait par un surplus positif pour les consommateurs anglais et les producteurs français. Dans les autres pays européens, le SEW est estimé à 403 millions d’euros.

3.26. Une représentation plus détaillée des résultats de l’ACB d’AQUIND, incluant les résultats en terme de pertes sur le réseau et de sécurité d’approvisionnement, se trouve à l’annexe 1 du présent document.

Analyse préliminaire de la méthodologie d’AQUIND

Analyse préliminaire de la méthodologie d’AQUIND pour calculer le SEW

3.27. Le Règlement (UE) n° 347/2013²² (dit « Règlement Infrastructures ») impose à l'ENTSO-E d'établir une méthodologie pour évaluer les coûts et les bénéfices pour la communauté européenne de tous les projets inclus dans le TYNDP.

3.28. La méthodologie actuellement en vigueur a été approuvée en septembre 2018 par la Commission européenne (méthodologie ACB 2.0)²³. La troisième version de la méthodologie²⁴ de l'ENTSO-E a été soumise à l'ACER, qui a émis un avis sur le document le 6 mai 2020²⁵. Le projet de ACB 3.0 est actuellement soumis à la Commission européenne pour approbation.

3.29. L'ACB d'AQUIND prend en considération les trois indicateurs monétisés de la méthodologie ACB 2.0 - SEW, pertes réseau et SoS -, ainsi que les coûts d'investissements (« CAPEX ») et les coûts opérationnels (« OPEX »). Plus particulièrement, en ce qui concerne le SEW, la méthodologie diffère de celle du TYNDP 2018 sur plusieurs aspects :

- De nouveaux scénarios sont conçus sur la base de données jugées plus actuelles et de décisions d'investissement dans des capacités de production simulées par AQUIND.
- Certaines hypothèses ont été prises par AQUIND lorsque les données n'étaient pas disponibles publiquement (coûts technologiques, facteurs de perte des interconnexions, paramètres des stockages).
- Le modèle inclut le calcul d'une rente de rareté.
- Le modèle distingue la demande flexible par rapport à la demande inflexible²⁶.
- Des coûts annexes sont compris dans le prix des commodités (par exemple, frais de transport du gaz et du charbon vers les centrales électriques).

²² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=celex%3A32013R0347>

²³ <https://eepublicdownloads.azureedge.net/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/2018-10-11-tyndp-cba-20.pdf>

²⁴ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/Cost%20Benefit%20Analysis/200128_3rd_CBA_Guideline_Draft.pdf

²⁵ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%20003-2020%20on%20ENTSO-E%20Guideline%20for%20cost%20benefit%20analysis.pdf

²⁶ La demande flexible peut décaler sa consommation des périodes les plus chères à des périodes moins contraignantes pour le système électrique.

- Le prix de marché anglais inclut les charges courantes, par exemple les services d'équilibrage liés à l'utilisation du réseau.

3.30. Par conséquent, même si la méthodologie est globalement basée sur la méthodologie ACB 2.0 établie par l'ENTSO-E, les régulateurs notent que certains aspects de l'analyse ne relèvent pas d'une application stricte de cette méthodologie.

3.31. En particulier, la rente de rareté pourrait avoir un impact sur les bénéfices estimés de l'interconnexion et leur répartition. L'analyse de la modélisation sur les scénarios du TYNDP met en évidence certaines différences qui sont examinées plus loin dans cette section.

Analyse préliminaire des scénarios d'AQUIND

3.32. Les paragraphes suivants décrivent les différentes études et les scénarios associés que les régulateurs envisagent de considérer l'évaluation de cette demande de dérogation.

Vue d'ensemble des études existantes et de leurs scénarios

3.33. Pour le TYNDP 2018, l'ENTSO-E a développé différents scénarios avec plusieurs horizons temporels (2025, 2030 et 2040). Deux scénarios couvrant les années 2030 et 2040 ont été conçus de manière à atteindre les objectifs de l'UE pour 2050. Ils ont été élaborés en coopération avec des parties prenantes représentant notamment le secteur de l'électricité, les ONG, les États membres et les régulateurs, et suivent les lignes directrices suivantes :

- *Sustainable Transition* (ST) – Objectifs atteints par le biais des réglementations nationales, des systèmes d'échange de droits d'émission et des subventions, en maximisant l'utilisation des infrastructures existantes.
- *Distributed Generation* (DG) – Les consommateurs sont au centre du système électrique : la production à petite échelle est fortement développée, les batteries sont les piliers de la transition énergétique.

3.34. Le processus conjoint d'élaboration des scénarios pour le nouveau TYNDP 2020 a abouti à trois scénarios : *Distributed Energy*, *Global Ambition* et *National Trends*. *National Trends* (« NT ») constitue le scénario politique central du TYNDP 2020, il est conçu pour refléter les plans nationaux énergie-climat actuels des États membres de l'UE. Ces plans nationaux sont soumis à la Commission européenne et s'inscrivent dans l'exigence d'atteinte les objectifs de la stratégie énergétique de l'UE pour 2030. Deux autres scénarios, *Distributed Energy* (« DE ») et *Global Ambition* (« GA ») prennent en compte l'objectif de neutralité carbone à horizon 2050.

Enfin, le scénario *Current Trend*, demandé par l'ACER, est basé sur la poursuite de la tendance actuelle en terme d'évolution du système énergétique européen. Il convient de noter que les scénarios du TYNDP 2020 ont été publiés récemment et qu'ils sont toujours soumis à consultation publique.

3.35. Les régulateurs ont par ailleurs mené plusieurs études sur les bénéfices des nouvelles interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne. Nous avons résumé ci-dessous celles qui sont considérées dans le cadre de la présente demande de dérogation.

Evaluation des projets du guichet « *Cap and floor* » n°2 par Pöyry

3.36. En 2017, l'Ofgem a consulté sur les acteurs de marché les Initial Project Assessment (« IPA ») de nouvelles interconnexions demandant un régime de « *Cap and floor* » lors du second guichet (« W2 »). L'Ofgem a chargé Pöyry Management Consulting (UK) Ltd (« Pöyry », aujourd'hui Afry) de réaliser une étude évaluant les bénéfices de ces projets sur le SEW en Grande-Bretagne²⁷.

3.37. L'objectif de l'étude Pöyry était d'analyser la nécessité de chaque interconnexion W2, ainsi que leurs interactions avec l'interconnexion AQUIND, qui faisait alors l'objet d'une instruction dans le cadre d'une demande de dérogation²⁸.

3.38. Les détails de la modélisation et des hypothèses sous-jacentes sont disponibles dans le rapport mentionné au paragraphe 3.36.

3.39. Le rapport Pöyry ne présentait pas les résultats spécifiques à l'interconnexion AQUIND²⁹. Toutefois, le cas échéant, les aspects du rapport concernant AQUIND seront pris en compte par les régulateurs lors de l'évaluation de la demande de dérogation.

²⁷ https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/01/near-term_interconnector_cost_and_benefit_analysis_-_independent_report_.pdf

²⁸ Les informations spécifiques à l'interconnexion AQUIND ne sont pas présentées dans le rapport de Pöyry, car, au moment de sa publication, l'évaluation de la demande d'exemption initiale d'AQUIND était encore en cours.

²⁹ Il convient de noter que si les impacts d'AQUIND en terme de SEW ont été évalués parallèlement aux projets du guichet n°2, l'analyse a été menée en partant de l'hypothèse que le projet progresserait dans le cadre d'une exemption plutôt que dans le cadre d'un régime de « *Cap and floor* ». Toute décision réglementaire future en Grande-Bretagne nécessitera la réévaluation de ces impacts.

3.40. Les régulateurs reconnaissent qu'un certain temps s'est écoulé depuis l'analyse du rapport de Pöyry et que le développement réel des marchés de gros et des autres projets d'interconnexion pourrait avoir divergé de la modélisation de Pöyry.

3.41. Néanmoins, l'Ofgem estime que les résultats de l'étude sont toujours pertinents dans le contexte de la présente demande de dérogation d'AQUIND à titre d'élément de comparaison avec l'analyse et les résultats finaux de l'ACB d'AQUIND.

Network Options Assessment (NOA) 2020

3.42. La NOA est une étude menée par le NGESO chaque année pour évaluer les futurs besoins du réseau de transport d'électricité de Grande-Bretagne. Elle vise à recommander aux gestionnaires de réseaux de transport (« GRT ») les investissements qui répondent le mieux aux besoins futurs du réseau.

3.43. Dans sa NOA 2020³⁰, NGESO estime que l'atteinte d'une capacité d'interconnexion totale comprise entre 18,1 GW et 23,1 GW d'ici 2032 serait optimale pour les consommateurs britanniques, en fonction du scénario envisagé. Cela représente entre trois et cinq fois le niveau actuel d'interconnexion opérationnelle en Grande-Bretagne, qui est de 5 GW³¹. Dans les deux scénarios permettant d'atteindre les objectifs de décarbonisation de 2050 au Royaume-Uni, la NOA indique des niveaux d'interconnexion optimaux entre la France et le Royaume-Uni autour de 6 GW et 9 GW (5,8 GW dans les autres scénarios).

Etudes Artelys

3.44. La CRE a mené une étude en 2017³² cherchant à estimer les conséquences potentielles du Brexit sur la pertinence de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni.

3.45. Différents scénarios de Brexit ont été modélisés. L'étude a démontré que le Brexit peut avoir un impact significatif sur les bénéfices des projets d'interconnexion. Ainsi, dans le cas le plus favorable, où le Royaume-Uni reste dans le marché intérieur de l'énergie, mais où le Brexit a un impact sur la demande d'électricité et le développement des capacités de production

³⁰ Network Options Assessment 2020 : <https://www.nationalgrideso.com/document/162356/download>

³¹ Les régulateurs notent que deux interconnexions supplémentaires, IFA2 et Eleclink, sont actuellement en construction. Elles porteront la capacité des interconnexions en Grande-Bretagne à 7 GW.

³² <https://www.cre.fr/content/download/17041/209395>

d'énergies renouvelables, la valeur d'une nouvelle interconnexion pourrait diminuer jusqu'à 10%. Dans le cas où les marchés de l'électricité sont découplés, la valeur d'une nouvelle interconnexion pourrait diminuer de plus de 30 %.

3.46. En juillet 2019, la CRE a publié une seconde étude³³ estimant la capacité optimale d'interconnexion électrique entre la France et la Grande-Bretagne, en supposant que le marché fonctionne et en faisant comme si le Royaume-Uni restait membre de l'UE. Les quatre scénarios de l'étude sont conçus de manière à couvrir des futurs différenciés en termes de mix de production, de demande électrique et d'environnement macroéconomique.

3.47. Ces scénarios sont basés sur les scénarios du TYNDP 2018, ainsi que sur les plans énergie-climat nationaux les plus récents en France (PPE) et en Grande-Bretagne³⁴. Dans tous les scénarios envisagés, les bénéfices restent inférieurs aux coûts moyens des projets en tenant compte des dépenses d'investissement et d'exploitation ainsi que des pertes supplémentaires résultant d'une nouvelle interconnexion.

3.48. Les bénéfices moyens dans les quatre scénarios ne sont comparables qu'à la moitié des coûts d'une nouvelle interconnexion. La CRE note que les hypothèses et les résultats de cette étude sont toujours pertinents en ce qui concerne la demande d'exemption d'AQUIND car ils fournissent une base de comparaison vis-à-vis de l'analyse d'AQUIND.

Schéma Décennal de Développement de Réseau (SDDR) 2019

3.49. Tous les deux ans, RTE estime les besoins d'investissement du réseau électrique français, en considérant au cas par cas les possibilités de développement d'interconnexions.

3.50. Dans la dernière version de son plan décennal de développement du réseau, RTE vise un doublement de la capacité d'interconnexion entre la France et ses pays voisins d'ici 2035, pour atteindre une capacité d'importation de 25 GW et une capacité d'exportation de 31 GW. En ce qui concerne la frontière entre la France et la Grande-Bretagne, l'étude conclut qu'en plus de l'interconnexion existante et des deux projets en construction, il pourrait y avoir une valeur économique pour un maximum de deux interconnexions supplémentaires, selon le scénario envisagé.

³³ <https://www.cre.fr/content/download/21153/269950>

³⁴ [Updated Energy and emissions projections 2018](#)

3.51. Par conséquent, RTE recommande que les projets entre la France et le Royaume-Uni soient considérés comme relevant d'un troisième niveau de priorité (« paquet 2 ») et que les incertitudes concernant la rentabilité économique des projets soient levées avant d'engager de nouveaux projets. En particulier, le SEW estimé pour l'interconnexion AQUIND est inférieur à ses coûts annualisés dans tous les scénarios avant 2035. A l'horizon 2035, les bénéfices sont inférieurs aux coûts dans le scénario central de RTE (PPE) et supérieurs aux coûts dans les deux autres scénarios (Ampère et Volt).

Consultation publique sur le TYNDP 2020

3.52. Le 6 novembre 2020, l'ENTSO-E a publié, pour consultation publique, une version préliminaire de son Plan paneuropéen bi-annuel de développement du réseau électriques. La consultation se termine le 4 janvier 2021. L'ensemble de documents relie et complète les plans nationaux de développement du réseau en évaluant comment les interconnexions et le stockage électriques peuvent être utilisés pour assurer la transition énergétique de manière rentable et fiable.

3.53. L'ensemble de documents présente aussi des résultats provisoires en ce qui concerne l'ACB des projets du TYNDP 2020. Les régulateurs notent que bénéfices provisoires liés à l'interconnexion AQUIND sont plus élevés que dans le TYNDP 2018. Néanmoins, ces résultats doivent encore être finalisés par l'ENTSO-E en tenant compte des réponses à la consultation publique. Ces résultats provisoires ne sont donc pas pris en compte dans le présent document. Toutefois, les régulateurs tiendront compte de ces résultats ainsi que des retours de consultation pour prendre une décision sur cette demande de dérogation.

3.54. L'étude identifie un besoin d'une capacité supplémentaire de 1,4 GW sur la base d'un réseau de référence prévu de 4 GW à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne dans le scénario NT en 2030 (les autres scénarios n'ont pas été modélisés). L'étude reconnaît qu'il existe d'autres bénéfices que le SEW, tels que l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement, ainsi que des bénéfices spécifiques à chacun des projets³⁵.

3.55. Bien que la modélisation se soit améliorée depuis la dernière version du TYNDP, l'ENTSO-E reconnaît que l'analyse des besoins du système ne prend pas en compte tous les coûts

³⁵ TYNDP 2020 Main Report: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Forconsultation/TYNDP2020_Report_forconsultation.pdf

associés aux besoins de renforcement des réseaux nationaux et aux coûts de congestion, qui seraient requis pour pouvoir augmenter la capacité d'interconnexion entre les pays. De plus, l'ENTSO-E indique que l'analyse ne tient pas compte des pertes sur les réseaux. Par conséquent, la CRE note que ceci pourrait entraîner une surestimation du besoin d'interconnexion³⁶.

Examen des hypothèses de prix des matières premières

3.56. Les scénarios d'AQUIND sont basés sur la prévision des prix des matières premières de ses consultants. Ils peuvent être comparés aux prévisions des TYNDPs, basées sur des simulations de l'ENTSO-E, et aux prévisions du World Energy Outlook (WEO), qui représentent une référence mondiale en matière de prix des matières premières. Le WEO 2019 présente trois scénarios qui explorent différents futurs possibles :

- le scénario *Current Policies* (CP) montre ce qui se passera si le monde continue à suivre sa trajectoire actuelle, sans aucun changement de politique ;
- le scénario *Stated Policies* (SP), en revanche, intègre les intentions et les objectifs politiques actuels ;
- le scénario *Sustainable Development* (SD) propose une trajectoire permettant d'atteindre pleinement les objectifs en matière d'énergie durable, ce qui nécessite des changements rapides et généralisés dans toutes les parties du système énergétique.

³⁶ TYNDP 2020 Power System Needs Study: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/IOsn2020/200810_IOsn2020mainreport_beforeconsultation.pdf

Figure 2 – Prix des matières premières : analyse d'AQUIND vs TYNDP et WEO

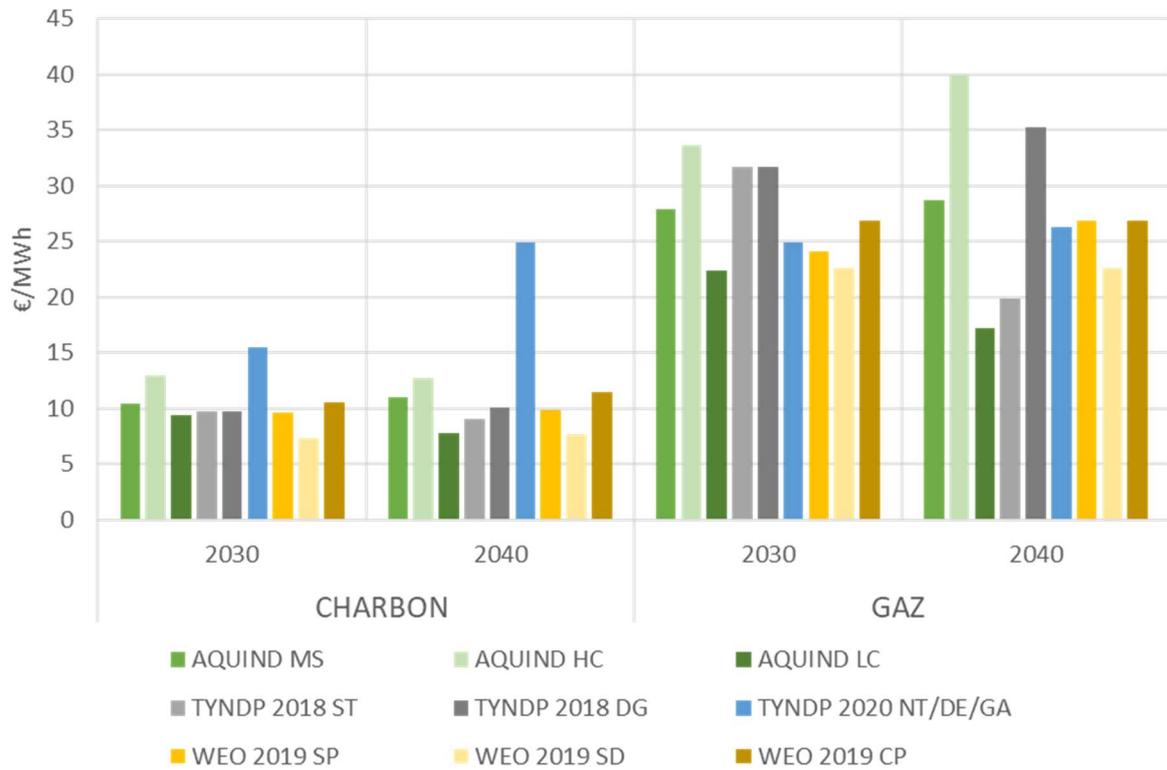
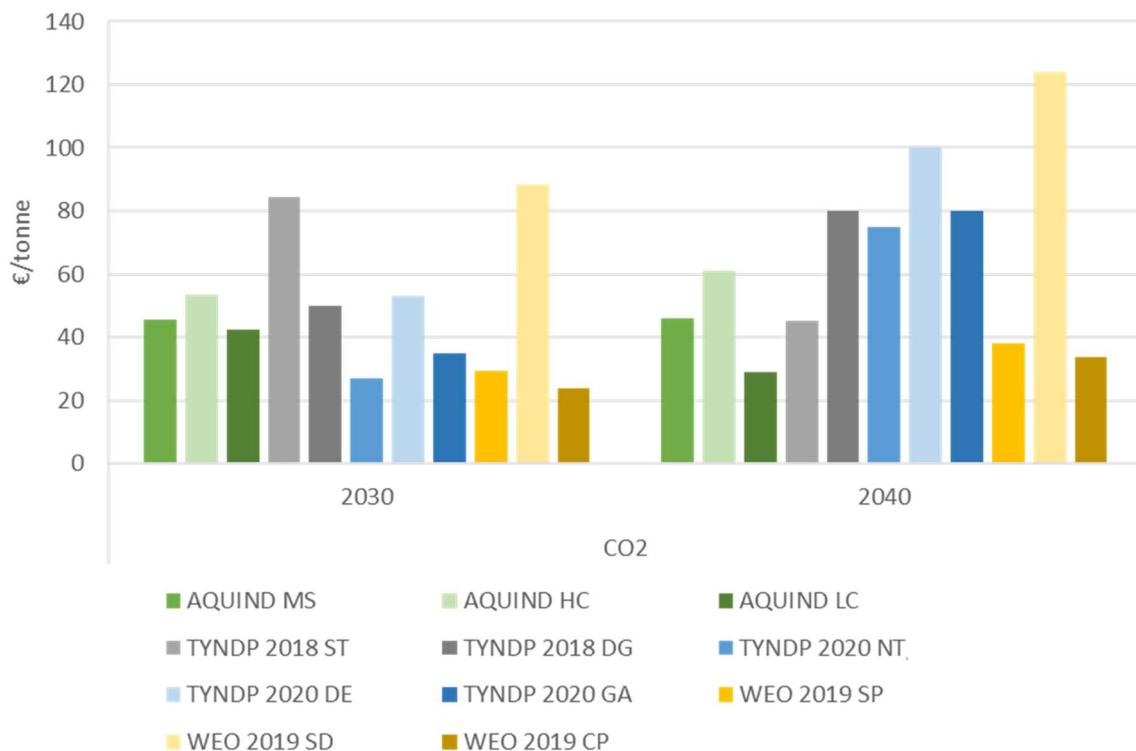


Figure 3 – Prix du CO₂ : analyse d'AQUIND vs TYNDP et WEO



3.57. En ce qui concerne le charbon et le gaz naturel, les hypothèses d'AQUIND se situent dans la fourchette haute des prévisions des autres scénarios. Cela a un impact sur les autres hypothèses et sur la rentabilité de l'interconnexion. En ce qui concerne les estimations de CO₂, les hypothèses d'AQUIND couvrent une gamme de prix relativement resserrée.

3.58. Toutefois, cela peut s'expliquer par le fait que les valeurs de prix du CO₂ les plus élevées dans le TYNDP ou dans le WEO ne sont pas basées sur les attentes du marché mais sont fixées afin d'atteindre un objectif spécifique, indépendamment du fonctionnement du marché.

3.59. Par exemple, dans le TYNDP 2018, le prix du CO₂ dans le scénario ST a été défini afin de garantir que l'électricité produite à partir du gaz soit moins chère que celle produite à partir du charbon. Dans le scénario SD du WEO, un prix du CO₂ plus élevé est supposé sans tenir compte des attentes du marché ; il est défini afin d'atteindre les objectifs de développement durable des Nations unies.

Examen des hypothèses de capacité de production électrique

3.60. Les mix de capacités des différents scénarios sont construits en fonction des objectifs de la Grande-Bretagne et de l'Europe en matière de changement climatique, ces objectifs peuvent différer selon la date de construction des scénarios.

3.61. Les consultants d'AQUIND ont déterminé la capacité de production à moyen/long terme sur la base d'une analyse de rentabilité : dans chaque scénario, ils ont déterminé le taux de rentabilité de chaque moyen de production et ont construit de nouveaux projets s'ils peuvent atteindre un taux de rentabilité seuil. Par ailleurs, ils ont fermé les moyens non rentables.

3.62. Il résulte des deux paragraphes précédents que certaines hypothèses diffèrent entre les scénarios d'AQUIND et les principaux scénarios du TYNDP 2018 :

- La capacité nucléaire en France est plus élevée dans le *Market scenario* d'AQUIND que dans le TYNDP 2018 de 50% et 20% en 2030 et 2040 respectivement. En effet, depuis l'élaboration du TYNDP 2018, les objectifs énergétiques ont changé et la réduction de la part de la production nucléaire à 50% a été reportée de 2025 à 2035. Par conséquent, les hypothèses d'AQUIND sont conformes à l'ambition du gouvernement présentée dans la dernière PPE et intégrée dans le scénario *National Trends*.
- La capacité photovoltaïque en Grande-Bretagne est plus faible dans le *Market scenario* d'AQUIND que dans le TYNDP 2018, mais légèrement plus élevée par rapport au NT du

TYNDP 2020. La capacité photovoltaïque en France est conforme à la PPE, qui est prise en compte dans NT du TYNDP 2020.

- La capacité éolienne en France est plus faible dans les scénarios d'AQUIND que dans le TYNDP 2018 et 2020, donc plus faible que la dernière PPE. En ce qui concerne la Grande-Bretagne, alors que l'éolien *onshore* est plus élevé dans le scénario d'AQUIND que dans les deux TYNDPs, le l'éolien *offshore* est nettement plus faible que dans les TYNDPs.
- Enfin, la capacité hydroélectrique en France est inférieure d'environ 25% dans le *Market scenario* d'AQUIND par rapport aux TYNDPs. En ce qui concerne l'Allemagne, la capacité hydroélectrique est inférieure de 70 % à celle des TYNDPs.

Figure 4 – Mix de capacité en France : analyse d'AQUIND vs TYNDPs

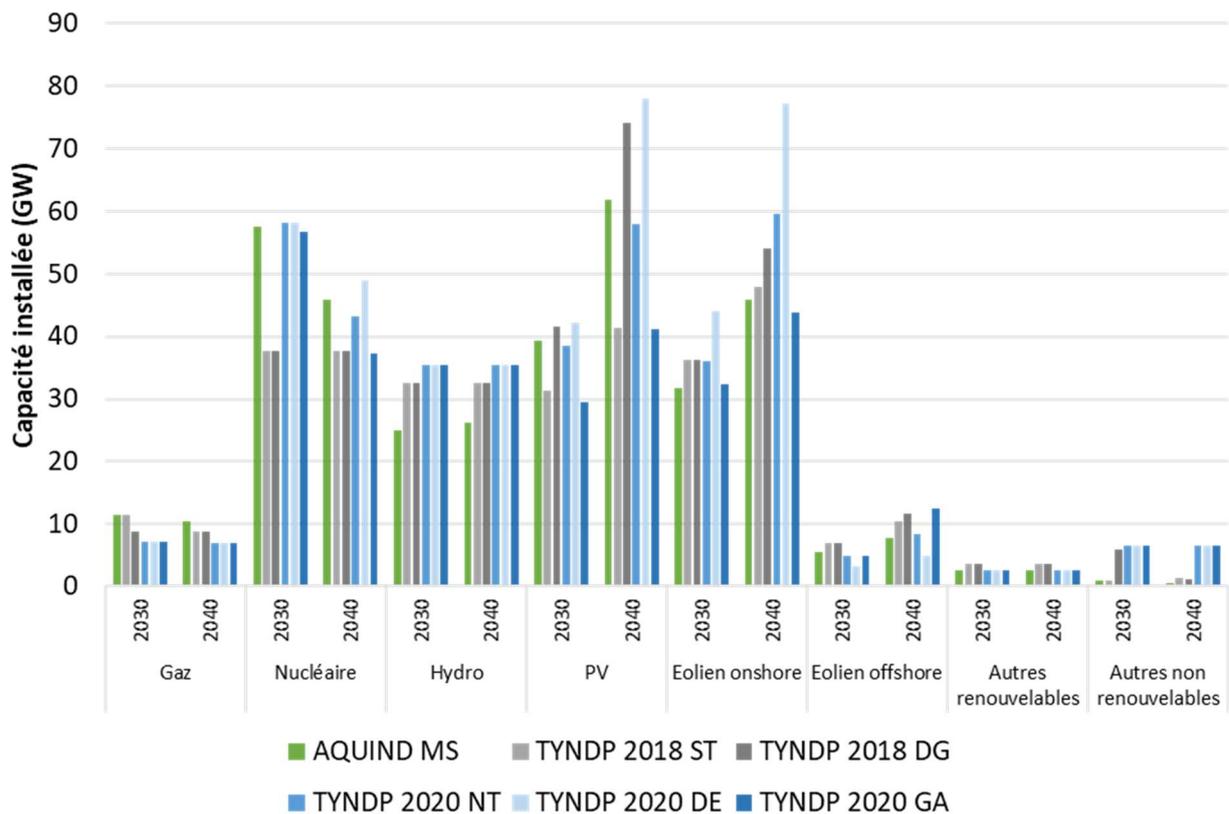
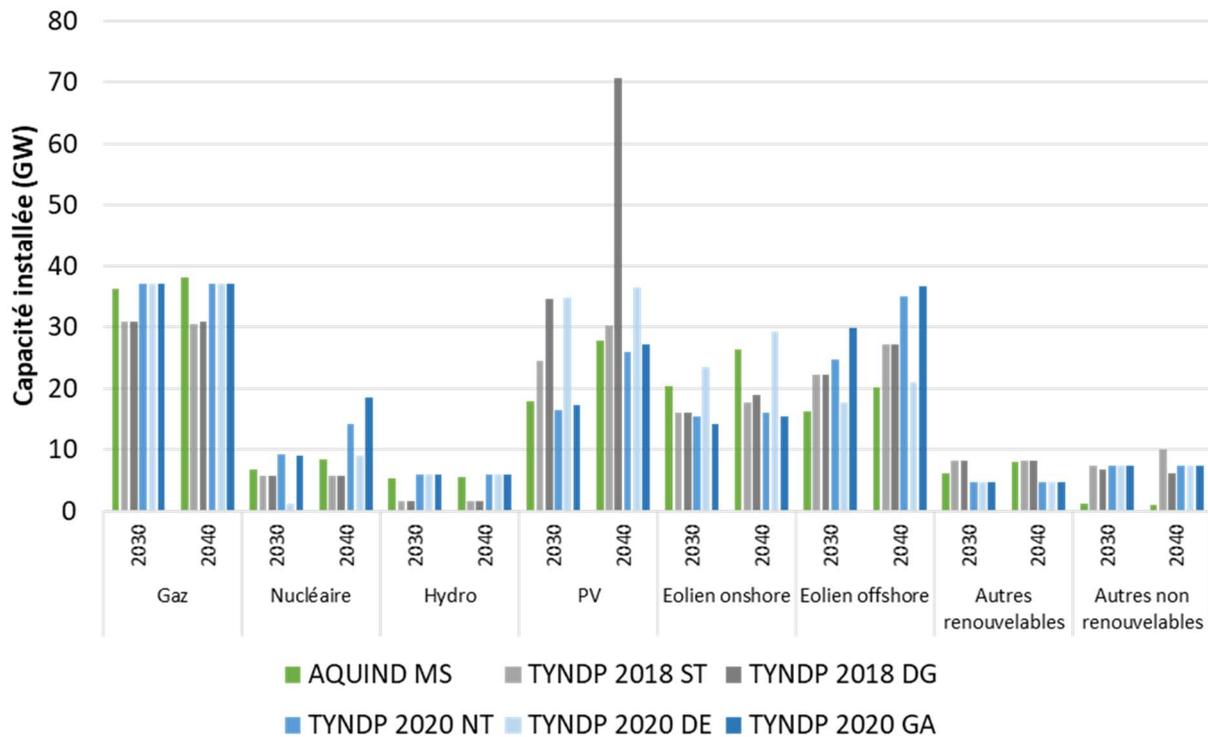


Figure 5 - Mix de capacité en Grande-Bretagne : analyse d'AQUIND vs TYNDPs



Examen des hypothèses de demande électrique

3.63. La demande d'électricité prévisionnelle est calculée en tenant compte des attentes de chaque GRT à court et à moyen terme, puis en faisant des projections en tenant compte des véhicules électriques et des pompes à chaleur.

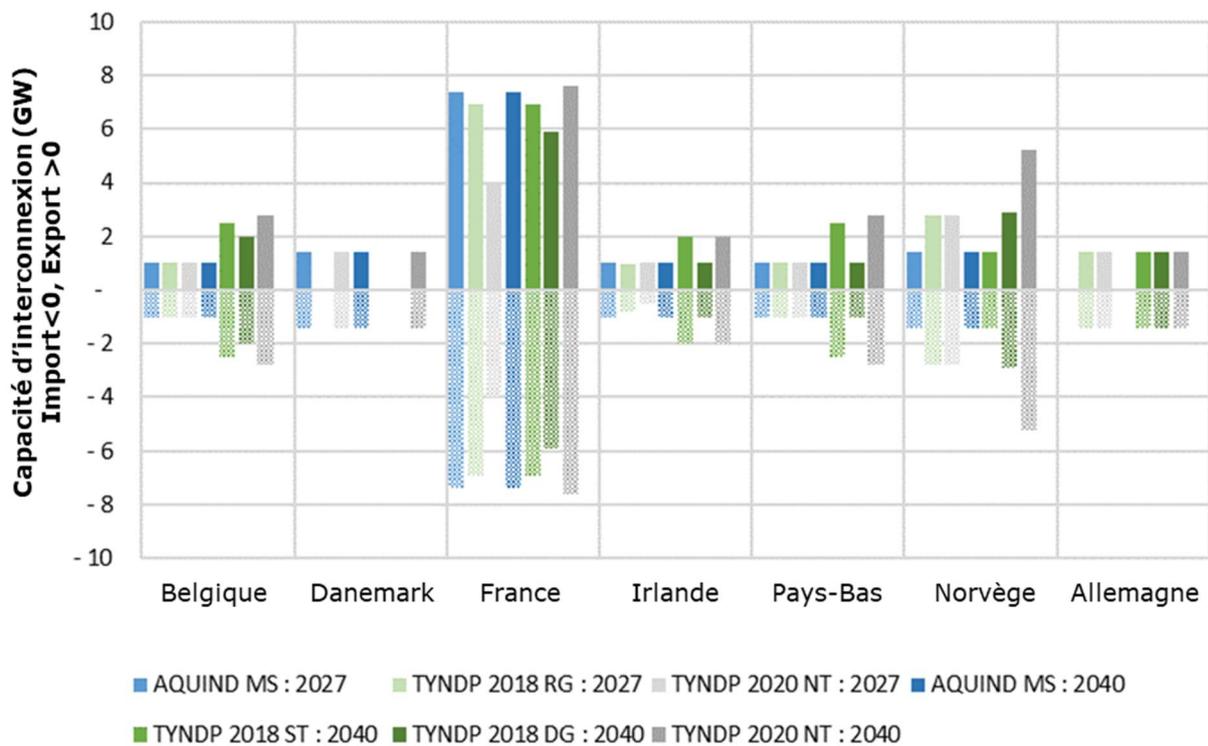
3.64. De manière générale, la demande modélisée par les consultants d'AQUIND se situe dans la fourchette supérieure du TYNDP 2018, en particulier en Grande-Bretagne. Elle est comparable aux dernières ambitions gouvernementales en France, tandis qu'en Grande-Bretagne, la demande est supérieure d'environ 11 % et 10 % par rapport au scénario *National Trends* en 2030 et 2040, respectivement.

Examen des hypothèses d'interconnexion électrique

3.65. Les consultants d'AQUIND ont des approches différentes pour modéliser les interconnexions avec la Grande-Bretagne et les interconnexions entre les autres États membres.

3.66. En ce qui concerne les interconnexions avec la Grande-Bretagne, les consultants d'AQUIND prennent comme point de départ le registre des interconnexions de National Grid et appliquent des filtres représentant les prévisions d'AQUIND quant à la viabilité des projets. Ceci se traduit par une capacité d'interconnexion inférieure à celle des TYNDPs, notamment aux frontières avec la Belgique, les Pays-Bas, la Norvège et l'Allemagne. En outre, la capacité d'interconnexion est supposée inchangée entre 2027 et 2040. Les seuls projets envisagés par les consultants d'AQUIND, en dehors des projets existants et de ceux en construction, sont une nouvelle interconnexion avec la France (1,4 GW en 2023), une première interconnexion avec le Danemark (1,4 GW en 2024) et une nouvelle interconnexion avec l'Irlande (0,5 GW en 2025).

Figure 6 – Capacité d'interconnexion avec la Grande-Bretagne : analyse d'AQUIND vs TYNDPs

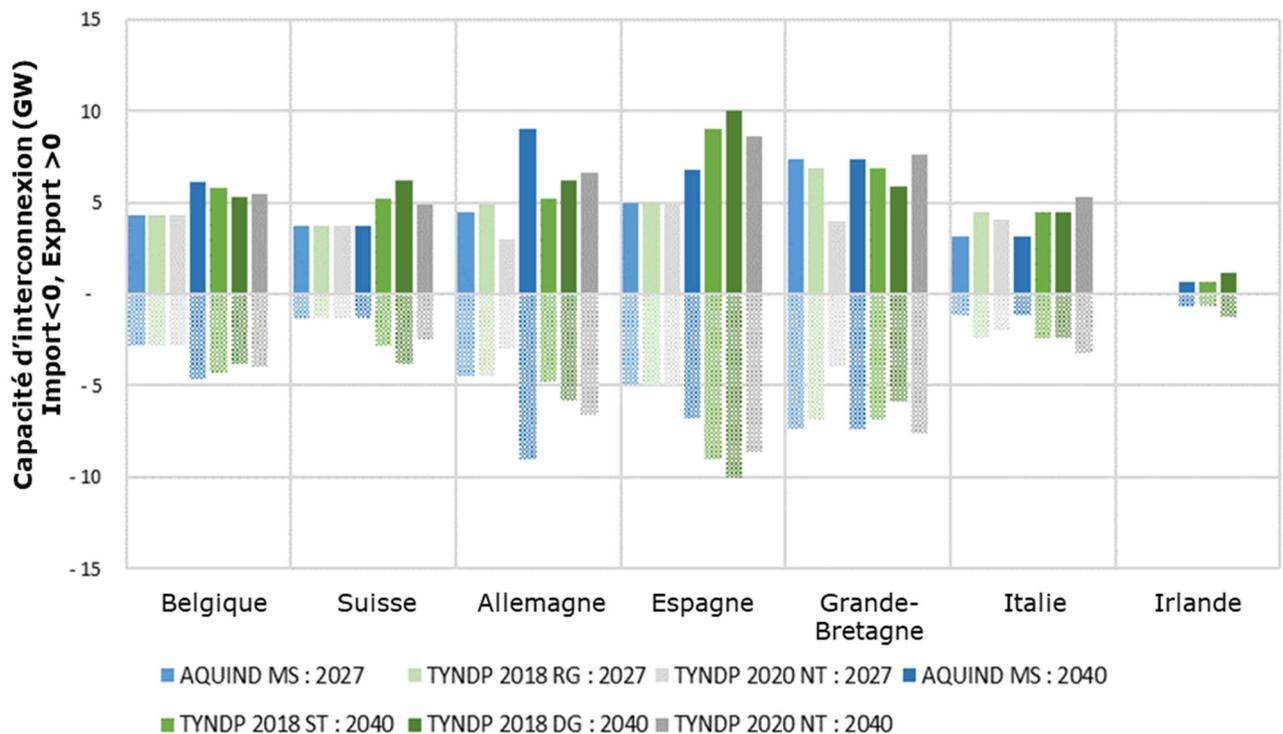


3.67. Concernant les interconnexions avec la France (à l'exception de celles avec la Grande-Bretagne), les consultants d'AQUIND utilisent le réseau de référence du TYNDP 2018 (pour 2027) pour le court terme et appliquent une approche économique basée sur leur estimation de la rentabilité des projets dans le moyen-long terme.

3.68. Ceci diffère de l'approche suivie pour estimer les niveaux d'interconnexion avec la Grande-Bretagne, car les consultants d'AQUIND ont augmenté la capacité sur certaines frontières, même s'il n'y a pas de projet spécifique identifié dans les TYNDPs à ce stade.

3.69. En outre, les coûts considérés par AQUIND excluent les renforcements de réseau. En conséquence, la capacité d'interconnexion entre la France et ses Etats voisins augmente de manière significative entre 2027 et 2040. Un des principaux écarts entre les hypothèses d'AQUIND et celles des TYNDPs est la capacité d'interconnexion avec l'Allemagne (9 GW dans le *Market scenario* d'AQUIND, entre 5,2 et 6,6 GW dans les TYNDPs).

Figure 7 - Capacité d'interconnexion avec la France : analyse d'AQUIND vs TYNDPs

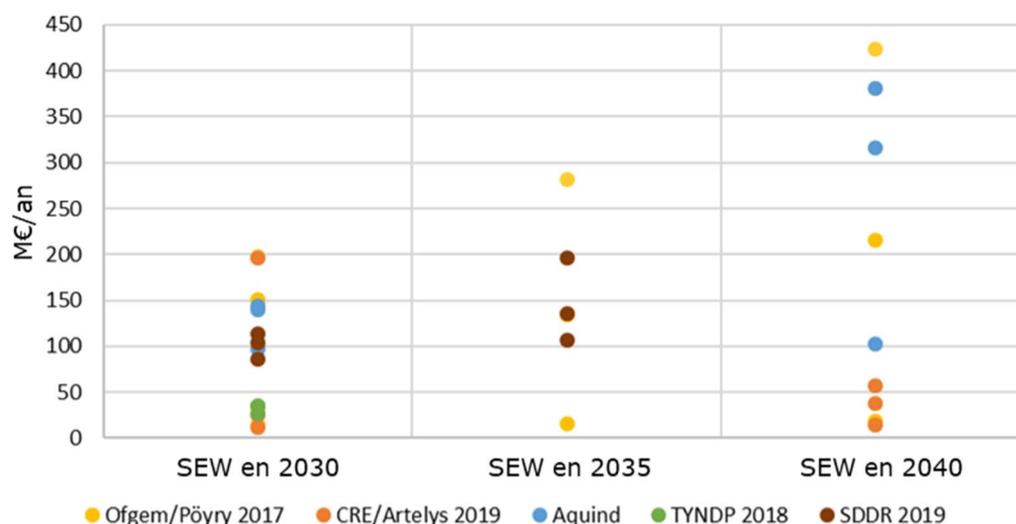


Analyse préliminaire des résultats en terme de SEW

Comparaison avec les autres études

3.70. Les résultats d'AQUIND pour 2030 se situent dans la fourchette supérieure des résultats des différentes études examinées ici, mais sont cohérents avec certains scénarios des autres études. Même s'il n'y a que peu de résultats modélisant l'année 2040, les résultats du *Market scenario* et du *High Commodities/renewables scenario* apparaissent beaucoup plus élevés que toutes les autres références récentes.

Figure 8 – Résultats en terme de SEW pour l'interconnexion AQUIND à travers les différentes études (brut de coûts)



Analyses de sensibilité

3.71. AQUIND a effectué plusieurs analyses afin d'évaluer dans quelle mesure la valeur du projet est sensible à certaines hypothèses. Étant donné la complexité des simulations utilisées pour estimer le coût des pertes électriques et de la sécurité d'approvisionnement, ces analyses de sensibilité se concentrent principalement sur le SEW.

3.72. Les analyses de sensibilité effectuées par AQUIND donnent quelques indications sur l'effet des différentes hypothèses sur les résultats finaux. Ces analyses sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 5 - SEW (brut de coûts) de l'interconnexion AQUIND dans les différentes analyses de sensibilité (M€)

	<i>Market Scenario</i>	Pas de rente de rareté	Faible développement des interconnexions	Fort développement des interconnexions	Brexit
SEW in 2030	140	163 (+16%)	158 (+13%)	112 (-20%)	149 (+6%)
SEW in 2040	316	313 (-1%)	358 (+13%)	201 (-36%)	294 (-7%)

3.73. Sans la prise en compte de la rente de rareté, la valeur de l'interconnexion reste globalement la même, mais la répartition des bénéfices est plus équilibrée entre la France et la Grande-Bretagne.

3.74. En réduisant la capacité d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne (-1,4 GW), les résultats sont plus élevés que dans le *Market scenario*. En revanche, en augmentant la capacité de la Grande-Bretagne avec la France (+1,4 GW), ainsi qu'avec la Norvège (+1,4 GW), l'Allemagne (+1,4 GW) et la Belgique (+1,4 GW), les résultats sont inférieurs à ceux du *Market scenario*.

3.75. La modélisation du Brexit par les consultants d'AQUIND est assez conservatrice par rapport à d'autres études. Les consultants d'AQUIND supposent une réduction continue de l'efficacité des échanges en raison du découplage des marchés électriques britanniques de ceux de ses voisins. Ce découplage est modélisé par un coût additionnel qui réduit l'efficacité des échanges transfrontaliers entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale.

3.76. L'étude que la CRE a menée en 2017 suggérait que la valeur d'une nouvelle interconnexion pourrait être diminuée de 10 à 30 %.

3.77. Dans le cadre d'un Brexit dit « soft », l'étude tenait compte d'un moindre développement des énergies renouvelables et d'une croissance économique plus faible en Grande-Bretagne, entraînant une réduction de 10 % des bénéfices.

3.78. Dans le cadre d'un Brexit dit « hard », les hypothèses précédentes étaient complétées par un découplage des marchés électriques britanniques de ceux des pays voisins et d'investissements supplémentaires en Grande-Bretagne pour être en mesure de garantir la sécurité d'approvisionnement de façon autonome, entraînant une réduction de 30 % des bénéfices.

Incertitudes liées au COVID

3.79. Suite à l'apparition de la COVID19, les prix des matières premières à court terme sont tombés à leur niveau le plus bas depuis 30 ans et les perspectives à long terme des prix de l'électricité ont été revues à la baisse.

3.80. L'épidémie a des répercussions majeures sur le secteur de l'énergie à court terme, mais aussi à moyen et long terme, et pourrait également avoir un impact considérable sur la demande électrique. Son impact sur les bénéfices totaux apportés par une interconnexion est

incertain. Si les prix des matières premières restent inférieurs aux prévisions à moyen terme, cela pourrait avoir un impact négatif sur les différentiels de prix entre la France et la Grande-Bretagne, et par conséquent sur les bénéfices du projet.

3.81. L'épidémie pourrait également retarder des investissements dans des moyens de production électrique, de telle sorte que les interconnexions pourraient avoir un rôle plus important en terme de sécurité d'approvisionnement.

Analyse préliminaire de l'estimation des pertes sur le réseau

Méthodologie de l'ENTSO-E

3.82. Afin de calculer l'impact sur les pertes (en unités d'énergie) attribuables à chaque projet et la monétisation correspondante, les pertes doivent être calculées dans deux simulations différentes : avec et sans le projet.

3.83. En ce qui concerne la zone géographique pertinente, l'exigence minimale consiste à utiliser un modèle de réseau régional. Un modèle régional doit inclure au moins les pays/zones pertinents pour le projet évalué, généralement les pays hôtes, leurs voisins et les pays sur lesquels le projet a un impact significatif en termes de capacité transfrontalière ou de production.

3.84. En ce qui concerne la période temporelle pertinente, un calcul sur une année complète, en décomposant en périodes suffisamment courtes (généralement une heure), permet d'être aussi proche que possible de la réalité.

3.85. Une fois les pertes (en MWh) calculées, leurs coûts peuvent être monétisés. Pour cela, le calcul doit s'appuyer sur les prix de marché qui sont tirés du coût marginal tel que donné par la simulation du marché. Plus précisément, pour un projet donné, les pertes sont calculées pour chaque pas de temps de l'année, h , et chaque zone de marché, i :

- $p'_{h,i}$ (avec le projet) et $p_{h,i}$ (sans le projet) sont les niveaux de pertes en MWh après d'éventuelles mesures de sécurisation de la situation du réseau ; et
- $s'_{h,i}$ (avec le projet) et $s_{h,i}$ (sans le projet) sont les coûts marginaux du système en €/MWh pour un pas de temps donné.

3.86. Dans la méthodologie ACB 2.0, l'impact d'un projet sur les pertes est calculé comme la somme sur h et sur i du terme $(p'_{h,i} * s'_{h,i}) - (p_{h,i} * s_{h,i})$. Dans la troisième version de la méthodologie d'analyse coûts-bénéfices de l'ENTSO-E (ACB 3.0), actuellement soumise à la Commission Européenne, la méthodologie tient compte d'un double comptage des pertes avec le calcul du SEW³⁷. En conséquence, l'impact sur les pertes est calculé comme somme sur h et sur i du terme $s'_{h,i} * (p'_{h,i} - p_{h,i})$.

Différences avec la méthodologie d'AQUIND

3.87. AQUIND a appliqué la méthodologie de la troisième version de la méthodologie d'analyse coûts-bénéfices de l'ENTSO-E en ne modélisant, toutefois, qu'un groupe restreint de pays : France, Grande-Bretagne, Allemagne, Belgique et Pays-Bas.

3.88. Les consultants d'AQUIND ont effectué une analyse de sensibilité, en incluant l'Espagne dans le modèle, et ont conclu que la variation des pertes de réseau entre les cas avec et sans l'Espagne observée était faible (moins de 10%) et comprise dans la marge d'incertitude. En comparaison, le modèle utilisé pour le TYNDP 2018 simule l'Europe dans son ensemble.

3.89. En outre, dans l'approche d'AQUIND, un réseau interne est modélisé de manière simplifiée pour la France et la Grande-Bretagne, et les autres pays sont considérés comme un seul nœud électrique. Par conséquent, le modèle d'AQUIND peut ne pas être en mesure de saisir l'impact de l'interconnexion sur les pertes dans les réseaux internes.

3.90. Après avoir appliqué la méthodologie de l'ENTSO-E pour estimer la variation des pertes de réseau dues à l'interconnexion AQUIND, une étape finale a été ajoutée pour mieux aligner l'estimation des pertes de réseau sur l'estimation du SEW.

3.91. Comme les pertes de réseau et le SEW sont calculés à partir de deux modèles différents, le flux annuel à travers la frontière entre la Grande-Bretagne et la France diffère entre les deux modèles. AQUIND a réduit l'impact sur les pertes de réseau d'un ratio correspondant à la diminution du flux annuel entre le modèle du SEW et le modèle des pertes (64% pour le *Market*

³⁷ L'ENTSO-E reconnaît que les résultats finaux en termes de pertes sur le réseau du TYNDP18 ont, pour certains projets, été fortement influencés par la différence de granularité des variables d'entrée ou par la sensibilité des projets aux conditions climatiques, et recommande d'utiliser les résultats du calcul des pertes avec prudence.

scenario). Les régulateurs notent que bien que l'intention d'AQUIND soit compréhensible, cette approche peut être simpliste.

Comparaison des résultats

3.92. Avant de prendre en compte la troisième version de la méthodologie de l'ENTSO-E (afin d'éviter l'effet de double comptage), l'augmentation des pertes de réseau est estimée à 19 millions d'euros par an dans le *Market scenario* d'AQUIND, ce qui est considérablement inférieur aux estimations du TYNDP 2018.

3.93. AQUIND explique cette différence en mettant en avant la possible surestimation de la monétisation des pertes du TYNDP 2018 et la variabilité de l'impact des pertes de réseau en fonction de différents paramètres.

3.94. Comme expliqué dans la section précédente, la méthodologie d'AQUIND comporte d'importantes simplifications et diffère de celle du TYNDP. Ainsi, les résultats ne sont pas cohérents avec ceux du TYNDP 2018 - plus élevés dans certains scénarios, plus bas dans d'autres, sensiblement plus bas en moyenne en 2030.

Tableau 6 – Augmentation des pertes de réseau (million d'euros par an)

	Scénarios du TYNDP 2018				Scénarios d'AQUIND		
	2025 BE	2030 DG	2030 ST	2030 EUCCO	2030 MS	2030 HC	2030 LC
TYNDP 2018 (ACB 2.0)	16	108	22	48			
Calcul d'AQUIND (ACB 2.0)	60	32	33	3	19	9	42
Calcul d'AQUIND (ACB 3.0)	17	25	26	-2	24	22	25
Calcul final d'AQUIND (après re-traitement)					15	11	17

3.95. L'application de la méthodologie de l'ACB 3.0 du projet semble pertinente pour éviter l'effet de double comptage avec le SEW.

3.96. L'étape finale de re-traitement d'AQUIND met en évidence les différences entre l'approche basée sur le marché utilisée pour calculer le SEW et l'approche basée sur un modèle de réseau utilisée pour calculer les pertes. De plus, l'utilisation des flux à travers l'interconnexion AQUIND comme proxy des pertes totales du système générées par AQUIND en Grande-Bretagne, en France et à travers l'Europe peut aboutir à des résultats disproportionnés. En effet, la variation des pertes sur le réseau européen n'est pas nécessairement proportionnelle aux flux à travers l'interconnexion AQUIND.

Analyse préliminaire de l'estimation des bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement

3.97. Comme décrit aux paragraphes 3.14 à 3.17, AQUIND a suivi la méthodologie du TYNDP 2018 en ce qui concerne l'estimation des bénéfices en termes d'amélioration de l'adéquation des ressources.

3.98. La CRE note que cette méthodologie consiste principalement en une réadaptation des mix de capacités dans les différents pays afin de se conformer aux critères nationaux de sécurité d'approvisionnement (SoS). En conséquence, les économies de coûts de combustibles (SEW) et les bénéfices en termes de sécurité d'approvisionnement sont estimés sur la base de d'hypothèses différentes, ce qui pourrait entraîner des problèmes de cohérence avec les estimations nationales de la sécurité d'approvisionnement. Les régulateurs prennent note des limites de la méthodologie telles que soulignées par l'ACER³⁸.

3.99. Les régulateurs notent que le modèle d'AQUIND n'inclut pas certains des principaux voisins des deux pays hôtes (Espagne, Italie, Suisse, Irlande). Les interconnexions avec ces pays contribuent de manière significative à la sécurité d'approvisionnement en France et en Grande-Bretagne, mais aucun échange n'est pris en compte entre les pays inclus et non inclus dans le modèle. Comme les autres pays ont un effet positif sur la sécurité d'approvisionnement des pays hôtes, le modèle AQUIND peut ne pas être en mesure d'estimer correctement la sécurité d'approvisionnement fournie par l'interconnexion AQUIND.

38

https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%202011-2019%20on%20the%20ENTSO-E%20draft%20Ten-Year%20Network%20Development%20Plan%202018.pdf

3.100. En raison des différences méthodologiques et de la portée géographique limitée de l'étude, les résultats varient considérablement. Les régulateurs notent également que la valeur élevée estimée en 2025 a un impact considérable sur l'ACB, car c'est la seule valeur estimée pour l'année 2025 et, en tant que telle, elle est utilisée dans tous les autres scénarios comme point de départ. En effet, la méthode d'actualisation donne plus d'importance au court terme qu'au long terme.

3.101. En ce qui concerne les calculs de SoS du TYNDP 2018, la contribution de l'interconnexion AQUIND à la réduction de l'énergie non distribuée³⁹ a été considérée comme nulle dans tous les scénarios aux échéances de 2030 et 2040⁴⁰. Dans la modélisation d'AQUIND, les valeurs estimées sont d'autant plus incertaines qu'elles diffèrent sensiblement des valeurs de référence du TYNDP.

Tableau 7 – Calcul de la SoS : analyse d'AQUIND

	2025 BE	2030 DG	2030 ST	2030 EU CO	2030 MS	2030 HC	2030 LC
TYNDP 2018 (MWh/an)	0	0	0	0			
Calcul d'AQUIND (MWh/an)	6615	501	2539	191	1353	0	5833
Calcul d'AQUIND (m€/an)	66	5	25	2	14	0	58
Calcul final d'AQUIND (après re-traitement, en m€/an)					9	0	39

3.102. Comme pour le calcul des pertes, l'étape finale de re-traitement met en évidence les l'approche basée sur le marché utilisée pour calculer le SEW et l'approche basée sur un modèle de réseau utilisée pour calculer la SoS.

³⁹ B6. SoS - indicateur d'adéquation à la demande.

⁴⁰ Les régulateurs notent que dans la demande de dérogation, les consultants d'AQUIND se réfèrent à des valeurs de SoS issues d'une version projet du TYNDP 2018. Ces valeurs étaient 15 m€ pour BE 2025, 57 m€ pour ST 2030, 27 m€ pour DG 2030, et 0 m€ pour 2030 EU CO.

Analyse préliminaire des coûts

3.103. En ce qui concerne les coûts, AQUIND a inclus les CAPEX, les OPEX et les coûts de développement (« DEVEX ») sur la base des engagements des fournisseurs potentiels. Étant donné que le démantèlement se situe bien au-delà de l'horizon temporel du régime réglementaire, les coûts de démantèlement ne sont pas inclus dans l'ACB d'AQUIND, conformément à la méthodologie ACB 2.0 de l'ENTSO-E.

3.104. Les coûts de renouvellement ne sont pas non plus inclus dans l'ACB d'AQUIND. Néanmoins, les régulateurs notent que ceux-ci sont considérés comme des dépenses d'investissement dans la méthodologie ACB 2.0 et devraient être inclus dans l'ACB. Néanmoins, les régulateurs notent que ces coûts ne représentent qu'une faible proportion du coût total du projet.

3.105. Les coûts d'investissement communiqués par AQUIND sont estimés à 1 426 millions d'euros. Selon AQUIND, la proportion du projet qui sera située sur le territoire français (y compris à terre et dans les eaux territoriales françaises) est de 32%. Le reste des coûts est soit situé sur le territoire britannique (41%), soit situé dans les eaux maritimes entre les deux territoires (27%). Les coûts d'exploitation et d'entretien sont estimés à 14,2 millions d'euros par an.

3.106. Les coûts de congestion et le renforcement du réseau n'ont pas été monétisés dans l'ACB d'AQUIND, bien qu'ils puissent être importants. En France, l'analyse de RTE conduite en 2017 montre que les coûts de congestion causés par AQUIND pourraient atteindre entre 20 et 40 millions d'euros par an. AQUIND considère que les coûts de congestion en France peuvent être rendus nuls si RTE investit dans le réseau pour atténuer les contraintes. Selon eux, cette option serait plus rentable car elle coûterait 47 millions d'euros de renforcement du réseau (en une seule fois). Les régulateurs prendront également en considération les coûts de congestion potentiels en Grande-Bretagne dans leur évaluation finale.

Résumé des résultats des ACB

3.107. L'analyse d'AQUIND met en évidence des bénéfices importants pour le projet dans tous les scénarios en Europe dans son ensemble, et en particulier en France. Les régulateurs notent que, en comparaison, les résultats du TYNDP 2018 pour le SEW et les pertes sur le réseau entraîneraient des bénéfices moindres qui ne compensent pas les coûts estimés du projet.

3.108. Dans leur analyse préliminaire, les régulateurs ont comparé les résultats de SEW des différentes études aux coûts et autres bénéfices du projet.

Tableau 8 - Comparaison des différents bénéfices monétisables (m€/an)

	AQUIND	TYNDP 2018	CRE/Artelys 2019	SDDR 2019	Ofgem/Pöyry 2017
Coûts annualisés	-114 ⁴¹				
SEW (moyenne des différents scénarios)	175	28	47	118	152
Pertes	-14	-59 (moyenne des scénarios du TYNDP 2018)			
Sécurité d'approvisionnement	16	0 (moyenne des scénarios du TYNDP 2018)			
Total	62	-146	-127	-55	18
Coûts de congestion	0	-30 (moyenne du minimum et du maximum selon RTE)			
Total avec coûts de congestion	62	-176	-156	-85	-12

3.109. Ces résultats ne tiennent pas compte de l'impact du Brexit, qui pourrait réduire les bénéfices du projet entre 5% (estimation d'AQUIND) et 30% (estimation de la CRE dans le cas d'un « hard Brexit »).

⁴¹ Les régulateurs notent que ces coûts sont supportés par les porteurs de projet et non par les utilisateurs des réseaux français et britanniques. En Grande-Bretagne, si un régime « *Cap and floor* » est accordé au projet, certains des coûts indiqués pourraient être couverts par les consommateurs britanniques si les revenus du projet sont inférieurs au plancher. En France, ce risque ne se matérialise pas dans le cadre d'une dérogation. Inversement, une partie des bénéfices en terme de SEW ne bénéficiera pas aux utilisateurs français et britanniques du réseau, car AQUIND les conservera pour couvrir les coûts et la rentabilité attendue du projet. La ligne totale regroupe l'impact du projet pour AQUIND et pour le système électrique européen.

4. Analyse préliminaire de la demande de dérogation

Résumé du chapitre

Ce chapitre résume les informations présentées par AQUIND pour démontrer comment sa demande de dérogation remplit les six conditions prévues à l'article 63, paragraphe 1, du Règlement. Il présente également l'analyse préliminaire des régulateurs à ce sujet.

4.1. Tout au long de cette section, les régulateurs se réfèrent au document de travail de la Commission européenne sur le processus de dérogation⁴². La CRE et l'Ofgem reconnaissent que ce document est, sur certains points, dépassé. Il s'agit toutefois des orientations les plus récentes sur le processus de dérogation publiées par une institution européenne compétente. Les régulateurs estiment donc qu'il est toujours pertinent pour les demandes de dérogation et qu'il sera ainsi utilisé pour étayer leur analyse.

Condition (a) : l'investissement doit accroître la concurrence en matière de fourniture d'électricité

4.2. AQUIND considère que la nouvelle interconnexion augmentera (i) les volumes d'électricité échangés, (ii) la concurrence dans la fourniture de capacité sur les marchés de capacité en Grande-Bretagne et en France, et (iii) le nombre de fournisseurs de capacité transfrontalière entre la Grande-Bretagne et la France.

4.3. AQUIND a l'intention d'allouer toutes les capacités sur la base des mécanismes et des règles d'allocation en vigueur. Par conséquent, AQUIND fait valoir que l'augmentation de la capacité transfrontalière entre la France et la Grande-Bretagne n'aura pas d'impact négatif sur la concurrence à cet égard.

⁴² Commission staff working document on Article 22 of Directive 2003/55/EC concerning common rules for the internal market in natural gas and Article 7 of Regulation (EC) No 1228/2003 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in Electricity : https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/sec_2009-642.pdf

4.4. En ce qui concerne la concentration de marché, AQUIND a appliqué deux méthodes d'analyse de la concurrence pour évaluer l'effet du projet sur la concurrence : le *Herfindahl-Hirschman Index* (HHI) et le *Residual Supplier Index* (RSI).

Résultats de l'analyse HHI

4.5. Le HHI mesure la concentration du marché pertinent à un moment donné en calculant la somme des parts de marché au carré de tous les participants dans le marché. L'analyse du HHI peut être lue comme suit :

- une valeur de HHI inférieure à 1000 suggère un marché non-concentré et hautement concurrentiel ;
- une valeur de HHI entre 1000 and 1800 indique un marché moyennement concentré ;
- une valeur de HHI supérieure à 1800 indique un marché fortement concentré.

4.6. AQUIND estime le HHI moyen de la production française en 2015 à 8131 avant exportation⁴³. Avec l'interconnexion AQUIND, AQUIND estime que le HHI moyen se réduira légèrement à 8040. Sur la base de ce résultat, AQUIND conclut que l'impact des flux d'interconnexion sur la production annuelle totale française est négligeable.

4.7. De manière similaire, l'analyse d'AQUIND conclut que l'introduction d'une interconnexion supplémentaire aurait un impact limité sur la concentration du marché de la production en Grande-Bretagne. L'analyse conduit à une modification du HHI de 1267 à 1278.

Résultats de l'analyse RSI

4.8. L'analyse RSI se concentre sur la position des plus grands fournisseurs sur les marchés britannique et français et examine si AQUIND va accroître leur influence sur les prix de marché.

⁴³ AQUIND considère d'abord la concentration du marché en Grande-Bretagne et en France sans tenir compte des importations et des exportations. Ensuite, ils introduisent une interconnexion théorique, basée sur le profil de flux pour 2015 de l'interconnexion IFA, pour évaluer l'impact d'une nouvelle interconnexion sur la concentration du marché en Grande-Bretagne et en France.

4.9. AQUIND note que l'attribution de la capacité de l'interconnexion AQUIND pourrait influencer le résultat de l'analyse RSI. Son analyse du RSI est donc menée selon trois scénarios, pour lesquels des parts différentes de la capacité d'interconnexion sont allouées à EDF - le fournisseur ayant la plus grande part de marché sur les deux marchés. Plus de détails sont fournis dans la pièce 2 du dossier d'AQUIND.

4.10. AQUIND conclut que l'impact de l'interconnexion AQUIND sur la concurrence en terme de fourniture en France est minime pour deux raisons. Premièrement, les importations en France sont peu fréquentes, car les prix de l'électricité sont généralement plus élevés en Grande-Bretagne. Deuxièmement, la part de marché d'EDF est déjà considérable, de sorte que l'impact de l'interconnexion supplémentaire est relativement faible.

4.11. L'analyse RSI met en évidence un impact plus important de l'interconnexion AQUIND sur le marché britannique qu'en France, étant donné la part plus faible de la capacité de production actuellement détenue par EDF en Grande-Bretagne. L'analyse montre que l'ajout de 2 GW de capacité d'interconnexion améliorerait le RSI lorsque EDF se voit attribuer 20 % de la capacité d'interconnexion. Au contraire, AQUIND indique que si une part élevée de la capacité d'interconnexion est attribuée à EDF, cela augmenterait le pouvoir de marché d'EDF en Grande-Bretagne.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.12. D'une manière générale, une nouvelle interconnexion est susceptible de générer des effets positifs en termes de concurrence. En particulier, elle crée des possibilités d'échanges entre les marchés de l'électricité reliés et peut donc accroître la liquidité de ces marchés.

4.13. En pratique, les analyses d'AQUIND sur la concentration du marché, utilisant les méthodologies HHI et RSI, mettent en évidence un effet marginal de la capacité d'interconnexion supplémentaire sur la concurrence. Ces analyses se focalisent sur les marchés en Grande-Bretagne et en France, que les régulateurs considèrent comme les marchés pertinents pour l'analyse de la concurrence.

4.14. En ce qui concerne la concurrence accrue sur les marchés des capacités, AQUIND ne prend en considération que le marché des capacités en Grande-Bretagne, sur lequel l'interconnexion élargira le nombre de participants. AQUIND ne fournit pas d'analyse quantitative pour estimer l'effet de l'interconnexion sur ce marché. De ce fait, selon l'analyse préliminaire des régulateurs, l'interconnexion AQUIND n'aurait qu'un impact marginal sur la concurrence dans la fourniture d'électricité, cet impact étant probablement positif.

Question 5 : Estimez-vous que l'investissement proposé par AQUIND accroît la concurrence en matière de fourniture d'électricité et remplit donc la condition (a) ?

Condition (b) : le degré de risque associé à l'investissement est tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée

4.15. L'analyse de la satisfaction de cette condition est double. Premièrement, en vertu de l'Article 63, paragraphe 1, point b), du Règlement, AQUIND doit démontrer que le risque lié au projet est tel que l'investissement n'aurait pas lieu si l'exemption n'était pas accordée.

4.16. Par ailleurs, les régulateurs notent que l'étendue de la dérogation et sa durée doivent être proportionnées au risque encouru par les promoteurs.

4.17. Dans sa demande d'exemption, AQUIND fait référence à différents types de risques qui justifieraient une dérogation, à savoir :

- L'incertitude sur les revenus liée i) à la concurrence avec d'autres projets, qui influe sur les prix de marché en France et en Grande-Bretagne, ii) aux risques macroéconomiques et politiques (y compris Brexit) et iii) au risque de restriction de la capacité ;
- Le risque de construction lié à la taille et à la complexité technique du projet ;
- Les restrictions dans la législation française interdisant à toute entité autre que RTE de développer, construire et exploiter des interconnexions régulées.

Niveau de risqué associé à l'investissement

4.18. AQUIND indique que le niveau de risque attaché à l'interconnexion AQUIND est lié à l'incertitude concernant à la fois les coûts du projet et les revenus qu'il est censé générer.

4.19. AQUIND considère que le projet est particulièrement risqué en raison des travaux en mer et des coûts d'exploitation inhérents aux grands projets d'infrastructure. AQUIND déclare que la taille et la configuration du projet augmentent sa complexité technique, ce qui entraîne des risques de dépassement des coûts.

4.20. En ce qui concerne le risque lié aux recettes, AQUIND distingue différentes sources d'incertitude :

- L'interconnexion AQUIND sera confrontée à la concurrence directe d'autres projets - en plus des interconnexions déjà mises en service ou en construction (IFA, IFA2 et ElecLink), deux autres projets (FABLink et GridLink) sont à l'étude, ce qui pourrait réduire le différentiel de prix entre la Grande-Bretagne et la France et donc les revenus attendus par AQUIND.
- Volatilité des prix de marché - les trois scénarios modélisés par AQUIND (*Market Scenario, Low Commodities, High Commodities/Renewables*) décrivent des évolutions différentes des prix sur les marchés de gros de l'électricité en France et en Grande-Bretagne, ce qui apporte de l'incertitude quant aux revenus d'arbitrage pour AQUIND.
- Risque macroéconomique et politique - les décisions gouvernementales et réglementaires (soutien du prix du carbone, marchés des capacités, taux de change, taux d'intérêt, etc.) ont un impact important sur les marchés de gros de l'électricité en Grande-Bretagne, en France et dans l'ensemble de l'Europe, ce qui s'ajoute à d'autres risques imprévisibles (Covid-19 par exemple).
- Risque d'exploitation, de raccordement et de restriction de la capacité - entre 2024 et 2029, selon les termes de son offre de raccordement en Grande-Bretagne, la capacité sera « non ferme », ce qui signifie que National Grid peut limiter la capacité d'exportation et d'importation disponible d'AQUIND si nécessaire, sans compensation.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.21. Généralement, les nouveaux investissements en infrastructures sont confrontés à deux risques principaux : le risque de non-utilisation de l'investissement et le risque de modification des coûts et/ou des recettes à l'avenir. Étant donné la liquidité des marchés de l'électricité en Grande-Bretagne et en France, le risque de non-utilisation de l'investissement est relativement marginal. Par conséquent, les régulateurs estiment que l'évaluation de cette demande de dérogation au titre de la condition (b) devrait se concentrer sur l'incertitude concernant les coûts et les recettes.

4.22. Dans le chapitre 3 de la présente consultation, un certain nombre d'études sont examinées et montrent résultats diversifiés, notamment en termes de SEW. Néanmoins, dans

tous les scénarios et analyses de sensibilité de l'ACB d'AQUIND, les recettes du projet dépassent les coûts.

4.23. Les incertitudes liées aux conséquences de Brexit pourraient être un facteur important de risque supporté par AQUIND. En effet, l'étude que la CRE a menée en 2017, telle que décrite aux paragraphes 3.44 à 3.45, suggère que la valeur d'une nouvelle interconnexion pourrait être diminuée de 10 à 30%.

4.24. Néanmoins, même avec une diminution de 30% des revenus dans le cadre du *Market scenario* d'AQUIND, AQUIND serait toujours en mesure de couvrir les coûts du projet. Les régulateurs notent également que dans son analyse de l'impact du Brexit, AQUIND estime que les revenus du projet seraient légèrement plus élevés que dans le *Market Scenario*.

4.25. Les régulateurs notent que les analyses économique et financière d'AQUIND ne démontrent pas un risque considérable de changement des coûts et/ou des recettes dans le futur.

4.26. Les régulateurs notent également la situation spécifique de la frontière franco-britannique, où différents projets sont proposés en parallèle. Ce point est également examiné en relation avec le critère (f) dans le présent document.

4.27. Le risque plus important de l'interconnexion AQUIND pourrait être justifié par la taille et la configuration du projet ou par la concurrence des autres projets en cours de développement, s'ils sont construits.

4.28. Au moment de la décision, les régulateurs prendront en compte l'avancement et la maturité des projets régulés à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne afin d'évaluer le risque encouru par AQUIND et les interactions entre les différents projets.

4.29. Les régulateurs notent que, comme le reconnaît AQUIND, la partie régulée du projet (par exemple dans le cadre d'un régime « *Cap and Floor* »⁴⁴) devrait garantir à AQUIND de la

⁴⁴ L'Ofgem note que ce point est conditionné à une candidature et à une décision favorable dans le cadre du régime « *Cap and floor* ».

certitude vis-à-vis des revenus que l'interconnexion est susceptible de toucher. Toutefois, AQUIND pourrait toujours porter un risque lié aux revenus qui ne sont pas régulés.

Question 6 : Estimez-vous que le degré de risque associé au projet d'AQUIND est tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée et qu'il remplit donc la condition (b) de l'article 63 ?

Question 7 : En particulier, considérez-vous que les autres projets en cours de développement à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne constituent un risque significatif pour AQUIND ?

Voies réglementaires pour le projet

4.30. AQUIND indique qu'une dérogation est la seule voie réglementaire dont il dispose actuellement pour construire et exploiter l'interconnexion en France.

4.31. AQUIND n'a pas été inclus dans la quatrième liste des projets d'intérêt commun de l'Union (PIC), publiée au Journal officiel de l'Union européenne le 11 mars 2020⁴⁵. Cela empêche AQUIND de demander un régime régulé dans le cadre du mécanisme d'allocation transfrontalière des coûts décrit à l'article 12 du règlement infrastructure, qui est réservé exclusivement aux PCI.

4.32. En outre, la législation française ne prévoit pas de régime spécifique pour le développement, la construction et l'exploitation des interconnexions exploitées par des investisseurs privés.

4.33. Ainsi, AQUIND considère qu'il n'y a pas d'alternative pour que le projet puisse bénéficier d'un régime régulé en France. Par conséquent, AQUIND déclare qu'une exemption est nécessaire pour qu'il puisse développer et exploiter l'interconnexion AQUIND en France.

4.34. Compte tenu de ce qui précède, AQUIND demande une dérogation partielle pour permettre au projet de se développer en France. Les promoteurs considèrent que l'étendue de la dérogation est proportionnée en ce qu'elle couvre uniquement le territoire français, c'est-à-

⁴⁵ Pour plus d'informations : <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ%3AL%3A2020%3A074%3ATOC>

dire la partie terrestre et la partie du câble sous-marin dans les eaux territoriales françaises, et uniquement en ce qui concerne l'utilisation des recettes.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.35. Généralement, les principaux risques supportés par un projet d'interconnexion sont le risque de non-utilisation de l'investissement et le risque de modification des coûts et/ou des recettes à l'avenir. Néanmoins, un des risques mis en évidence par AQUIND est l'absence de dispositif réglementaire alternatif dans le droit français compte tenu de sa situation.

4.36. Au moment de leur publication, les orientations de la Commission européenne n'anticipaient pas l'indisponibilité d'un régime régulé comme un risque à prendre en compte dans l'évaluation du critère (b) du Règlement. Cependant, dans sa décision publiée en juin 2018⁴⁶ sur la première demande de dérogation d'AQUIND, l'ACER indique que l'évaluation du niveau de risque supporté par AQUIND à ce moment aurait dû également inclure une évaluation de la disponibilité d'un régime régulé (avec un soutien financier).

4.37. Cela étant, les régulateurs notent que, si la chambre de recours de l'ACER a initialement confirmé cette décision, cette décision de la chambre de recours a été annulée par la CJUE le 18 novembre 2020. Les régulateurs reconnaissent donc les limites potentielles du précédent créé par la décision de l'ACER de juin 2018 et tiennent compte de l'arrêt récent de la CJUE. Le texte complet de cet arrêt est disponible sur le site de la Cour⁴⁷.

4.38. En conclusion, les régulateurs reconnaissent qu'AQUIND n'est pas éligible à l'article 12 du règlement infrastructure et qu'il n'y a pas de voie régulée spécifique pour les investisseurs privés dans la législation française. Les régulateurs devront examiner le degré de risque global du projet afin d'évaluer le respect de la condition (b).

⁴⁶

https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2005-2018%20on%20AQUIND.pdf

⁴⁷ [Arrêt du Tribunal de l'Union européenne \(2ème chambre\) du 18 novembre 2020 "Aquind Ltd c/ Agence de l'Union européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie \(ACER\)" \(T-735/18\)](#)

Question 8 : Estimez-vous que l'inéligibilité à l'article 12 du règlement infrastructure, ainsi que l'absence de voie régulée spécifique pour les investisseurs privés dans la législation française, permettent de satisfaire la condition (b) ?

Mécanisme de partage des profits

4.39. AQUIND propose qu'un mécanisme de partage des profits soit appliqué afin de garantir que tout bien-être supplémentaire attribuable à la partie exemptée du projet soit correctement réparti entre les investisseurs et les utilisateurs de réseau français. La proposition initiale d'AQUIND était la suivante : si la valeur actuelle des profits liés à la partie exemptée du projet, actualisés à un taux nominal de [confidentiel], est positive, alors 50 % de ces profits seraient transférés d'AQUIND à RTE (et donc aux utilisateurs du réseau français).

4.40. AQUIND indique que le but de ce mécanisme n'est pas de compenser quiconque pour le fait de l'existence d'AQUIND et ne devrait pas fonctionner comme un plafond sur les profits ou les revenus.

4.41. En réponse à la demande d'informations complémentaires par les régulateurs, AQUIND a revu les différents paramètres financiers du projet et a modifié la proposition initiale de mécanisme de partage des profits. AQUIND propose différentes variantes de mécanismes de partage des profits, toutes basées sur l'hypothèse que tout partage des revenus ne commence qu'après le remboursement de l'investissement initial de la partie exemptée du projet, après actualisation. Ces mécanismes diffèrent en fonction de la base de calcul du seuil, celui-ci pourrait s'appliquer :

- au Taux de Rendement Interne (TRI) du projet complet, incluant la partie exemptée et la partie régulée ;
- au taux de rendement des capitaux propres du projet complet ;
- au TRI de la partie exemptée du projet ; ou
- au taux de rendement des capitaux propres de la partie exemptée du projet.

4.42. AQUIND justifie les paramètres de ses propositions par des comparaisons avec la régulation des terminaux méthaniers et le cadre réglementaire d'IFA2 en France. Les promoteurs

analysent également le taux de rendement attendu par rapport à ElecLink et considèrent que l'interconnexion AQUIND est un projet plus risqué pour différentes raisons :

- ElecLink a obtenu une dérogation qui lui donne le droit de vendre des contrats de capacité à long terme sur le marché, ce qui peut apporter une certaine sécurité financière ;
- ElecLink a obtenu une dérogation dans un marché moins concurrentiel.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.43. En principe, un mécanisme de partage des profits peut être un outil efficace pour partager le risque et les bénéfices entre les promoteurs et les utilisateurs de réseau. De tels mécanismes ont été envisagés dans d'autres décisions de dérogation, en particulier pour ElecLink. La décision de dérogation prévoit un partage des revenus sur une base de 50% au-dessus d'un seuil basé sur le TRI du projet.

4.44. Cependant, dans l'analyse d'AQUIND, le TRI de la partie exemptée varie selon les différents scénarios et analyses de sensibilité, mais n'atteint pas les seuils proposés par AQUIND. Cela signifie qu'aucun revenu ne serait partagé avec les utilisateurs de réseau français dans tous les scénarios modélisés par AQUIND. AQUIND soutient que cela est dû au fait que les scénarios présentés aux régulateurs dans le cadre de la demande représentent un éventail crédible de résultats, qui sont tous prévisibles et en aucun cas exceptionnels.

4.45. Par conséquent, les régulateurs notent que le mécanisme proposé par AQUIND ne partagerait les revenus avec les utilisateurs de réseau français uniquement dans des circonstances particulières, c'est-à-dire lorsque les revenus sont sensiblement élevés.

4.46. En ce qui concerne la comparaison d'AQUIND avec IFA2 et ElecLink, les régulateurs notent que ces derniers ont été confrontés à des conditions de financement différentes au moment des décisions réglementaires. En ce qui concerne la part d'IFA2 détenue par RTE, les coûts sont inclus dans la base d'actifs régulée (BAR) de l'opérateur, dont la rémunération évolue tous les quatre ans en fonction des tarifs de transport d'électricité. Le taux de rémunération appliqué à la BAR de RTE au moment où RTE a décidé d'investir était de 6,125 % avant impôt, mais ce niveau n'était pas garanti pendant toute la durée du projet. Pour la prochaine période

tarifaire (TURPE6 - 2021-2024), la CRE considère⁴⁸ un taux de rémunération avant impôt compris entre 4,2 % et 4,7 %, en tenant compte notamment de la baisse des taux d'intérêt depuis la décision du projet IFA2.

4.47. ElecLink est confrontée à des incertitudes spécifiques concernant ses coûts et le processus d'autorisation, dans la mesure où le projet passe dans le tunnel sous la Manche. Les risques spécifiques au tunnel sous la Manche rendent le projet difficile à développer et à exploiter. Ces risques sont illustrés par le fait que la Commission intergouvernementale du Tunnel sous la Manche a accordé un agrément conditionnel pour ce projet en 2014 et a suspendu l'agrément en octobre 2017, afin d'évaluer correctement les questions de sécurité. Les régulateurs notent que l'agrément a été rétabli en décembre 2020 et que l'installation des câbles est maintenant autorisée⁴⁹.

4.48. D'autre part, les régulateurs reconnaissent qu'ElecLink n'est pas confronté aux risques et incertitudes associés au développement d'un câble sous-marin tel qu'envisagé pour l'interconnexion AQUIND. Néanmoins, les régulateurs notent également que les autres projets entre la France et la Grande-Bretagne, bien que suivant une route régulée, sont confrontés aux risques et incertitudes liés au développement d'un câble sous-marin.

4.49. En conclusion, bien que l'idée d'un mécanisme de partage des profits est appropriée, les régulateurs notent que celui-ci doit équilibrer équitablement les risques et les bénéfices du projet pour les consommateurs français. L'analyse préliminaire de la CRE est que cela n'est pas le cas pour le mécanisme de partage des profits proposé par AQUIND.

Question 9 : Êtes-vous favorable au principe d'un mécanisme de partage des revenus ? Avez-vous un avis sur le paramètre d'un tel mécanisme, par exemple le seuil de TRI ?

Condition (c) : l'interconnexion doit être la propriété d'une personne physique ou morale distincte, du moins en ce qui concerne son statut juridique, des gestionnaires de réseau

⁴⁸ <https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-d-electricite-turpe-6-htb>

⁴⁹ Les régulateurs notent que cet agrément est également conditionnel et qu'un autre agrément sera nécessaire avant la mise en service du projet.

dans les réseaux desquels cette interconnexion sera construite

4.50. Dans sa demande d'exemption, AQUIND confirme qu'aucune de ses entités (AQUIND SAS et AQUIND Limited) n'est affiliée aux GRT nationaux en Grande-Bretagne ou en France (National Grid ou RTE).

Analyse préliminaire des régulateurs

4.51. D'après les observations faites par AQUIND sur ce sujet, il apparaît clairement qu'AQUIND est une entité juridique distincte et indépendante des gestionnaires de réseau en Grande-Bretagne et en France. Sur la base de ces observations, l'analyse préliminaire des régulateurs est que cette condition est remplie.

Question 10 : À votre avis, y a-t-il une raison de considérer que la condition (c) n'est pas remplie ? Si oui, pourquoi ?

Condition (d) : des redevances sont perçues auprès des utilisateurs de cette interconnexion

4.52. La totalité de la capacité d'AQUIND sera attribuée par le biais d'enchères concurrentielles. Les utilisateurs de l'interconnexion seront facturés sur la base des résultats des enchères, conformément à la réglementation en vigueur.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.53. D'après les orientations de la Commission européenne, ce critère vise à isoler les activités non régulées des gestionnaires de réseaux de transport s'il s'agit de ceux qui exploitent une infrastructure exemptée. Par conséquent, l'analyse préliminaire des régulateurs est que cette condition est remplie.

4.54. Les régulateurs notent que d'autres redevances peuvent être perçues auprès des utilisateurs du réseau par le biais de la participation aux marchés des capacités, conformément au cadre réglementaire national. Si AQUIND participe aux marchés des capacités en Grande-Bretagne ou en France, ces redevances seront prélevées auprès des consommateurs d'électricité. Cependant, dans ce cas, le projet est susceptible de réduire le coût des contrats de capacité au profit des mêmes consommateurs.

Question 11 : À votre avis, y a-t-il une raison de considérer que la condition (d) n'est pas remplie ? Si oui, pourquoi ?

Condition (e) : depuis l'ouverture partielle du marché visée à l'article 19 de la directive 96/92/CE, il n'a été procédé au recouvrement d'aucune partie du capital ou des coûts d'exploitation de l'interconnexion au moyen d'une fraction quelconque des redevances prélevées pour l'utilisation des réseaux de transport ou de distribution reliés par cette interconnexion

4.55. Selon AQUIND, aucune partie du capital ou des coûts d'exploitation relatifs à la partie exemptée n'a été recouvrée à partir d'une quelconque composante des redevances versées pour l'utilisation des réseaux de transport ou de distribution reliés par l'interconnexion.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.56. Les régulateurs notent que, puisqu'il s'agit d'un nouvel investissement (proposé), aucune partie des coûts du capital investi ne sera récupérée à partir d'une quelconque composante des redevances d'utilisation des réseaux de transport ou de distribution reliés par l'interconnexion. En conséquence, l'analyse préliminaire des régulateurs est que cette condition est remplie.

Question 12 : À votre avis, y a-t-il une raison de considérer que la condition (d) n'est pas remplie ? Si oui, pourquoi ?

Condition (f) : la dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence ni au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, ni au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée

4.57. La condition (f) consiste en un test comportant trois volets :

- Test 1 : la dérogation ne porte pas atteinte à la concurrence ;

- Test 2 : la dérogation ne porte pas atteinte au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ; et
- Test 3 : la dérogation ne porte pas atteinte au bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée.

Préjudice à la concurrence

4.58. Comme expliqué dans l'analyse de la condition (a), AQUIND considère que le projet est susceptible d'améliorer la concurrence sur les marchés de l'électricité, même si son impact sera plutôt limité. En outre, étant donné qu'AQUIND ne demande pas de dérogation aux règles d'accès des tiers, il considère que la dérogation ne risque pas d'avoir un effet négatif sur la concurrence.

4.59. AQUIND reconnaît que l'investissement réduira les revenus attendus des autres interconnexions GB-FR et modifiera les revenus attendus des autres interconnexions avec des pays tiers. Il note également que c'est une conséquence inévitable de l'harmonisation des prix en Europe, cette dernière étant l'un des objectifs politiques souhaités par l'UE.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.60. En raison du respect des obligations en matière d'accès des tiers, les régulateurs pensent que le projet ne se fera probablement pas au détriment de la concurrence dans la fourniture d'électricité. AQUIND offrirait toute sa capacité sur une base non discriminatoire comme les autres interconnexions non exemptées à la frontière Grande-Bretagne - France.

4.61. Dans ses orientations sur l'application des conditions de dérogation, la Commission européenne souligne que la condition (f) présente des similitudes avec la condition (a) concernant la concurrence mais que, dans ce cas, la dérogation elle-même ne devrait pas porter atteinte au fonctionnement concurrentiel du marché. En particulier, la Commission européenne recommande d'examiner les répercussions que la dérogation peut avoir sur d'autres projets, qu'ils soient régulés, exemptés ou qu'ils demandent une dérogation.

4.62. Les régulateurs notent qu'en réduisant le différentiel de prix entre la Grande-Bretagne et la France, une nouvelle interconnexion réduira les revenus des interconnexions existantes et de celles en construction. En outre, cela pourrait également avoir un impact sur les autres projets en cours de développement, qui sont aussi à des stades avancés d'un point de vue réglementaire. Enfin, les différentes analyses de sensibilité présentées par AQUIND soulignent

que les revenus de certains projets reliant la Grande-Bretagne à l'Europe continentale sont en concurrence avec les bénéfices apportés par l'interconnexion AQUIND.

4.63. Les régulateurs notent que l'interconnexion AQUIND est en concurrence avec les autres projets à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne. Ces projets seront considérés ensemble pour estimer si l'octroi d'une dérogation à AQUIND porterait atteinte à la concurrence.

Question 13 : Pensez-vous que l'interconnexion AQUIND est en concurrence avec les autres projets à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne ?

Question 14 : Estimez-vous que la dérogation demandée par AQUIND ne porterait pas atteinte à la concurrence et qu'elle remplit donc le test 1 de la condition (f) ?

Bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité

4.64. AQUIND considère que le projet permettra une répartition plus efficace de la production, contribuant ainsi au bon fonctionnement des marchés français et britannique.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.65. Le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité pourrait être compromis par une nouvelle interconnexion dans le cas où l'opérateur n'optimiserait l'utilisation que de sa propre infrastructure, indépendamment des implications en termes de congestion ou de coûts de production dans d'autres parties du réseau.

4.66. Comme AQUIND ne demande pas de dérogation à l'approbation des règles de tarification et d'accès, l'utilisation physique de l'interconnexion serait intégrée aux méthodes plus larges d'attribution des capacités et de gestion de la congestion, ce qui devrait garantir un fonctionnement efficace du marché intérieur de l'électricité.

4.67. Toutefois, les régulateurs notent que le Brexit peut avoir un impact sur les règles d'accès et sur le fonctionnement du marché de l'électricité.

4.68. En particulier, la Commission européenne a publié en juillet 2020 une délibération portant communication sur l'état de préparation à la fin de la période de transition entre l'Union européenne et le Royaume-Uni, dans laquelle elle déclare que le Royaume-Uni ne participera plus aux plateformes dédiées de l'Union. Des solutions de repli alternatives seront utilisées à la

place pour échanger de l'électricité sur les interconnexions avec la Grande-Bretagne. Ces solutions devraient permettre de poursuivre le commerce de l'électricité, mais pas avec le même niveau d'efficacité que dans le marché unique actuel.

4.69. Compte tenu de ce qui précède, l'analyse préliminaire des régulateurs est qu'AQUIND ne nuira pas au fonctionnement du marché intérieur de l'électricité, bien qu'il puisse être affecté par l'impact du Brexit sur les règles d'accès et en termes de coordination.

4.70. Enfin, les résultats du TYNDP 2018, du SDDR et de l'étude d'Artelys en 2019 suggèrent qu'une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne pourrait avoir un impact négatif sur le SEW, et par conséquent sur le marché intérieur de l'électricité.

Question 15 : Estimez-vous que la dérogation demandée par AQUIND ne porterait pas atteinte au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et qu'elle satisfait donc le test 2 de la condition (f) ?

Bon fonctionnement du réseau réglementé auquel l'interconnexion est reliée

4.71. AQUIND a fait appel à un cabinet de conseil technique indépendant pour évaluer l'impact de l'interconnexion sur le réseau de transport d'Europe continentale. L'étude s'est concentrée sur la stabilité du système après une panne du réseau de transport, sur le respect des exigences de sécurité du réseau et sur les niveaux de tension sur le réseau de transport résultants de l'augmentation de la capacité d'importation/exportation entre la France et la Grande-Bretagne.

4.72. L'analyse conclut que l'introduction d'une nouvelle interconnexion en courant continu entre la France et la Grande-Bretagne n'a pas d'impact négatif grave sur le réseau de transport d'Europe continentale en ce qui concerne les aspects pris en compte dans l'étude. Tout problème qui pourrait survenir pourrait être géré par la conception même de l'interconnexion AQUIND et des stations de conversion respectives. En particulier, la réalisation de l'interconnexion AQUIND n'entraînerait pas d'investissements supplémentaires dans le réseau de transport d'électricité (par exemple pour rétablir le respect des exigences de sécurité du réseau).

4.73. L'ACB fournie par AQUIND distingue les coûts et bénéfices attribués à AQUIND (CAPEX et OPEX pour les coûts, rente de congestion et mécanisme de capacité en Grande-Bretagne pour les recettes) des autres coûts et bénéfices du projet.

Tableau 9 – Bénéfices nets du projet (analyse d'AQUIND)

AQUIND	France	Grande-Bretagne	Rest of Europe
[confidentiel]	934 million €	- 949 million €	403 million €

4.74. L'interconnexion AQUIND pourrait avoir des effets positifs considérables sur le SEW en France, en raison de l'augmentation des prix de gros français au profit des producteurs d'électricité. À l'inverse, les consommateurs français seraient confrontés à une réduction du bien-être en raison de prix comparativement plus élevés en France et de prix plus bas en Grande-Bretagne du fait d'AQUIND.

4.75. Selon l'analyse d'AQUIND, le projet pourrait également entraîner des coûts importants pour la Grande-Bretagne. Les consommateurs britanniques bénéficieraient de manière substantielle de la baisse générale des prix de gros de l'énergie. Toutefois, cela désavantagerait aussi les producteurs d'électricité.

4.76. AQUIND indique également que l'interconnexion AQUIND permettra une répartition plus efficace de la production, contribuant ainsi au fonctionnement efficace des marchés français et britannique de l'énergie. Cela devrait à son tour contribuer à la réduction des émissions de carbone, compte tenu de l'augmentation prévue de la production d'énergie renouvelable dans les deux pays. AQUIND considère également que le projet pourrait avoir un impact positif sur la sécurité du réseau et sur certains coûts du système, tels que la réduction de l'écrêtement de la production ou les services auxiliaires.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.77. La variation du coût des pertes sur le réseau induite par l'interconnexion est décrite dans le chapitre 3. Dans son scénario central AQUIND estime une augmentation des pertes d'environ 14 millions d'euros par an en France et une diminution des pertes d'environ 10 millions d'euros par an en Grande-Bretagne. Comme détaillé dans les paragraphes 3.87 à 3.91, l'estimation par AQUIND des pertes sur le réseau diffère des résultats d'ENTSO-E en raison de la méthodologie utilisée.

4.78. La CRE note, par ailleurs, que l'interconnexion AQUIND pourrait avoir un impact négatif sur le fonctionnement sécurisé des systèmes régulés auxquels l'interconnexion est reliée en

augmentant les coûts de redispatching et de renforcement de réseau ou en augmentant le coût des services systèmes.

4.79. En ce qui concerne l'augmentation des coûts de redispatching et de renforcement du réseau, celle-ci est atténuée l'offre de raccordement « non ferme » et les renforcements prévus du côté de la Grande-Bretagne. Néanmoins, comme expliqué dans le paragraphe 3.106, l'interconnexion AQUIND pourrait avoir un impact significatif sur les coûts de *redispatching*.

4.80. En ce qui concerne les services systèmes, la CRE note que, comme indiqué dans de précédentes analyses de RTE, la mise en service d'AQUIND nécessiterait probablement des réserves supplémentaires en France. En effet, le besoin de réserves peut être corrélé aux échanges avec d'autres pays, comme c'est notamment le cas pour la réserve secondaire (aFRR) en France, selon la méthodologie de dimensionnement actuelle. Comme les flux commerciaux peuvent changer radicalement d'une heure à l'autre, les GRT ont besoin de réserves pour s'adapter à la demande qui évolue plus lentement.

4.81. Compte tenu de l'analyse de RTE, ainsi que l'estimation par AQUIND des pertes sur le réseau français, les régulateurs notent que l'interconnexion pourrait avoir un impact négatif sur les consommateurs français via les tarifs de réseau. Il convient de comparer ces effets avec les bénéfices du projet. Les régulateurs notent que le projet pourrait apporter des bénéfices substantiels aux producteurs français et aux consommateurs britanniques, alors que dans le même temps, il pourrait représenter une perte pour les consommateurs français et les producteurs britanniques. Les consommateurs français d'électricité pourraient donc être confrontés à une augmentation des tarifs de réseau ainsi qu'à une hausse des prix de production de l'électricité.

4.82. En ce qui concerne le réseau réglementé en Grande-Bretagne, l'Ofgem note que l'interconnexion AQUIND pourrait également avoir un impact. Cependant, une consultation supplémentaire auprès de NGENSO sera nécessaire pour pleinement appréhender cet impact.

4.83. L'analyse préliminaire des régulateurs est que l'impact de l'interconnexion sur les systèmes réglementés devrait être pris en compte dans le cadre de l'ACB. En excluant les coûts et les revenus d'AQUIND, les bénéfices du projet devraient être plus élevés que les coûts induits sur les tarifs de réseau.

Question 16 : Estimez-vous que la dérogation demandée par AQUIND ne porterait pas atteinte au bon fonctionnement des systèmes réglementés auxquels l'interconnexion est connectée et qu'elle satisfait donc le test 3 de la condition (f) ?

Répartition des revenus entre France et Grande-Bretagne

4.84. Comme AQUIND n'a pas demandé de dérogation du côté britannique du projet, la différence entre les régimes réglementaires a des implications sur les risques associés au projet et accorde de l'importance au choix du ratio selon lequel les revenus sont répartis entre la France et la Grande-Bretagne.

4.85. AQUIND justifie le choix d'un ratio basé sur les coûts territoriaux du projet par la consistance économique du projet, en impliquant que ce serait la manière la plus efficace de réaliser l'investissement. AQUIND considère qu'il est du ressort des régulateurs soit d'accepter cette proposition ou de prendre une décision différente.

4.86. Selon AQUIND, la proportion du projet qui sera située sur le territoire français (y compris à terre et dans les eaux territoriales françaises) est de 32%. Le reste des coûts serait situé sur le territoire britannique (41%) et dans les eaux entre les deux territoires (27%). Les coûts associés à la zone économique exclusive française - environ la moitié des eaux marines entre les deux territoires - sont associés à la partie britannique du projet, afin de limiter la dérogation au minimum nécessaire pour permettre à l'investissement de se réaliser.

Analyse préliminaire des régulateurs

4.87. AQUIND a décidé de baser ce ratio sur les coûts territoriaux du projet, au lieu d'autres approches plus communes et appliquées sur d'autres interconnexions à la frontière :

- Répartition 50-50 - Les consommateurs français et britanniques font face à la même perte de rente de congestion ; comme la répartition des autres coûts et bénéfices auxquels seront confrontés les utilisateurs du réseau est assez incertaine, il pourrait s'agir d'une répartition équitable des coûts et des revenus.
- Répartition en fonction des bénéfices - Le pays qui profiterait le plus (respectivement le moins) de l'interconnexion pourrait également avoir plus (respectivement moins) d'intérêt à couvrir les coûts du projet.

4.88. En outre, la zone économique exclusive française relève de la juridiction française et non de celle de la Grande-Bretagne. À cet égard, les coûts associés à la zone économique exclusive française devraient être pris en compte dans la partie exemptée du projet. Cela entraînerait une répartition des coûts et des revenus entre la Grande-Bretagne et la France à hauteur de 58-42.

4.89. La CRE note que la répartition des revenus entre la Grande-Bretagne et la France proposée par AQUIND réduit plus encore le risque supporté par les promoteurs. Plus les revenus du projet sont couverts par un régime régulé, plus haut sera le niveau minimum que les revenus seront assurés d'atteindre. Cette réduction du risque pourrait aussi amener à la réduction du seuil de partage des profits.

4.90. En outre, la proposition de répartition des revenus aurait un impact sur les taxes payées par le projet. La redistribution des profits avec les utilisateurs du réseau en France et en Grande-Bretagne, s'ils dépassaient les seuils de partage des revenus, pourrait aussi être impactée.

4.91. La base de calcul des taxes est proportionnelle aux coûts et aux revenus. Compte tenu de la répartition des revenus proposée par AQUIND, AQUIND paierait plus de taxes en Grande-Bretagne qu'en France, bien que le taux de taxation soit plus faible en Grande-Bretagne qu'en France. La CRE note que cette répartition conduit donc à des bénéfices plus faibles en France.

4.92. Compte tenu de ce qui précède, les régulateurs considèrent, dans leur revue préliminaire, que la répartition des coûts et des revenus entre les deux pays hôtes proposée par AQUIND devrait être plus équilibrée.

Question 17 : Considérez-vous que l'étendue de la dérogation, telle que demandée par AQUIND, est appropriée et nécessaire pour réaliser l'investissement ? En particulier, pensez-vous que la répartition des coûts et des revenus assure une répartition équitable des risques et des revenus entre les utilisateurs des réseaux français et britanniques ?

Question 18 : Dans votre évaluation globale, considérez-vous qu'AQUIND a satisfait à tous les critères de dérogation et doit donc bénéficier d'une dérogation ?

Question 19 : Avez-vous d'autres remarques sur la demande de dérogation d'AQUIND ?

4. Annexes

Index

Annexe	Nom de l'annexe	N° page
1	Résumé des résultats de l'ACB d'AQUIND	75
2	Résultats en terme de SEW des différentes études	76
3	Liste des questions	77
4	Liste des documents publiés avec la consultation	79

Annexe 1 – Résumé des résultats de l'ACB d'AQUIND

Tableau 10 – Résultats de l'ACB d'AQUIND (million d'euros, VAN 2020 @4%)

		Market Scenario	Low Commodities	High Commodities /Renewables
SEW (hors coûts et revenus d'AQUIND)	France	934	1,032	72
	Grande-Bretagne	-949	-580	-507
	Reste de l'Europe	403	-635	941
	Total	387	-183	506
Pertes sur le réseau	France	-23	-52	-29
	Grande-Bretagne	-165	-158	-108
	Total	-188	-210	-137
SoS	France	67	163	30
	Grande-Bretagne	155	380	70
	Total	222	543	99
Total (hors coûts et revenus d'AQUIND)	France	977	1,143	73
	Grande-Bretagne	-959	-357	-545
	Reste de l'Europe	403	-635	941
	Total	421	151	468

Annexe 2 - Résultats en terme de SEW des différentes études

Tableau 11 - Résultats en terme de SEW des différentes études

Etude	Scénario	Capacité sans AQUIND (GW)	SEW en 2030	SEW en 2035	SEW en 2040	Unité du SEW
AQUIND	Market Scenario	5,4	140		316	M€ 2019
AQUIND	High Commodities/ renewables	6,4	144		381	M€ 2019
AQUIND	Low Commodities	4	97		103	M€ 2019
TYNDP 2018	Sustainable Transition	6,8	35			M€ 2017
TYNDP 2018	Distributed Generation	6,8	26			M€ 2017
TYNDP 2018	EUCO	6,8	35			M€ 2017
CRE/Artelys 2019	Prudent	4	11		14	M€ 2019
CRE/Artelys 2019	Transition Energétique	4	25		38	M€ 2019
CRE/Artelys 2019	Plans Nationaux	4	197		57	M€ 2019
SDDR 2019	PPE	5,4	104	106		M€ 2019
SDDR 2019	Ampère	5,4	113	196		M€ 2019
SDDR 2019	Volt	5,4	86	135		M€ 2019
Ofgem/ Pöyry 2017	Base Case (MA)	6,8	151	134	215	M€ 2015
Ofgem/ Pöyry 2017	High scenario (MA)	6,8	198	282	423	M€ 2015
Ofgem/ Pöyry 2017	Low scenario (MA)	6,8	15	16	18	M€ 2015

Annexe 3 – Liste des questions

Question 1 : Avez-vous des commentaires sur la méthodologie adoptée par AQUIND pour estimer le bien-être socio-économique (SEW) ?

Question 2 : Avez-vous des commentaires sur les hypothèses retenues par AQUIND concernant les prix des combustibles, les capacités de production, la demande électrique ou les capacités d'interconnexion ?

Question 3 : Avez-vous des commentaires sur l'estimation des pertes sur le réseau par AQUIND ? Avez-vous des commentaires sur les différences entre l'estimation de ces coûts par AQUIND et par l'ENTSO-E ?

Question 4 : Avez-vous des commentaires sur l'estimation des bénéfices en terme de sécurité d'approvisionnement (SoS) par AQUIND ? Avez-vous des commentaires sur les différences entre l'estimation ces bénéfices par AQUIND et par l'ENTSO-E ?

Question 5 : Estimez-vous que l'investissement proposé par AQUIND accroît la concurrence en matière de fourniture d'électricité et remplit donc la condition (a) ?

Question 6 : Estimez-vous que le degré de risque associé au projet d'AQUIND est tel que l'investissement ne serait pas effectué si la dérogation n'était pas accordée et qu'il remplit donc la condition (b) de l'article 63 ?

Question 7 : En particulier, considérez-vous que les autres projets en cours de développement à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne constituent un risque significatif pour AQUIND ?

Question 8 : Estimez-vous que l'inéligibilité à l'article 12 du règlement infrastructure, ainsi que l'absence de voie régulée spécifique pour les investisseurs privés dans la législation française, permettent de satisfaire la condition (b) ?

Question 9 : Êtes-vous favorable au principe d'un mécanisme de partage des revenus ? Avez-vous un avis sur le paramètre d'un tel mécanisme, par exemple le seuil de TRI ?

Question 10 : À votre avis, y a-t-il une raison de considérer que la condition (c) n'est pas remplie ? Si oui, pourquoi ?

Question 11 : À votre avis, y a-t-il une raison de considérer que la condition (d) n'est pas remplie ? Si oui, pourquoi ?

Question 12 : À votre avis, y a-t-il une raison de considérer que la condition (d) n'est pas remplie ? Si oui, pourquoi ?

Question 13 : Pensez-vous que l'interconnexion AQUIND est en concurrence avec les autres projets à la frontière entre la France et la Grande-Bretagne ?

Question 14 : Estimez-vous que la dérogation demandée par AQUIND ne porterait pas atteinte à la concurrence et qu'elle remplit donc le test 1 de la condition (f) ?

Question 15 : Estimez-vous que la dérogation demandée par AQUIND ne porterait pas atteinte au bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et qu'elle satisfait donc le test 2 de la condition (f) ?

Question 16 : Estimez-vous que la dérogation demandée par AQUIND ne porterait pas atteinte au bon fonctionnement des systèmes réglementés auxquels l'interconnexion est connectée et qu'elle satisfait donc le test 3 de la condition (f) ?

Question 17 : Considérez-vous que l'étendue de la dérogation, telle que demandée par AQUIND, est appropriée et nécessaire pour réaliser l'investissement ? En particulier, pensez-vous que la répartition des coûts et des revenus assure une répartition équitable des risques et des revenus entre les utilisateurs des réseaux français et britanniques ?

Question 18 : Dans votre évaluation globale, considérez-vous qu'AQUIND a satisfait à tous les critères de dérogation et doit donc bénéficier d'une dérogation ?

Question 19 : Avez-vous d'autres remarques sur la demande de dérogation d'AQUIND ?

Annexe 4 – Liste des documents publiés avec la consultation

Document	Nom du document
1	Demande de dérogation – Résumé et aperçu du document
2	Section 3 – Bénéfices du projet
3	Section 4 – Description du projet
4	Section 5 – Demande d’exemption et justification
5	Section 6 – Réponses aux critères d’exemption pertinents
6	Pièce 1 - Analyse du surplus social et des recettes AQUIND
7	Pièce 2 - Analyse de la concurrence AQUIND
8	Pièce 6 - Note d'information CION et CION
9	Pièce 10 - Rapport Consentec sur l'impact d'AQUIND sur le réseau de transport français
10	Pièce 13 - Impact sur les taxes locales en France
11	Pièce 14 - Rapport Tractebel
12	AQUIND Coûts du réseau français
13	AQUIND Pertes sur le réseau français
14	Réponse d’AQUIND aux questions des régulateurs
15	Commentaires du rapport Artelys