

**DEMANDE D'INCITATION A UN INVESTISSEMENT
PORTANT SUPR UNE LIAISON D'INTERCONNEXION**

**INTERCONNEXION FRANCE ANGLETERRE N°2
(PROJET DE LIAISON COURANT CONTINU « IFA2 »)**

Dossier soumis à la CRE par RTE

SYNTHESE

Le projet d'Interconnexion France Angleterre n°2 (Projet "IFA2", reconnu comme PCI en octobre 2013 puis en novembre 2015) s'inscrit parmi plusieurs projets de liaisons à courant continu entre la Grande-Bretagne et le continent, visant à apporter une solution durable à la saturation des capacités d'échanges entre la France et les Îles Britanniques. Il consiste à créer une liaison d'une capacité de 1 GW entre les postes de TOURBE (à proximité de Caen, en France) et CHILLING (à proximité de Southampton, au Royaume-Uni) en partenariat avec *National Grid Interconnector Holdings Limited* (NGIH).

Cette liaison sera sous-marine (sur plus de 200 km) et souterraine sur ses parties terrestres (notamment en France sur près de 30 km), ce qui impose de recourir à la technologie du courant continu.

Les projets d'interconnexion sont conduits selon un processus long et complexe impliquant les autorités de régulation nationales mais aussi européennes :

- au niveau européen : études et inscription au Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) élaboré par ENTSO-E¹ puis éventuelle labellisation "*Project of Common Interest*" (PCI) ;
- parallèlement, au niveau national : études et inscription annuelle au Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR), soumission d'un dossier ad hoc de demande d'incitation ;
- et, au niveau local : engagement d'un large processus de concertation permettant d'ajuster la consistance du projet, puis négociation et obtention de toutes les autorisations *ad hoc*.

La CRE dans sa délibération relative au TURPE 4² reconnaît que « *la réalisation des projets d'interconnexion requiert des efforts spécifiques de la part de RTE* ». Il lui est donc apparu opportun d'introduire « *un mécanisme incitatif au développement des interconnexions fondé sur l'évaluation de l'utilité des ouvrages* » où, formellement :

- RTE soumet à la CRE un dossier ad hoc détaillant *les éléments permettant d'évaluer l'intérêt de l'interconnexion qu'il souhaite réaliser* en vue d'asseoir le mécanisme incitatif,
- la CRE décide, le cas échéant et après analyse du dossier, d'un niveau d'incitation adéquat et notamment de « *l'attribution d'une prime fixe annuelle [...] fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité* » laquelle, a priori, correspond à une fraction de *l'utilité économique nette* annuelle du projet, estimée ex ante (i.e. annuité résiduelle des bénéfices socio-économiques attendus déduction faite des coûts prévisionnels de l'ouvrage à construire : CAPEX "annualisés" et OPEX).

L'attribution de cette prime fixe annuelle ne sera a priori délivrée qu'après la mise en service de l'interconnexion et au maximum sur 10 ans. Elle sera en outre assortie de contreparties puisque la CRE instaurera en parallèle une mise sous contrôle de deux paramètres-clés, via deux primes variables :

- une prime variable dépendante du coût de réalisation effectivement supporté par RTE ;
- une prime variable dépendante de l'utilisation effective des capacités d'échange ainsi développées³.

Le mécanisme étant strictement incitatif, la somme de ces primes fixe et variables est positive ou nulle.

Le présent dossier constitue le dossier ad hoc fourni par RTE afin de permettre à la CRE de juger de l'opportunité d'encourager RTE à développer le projet IFA2 via, le cas échéant, une incitation financière.

Le projet pourrait entrer à partir de la fin de l'année 2016 dans la phase de contractualisation avec les fournisseurs et de construction, selon des modalités exposées dans le dossier qui prévoient une structure de pilotage commune jusqu'à la réception des livrables et la remise des actifs construits à leurs propriétaires respectifs : RTE en France et la filiale dédiée au projet, *NG IFA2 Ltd*, au Royaume-Uni. Sa mise en service est prévue en 2020.

Ce dossier vise à :

1. apporter à la CRE toutes les informations utiles sur le projet d'interconnexion instruit par RTE et son intérêt pour le système électrique européen
2. indiquer les valeurs quantifiées sur lesquelles RTE s'engage auprès du Régulateur, pour chacune des trois primes du mécanisme incitatif, en proposant - prime par prime - des modalités associées.

¹ ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity

² Délibération du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB

³ Le taux d'utilisation observé *versus* prévu, étant considéré comme représentatif de la réalisation des bénéfices socio-économiques attendus.

Les propositions de RTE pour l'établissement de ces 3 primes sont brièvement détaillées ci-dessous.

A. La prime fixe et l'évaluation du surplus socio-économique européen apporté par IFA2

La régulation incitative aux interconnexions vise à encourager RTE à développer des projets qui apportent effectivement un bénéfice socio-économique européen.

RTE propose que les résultats des études biennales menées par l'ensemble des GRT européens dans le cadre d'ENTSOE, lors des exercices TYNDP, soient ceux retenus par la CRE comme base de son appréciation du bénéfice socio-économique européen apporté par le projet IFA2.

Dans les travaux du TYNDP 2016⁴, ces bénéfices sont évalués à ~120 M€/an à l'horizon 2020 et à ~80 M€/an à l'horizon 2030, dans l'hypothèse où le projet Eleclink serait mis en service avant IFA2⁵. En moyenne sur la période 2020-2030, le bénéfice socio-économique européen du projet IFA2 est donc de l'ordre de 100 M€/an. L'utilité économique nette de cet ouvrage d'interconnexion (i.e. bénéfices attendus réduits de ses coûts prévus) se chiffre ainsi à 30 M€/an.

RTE demande à ce que la prime fixe soit significative : 4,0 M€/an, sur 10 ans, soit ~25% de la moitié (part « française ») de l'utilité économique nette calculée sous ces hypothèses.

Ce niveau prime correspond à une bonification de la rémunération l'ordre de 80 points de base sur toute la durée de vie de l'ouvrage d'interconnexion.

B. La prime variable dépendant de l'utilisation effective du projet

Le mécanisme incitatif énoncé dans la délibération relative au TURPE 4, prévoit que « *les flux commerciaux apportés par l'interconnexion [soient] comparés aux flux annoncés par RTE avant la décision d'investissement pour l'année concernée.* »

Cette comparaison des échanges commerciaux est une approximation de la vérification ex-post de la réalité du bénéfice socio-économique européen apporté par l'interconnexion : si cette dernière est effectivement utilisée, c'est qu'elle est jugée utile par les acteurs du système.

Pour disposer d'un critère de vérification ex post qui, entre 2020 et 2030, soit robuste aux incertitudes d'évolution des mix énergétiques de la France, de la Grande-Bretagne et des pays riverains, RTE propose de comparer les prévisions (cf. chronique ci-dessous) aux réalisations du taux d'utilisation moyen annuel du supplément de capacité d'échange France-GB apporté par IFA2 :

Taux d'utilisation prévisionnel	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sans ELECLINK	75,6%	74,2%	72,8%	71,4%	70,0%	68,6%	67,2%	65,8%	64,4%	63,0%
Avec ELECLINK	70,6%	69,2%	67,8%	66,4%	65,0%	63,6%	62,2%	60,8%	59,4%	58,0%

RTE souhaite néanmoins rappeler que le taux d'utilisation d'IFA2 ne relèvera pas de sa maîtrise et ne pourra pas être simplement décliné dans des objectifs opérationnels internes à l'entreprise. La complexité et la multiplicité des facteurs qui affectent son évaluation rendent en outre sa prévision très fragile : la valeur constatée ex post s'avérera probablement très volatile. Enfin, pour les acteurs de marchés, il importera avant tout que la capacité supplémentaire d'échanges apportée par IFA2 (i.e. 1 GW) soit effectivement mise à disposition.

C. La prime variable dépendant du coût de réalisation du projet

A la date de rédaction du présent document, la meilleure estimation du coût d'investissement du projet pour RTE, est de **370 M€₂₀₁₆**, considérant que le coût prévisionnel de la totalité du projet (~740 M€₂₀₁₆) serait financé à 50% par RTE et à 50% par son partenaire, NGIH.

L'analyse des risques du projet, menée en collaboration avec NGIH, montre toutefois qu'il pourrait être légitime de se référer à une estimation plus prudentielle, conduisant à privilégier la valeur haute du coût d'investissement prévisionnel, soit 830 M€₂₀₁₆, vu les risques en phase de construction.

Considérant le niveau d'incertitude qui pèse à ce stade sur cette estimation, RTE demande à ce que, si elle est positive, la prime variable portant sur le coût soit intégralement conservée.

⁴ Les premiers résultats du TYNDP 2016 seront publiés en Juin 2016, pour consultation ; ils sont encore en phase de consolidation.

⁵ L'alternative de l'absence d'Eleclink est explorée. Il est également fait l'hypothèse qu'IFA2 serait mis en service avant le projet FAB.

SOMMAIRE

Synthèse	2
1 Introduction	5
1.1 Le mécanisme incitatif	5
1.2 Consistance du dossier	6
2 Intérêt du renforcement de la capacité d'échange entre la France et les Iles britanniques	7
2.1 La situation actuelle: une interconnexion proche de la saturation	7
2.2 L'exploitation d'un fort potentiel éolien appelle des échanges plus importants avec le continent	8
2.3 Quels bénéfices attendre du développement des interconnexions avec les îles britanniques ?	8
3 Le projet « Interconnexion France Angleterre n°2 » (IFA2).....	10
3.1 Principales caractéristiques techniques du projet d'interconnexion.....	11
3.3 Coordination avec <i>National Grid Interconnector Holdings Limited (NGIH)</i>	12
3.4 Processus réglementaire britannique	14
3.5 Engagement de NGET sur la disponibilité du réseau britannique.....	15
4 Propositions chiffrées pour la mise en œuvre du mécanisme d'incitation.....	15
4.1 Le « Ten-Years Network Development Plan » (TYNDP)	15
4.2 l'évaluation des bénéfices socio-économique européen apporté par IFA2.....	17
4.3 L'utilisation effective de la liaison d'interconnexion	18
4.4 Le coût d'investissement du projet	20
4.5 Les coûts annuels et l'utilité économique nette du projet.....	20
4.6 La prime d'incitation	21
5 Conclusion.....	22
ANNEXE A (Version anglaise du §2 : Intérêt du renforcement de la capacité d'échange)	23
 Les annexes B, C et D sont confidentielles	
ANNEXE B (Facteurs explicatifs des bénéfices socio-économiques)	27
1 Eléments de valorisation du projet établis dans le cadre des TYNDP 2012, 2014 et 2016	29
2 Scénarios étudiés et hypothèses.....	29
3 Eléments de valorisation (horizons 2020 et 2030)	33
4 Synthèse des valorisations	46
ANNEXE C (Détail des dépenses d'exploitation)	49
1 Estimation des coûts de rénovation/maintenance et durées de vie des équipements	51
2 Evaluation du coût annuel, pour RTE des pertes électriques liées à l'exploitation d'IFA2.....	52
ANNEXE D (Détail des dépenses d'investissement)	53
1 Coût prévisionnel des ouvrages à réaliser	55
2 Fiches-Coût	58

1 INTRODUCTION

La délibération de la CRE relative au TURPE 4 instaure un mécanisme de régulation incitative sur les investissements d'interconnexion qui prend essentiellement la forme suivante :

« RTE fournira à la CRE, au moins sept mois avant la décision d'engagement, les éléments permettant d'évaluer l'intérêt de l'interconnexion qu'il souhaite réaliser.

La CRE procédera à leur examen, décidera, le cas échéant, d'octroyer des incitations et en fixera les modalités de calcul détaillées dans une décision tarifaire ad hoc.

L'incitation [...] se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe annuelle [...] dont le montant sera défini en amont de la décision d'investissement.

Les incitations à la minimisation des coûts et des délais [...], ainsi que [...] à la bonne exploitation prendront la forme de primes variables. [...]

[Toutes] ces primes seront fixées dans la décision tarifaire ad hoc de la CRE. »

Il est par ailleurs explicitement spécifié que ce régime n'induit pas de risque de "malus" : *« Le mécanisme incitatif n'introduit pas de risque supplémentaire pour RTE » ; « RTE est assuré de recevoir au minimum une rémunération au moins égale au CMPC en vigueur ».*

Le présent dossier constitue le dossier ad hoc fourni par RTE afin de permettre à la CRE de juger de l'opportunité d'encourager RTE à développer le projet "IFA2" via, le cas échéant, une incitation financière.

1.1 LE MECANISME INCITATIF

Les projets d'interconnexion qui font l'objet du mécanisme d'incitation, sont décidés à l'issue d'un processus long et complexe impliquant les autorités de régulation nationales mais aussi européennes :

- études et inscription au plan de développement du réseau européen (*Ten-Year Network Development Plan* : TYNDP), établi par ENSTO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) et éventuelle déclaration "Project of Common Interest" (PCI),
- parallèlement, étude et inscription au Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) au niveau national,
- décision d'engagement de projet ; déroulement du processus de concertation permettant d'ajuster la consistance du projet, jusqu'à l'obtention de toutes les autorisations ad hoc,
- décision d'engagement de dépenses (en accord avec le(s) partenaire(s) de RTE sur ce projet) ; passation des marchés, puis travaux de réalisation et enfin mise en service,
- présentation des dépenses d'investissement liées au projet dans le programme annuel d'investissement de RTE soumis à l'approbation du régulateur.

La CRE dans sa délibération relative au TURPE-4, reconnaît que *« la réalisation des projets d'interconnexion requiert, en outre, des efforts spécifiques de la part de RTE, notamment pour surmonter les difficultés liées à la coordination avec ses homologues des pays voisins, à l'obtention des autorisations administratives, à l'acceptabilité locale des ouvrages et aux défis techniques à relever pour franchir les obstacles naturels ».*

Il est donc apparu opportun d'introduire *« un mécanisme incitatif au développement des interconnexions fondé sur l'évaluation de l'utilité des ouvrages »* où, formellement :

- RTE soumet à la CRE un dossier ad hoc détaillant *les éléments permettant d'évaluer l'intérêt de l'interconnexion qu'il souhaite réaliser* en vue d'asseoir le mécanisme incitatif,
- la CRE décide, le cas échéant et après analyse du dossier, d'un niveau d'incitation adéquat et notamment de *« l'attribution d'une prime fixe annuelle [...] fonction de l'intérêt de*

l'interconnexion pour la collectivité » laquelle, a priori, correspond à une fraction de l'*utilité économique nette* annuelle du projet, estimée ex ante (i.e. annuité résiduelle des bénéfices socio-économiques attendus après déduction des coûts prévisionnels de l'ouvrage à construire : CAPEX "annualisés" et OPEX).

L'attribution de cette prime fixe annuelle est toutefois assortie de contreparties. Le cas échéant, elle ne sera délivrée qu'après la mise en service effective de l'interconnexion, et sur une durée maximale de dix années. La CRE instaurera en parallèle une mise sous contrôle de deux paramètres-clés :

- une prime variable dépendante du coût de réalisation supporté *in fine* par RTE ;
- une prime variable dépendante de la commercialisation effective des capacités d'échange.

Le mécanisme incitatif étant globalement exempt de "malus", ces contreparties ne font peser aucun risque supplémentaire sur le financement des investissements par RTE, mais visent à garantir que la prime incitative est bien attribuée pour un projet apportant le bénéfice prévu aux acteurs du système électrique Européen.

1.2 CONSISTANCE DU DOSSIER

Le présent dossier vise à :

- i. apporter à la CRE toutes les informations utiles sur le projet d'interconnexion instruit par RTE et son intérêt pour le système électrique européen ;
- ii. détailler des éléments sur lesquels RTE s'engage dans le cadre du futur mécanisme incitatif que, le cas échéant, la CRE établira dans une décision tarifaire ad hoc.

Le premier item (i) est traité dans les deux chapitres qui suivent cette introduction (§2 et §3) :

1. Intérêt du renforcement des capacités d'échanges entre la France et les Îles Britanniques ;
2. Présentation du projet « Interconnexion France Angleterre n°2 » (IFA2) ;

Ces chapitres compilent et complètent des éléments déjà rendus publics dans le dossier de concertation, ou lors de l'établissement du "Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité (Édition 2014)", ou encore dans le cadre des exercices TYNDP. Ils fournissent à la CRE des informations détaillées sur le projet, susceptibles de nourrir la consultation des acteurs du marché de l'énergie que la CRE aura le cas échéant à mettre en place, pour instruire une décision tarifaire intégrant des incitations à octroyer à ce projet.

Ils apportent également des précisions sur la coordination entre RTE et son partenaire sur ce projet, *National Grid Interconnector Holdings Limited* (NGIH), ainsi que sur les modalités de la régulation britannique qui s'imposent à NGIH dans le traitement de ce projet et les engagements apportés par le gestionnaire du réseau de transport britannique (NGET) dans la disponibilité du réseau amont.

Le second item (ii) fait l'objet du dernier chapitre (§4) et des annexes de ce document, il comprend trois parties, qui sont complétées par des informations détaillées renvoyée en annexe.

1. *Prime fixe* : valorisation ex ante de l'apport du projet en termes de « surplus » pour le système électrique européen (voir aussi l'annexes B) ;
2. *Prime variable liée à l'utilisation de l'ouvrage* : Modalités proposées pour vérifier *ex-post* (sur les 10 ans suivant la mise en service du projet) que les capacités d'interconnexion développées par le projet sont bien utilisées et procurent un bénéfice aux acteurs du système électrique Européen ;
3. *Prime variable liée au coût* : coût d'investissement prévisionnel du projet, auquel le coût de réalisation devra être comparé une fois le projet mis en service (voir aussi les annexes C et D).

NB : Les annexes B, C et D visent à transmettre à la CRE des informations à caractère confidentiel, réservées à son usage propre et qui ne sont pas rendues publiques.

2 INTERET DU RENFORCEMENT DE LA CAPACITÉ D'ÉCHANGE ENTRE LA FRANCE ET LES ÎLES BRITANNIQUES (TRADUCTION EN ANGLAIS A L'ANNEXE A)

2.1 LA SITUATION ACTUELLE: UNE INTERCONNEXION PROCHE DE LA SATURATION

Les îles britanniques forment une «péninsule électrique» en Europe aujourd'hui. La Grande-Bretagne, est liée au continent par des liaisons d'interconnexion d'une capacité totale de seulement 3 GW : Angleterre-France (2 GW, 1986) et l'Angleterre - Pays-Bas (1 GW, 2011). A ces liaisons vers le continent s'ajoutent (voir Figure 1 ci-dessous) des lignes reliant les îles britanniques entre elles : entre la Grande-Bretagne et l'Irlande, ainsi qu'entre la Grande-Bretagne et l'Ile de Man. Au total, la Grande-Bretagne présente actuellement une capacité d'échange de l'ordre de 4 GW avec ses voisins. Soit environ 6% de la capacité de production d'électricité installée, ce qui est faible par rapport aux objectifs fixés par le Conseil européen et communiqués dans la stratégie de sécurité européenne de l'énergie⁶ en mai 2014 puis dans le paquet de *Union Energy*⁷ en février 2015 : 10% d'ici 2020 et, en 2030, « 15% tenant compte des coûts et des flux commerciaux ».

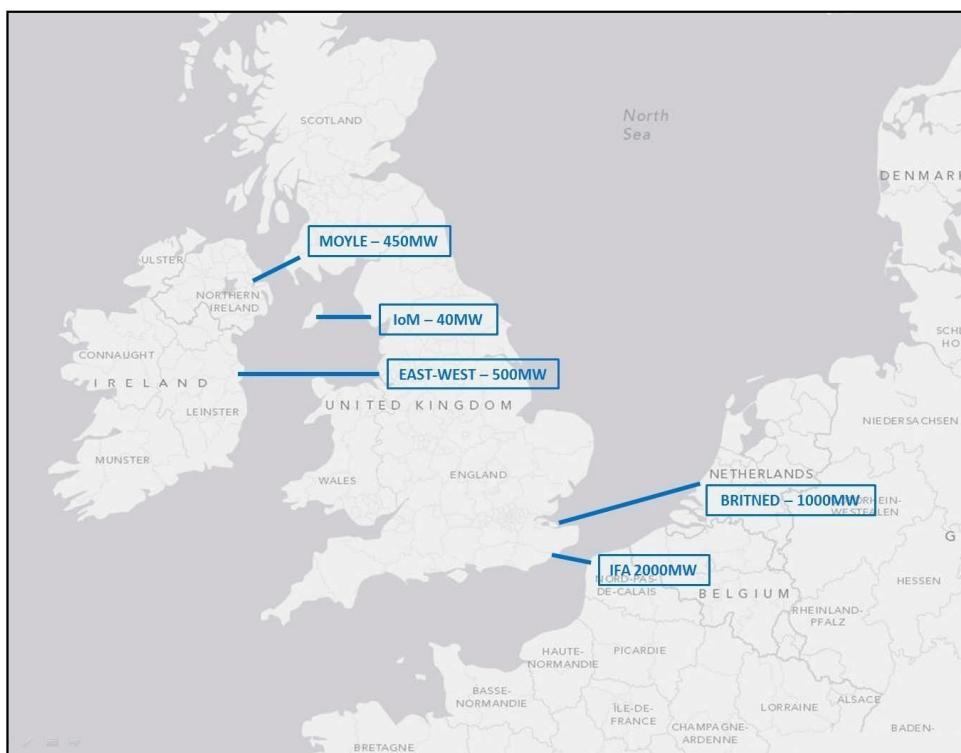


Figure 1: Interconnexions existantes des îles britanniques

Les capacités d'échange entre la France et la Grande-Bretagne sont actuellement fortement sollicitées. En effet, lorsque l'on observe le solde des échanges contractuels à l'export de la France vers la Grande-Bretagne, celui-ci atteint régulièrement la capacité maximale de transfert via les interconnexions existantes. Le taux de saturation moyen annuel de la liaison IFA 2000 a ainsi été de 90% en 2013, 95% en 2014 et 86% en 2015⁸. Cette interconnexion est, historiquement, le plus souvent saturée à l'export⁹.

Les analyses faisant autorité au niveau européen quant aux besoins de développement de capacité d'interconnexion dans la Mer du Nord, sont celles conduites au sein de ENTSO-E¹⁰ dans le contexte du

⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/european-council-agrees-climate-and-energy-goals-2030>

⁷ http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf

⁸ Une liaison est saturée lorsque le niveau des flux commerciaux atteint la capacité d'échange offerte à la commercialisation ; le taux de saturation moyen annuel est calculé sur la base des taux de saturation observés heure par heure sur les 8760 heures d'une année.

⁹ La liaison IFA 2000 a été utilisée plus de 97% du temps à l'export en 2015 (source : Bilan électrique RTE 2015)

¹⁰ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), qui rassemble National Grid, RTE et 39 autres GRT de l'ensemble de l'UE et d'autres pays européens, est notamment chargé de fournir tous les deux ans un plan de développement du réseau paneuropéen à dix ans, qui établit une vision pour le futur réseau à très haute tension en Europe.

*Regional Investment Plan North Sea Region*¹¹ du 30 Octobre 2015, et du *2016 Ten Year Network Development Plan* (TYNDP 2016), encore en cours de consolidation à mi-avril 2016.

Ces analyses confirment que des capacités d'échange supplémentaires sont nécessaires pour faciliter l'intégration des productions d'énergie renouvelable (et minimiser leur déversement) : renforcer les capacités d'interconnexion augmentera l'intégration, du marché européen et des producteurs d'énergie renouvelable au sein de ce marché, tout en amplifiant la flexibilité de fonctionnement du système et en réduisant les émissions de CO₂.

2.2 L'EXPLOITATION D'UN FORT POTENTIEL EOLIEN APPELLE DES ECHANGES PLUS IMPORTANTS AVEC LE CONTINENT

Le mix énergétique du Royaume-Uni et de l'Irlande est aujourd'hui principalement constitué de centrales thermiques au charbon et au gaz. Les deux Etats font face au défi du remplacement de leurs parcs de production charbon et nucléaire dans la décennie à venir. Disposant d'un gisement exceptionnel en Europe, ils organisent le développement massif de la production éolienne, notamment off-shore. Des groupes nucléaires de forte puissance sont également planifiés en Angleterre et au Pays de Galles.

La construction des nouvelles capacités de production d'ici la prochaine décennie compensera seulement en partie la fermeture des centrales les plus anciennes au Royaume-Uni à cet horizon. Les Iles britanniques devraient alors être importatrices.

Selon les projections d'ENTSOE¹², à l'horizon 2030, Irlande et Royaume-Uni seront soit d'importants exportateurs d'électricité (s'ils développent leur parc selon leurs objectifs initiaux), soit ils présenteront un solde global d'échanges plus équilibré. Ces deux alternatives nécessitent de renforcer les capacités d'interconnexion, dans le respect des bénéfices socio-économiques escomptés.

Dès l'horizon 2020 cependant, et a fortiori en 2030, la variabilité de la production éolienne et le fonctionnement de centrales de taille unitaire inédite en Grande-Bretagne rendent plus délicate la gestion de l'équilibre offre-demande. Au-delà des échanges d'électricité, le développement des interconnexions vise aussi à donner les leviers d'action nécessaire dans ce domaine et sécuriser le fonctionnement de ces systèmes insulaires.

2.3 QUELS BENEFICES ATTENDRE DU DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS AVEC LES ILES BRITANNIQUES ?

Dans les dix prochaines années, ENTSO-E prévoit un net accroissement des échanges entre les îles britanniques et le continent, dû à un fort développement d'éoliennes en Irlande, Ecosse, et au large de l'Angleterre, ce qui conduit le TYNDP 2014 à proposer une capacité d'interconnexion totale de plus de 7 GW avec le continent à l'horizon 2030 (compte tenu des hypothèses de coûts de réalisation de cette capacité).

Les nouvelles capacités d'interconnexion permettront de mettre à profit la complémentarité des parcs de production existants et futurs de part et d'autre de la Manche et de la mer du Nord.

Le développement massif des énergies renouvelables attendu dans les prochaines années (plusieurs milliers de mégawatts dans chacun des deux pays) devrait induire une demande de flux croissants dans les deux sens, très variables selon les conditions climatiques de chacun des pays (vent fort ou faible, température). Les prix de gros de l'électricité de part et d'autre en seront d'autant moins volatils.

Selon la méthode et les scénarios retenus par ENTSO-E, le bénéfice socio-économique pour la collectivité d'une augmentation de capacité de 1000 MW entre la France et la Grande Bretagne, est de l'ordre de 100 M€/an, et il est d'autant plus important que la transition énergétique est engagée. Ce

¹¹ <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/Regional%20Investment%20Plan%202015%20-%20RG%20NS%20-%20Final.pdf>

¹² https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf

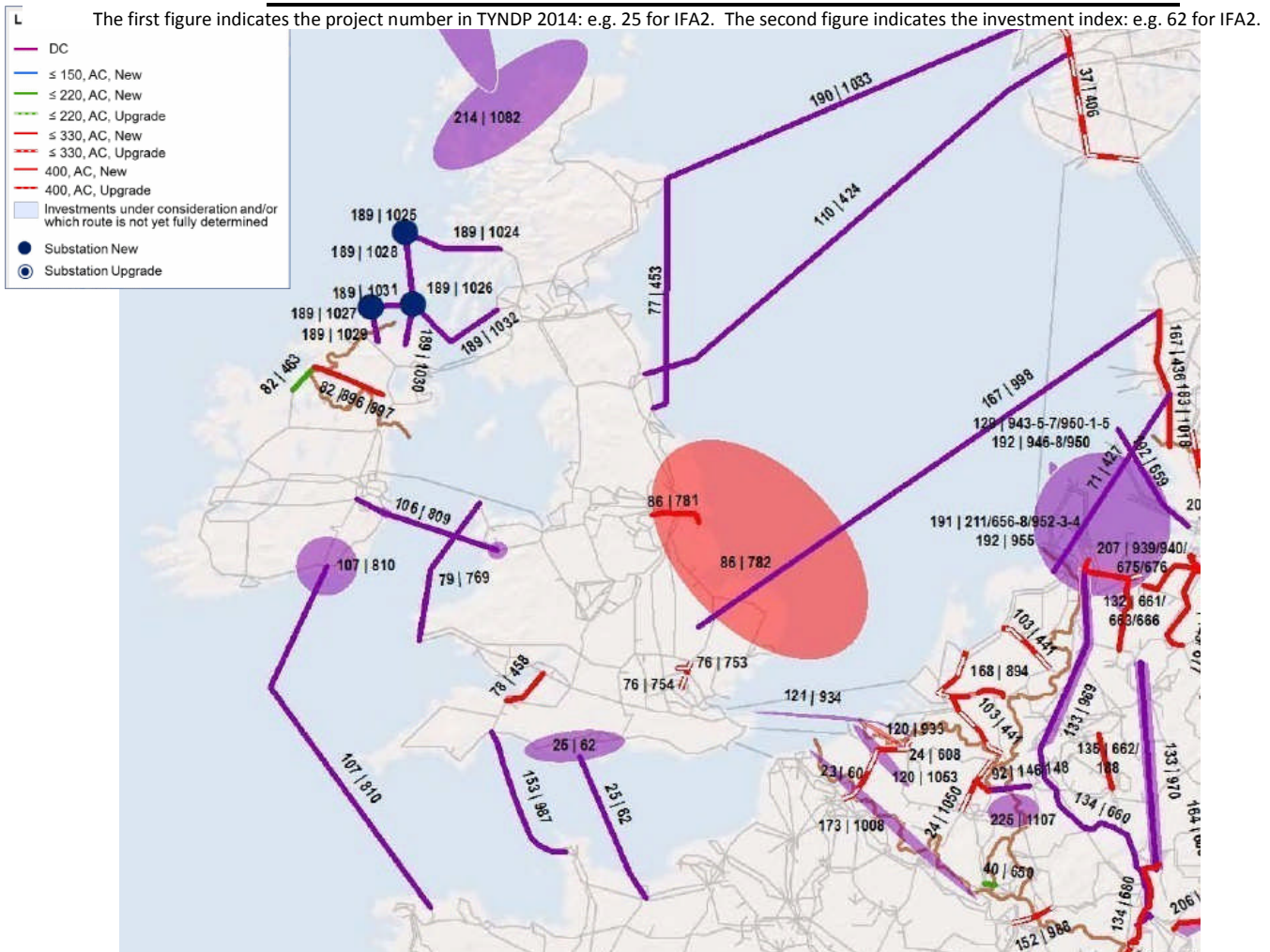
bénéfice correspond à un moindre recours aux centrales thermiques conventionnelles en donnant des débouchés aux productions décarbonnées (renouvelable et nucléaire)¹³.

L'ensemble de ces éléments met en évidence, sous les hypothèses retenues, le besoin d'augmenter significativement les capacités d'échanges électriques entre la France et les Îles Britanniques.

Cette nécessité est mise en avant dans le Schéma décennal de développement du réseau public de transport d'électricité depuis de nombreuses années, ainsi que dans les études TYNDP publiées par ENTSO-E. Elle est également appelée par les politiques adoptées par les autorités britanniques, autant le Ministère en charge de l'énergie que régulateur britannique (*Office of Gas and Electricity Markets ; OFGEM*).

Les pouvoirs publics du Royaume-Uni ont fait clairement état de leur soutien au renforcement des capacités d'interconnexion, notamment dans ces publications : *More Interconnection: Improving Energy Security and Lowering Bills*¹⁴ and the *National Infrastructure Plan 2014*¹⁵ où le besoin d'interconnexion électrique est classée parmi les 40 premières priorités nationales.

Projects of Common Interest (ENTSO-E TYNDP 2014)



¹³ La méthode d'estimation du bénéfice socio-économique ne repose pas sur des scénarios prospectifs de rupture technologique (flexibilités, stockage ...) autres que l'essor des filières de production renouvelables soutenues par les politiques publiques nationales et européennes. Ces scénarios de rupture sont en effet difficilement prévisibles mais viendraient modifier les estimations s'ils devaient se concrétiser dans le futur.

¹⁴ https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/266460/More_interconnection_improving_energy_and_lowering_bills.pdf

¹⁵ https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/381884/2902895_NationalInfrastructurePlan2014_acc.pdf

3 LE PROJET « INTERCONNEXION FRANCE ANGLETERRE N°2 » (IFA2)

Le projet d'Interconnexion France Angleterre n°2 vise à apporter une solution durable à la saturation des capacités d'échanges du réseau entre la France et les Îles Britanniques.

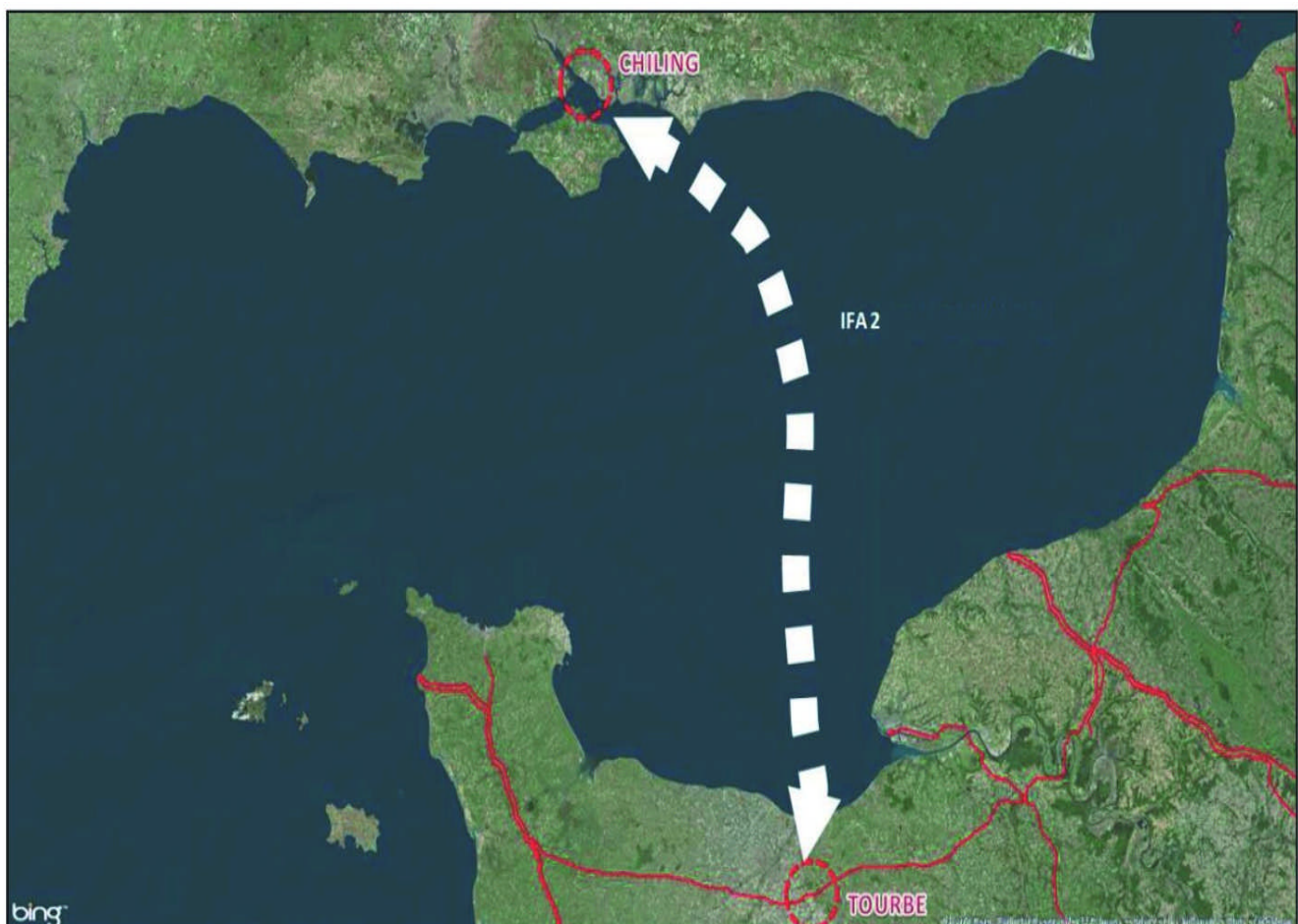
Comme signalé plus haut (§2), il permettra de mutualiser les différentes sources de production pour répondre, au meilleur coût et au moindre impact environnemental, aux besoins des deux pays et plus particulièrement d'optimiser l'utilisation des énergies renouvelable, en fort développement en France comme en Angleterre.

Ce projet a été reconnu comme un projet d'intérêt commun au niveau européen (ou PCI : *Project of Common Interest* en vertu du Règlement UE 347/2013) pour le couloir prioritaire *Northern Seas offshore grid* ("NSOG"), en octobre 2013 et cette désignation a été réaffirmée en novembre 2015¹⁶. Le projet fait l'objet d'un financement par le fonds CEF (*Connecting Europe Facility*) de l'agence européenne INEA (*Innovation and Networks Executive Agency*).

Le projet a en outre fait l'objet d'une notification acceptée par la direction de l'énergie du MEDDE (Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie) le 8 avril 2014.

Après examen, avis d'un cabinet indépendant et consultation publique, le régulateur britannique (*Office of Gas and Electricity Markets* ; OFGEM) a décidé le 21 Juillet 2015, que le projet IFA2 était éligible à une régulation « *CAP & Floor* ».

Ce projet « d'Interconnexion France Angleterre n°2 » (IFA2) consiste à créer une liaison d'une capacité de 1 000 MW entre les postes de TOURBE (à proximité de Caen, en Calvados, France) et CHILLING (à proximité de Southampton, au Hampshire, Royaume-Uni).



¹⁶ http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=OJ:JOL_2016_019_R_0001&from=FR

3.1 PRINCIPALES CARACTERISTIQUES TECHNIQUES DU PROJET D'INTERCONNEXION

Au stade actuel d'avancement du projet, l'Interconnexion France-Angleterre n°2 peut être schématisée comme suit :

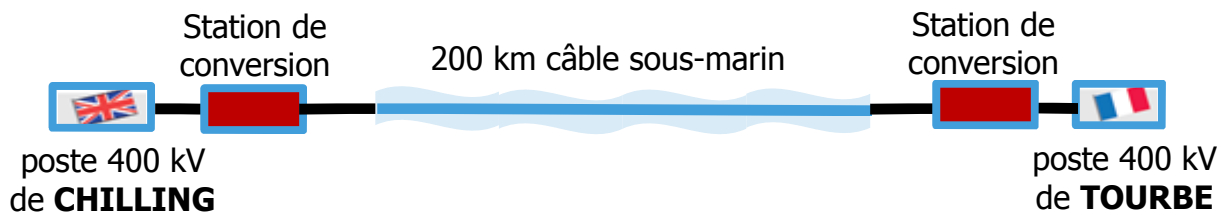


Schéma du projet IFA2

3.1.1 Liaison sous-marine transmanche

Au stade actuel d'avancement du projet, il est envisagé que la liaison sous-marine transmanche présente une longueur d'environ 200 km et soit constituée de deux câbles conducteurs en courant continu, chacun composé d'une partie centrale (appelée « âme ») en cuivre ou aluminium isolée, enveloppée dans plusieurs couches isolantes et protectrices.

Le diamètre des câbles serait de l'ordre de 10 à 15 cm pour une masse d'environ 45 à 50 kg par mètre.

3.1.2 Stations de conversion du courant continu en courant alternatif

Au stade actuel d'avancement du projet, il est envisagé que les stations de conversion du courant continu en courant alternatif relèvent de la technologie de type VSC (Voltage Source Converter) fondée sur des convertisseurs à transistors de puissance similaires aux projets d'interconnexions France-Espagne, et France-Italie (ce dernier étant en cours de réalisation).

Cette technologie favorise la compacité des installations. La station de conversion française serait ainsi construite sur un terrain d'une superficie estimée à 5 ha (à proximité immédiate du poste 400 kV de Tourbe), comprenant notamment un bâtiment d'environ 5000 m² et d'une vingtaine de mètres de hauteur.

3.1.3 Raccordement au réseau de transport national

Au stade actuel d'avancement du projet, les postes de raccordement de la liaison d'interconnexion aux réseaux nationaux seront les postes 400 kV existants de Chilling en Angleterre (à proximité de Southampton), et de Tourbe en France (à proximité de Caen).

Le raccordement d'IFA2 est ainsi prévu en des points du réseau 400 kV éloignés des points de raccordement des interconnexions existantes ou en projet citées ci-dessous, notamment pour éviter des contraintes sur les réseaux électriques du Pas de Calais et du Kent :

- l'interconnexion IFA (2 GW), entrée en service en 1986,
- la liaison Eleclink (liaison électrique devant emprunter le tunnel ferroviaire Eurotunnel) qui devrait entrer en service en 2019,
- la liaison Britned, entrée en service en 2011, et reliant les Pays bas et le Kent,
- la liaison Nemo devant relier la région de Zeebrugge (en Belgique) et Richborough (Kent) prévue pour 2019,
- l'interconnexion FAB de 1,4 GW devant relier le nord du Cotentin et le sud de l'Angleterre à horizon 2022 pour contribuer à l'augmentation de la capacité d'échange entre la France et la Grande-Bretagne et transporter la production hydrolienne qui sera installée au large du Cotentin,
- l'interconnexion Celtic de 0,7 GW et 600 km devant relier la Bretagne et la côte sud de l'Irlande à horizon 2025.

3.2 COORDINATION AVEC *NATIONAL GRID INTERCONNECTOR HOLDINGS LIMITED (NGIH)*

Le partenaire de RTE sur ce projet d'interconnexion est *National Grid Interconnector Holdings Limited (NGIH)*, une société membre du groupe international (*National Grid Holdings 1 plc*¹⁷), principalement centré sur la conduite d'affaires dans les secteurs de l'électricité et du gaz, et lui-même dirigé par *National Grid plc (NG)*.

National Grid Holdings 1 plc est propriétaire du réseau de transport d'électricité en Angleterre et au Pays de Galles, par le biais de sa filiale, *National Grid Electricity Transmission Ltd (NGET)*, qui est le TSO (*Transmission System Operator*) de l'Angleterre et du Pays de Galles, ainsi que le SO (*System Operator*) du système électrique pour la Grande-Bretagne.

NGET est soumis à une réglementation qui lui interdit de directement posséder et exploiter des liaisons d'interconnexions sous-marines (offshore), mais n'empêche pas d'autres filiales de *National Grid 1 plc* d'investir dans ces actifs. NGIH est ainsi responsable de l'élaboration d'un certain nombre d'interconnexions internationales au sein du groupe NG, qu'il peut posséder et exploiter. NGIH construit et exploite chacune de ses interconnexions internationales par l'intermédiaire d'une filiale dédiée. Il crée pour IFA2 la société *NG IFA2 Ltd* (détenue à 100% par NGIH).

3.2.1 Accord de développement commun (*Joint Development Agreement - JDA*)

Le 11 décembre 2015, RTE et son partenaire NGIH ont signé un accord de développement commun (*Joint Development Agreement - JDA*) destiné à permettre le lancement et le traitement d'un appel d'offres conjoint concernant les grands lots travaux, en vue de faciliter la négociation commerciale commune (RTE-NGIH), puis la contractualisation avec les fournisseurs. L'appel d'offres conjoint a été lancé, le 30 novembre 2015, sur les bases de cet accord de développement.

Le projet est donc aujourd'hui régi par ce *Joint Development Agreement* qui organise contractuellement la coopération entre les partenaires. Pendant cette phase de développement seront menées toutes les actions préalables à la Décision d'Engagement de Dépenses du projet IFA2 et notamment l'obtention des autorisations administratives nécessaires en France et en Angleterre, la définition des conditions de régulation de l'investissement en France et au Royaume-Uni ainsi que la vérification de l'intérêt socio-économique du projet compte tenu des prévisions disponibles les plus récentes.

3.2.2 Société commune, à créer, chargée de la construction d'IFA2

Pour la phase de construction, RTE et NGIH ont souhaité mettre en place une structure de pilotage commune permettant de garantir, durant cette phase, le contrôle et le partage des coûts et des risques du projet, de respecter ses délais et de se couvrir du risque d'abandon éventuel du projet par l'un des partenaires.

La mise en place de cette structure est en cours d'instruction : elle vise à constituer une société de droit français de type SAS (société par actions simplifiée, comme INELFE) communément détenue, à parts égales, par RTE et la filiale dédiée au projet de NGIH : *NG IFA2 Ltd*.

Cette future société commune aura pour objet d'intervenir en tant que commissionnaire, en son propre nom et pour le compte des parties (RTE et NG IFA2 Ltd), en vue de :

- faire réaliser la construction (y compris les essais de mise en service) de l'interconnexion et pour ce faire conclure tous contrats nécessaires à la construction et aux essais de mise en service ;
- assurer le suivi de l'exécution de ces contrats ainsi que la gestion de la relation contractuelle avec les fournisseurs jusqu'à la réception de l'interconnexion ;
- plus généralement, réaliser toutes opérations commerciales, financières, industrielles, immobilières et mobilières se pouvant se rattacher directement à l'interconnexion ou facilitant sa réalisation.

¹⁷ Public limited company : type d'entreprise au Royaume-Uni ou en Irlande.

La passation de commande des principaux lots du projet sera effectuée par la société commune et engagera de fait les dépenses de réalisation d'IFA2, financées à parts égales par RTE et NG IFA2 Ltd.

Au préalable - et comme le fera en parallèle l'organe de gouvernance de NGIH - le Directoire de RTE autorisera l'attribution des marchés de construction d'IFA2 sur proposition de l'instance de gouvernance du projet (au terme des négociations techniques et commerciales résultant de l'appel d'offres lancé le 30 novembre 2015).

La future société commune sera chargée de la construction jusqu'à la réception des livrables et la remise des actifs construits à leurs propriétaires respectifs (RTE en France et NG IFA2 Ltd au Royaume-Uni).

NB : L'ensemble des décisions importantes liées au projet (création de la société commune, décision finale d'investir, commandes pour travaux) est programmé pour l'automne 2016, après le référendum au Royaume-Uni sur son maintien dans l'Union Européenne et dans l'hypothèse d'une réponse positive. En cas de « non » au référendum, RTE et NGIH réinterrogeront la poursuite du projet pour se conformer à ce nouveau contexte légal et réglementaire.

3.2.3 Accord d'exploitation commune (*Joint Operation Agreement - JOA*)

En parallèle des négociations relatives à cette société commune, RTE et NGIH élaborent les modalités de coordination entre les deux gestionnaires organisant l'exploitation technique et la maintenance des ouvrages, ainsi que le partage des revenus, issus de l'exploitation commerciale des ouvrages.

Ces modalités seront stipulées dans le *Joint Operation Agreement (JOA)* qui sera signé par les Parties (RTE et NG IFA2 Ltd) avant la réception finale de l'interconnexion. Dès sa mise en service, la gestion commune de l'interconnexion sera donc régie par le JOA qui organisera contractuellement la coopération entre RTE et NG IFA2 Ltd.

Le JOA, accord de partenariat entre RTE et NG IFA 2 encadrant la phase d'exploitation (maintenance, exploitation commerciale, gouvernance, partage des responsabilités ...) sera signé avant la création de la société commune. Des annexes techniques seront élaborées pendant la phase de construction, qui viendront compléter le JOA et rentreront dans le champs contractuel avant la mise en service.

3.3 PROCESSUS REGULATOIRE BRITANNIQUE

Les sociétés qui envisagent de posséder et exploiter la partie britannique des liaisons d'interconnexions sous-marines entre la France et la Grande-Bretagne, sont censées financer ces actifs par les recettes qu'elles percevront suite à leur mise aux enchères (et après partage de ces recettes avec RTE).

Néanmoins lorsque la mise en service est escomptée d'ici fin 2020 (contexte du « *near term project* »), ces sociétés peuvent demander à bénéficier d'une régulation « *CAP & Floor* ». Ce régime réglementaire, lorsqu'il est accordé par l'OFGEM, garantit des recettes annuelles au moins égales au « *Floor* » mais en contrepartie prélève la part de recettes annuelles qui excède le « *CAP* ».

L'obtention de la régulation « *CAP & Floor* » procède en deux étapes :

- **Initial Project Assessment (IPA)** : Dans un premier temps, le promoteur du projet dépose un dossier de demande qui, s'il est agréé, lui donne droit à bénéficier de ce régime.
- **Final Project Assessment (FPA)** : Dans un second temps (au maximum deux ans après que le projet ait été reconnu éligible au régime « *CAP & Floor* »), le promoteur du projet dépose un dossier ad hoc qui permet à l'OFGEM de définir les niveaux de « *CAP* » et « *Floor* » accordés au projet¹⁸.

Le projet IFA2 a été reconnu éligible au régime « *CAP & Floor* » en juillet 2015, et NGIH projette de soumettre son dossier de FPA en mars 2017, laissant espérer une décision de l'OFGEM sur les niveaux de « *CAP* » et « *Floor* » d'ici fin 2017, soit près d'un an après la signature des contrats de construction.

¹⁸ Des clauses de réouvertures permettent, sous conditions, de réviser ces niveaux de *CAP* et *Floor* sur la base des coûts réalisés.

3.4 ENGAGEMENT DE NGET SUR LA DISPONIBILITE DU RESEAU BRITANNIQUE

En dehors des travaux création du poste de CHILLING et du raccordement de la station de conversion britannique sur ce poste, NGET a assuré à NGIH que le projet IFA2 ne nécessitait aucun travaux spécifique de renforcement sur le réseau amont du Royaume-Uni (travaux qui, dans leur attente, auraient pu limiter la capacité d'échange d'IFA2 lors de sa mise en service).

NGIH est informé des travaux planifiés par NGET sur le réseau de transport britannique (tels que stipulés dans une annexe aux conventions de raccordement) et reste attentif à leur progression. Ces chantiers ne sont pas motivés par le raccordement d'IFA2 et sa future mise en exploitation ; ils devraient être achevés d'ici 2019, avant la mise en service d'IFA2.

Ainsi, à ce stade, et conformément aux conventions de raccordement mises en place entre NGIH et NGET, NGIH n'anticipe pas que des contraintes localisées sur le réseau de transport du Royaume-Uni limitent la capacité d'interconnexion IFA2 lors de sa mise en service en 2020.

4 PROPOSITIONS CHIFFREES POUR LA MISE EN ŒUVRE DU MECANISME D'INCITATION

4.1 LE « TEN-YEARS NETWORK DEVELOPMENT PLAN » (TYNDP)

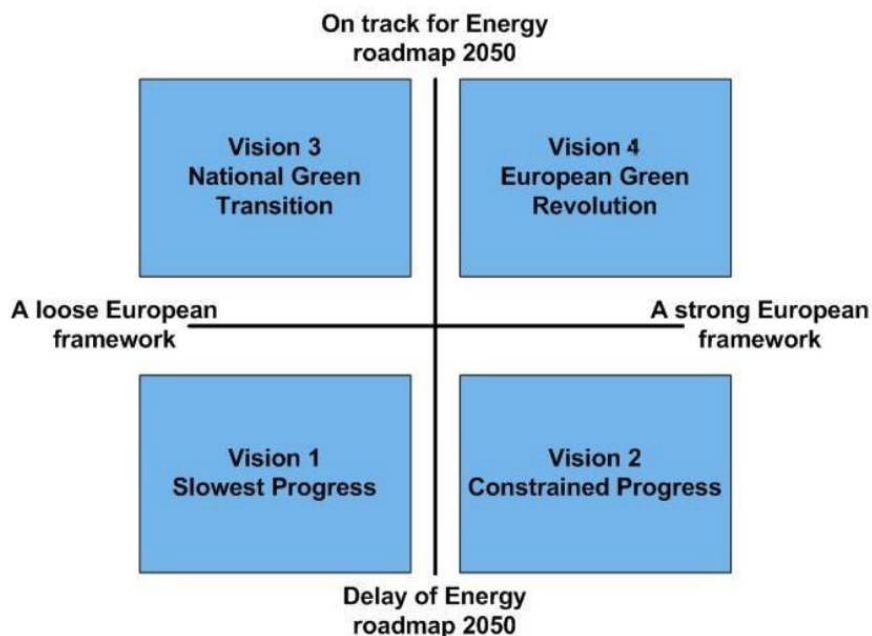
La logique de la régulation incitative aux interconnexions est d'inciter RTE à développer rapidement et efficacement les interconnexions apportant un bénéfice socio-économique européen. Les études paneuropéennes réalisées par l'ensemble des GRT européens dans le cadre d'ENTSO-E avec les exercices TYNDP proposent une méthode et des scénarios pour une estimation de ce bénéfice sous certaines hypothèses et scénarios (voir annexe B).

La méthode étant partagée au niveau européen, RTE propose que la CRE retienne les résultats de ces études menées dans le cadre d'ENTSO-E comme base de son appréciation du bénéfice socio-économique apporté par le projet IFA2 pour asseoir le mécanisme incitatif. Il convient de noter que le processus de ces exercices TYNDP est récent et que les études menées dans ce cadre sont régulièrement améliorées, avec un meilleur partage des meilleures pratiques méthodologiques entre les GRT :

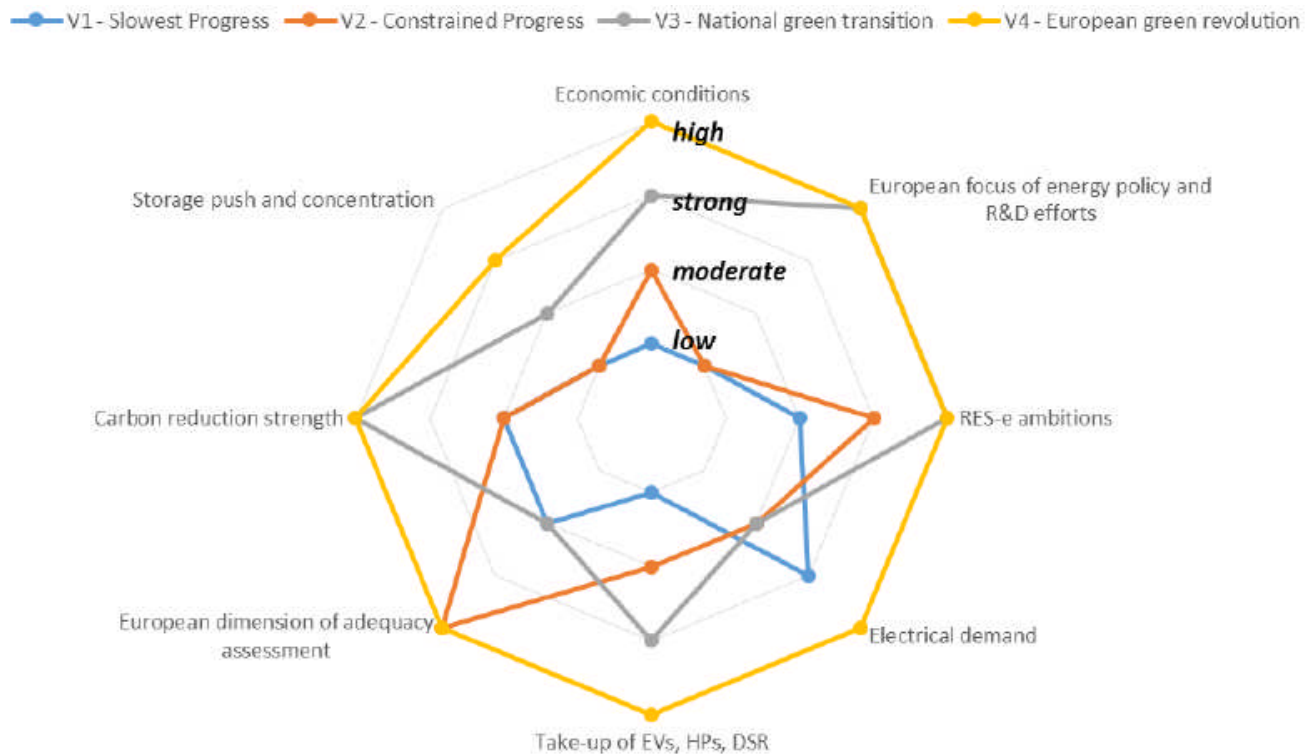
- la première édition du TYNDP date de 2010 et a permis la première mise en commun des études des GRT européens.
- Le TYNDP 2012 a été le premier exercice conduit avec méthodologie commune, et se concentrait sur les perspectives de développement du réseau à l'horizon 2020,
- l'exercice 2014 du TYNDP, a vu de nombreuses améliorations méthodologiques, notamment l'analyse bénéfices-coûts (CBA : *Cost Benefit Analysis*) multicritères, et visait à explorer le développement du réseau l'horizon 2030.
- l'exercice 2016 du TYNDP, actuellement en cours, vise à :
 - actualiser les études menées en 2012 à l'horizon 2020 (sur la base du scénario *Expected Progress* défini en 2015 et jugé plus réaliste que les scénarios développés en 2011 pour le TYNDP 2012),
 - actualiser les études menées en 2014 à l'horizon 2030, sur la base de 4 visions contrastées dont les constructions, établies en 2015, s'inspirent de celles développées pour le TYNDP 2014 avec toutefois une meilleure vraisemblance dans leurs hypothèses.

Comme le TYNDP 2014 elles incluent deux approche dites « bottom-up » car élaborées sur la base des éléments nationaux proposées par les différents GRT (Vision 1 « Slowest Progress » et Vision 3 « National Green Transition ») et deux approches dites « top-down » car leurs constituants sont plus harmonisées à l'échelle européenne (Vision 2 « Constrained Progress » et Vision 4 « European Green Revolution »).

Ci-dessous les 4 visions examinées à l'horizon 2030 dans le TYNDP 2016, chacune pouvant prolonger le scénario retenu à l'horizon 2020 (« *Expected Progress* ») dans ce même TYNDP :



Caractéristiques des différentes visions établies à l'horizon 2030 dans le cadre du TYNDP 2016



La méthode CBA d'analyse bénéfices-coûts des projets d'ENTSOE a été formellement validée par la Commission européenne après avis de l'ACER en 2014. Elle prévoit d'exposer notamment pour chaque projet :

- Son coût de construction en M€ ;
- La variation du volume de pertes induite par le projet, sur l'ouvrage lui-même et sur les réseaux européens dans leur ensemble.
- Une estimation du « bénéfice socio-économique » (SEW : *Social Economic Welfare*) calculée par le différentiel de coût variable de production d'électricité en Europe avec et sans le projet (c'est-à-dire l'économie en termes de coûts de combustible).

C'est la première méthode partagée à l'échelle européenne en la matière, et ENTSO-E prévoit de l'améliorer, d'une part en enrichissant les résultats présentés dans les TYNDP 2016 au-delà de ce minimum requis, d'autre part en proposant, comme le prévoit la réglementation, une méthode révisée à l'ACER et la Commission européenne.

En particulier, sont visés pour compléter les éléments monétisés :

- Une meilleure évaluation de la variation du volume de pertes annuel¹⁹ et une évaluation complémentaire de la variation du coût des pertes (sous réserve de mise en œuvre des moyens de calculs lourds nécessaires) ;
- Une évaluation des gains éventuels apportés par l'interconnexion en matière de découverte de nouveaux gisements de flexibilité ou de meilleure utilisation de gisements existants, ou encore de capacité à sécuriser les approvisionnements (probablement en ordre de grandeur et inscrits en commentaires, donc bien dissociés de la valorisation CBA ; les méthodes associées étant encore en discussion et non-stabilisées).

Les évaluations CBA du TYNDP sont un entrant du processus de labellisation « Projet d'Intérêt Commun » mené par la Commission européenne.

¹⁹ Dans une approche conservatrice, le TYNDP 2014 indiquait les pertes sur les liaisons HVDC reliant les îles britanniques au continent, ne tenant pas compte des gains estimés pour les îles britanniques, faute de disposer systématiquement de l'évaluation de l'impact sur le continent.

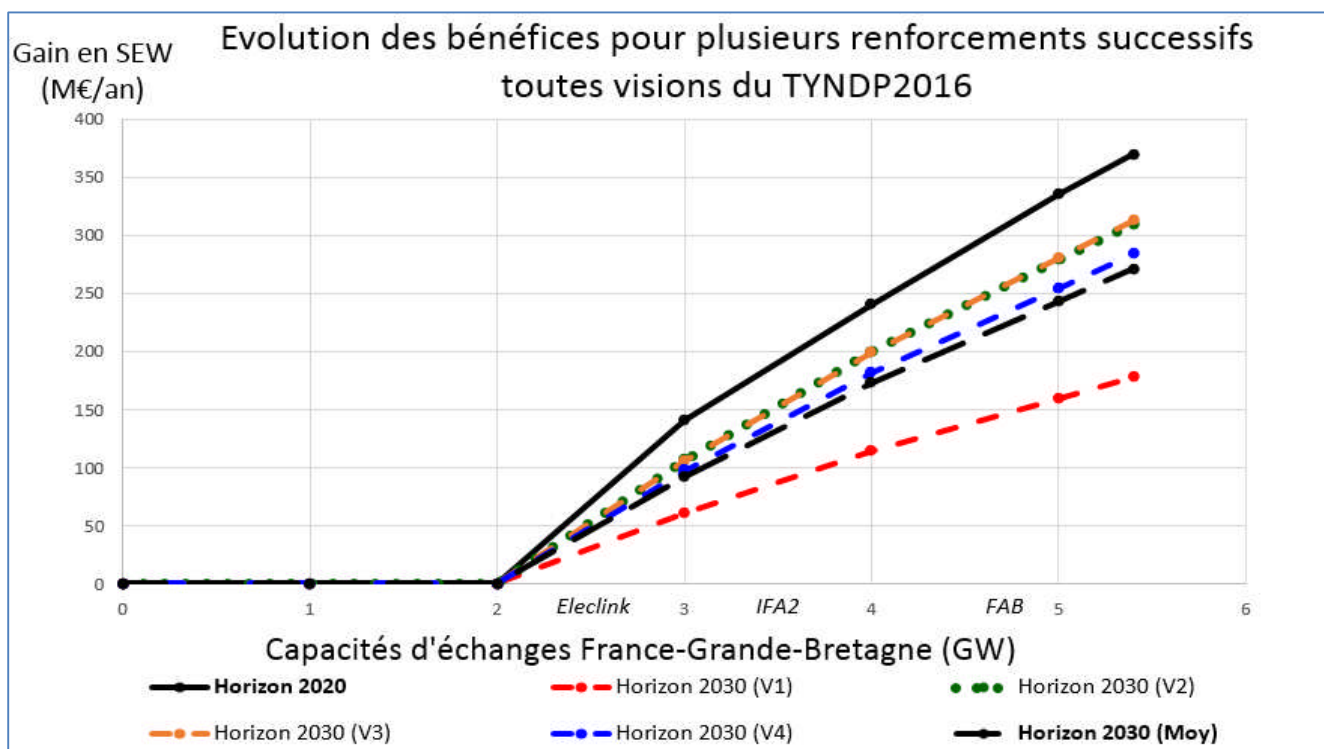
4.2 L'ÉVALUATION DES BÉNÉFICES SOCIO-ÉCONOMIQUE EUROPÉEN APPOURTE PAR IFA2 DANS LE CONTEXTE DU TYNDP 2016 AUX HORIZONS 2020 ET 2030

Le tableau et le graphe ci-dessous (voir les facteurs explicatifs en annexe B) exposent les évolutions des bénéfices socio-économiques annuels (i.e. gains de *Social Economic Welfare* - SEW - en termes d'économie de coûts variables de production) telles qu'elles s'établissent dans le cadre du TYNDP 2016²⁰ à l'horizon 2020 et selon les 4 visions de l'horizon 2030, selon la méthode et les scénarios ENTSOE, en considérant des renforcements successifs de 1 GW des capacités d'interconnexion Fr-GB.

NB : En l'absence de tout élément nouveau sur les politiques énergétiques européennes ou nationales, et face à l'incertitude inhérente à ce type d'exercice, RTE propose de retenir la valeur moyenne de l'évaluation des bénéfices associés dans chacune des quatre visions, comme évaluation du gain apporté par chaque renforcement successif de 1 GW à l'horizon 2030.

Gain en SEW	2020	2030 (moy. 4 visions)	2030 Vision 1	2030 Vision 2	2030 Vision 3	2030 Vision 4
2 => 3 GW	140 M€/an	90 M€/an	60 M€/an	105 M€/an	105 M€/an	95 M€/an
3 => 4 GW	100 M€/an	80 M€/an	55 M€/an	95 M€/an	95 M€/an	85 M€/an
4 => 5 GW	95 M€/an	70 M€/an	45 M€/an	80 M€/an	80 M€/an	70 M€/an

Plusieurs projets d'interconnexion Fr-GB sont à l'étude et conduisent à des renforcements successifs des capacités d'échanges fonction des dates de mises en service prévisionnelles.



Ces résultats montrent qu'un supplément de capacité d'échange de 1 GW apporte marginalement moins de bénéfices socio-économiques que les capacités d'échanges précédemment mises en service (rendements décroissants). Mais ils montrent aussi que cette inflexion est faible, car la capacité d'interconnexion du Royaume-Uni avec le continent demeure limitée (du fait de ses coûts) au regard de ses besoins²¹.

Une approche additive des estimations de ces bénéfices socio-économiques est appliquée en fonction de l'ordre d'arrivée des renforcements. Il en découle que les bénéfices socio-économiques marginaux

²⁰ A fin mars 2016, les résultats du TYNDP 2016 ne sont pas publiés, ils sont encore en cours de consolidation au sein de groupes de travail ad hoc de ENTSO-E.

²¹ Hors interconnexion avec la France, la capacité d'échange du Royaume-Uni est par hypothèse de 5.8 GW avec les autres pays européens.

apportés par IFA2, notamment à l'horizon 2020, s'apprécient différemment selon que la mise en service de ce projet fait passer les capacités d'échange France-GB de 2 à 3 GW (considérant un retard, voire l'abandon, du projet Eleclink) ou de 3 à 4 GW (considérant que la mise en service du projet Eleclink intervient avant celle d'IFA2).

Les bénéfices apportés par le projet IFA2 sur la période 2020-2030, s'évaluent donc différemment selon que le projet privé ELECLINK est très retardé (voire abandonné suite, par exemple, à une OPEN-SEASON infructueuse) ou est mis en service avant IFA2 (ou à une date quasi concomitante).

Par ailleurs, RTE propose de considérer qu'entre 2020 et 2030, la moyenne des bénéfices annuels apportés par IFA2 est égale (i.e. au premier ordre) à la valeur moyenne des bénéfices identifiés aux années 2020 (passage de 2 à 3 GW ou de 2 à 4 GW) et 2030 (passage de 2 à 5 GW), à savoir :

Bénéfices sociaux-économiques moyens sur la période 2020 -2030		Bénéfices en 2020 (M€/an)	Bénéfices en 2030 (M€/an)
Sans ELECLINK	110 M€/an	140	$(90+80+70)/3 = 80$
Avec ELECLINK	100 M€/an	$(140+100)/2 = 120$	$(90+80+70)/3 = 80$

Vu le faible écart entre les 2 situations, RTE propose de retenir qu'entre 2020 et 2030, le projet IFA2 apporte des bénéfices socio-économique européen d'une valeur de 100 M€/an.

NB : Cette évaluation du gain annuel est à rapprocher du coût total du projet, soit la somme des dépenses d'investissement et d'exploitation supportées par RTE et NGIH.

4.3 L'UTILISATION EFFECTIVE DE LA LIAISON D'INTERCONNEXION

Dans le mécanisme incitatif prévu dans la délibération TURPE-4, il est prévu que :

« Une fois l'interconnexion mise en service, les flux commerciaux apportés par l'interconnexion seront comparés aux flux annoncés par RTE avant la décision d'investissement pour l'année concernée. La prime attribuée sera [...] d'autant plus élevé que les flux constatés seront supérieurs à ceux prévus par RTE. »

Cette comparaison des échanges commerciaux est une approximation de la vérification ex-post de la réalité du bénéfice socio-économique européen apporté par l'interconnexion : si cette dernière est effectivement utilisée, c'est qu'elle est jugée utile par les acteurs du système électrique (clients, producteurs, traders,...).

Néanmoins, RTE a déjà eu l'occasion de faire part de ses préoccupations à l'égard du lien qui est fait entre le mécanisme d'incitation et des flux commerciaux ex-post, d'autant moins prévisibles et attribuables à une liaison donnée que le contexte est marqué par (i) des renforcements multiples des capacités d'interconnexion entre le Royaume-Uni et le Continent européen, (ii) le couplage croissant des marchés d'électricité en Europe²² et (iii) des scénarios très contrastés que pourraient suivre l'évolution des mix énergétique des pays concernés²³.

En conséquence :

- RTE n'est pas en position d'influer sur les facteurs complexes, notamment les conditions de marché du Royaume-Uni et dans les pays riverains électriquement interconnectés, qui affectent les flux d'échanges commerciaux entre la France et la Grande-Bretagne,
- les estimations de flux prévisionnel pour les années 2020 à 2030 qui résultent des simulations menées dans le cadre du TYNDP 2016, reposent sur des espérances statistiques qui n'ont que

²² Compte tenu du maillage toujours plus dense des réseaux de grand transport au travers des frontières nationales, les capacités sur la frontière France - Grande-Bretagne ne peuvent être évaluées, à l'horizon 2030, sans tenir compte de l'effet des échanges sur les autres frontières de la Grande-Bretagne sur sa façade Ouest (avec les pays du Nord de l'Europe) mais aussi Est (avec la République d'Irlande ou l'Irlande du Nord).

²³ Compte tenu de l'évolution extrêmement importante et rapide à l'œuvre dans le système électrique européen, il est illusoire de pouvoir prévoir les situations précises des mix énergétiques de la France et la Grande-Bretagne (ainsi que des pays riverains) entre 2020 et 2030. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle les études menées par ENTSO-E couvrent plusieurs Visions, afin de s'assurer que l'évaluation de l'intérêt d'un projet est bien robuste à différents futurs possibles.

peu de chance de se concrétiser sur un échantillonnage de dix ans, vu la loi faible des grands nombres,

- l'ouvrage apportera une plus-value socio-économique quel que soit le sens des flux sur l'interconnexion France - Grande-Bretagne (y compris en cas de counter-trading).

En outre, pour les acteurs il importe avant tout que la capacité supplémentaire d'échange soit effectivement mise à disposition et permette que les conditions du marché de l'électricité en Europe se rapprochent de celles d'un marché dit « parfait », exempt de risques de main mise.

Enfin, pour RTE, il importe que les composantes du mécanisme régulateur reposent sur des éléments maîtrisables par l'entreprise et suffisamment prévisibles. Ces conditions sont nécessaires pour les dispositifs incitatifs soient effectivement facteurs de progrès : qu'ils soient déclinables en management interne et que leurs cibles soient a priori accessibles.

Ces considérations militeraient pour que la prime d'incitation soit d'autant plus élevée que la disponibilité annuelle de l'ouvrage (paramètre maîtrisé et prévisible par RTE) s'avère supérieure à une valeur-cible prévisionnelle.

Toutefois, vu l'énoncé de la délibération relative au TURPE 4, afin de disposer d'une modalité de vérification ex-post qui soit effectivement liée à l'utilisation de l'ouvrage tout en adoptant une mesure robuste à différents scénarios possibles, RTE propose de retenir comme critère le taux d'utilisation moyen annuel du supplément de capacité apportée par la mise en service de l'interconnexion IFA2.

Plus précisément, RTE propose comme critère d'appréciation de la réalisation des bénéfices socio-économiques, l'énergie échangée lorsque IFA2 (1 GW) est disponible, et en ne considérant que les échanges France - Grande-Bretagne (quels qu'en soient le sens) compris entre 3 à 4 GW par pas horaire (ou entre 2 à 3 GW si Eleclink était très différé ou abandonné) ; cette énergie échangée étant sommée annuellement et rapportée à 8 760 GWh (ou 8784 GWh les années bissextiles).

Le taux d'utilisation prévisionnel est établi au regard des niveaux d'échanges, au pas horaire, évalués dans les études du TYNDP 2016 (voir plus bas).

Le taux réalisé, constaté ex post, sera établi selon les mêmes principes (à adapter en fonction des disponibilités constaté d'IFA1 et, le cas échéant, Eleclink).

Pour établir une estimation prévisionnelle du taux d'utilisation moyen annuel du supplément de capacité d'échange apporté par IFA2 de 2020 à 2030, RTE se réfère aux hypothèses et simulations de l'ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2016, à l'horizon 2020 et à l'horizon 2030 (en considérant la moyenne des quatre Visions). En cohérence avec l'évaluation du surplus socio-économique européen apporté par le projet (cf. §4.2 et annexe B), cette évaluation diffère selon qu'il est considéré que le projet privé ELECLINK est très retardé (voire abandonné suite, par exemple, à une OPEN-SEASON infructueuse) ou est mis en service avant IFA2 (ou à une date quasi concomitante).

Sur ces bases, les estimations issues du TYNDP 2016 évaluent le taux moyen d'utilisation à :

Sans Eleclink : 77 %, à l'horizon 2020 et 63 % à l'horizon 2030.

Avec Eleclink : 72 %, à l'horizon 2020 et 58 % à l'horizon 2030.

D'où les chroniques prévisionnelles suivantes :

Prévision des taux d'utilisation moyenne annuels d'IFA2	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Sans ELECLINK	75,6%	74,2%	72,8%	71,4%	70,0%	68,6%	67,2%	65,8%	64,4%	63,0%
Avec ELECLINK	70,6%	69,2%	67,8%	66,4%	65,0%	63,6%	62,2%	60,8%	59,4%	58,0%

RTE rappelle que la prime variable liée à ce taux d'utilisation - paramètre non maîtrisable, volatil et peu prévisible - est de nature à atténuer l'aspect incitatif de l'ensemble du dispositif.

4.4 LE COUT D'INVESTISSEMENT DU PROJET

Dans le mécanisme incitatif prévu dans la délibération TURPE-4, il est stipulé :

« RTE fournira à la CRE sa meilleure estimation des coûts d'investissement du projet d'interconnexion considéré. [...] RTE recevra une prime d'autant plus importante que les coûts réalisés seront bas et d'autant plus faible qu'ils seront élevés ».

A la date de rédaction du présent document, la meilleure estimation de RTE des coûts d'investissement est de 370 M€₂₀₁₆²⁴ (chiffage détaillé en annexe D)

NB : Chiffage établi en faisant l'hypothèse que le coût total du projet (~740 M€) sera financé à 50% par RTE et à 50% par son partenaire NGIH.

L'analyse des risques du projet, menée en collaboration avec NGIH, montre toutefois qu'il pourrait être légitime de se référer à une présentation nettement plus prudentielle, conduisant à privilégier la valeur haute du coût d'investissement prévisionnel, soit 415 M€₂₀₁₆ pour RTE (ou 830 M€₂₀₁₆, pour l'ensemble du projet) vu les risques en phase de construction (voir annexe D).

NB : Considérant le niveau d'incertitude qui pèse à ce stade sur cette estimation, RTE demande à ce que, si elle est positive, la prime variable portant sur le coût soit intégralement conservée (d'autant que, par ailleurs, la prime variable liée aux flux est hors de sa maîtrise).

4.5 LES COUTS ANNUELS ET L'UTILITE ECONOMIQUE NETTE DU PROJET

Hormis le coût des pertes (chiffré plus bas), RTE considère que les dépenses d'exploitation (ou *OPEX*, *Operational Expenses*) liées à cet ouvrage, additionnées d'une annualisation des dépenses de réparation (suite à des dommages sur les câbles) et d'une annualisation des dépenses de rénovation/modernisation des stations de conversion (à mi-vie de l'ouvrage), représentent ensemble un montant de l'ordre de 1,3%/an du montant investi. C'est à dire moins de **5 M€/an** (voir Annexe C).

Les pertes sur la liaison à courant continu sont conséquentes, mais celles sur le réseau alternatif anglais et les autres interconnexions France - Royaume-Uni s'en trouvent dans le même temps fortement diminuées. Celles sur le réseau français restent de très faible niveau et tantôt en augmentation, tantôt en diminution selon le paysage des flux sur le réseau hexagonal. Faute d'évaluation précise à ce jour (l'évaluation des pertes est en cours de finalisation par ENTSOE), et comme proposé par la CRE pour les besoins de cette demande d'incitation, il sera ici considéré que le coût des pertes électriques liées à l'exploitation d'IFA2 est de l'ordre de **8 M€/an** pour RTE, sur la période 2020-2030 (voir annexe C).

Compte tenu d'une rénovation des stations de conversion incluse dans les dépenses d'exploitation (voir plus haut), RTE considère que la durée de vie de l'ouvrage d'interconnexion est au moins égale à la durée de vie comptable des câbles sous-marins, à savoir 45 ans (voir annexe C).

Annualisé sur la base de cette durée de vie, et d'un taux d'actualisation de 5,5%, le coût d'investissement représente une charge de l'ordre de **22 M€/an** pour RTE.

Le cumul de ces charges annuelles²⁵ estimées est donc de l'ordre de 35 M€/an pour RTE (70 M€/an pour l'ensemble du projet). Comparé aux bénéfiques (100 M€/an pour l'ensemble du projet, soit 50 M€/an pour la « part française »), il apparaît que l'utilité économique nette d'IFA2 est d'environ 30 M€/an (soit 30 % des bénéfiques), ou d'environ 15 M€/an sur sa partie française.

NB : RTE rappelle que ces évaluations du coût complet annuel et de l'utilité économique nette du projet, relèvent de calculs simplifiés qui sont ici opérés dans l'objectif d'établir un mécanisme d'incitation ; ils n'ont pas pour objet de revenir sur la justification technico-économique soumise par ailleurs aux pouvoirs publics.

²⁴ Ce coût prévisionnel du projet IFA2, pour RTE, est cohérent avec celui exposé dans le dossier d'approbation du programme d'investissement 2016 de RTE ; dossier, soumis à la CRE en novembre 2015.

²⁵ Au stade actuel, il n'est pas formellement acté que RTE et NGIH cofinanceront le projet IFA2 sur la base d'une répartition 50/50 du coût total. Mais cette option reste clairement privilégiée par RTE et par NGIH ; l'OFGEM y fait explicitement référence dans sa consultation du « *Initial Project Assessment* » (<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/93792/ipamarch2015consultation-final-pdf>).

4.6 LA PRIME D'INCITATION

La prime d'incitation reçue par RTE est facteur du *taux d'incitation* retenu par la CRE : ce taux appliqué à l'utilité économique nette attendue du projet définit la valeur de la prime fixe octroyée à RTE.

Dans sa délibération du 26 mars 2015 définissant les incitations financières du projet d'interconnexion Savoie-Piémont, la CRE avait motivé un taux d'incitation limité à 5% et une prime fixe réduite à environ 30 points de base, sur dix ans, en considérant que « *l'utilité économique du projet [était] très dispersée en 2030, selon les visions du TYNDP 2014, et que le projet [était] à un stade d'avancement proche de la décision de réalisation* ».

Ces critiques ne sont pas opposables au projet IFA2, où :

- l'état d'avancement est moins prononcé que celui du projet Savoie-Piémont et les risques de dérives restent importants ; l'analyse menée en collaboration avec NGIH montre d'ailleurs qu'il pourrait être légitime de se référer à une évaluation plus prudentielle du coût d'investissement, en privilégiant une prévision de 830 M€₂₀₁₆ au lieu de 740 M€₂₀₁₆ (soit de 415 M€₂₀₁₆ pour RTE). Face à ce constat, RTE et son partenaire NGIH vont resserrer leur gouvernance du projet - via une société commune à créer - pour parfaire la coordination du futur chantier de construction et renforcer la transparence partagée sur les coûts ainsi que sur les risques de dérives haussières.
- les valorisations des bénéfiques du projet IFA2 (selon le TYNDP 2016), sont nettement plus homogènes ; et ce quel que soit l'horizon considéré, ou quelles que soient les visions de 2030, ou encore quel que soit le niveau de capacité d'échange entre la France et la Grande-Bretagne :
 - en 2020, le scénario « *Expected progress 2020* » présente les bénéfiques les plus importants (de 140 à 95 M€/an), susceptibles de rentabiliser l'investissement en quelques années ;
 - en 2030, si les bénéfiques sont en retrait d'environ 70% vis-à-vis de 2020 (RTE ayant choisi de privilégier des valeurs conservatives à cet horizon), ils restent groupés sur des valeurs du même ordre pour trois scénarios sur quatre (de 105 à 70 M€/an). Seuls les bénéfiques de la vision 1, « *Slowest Progress* », accusent une baisse plus marquée, mais cette vision paraît peu probable sur cette frontière-ci, compte tenu du besoin et de la dynamique engagée de renouvellement du parc britannique ; elle conduit en revanche à ce que les bénéfiques moyens soient appréhendés de façon conservatrice dans le mécanisme incitatif.

Ces éléments permettent d'envisager sereinement la maîtrise et la rentabilité du projet IFA2, ce qui conduit RTE à demander une prime fixe d'un montant qui soit significatif :

⇒ égal à 4,0 M€/an, octroyés sur 10 ans.

Ce niveau prime correspond à

- **une bonification de la rémunération l'ordre de 80 points de base, sur la toute la durée de vie du projet,**
- **un taux d'incitation de l'ordre de 25% à appliquer à la moitié (part "française") de l'utilité économique nette escomptée du projet (~15 M€/an).**

Dans sa consultation publique du 6 novembre 2012 relative au TURPE 4, la CRE avait considéré à titre d'exemple une prime d'incitation de 200 points de base sur dix ans, soit, à l'époque, un niveau comparable aux 200 points de base de l'incitation italienne sur les investissements renforçant ses capacités d'interconnexion²⁶ ou les capacités entre zones.

²⁶ Mécanisme incitatif exempt de malus, à la connaissance de RTE

5 CONCLUSION

Ce dossier de demande d'incitation au projet IFA2 est soumis à la CRE en préalable à la décision d'engagement de dépenses programmée fin novembre 2016 par RTE (et la *final investment decision* de son partenaire, NGIH, également programmée en novembre 2016).

Ce projet est aujourd'hui régi par un *Joint Development Agreement* qui organise contractuellement la coopération entre les partenaires et, à l'instar d'INELFE, une société commune (SAS de droit français) sera créée pour réaliser l'ouvrage. Les dispositions prises doivent permettre côté français de s'assurer de l'engagement de NGIH et de préciser les conditions d'une fin prématurée du partenariat, le cas échéant.

L'incitation est ainsi sollicitée dans un cadre pratiquement finalisé, mais avant que soit acté de la création d'une société commune (prévue pour novembre 2016), et que soient engagées les passations de commandes auprès des fournisseurs par cette société commune (prévues pour décembre 2016).

La valorisation l'utilité économique du projet IFA2 s'appuie sur les meilleures informations techniques connues à ce jour :

- L'évaluation du coût du projet, 740 M€₂₀₁₆ (soit 370 M€ pour RTE²⁷), a fait l'objet d'une double analyse de risque par RTE et NGIH (scénario haut de 830 M€₂₀₁₆) et sera affiné avec le dépouillement des offres fournisseurs faites suite à l'*Invitation To Tender* (ITT) lancée fin 2015 ; annualisé sur la base d'une durée de vie de 45 ans et d'un taux d'actualisation de 5,5%, le coût d'investissement total (740 M€) représente une charge de l'ordre de 44 M€/an ;
- L'évaluation des dépenses d'exploitation (y compris les coûts de réparation suite à avaries et les coûts de rénovation/modernisation) est de moins de 10 M€/an (1,3% du coût d'investissement) ;
- L'évaluation du coût des pertes sera affinée mais dans une vision conservatrice, tant en volumes qu'en prix d'achat, peut être estimé de l'ordre de 16 M€/an ;
- L'évaluation des bénéfices socio-économique de la totalité projet, est de l'ordre de 100 M€/an sur la période 2020-2030, selon la méthode et les hypothèses retenues.

Ces éléments conduisent à estimer que l'utilité économique nette (i.e. bénéfices attendus réduits de ses coûts prévus) est de l'ordre de 30 M€/an.

RTE demande à ce que la prime fixe soit valorisée à hauteur de 25% de la moitié (part « française ») de cette utilité économique nette, soit de 4,0 M€/an sur 10 ans.

Ce niveau prime correspond à une bonification de la rémunération l'ordre de 80 points de base sur toute la durée de vie du projet.

Cette incitation, qui s'inscrira en cohérence avec l'instruction de la concertation et des procédures d'autorisations administratives, permettra de renforcer les enjeux de maîtrise des risques pesant sur la tenue des délais et des coûts au stade actuel du projet qui aborde la phase cruciale de réalisation effective.

²⁷ Au stade actuel, il n'est pas formellement acté que RTE et NGIH cofinanceront le projet IFA2 sur la base d'une répartition 50/50 du coût total. Mais cette option reste clairement privilégiée par RTE et par NGIH ; l'Ofgem y fait explicitement référence dans sa consultation du « *Initial Project Assessment* » (<https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/93792/ipamarch2015consultation-final-pdf>).

**DEMANDE D'INCITATION A UN INVESTISSEMENT
PORTANT SUR UNE LIAISON D'INTERCONNEXION**

PROJET HVDC « IFA2 »

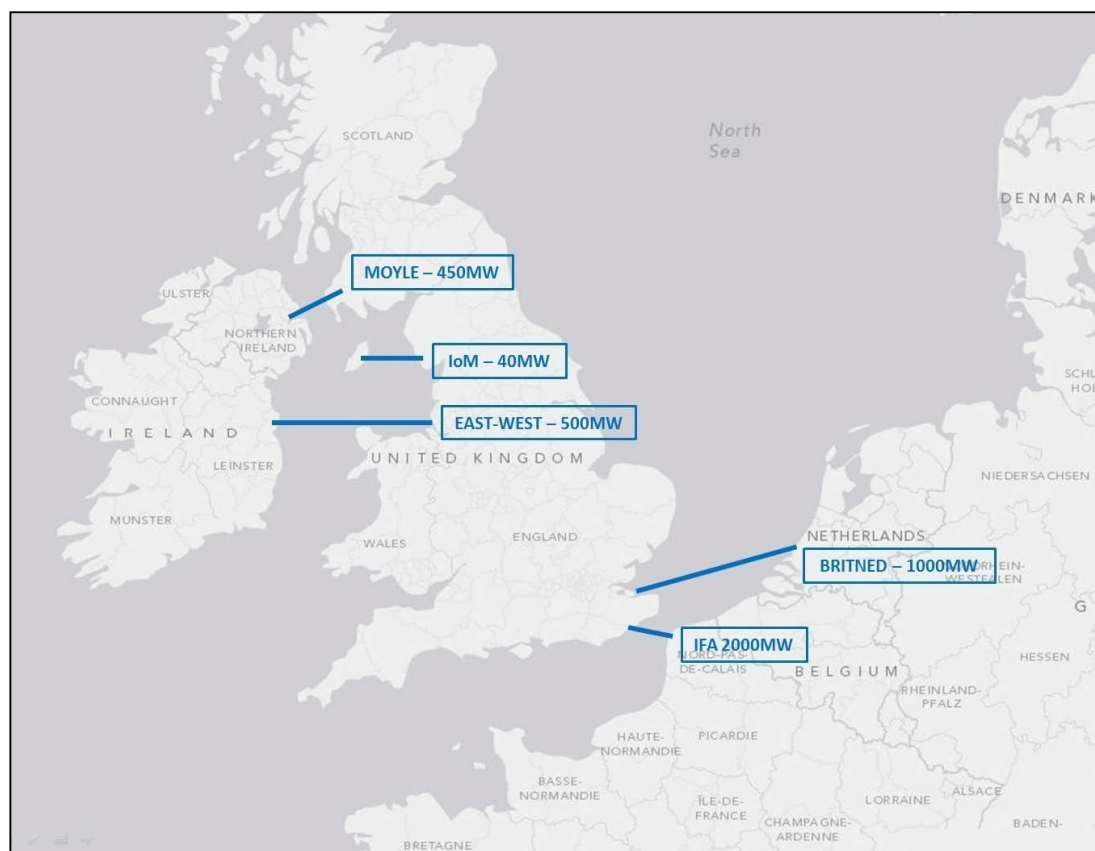
ANNEXE A

**THE RELEVANCE OF REINFORCING
THE CAPACITY OF EXCHANGE BETWEEN
FRANCE AND THE BRITISH ISLES**

THE RELEVANCE OF REINFORCING THE CAPACITY OF EXCHANGE BETWEEN FRANCE AND THE BRITISH ISLES

THE CURRENT SITUATION: AN INTERCONNECTION CLOSE TO SATURATION

The British Isles form an “electric peninsula” today in Europe. Great Britain, is linked to the continent by interconnectors of a total capacity of only 3 GW: England-France (2 GW, 1986) and England-Netherlands (1GW, 2011). In addition to these links to the continent, there are connections (see Fig 1 below) which bind the British Isles: between Great Britain and Northern Ireland, Great Britain and the Isle of Man, and Great Britain and the Republic of Ireland. Therefore, in total Great Britain currently has around 4GW of interconnection to its neighbours. This represents around 6% of installed electricity production capacity which is low compared to the 10% by 2020 and 15%²⁸ by 2030 targets set by the European Council and communicated in the European Energy Security Strategy²⁹ of May 2014 and in the Energy Union Package³⁰ of February 2015



Existing Great-Britain's interconnections

The capacity of exchange between France and Great Britain today is under great demand. Indeed, when we observe exchange figures of French exports to Great Britain, they regularly reach the maximum transfer capability of the existing link. The average annual level of saturation of the link IFA 2000 was thus close to 90% in 2013, 95% in 2014 and 86% en 2015³¹. Historically, this interconnection is most often saturated during exports from France to GB³².

The most recent independent, authoritative pan-European analysis of electricity transmission

²⁸ accounting for trade flows and costs

²⁹ <https://ec.europa.eu/energy/en/news/european-council-agrees-climate-and-energy-goals-2030>

³⁰ http://ec.europa.eu/priorities/energy-union/docs/interconnectors_en.pdf

³¹ A connection is saturated when the level of trade flow reaches exchange capacity offers. The level of annual average saturation is calculated on the basis of saturation levels observed hour by hour over a total of 8760 hours per year

³² In 2015, over 97% of the IFA2000 use was due to energy import, from France to GB (see 2015 RTE Annual Electricity Report).

investment needs in this region is reflected in ENTSO-E's³³ Regional Investment Plan North Sea Region³⁴ of 30th October 2015, which forms part of the 2016 Ten Year Network Development Plan (TYNDP) process, still being consolidated in mid-April 2016.

This analysis confirms that additional interconnector capacity is required to facilitate envisioned RES integration whilst minimising RES curtailment. Such increased interconnection will lead to increased market and RES integration and add flexibility to system operation, overall supporting a reduction of CO₂ emissions.

GREAT-BRITAIN'S STRONG POTENTIAL OF WIND GENERATION LEADS TO MORE EXCHANGE WITH THE CONTINENT

The electrical generation facilities of the United Kingdom and Ireland today are mainly gas and coal-fired power stations. In the forthcoming 10 years, this two states face the challenge of replacing their coal and nuclear based generation which are reaching the end of their natural lives. Endowed with exceptional resources for Europe, they have planned massive development of wind turbines, principally offshore. High powered nuclear plants have also been programmed in England and Wales.

The construction of new generation sites from now until the next decade will only compensate to an extent the closing of the oldest plants in the United Kingdom. The British Isles would then be importing areas.

According to ENTSOE forecasts³⁵, Ireland and the United Kingdom will either be substantial electrical exporting countries (in scenarios of high deployment of renewable generation) or the exchanges will be more balanced by the year 2030. Whichever is the case, the need for additional interconnection (in keeping with the assessed benefits) is a common requirement.

However, approaching 2020 and 2030, the variability of wind generation and the unprecedented individual size of new electrical plants in Great Britain pose new challenges to the grid operator for management of the electrical supply/demand balance. New interconnectors such as IFA2 are important tools for the grid operator to improve the inter-operability and security of supply of European power system operation.

WHAT BENEFITS ARE TO BE EXPECTED FROM DEVELOPING INTERCONNECTIONS WITH THE BRITISH ISLES?

In the next ten years, ENTSOE predicts substantial increase of exchanges between the British Isles and the continental countries will be needed, due to a strong development of wind generation in Ireland, Scotland and England. It will require a total increase of interconnection capacity with the continent to more than 7GW by 2030 (taking into account the costs assessment of developing this capacity).

The new interconnection capacities will allow taking advantage of complementary aspects of existing and future generation facilities on both sides of the Channel and in the North Sea.

The massive development of renewable energies in the upcoming years (several thousand megawatts for both countries) will lead to a demand for increased flows in both directions, depending on the climatic conditions of each state (strong/weak winds, temperatures). The presence of increased interconnection will tend to dampen wholesale electricity market price volatility.

For a 1000 MW rise of the interconnection capacity between France and Great-Britain, ENTSOE

³³ ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), gathering National Grid, RTE and 39 other TSOs of the entire EU and other European countries, is in charge in particular of delivering every two years a Pan-European Ten-Year Network Development Plan, providing a vision for the future extra-high voltage grid in Europe.

³⁴ <https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/rgips/Regional%20Investment%20Plan%202015%20-%20ORG%20NS%20-%20Final.pdf>

³⁵ https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf

evaluates the benefit, in terms of social economic welfare, as approximately 100 M€/year, and it is all the more important that in the green transition is initiated. This benefit corresponds to less use of thermal power plants (coal, gas and oil-fired plants) in the concerned countries, due to an enhanced use of carbon-free generation (renewable and nuclear)³⁶.

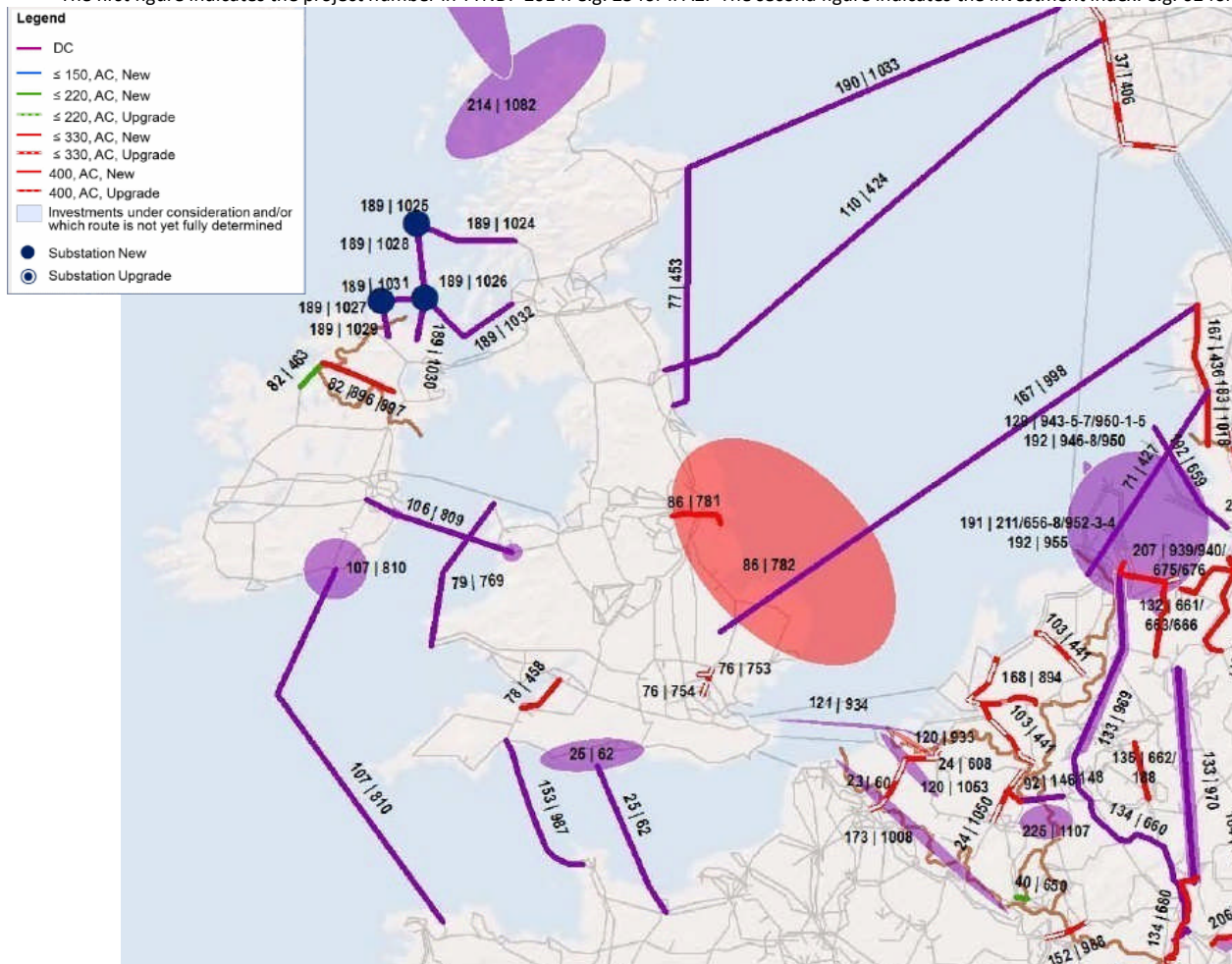
All these elements reveal a need to significantly increase the capacity of exchange of electricity between France and the British Isles.

This necessity has been pointed out for many years in the French Ten-Year Development Scheme of the public electricity transmission network, as well as in the Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) studies issued by ENTSO-E, and is supported by policies adopted by UK authorities the Department for Energy and Climate Change and the Office of Gas and Electricity Markets.

The UK Member State has made clear its support for increased interconnection through its publications More Interconnection: Improving Energy Security and Lowering Bills³⁷ and the National Infrastructure Plan 2014³⁸ where electricity interconnection is ranked among the top 40 national priorities.

Projects of Common Interest (ENTSO-E TYNDP 2014)

The first figure indicates the project number in TYNDP 2014: e.g. 25 for IFA2. The second figure indicates the investment index: e.g. 62 for IFA2.



³⁶ The assessment method of social economic welfare (SEW) takes into account the development of renewable production sectors supported by national and European public policies, but does not include prospective scenarios of technological breakthrough (flexibilities, storage ...). These failure scenarios are indeed difficult to predict but if they were to realize, they would alter the SEW assessment.

³⁷ https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/266460/More_interconnection_improving_energy_and_lowering_bills.pdf

³⁸ https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/381884/2902895_NationalInfrastructurePlan2014_acc.pdf