

# Détermination d'une capacité cible d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni

---

## Rapport

## Synthèse

### CONTEXTE ET OBJECTIFS

A l'heure actuelle, plusieurs projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne se proposent de faire émerger les synergies et complémentarités entre les systèmes électriques britanniques et d'Europe continentale. Cette étude vise à apporter des éléments quantitatifs permettant une prise de décision informée quant à la capacité cible d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne. L'impact d'un certain nombre d'hypothèses (notamment de déploiement des énergies renouvelables, d'évolution des capacités nucléaires, de niveau d'interconnexion, etc.) est présenté et discuté afin d'identifier les contextes dans lesquels un accroissement de la capacité d'interconnexion électrique entre la France et la Grande-Bretagne peut être favorable.

Une analyse coût-bénéfice d'un accroissement de capacité sur la frontière France – Grande-Bretagne a été effectuée, à l'aide du logiciel Artelys Crystal Super Grid. Les bénéfices associés à une nouvelle interconnexion sont assimilés dans ce rapport aux gains de surplus collectif engendrés par la mise en service de cette nouvelle interconnexion.

### SCENARIOS D'EVOLUTION DU SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN

Dans cette analyse, une attention particulière a été portée à la prise en compte des incertitudes sur l'évolution du mix électrique européen. Plusieurs scénarios ont été établis, dans le but de couvrir un ensemble de contextes énergétiques européens cohérents et contrastés. De plus, il s'agit ici d'évaluer la valeur des projets d'interconnexion sur l'ensemble de leur durée de vie, en considérant toute la trajectoire d'évolution du contexte, depuis leur mise en service jusqu'à leur terme.

Les trois trajectoires scénaristiques principales suivantes ont été modélisées et simulées à la maille nationale et granularité horaire, sur les horizons 2025, 2030 et 2040 – chacun étant décliné sur un échantillon de dix années climatiques. A chaque horizon étudié, les valeurs de capacités allant de 3 GW à 9 GW ont été testées et comparées.

- | Le scénario « **Transition Énergétique** » : la transition énergétique s'effectue dès 2025 à un rythme relativement élevé et permet d'atteindre les objectifs européens à l'horizon 2030. Le système énergétique ne subissant pas de transformation sectorielle profonde jusqu'en 2040 (électrification massive, efficacité énergétique très développée, ruptures technologiques...), les objectifs de décarbonation pour 2050 pourraient néanmoins nécessiter une accélération de la transition après 2040. En France, la capacité nucléaire décroît de 14 GW entre 2025 et 2030 tandis que les filières éolienne et solaire progressent d'environ 25 GW entre 2035 et 2030, puis de 25 GW supplémentaire entre 2030 et 2040. La demande électrique décroît du fait de l'efficacité énergétique.
- | Le scénario « **Prudent** » : Dans un contexte de moindre croissance économique, la transition énergétique est ralentie et décalée dans le temps pour l'ensemble de l'Europe. Avec un développement plus faible des énergies renouvelables, la France conserve une capacité

nucléaire élevée jusqu'en 2040, par ailleurs plus conforme aux scénarios les plus récents du gouvernement français à court terme. Les demandes en France et au Royaume-Uni sont stables sur l'ensemble de la trajectoire en raison de faibles progrès d'efficacité énergétique.

- | Le scénario « **Plans Nationaux** » : La transition énergétique suit globalement le rythme du scénario « Transition Énergétique » en Europe, mais les plans nationaux les plus récents sont utilisés en France et au Royaume-Uni. En France, le développement des énergies renouvelables est à la fois plus rapide et plus ambitieux. Les deux pays disposent d'une forte capacité nucléaire. La décarbonation respective de leurs mix électrique est donc plus avancée que dans les autres scénarios sur l'ensemble de la trajectoire. Les demandes électriques en France et au Royaume-Uni croissent du fait de l'électrification de l'industrie et des transports.

Par ailleurs, une variante a été considérée utilisant le contexte européen décrit par le scénario « Distributed Generation » du TYNDP 2018 associé aux hypothèses du scénario « Plans Nationaux » pour la France.

Il est à noter que les modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne pourraient avoir un impact conséquent sur l'analyse de la pertinence économique d'une nouvelle interconnexion entre la Grande-Bretagne et la France. Dans l'ensemble des scénarios étudiés lors de cette étude, **le Royaume-Uni est considéré faire partie du marché intérieur européen de l'énergie**. L'exploitation opérationnelle des interconnexions est dès lors supposée être optimale : les flux s'ajustent dynamiquement selon les opportunités d'arbitrage. L'étude « *Valeur des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne* » [10], réalisée en 2017 par Artelys et Frontier Economics, s'était concentrée sur les potentiels impacts du Brexit sur l'analyse de la valeur d'ouvrages d'interconnexion électrique. Cette étude avait cherché à quantifier les impacts en termes de décorrélation des politiques d'investissement dans les renouvelables, d'un moindre accroissement de la demande électrique britannique, d'une approche nationale de la sécurité d'approvisionnement au Royaume-Uni, et d'un découplage des marchés. Selon les analyses réalisées dans cette précédente étude, qui était basée sur les scénarios du TYNDP 2016, la valeur des interconnexions est dégradée dans des scénarios où le Royaume-Uni ne fait pas partie du marché intérieur européen de l'énergie. Bien que la présente étude ne considère pas les impacts potentiels du Brexit, il peut raisonnablement être pensé que les bénéfices cités dans ce document seraient moindres dans le cas d'une sortie « dure » de l'Union européenne par le Royaume-Uni.

#### BENEFICES INDUITS PAR UNE INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE

**Considérée sur l'ensemble de sa durée de vie, une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni n'apparaît pertinente dans aucun des scénarios principaux présentés ci-dessus.**

**Les analyses menées révèlent que les deux conditions suivantes sont nécessaires à la rentabilité d'1GW de capacité supplémentaire : forts surplus de production de base dans un des deux pays et coûts de production gaz et charbon élevés.** Ce qui ne correspond qu'à la situation décrite par le scénario « Plans Nationaux » à l'horizon 2030. En effet, dans un tel contexte, le maintien d'une forte capacité nucléaire en France (58 GW) coïncide avec un niveau ambitieux de développement des

énergies renouvelables (45 GW d'éolien et 48 GW de solaire), dans un contexte de demande relativement stable. En conséquence, la France dispose d'importants surplus nucléaires pouvant être valorisés par des exports au Royaume-Uni, dont le mix électrique dans ce scénario contient 25% de gaz naturel. Sous l'hypothèse d'un prix de CO<sub>2</sub> de plus de 80€/t, les bénéfices générés par 1 GW d'interconnexion supplémentaire dépassent alors 100 M€/an, pour un coût annuel total estimé en moyenne à 75 M€/an.

Néanmoins, tous les scénarios étudiés donnent une faible valeur à la capacité au-delà de 4 GW en 2040. En effet, de fortes capacités de production en filière de base ne sont envisagées à cet horizon qu'en parallèle de scénarios d'électrification croissante des mix énergétiques nationaux concernés, limitant les opportunités d'imports/exports.

#### ELEMENTS DETERMINANTS POUR LA VALEUR DE L'INTERCONNEXION

A l'aide d'une série d'analyses de sensibilité effectuée sur le scénario « Plans Nationaux »<sup>1</sup>, les conditions nécessaires pour qu'une nouvelle interconnexion entre France et Grande-Bretagne soit économiquement pertinente ont été identifiées. Il apparaît que **créer de nouveaux débouchés aux surplus d'électricité**, tels que le développement d'une filière hydrogène, **dégrade la pertinence d'une interconnexion** – cette dégradation est d'autant plus marquée que ces usages alternatifs offrent la même flexibilité que les échanges aux frontières pour s'adapter aux régimes intermittents des énergies renouvelables et à la variabilité de la demande. **Par ailleurs, une nouvelle interconnexion ne peut trouver de valeur économique que dans un contexte de signal prix fort sur le CO<sub>2</sub>, maintenu à un niveau élevé de 2030 à 2040.** Cela aurait pour effet de renforcer les gains de coûts de production par arbitrage entre nucléaire/EnR et combustibles fossiles, augmentant la valeur de l'interconnexion. **La pertinence d'une nouvelle interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne est également sensiblement dépendante du développement d'autres interconnexions.** Enfin, dans l'hypothèse d'un mix électrique déjà fortement décarboné en Grande-Bretagne, la valeur d'un nouveau projet d'interconnexion résiderait principalement dans l'exploitation des surplus électriques en Grande-Bretagne, et est alors conditionnée à la disponibilité de tels surplus. Un développement très ambitieux de la filière éolienne en Grande-Bretagne à l'horizon 2040 apparaît notamment de nature à renforcer la valeur d'une nouvelle interconnexion.

---

<sup>1</sup> Les autres scénarios donnant des résultats sans équivoques, les sensibilités ont toutes été effectuées autour du scénario « Plans Nationaux ».

# Table des matières

SYNTHESE	2
TABLE DES FIGURES	7
AUTEURS	9
1 INTRODUCTION	10
1.1 CONTEXTE	10
1.2 OBJECTIFS	11
1.3 OUTIL UTILISE : ARTELYS CRYSTAL SUPER GRID	11
1.4 DEMARCHE D'ETUDE	12
2 SCENARIOS D'EVOLUTION DU CONTEXTE ENERGETIQUE EUROPEEN	15
2.1 TROIS TRAJECTOIRES PRINCIPALES D'EVOLUTION DU MIX ENERGETIQUE	16
2.1.1 SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE »	16
2.1.2 SCENARIO « PRUDENT »	23
2.1.3 SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	26
2.1.4 NIVEAU D'INTERCONNEXION AVEC LES PAYS VOISINS	30
2.2 VARIANTE « DISTRIBUTED GENERATION + PPE »	34
2.3 ANALYSES DE SENSIBILITE	36
3 EVALUATION DE LA VALEUR D'UNE NOUVELLE INTERCONNEXION	38
3.1 UTILISATION DE LA CAPACITE D'INTERCONNEXION EXISTANTE OU EN CONSTRUCTION ENTRE LA FRANCE ET LE ROYAUME-UNI	38
3.2 GAINS INDUITS PAR UN ACCROISSEMENT DE CAPACITE	40
3.2.1 SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE »	41
3.2.2 SCENARIO « PRUDENT »	44
3.2.3 SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	44
3.2.4 VARIANTE « DISTRIBUTED GENERATION + PPE »	48
3.3 REPARTITION DU SURPLUS COLLECTIF GENERE PAR UN INCREMENT D'INTERCONNEXION	50
3.4 ANALYSE SUR DUREE DE VIE DU 1 <sup>ER</sup> GW SUPPLEMENTAIRE	52
4 ANALYSE DES PRINCIPAUX FACTEURS DETERMINANTS	55

---

4.1	DEMANDE ET AUTRES DEBOUCHES	55
4.2	INTERCONNEXIONS AVEC PAYS VOISINS	56
4.3	CAPACITES INSTALLEES EN NUCLEAIRE ET EOLIEN	59
4.4	PRIX DES COMBUSTIBLES	61
4.5	ANALYSES DE SENSIBILITE AU SURPLUS INDUIT SUR DUREE DE VIE COMPLETE	63
	<b>CONCLUSION</b>	<b>66</b>
	<b>BIBLIOGRAPHIE</b>	<b>68</b>
	<b>ANNEXE 1 – CALIBRATION DES CAPACITES DE PRODUCTION DE POINTE</b>	<b>70</b>

## Table des figures

FIGURE 1 – PRESENTATION DE L'OUTIL ARTELYS CRYSTAL SUPER GRID	12
FIGURE 2 - PERIMETRE DE SCENARIOS D'EVOLUTION COUVERT PAR L'ETUDE	13
FIGURE 3: PRINCIPALES HYPOTHESES DES TROIS PRINCIPAUX SCENARIOS ET DE LA VARIANTE « DISTRIBUTED GENERATION + PPE »	16
FIGURE 4: ARTICULATION DES SCENARIOS DU TYNDP 2018	17
FIGURE 5: CAPACITES INSTALLEES EN FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE »	20
FIGURE 6: DEMANDE ELECTRIQUE ANNUELLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE – SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE »	21
FIGURE 7: MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE – SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE »	22
FIGURE 8: DEMANDE ELECTRIQUE ANNUELLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE – SCENARIO « PRUDENT »	23
FIGURE 9: CAPACITES INSTALLEES EN FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO « PRUDENT »	24
FIGURE 10 : MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE – SCENARIO « PRUDENT »	26
FIGURE 11 : CAPACITES INSTALLEES EN FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE DANS LE SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	27
FIGURE 12 : DEMANDE ELECTRIQUE ANNUELLE EN FRANCE ET EN GRANDE-BRETAGNE – SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	28
FIGURE 13 : MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE – SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	30
FIGURE 14 : CAPACITE D'EXPORT FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE	33
FIGURE 15: CAPACITES INSTALLEES EN FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE – SCENARIO « DISTRIBUTED GENERATION + PPE »	35
FIGURE 16: CAPACITES EXPORT FRANCE ET GRANDE-BRETAGNE EN 2040 – SCENARIO « DISTRIBUTED GENERATION + PPE »	36
FIGURE 17 - UTILISATION ANNUELLE DE L'INTERCONNEXION FRANCE - ROYAUME-UNI DANS LES TROIS SCENARIOS PRINCIPAUX	38
FIGURE 18 - EXEMPLE DE PRODUCTIONS CUMULEES (GWH) EN FRANCE ET AU ROYAUME-UNI – SCENARIO « PRUDENT » 2040	39
FIGURE 19 - EXEMPLE DE PRODUCTIONS CUMULEES (GWH) EN FRANCE ET AU ROYAUME-UNI – SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE » 2040	39
FIGURE 20: SURPLUS GENERE PAR UN ACCROISSEMENT DE LA CAPACITE D'INTERCONNEXION FRANCE – ROYAUME-UNI SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE »	42
FIGURE 21: IMPACT DE L'INTERCONNEXION SUR LES PRODUCTIONS ANNUELLES PAR FILIERE – SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE »	43
FIGURE 22: SURPLUS GENERE PAR UNE NOUVELLE INTERCONNEXION – SCENARIO « PRUDENT »	44
FIGURE 23: SURPLUS GENERE PAR UNE NOUVELLE INTERCONNEXION – SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	45
FIGURE 24: IMPACT DE L'INTERCONNEXION SUR LES PRODUCTIONS ANNUELLES PAR FILIERE – SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	47
FIGURE 25: SURPLUS GENERE PAR UNE NOUVELLE INTERCONNEXION – SCENARIO « DISTRIBUTED GENERATION + PPE »	48

FIGURE 26 : IMPACT DE L'INTERCONNEXION SUR LES PRODUCTIONS ANNUELLES PAR FILIERE SCENARIO « DISTRIBUTED GENERATION + PPE »	49
FIGURE 27: REPARTITION DU SURPLUS ANNUEL GENERE PAR UN INCREMENT D'1 GW D'INTERCONNEXION	50
FIGURE 28 – GAINS ET COUTS TOTAUX ENGENDRES PAR 1GW SUPPLEMENTAIRE ET ACTUALISES EN 2025 – SUR LES TROIS SCENARIOS PRINCIPAUX	53
FIGURE 29 – VALEUR ACTUALISEE D'1GW D'INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE EN FONCTION DE L'ANNEE DE MISE EN SERVICE	54
FIGURE 30 : SENSIBILITE DU GAIN DE SURPLUS INDUIT PAR UNE NOUVELLE INTERCONNEXION AU DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE POWER-TO-GAS EN FRANCE – SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	56
FIGURE 31: SENSIBILITE DU GAIN DE SURPLUS INDUIT PAR UNE NOUVELLE INTERCONNEXION AUX SOLUTIONS DE FLEXIBILITE CONCURRENTES – SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	58
FIGURE 32 : SENSIBILITE DU GAIN DE SURPLUS INDUIT PAR UNE NOUVELLE INTERCONNEXION SUR LA FRONTIERE FRANCE-ESPAGNE – SCENARIO « DISTRIBUTED GENERATION + PPE »	59
FIGURE 33 : SENSIBILITE DU GAIN DE SURPLUS INDUIT PAR UNE NOUVELLE INTERCONNEXION AUX CAPACITES DE PRODUCTION EN MOYENS DE BASE – SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	60
FIGURE 34 : SENSIBILITE DU GAIN DE SURPLUS INDUIT PAR UNE NOUVELLE INTERCONNEXION AUX PRIX DE COMBUSTIBLES ET CO2 – SCENARIO « PLANS NATIONAUX »	63
FIGURE 35 : VALEUR ACTUALISEE DES GAINS DE SURPLUS COLLECTIF POUR LE PREMIER GW D'INTERCONNEXION SUPPLEMENTAIRE SELON LES DIFFERENTES SENSIBILITES DU SCENARIOS « PLANS NATIONAUX »	65
FIGURE 36 - REPARTITION TEMPORELLE DES SITUATIONS DE L'INTERCONNEXION PENDANT LES 100 H DE PLUS HAUTE DEMANDE NETTE EN FRANCE ET AU ROYAUME-UNI, SUR L'ANNEE 2030 DU SCENARIO « TRANSITION ENERGETIQUE »	70



## Auteurs

La CRE a confié la réalisation de cette étude à la société Artelys. Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- | Direction de projet : Arnaud Renaud (PDG d'Artelys)
- | Chef de projet : Paul Khallouf (Artelys)
- | Expert méthodologie Analyse Coûts-Bénéfices : Christopher Andrey (Directeur d'Artelys Belgium)
- | Modélisation des systèmes énergétiques, simulation d'équilibres offre-demande horaires, calculs économiques : Jérémy Fleury, Paul Khallouf (Artelys)

Correspondant pour cette étude : [paul.khallouf@artelys.com](mailto:paul.khallouf@artelys.com) ; [christopher.andrey@artelys.com](mailto:christopher.andrey@artelys.com)

\*\*\*

**Artelys** est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. À travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, Artelys est un acteur de référence en optimisation et analyse technico-économique des systèmes énergétiques. Artelys a notamment développé une suite logicielle, Artelys Crystal, dédiée à l'optimisation économique de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques.

# 1 Introduction

## 1.1 Contexte

Etat des lieux de l'interconnexion France - Angleterre

A l'heure actuelle, le système électrique britannique est relativement peu interconnecté avec ceux de ses voisins. La seule interconnexion étant actuellement en fonction entre la France et le Royaume-Uni est IFA2000 (2 GW). Outre cette interconnexion, la Grande-Bretagne est liée aux Pays-Bas (BritNed, 1 GW), à l'Irlande du Nord (Moyle, 500 MW) et à la République d'Irlande (East West Interconnector, 500 MW). Ce niveau d'interconnexion place le Royaume-Uni parmi les pays les moins bien interconnectés, comme noté par le groupe d'experts sur les niveaux d'interconnexion cibles mis en place par la Commission européenne<sup>2</sup>.

Afin de combler le déficit relatif en interconnexion, la Grande-Bretagne s'est dotée en 2014 d'une régulation de type *Cap & Floor* visant à faire diminuer le niveau des risques encourus par les promoteurs de projets d'interconnexion électrique entre la Grande-Bretagne et ses voisins pour promouvoir les investissements.

De nombreux projets se proposent dès lors de faire émerger les synergies et complémentarités entre les systèmes électriques britanniques et du continent, dont ElecLink (1 GW, FR, ligne exemptée), NEMO (1 GW, BE, en phase de test), NSN (1.4 GW, NO), FAB Link (1.4 GW, FR), IFA2 (1GW, FR), Viking (1.4 GW, DK), GreenLink (500 MW, IE), Aquind (2 GW, FR) et GridLink (1.4 GW, FR).

Etant donné le nombre important d'interconnexions candidates, il est de première importance d'être en mesure de saisir les aspects synergétiques et de compétition entre ces divers projets. En effet, la capacité cible d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni dépend non seulement des complémentarités entre les mix de production (et les politiques énergétiques/climatiques sous-jacentes) et la structure des demandes électriques, mais également du niveau d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et ses voisins, et entre la France et ses voisins.

Le propos de cette étude est d'apporter des éléments quantitatifs permettant une prise de décision informée quant à la capacité cible d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne. L'impact d'un certain nombre d'hypothèses notamment de déploiement EnR, d'évolution des capacités nucléaires, de niveau d'interconnexion, etc. est présenté et discuté afin d'identifier les contextes dans lesquels un accroissement de la capacité d'interconnexion électrique peut être particulièrement favorable.

---

<sup>2</sup>

[https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report\\_of\\_the\\_commission\\_expert\\_group\\_on\\_electricity\\_interconnection\\_targets.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf)

## Problématique de l'étude

Afin de procéder à l'examen des différents projets, leurs impacts respectifs en termes de surplus collectif se doivent d'être analysés. Etant donnée la durée de vie opérationnelle des ouvrages d'interconnexion électrique, l'évaluation des surplus doit prendre en compte différentes évolutions possibles du système électrique européen. Cette scénarisation peut notamment refléter à la fois des éléments de politique énergétique ou climatique (investissements privilégiés dans les filières renouvelables, abandon ou décroissance de certaines technologies thermiques, etc.), de conjoncture économique (qui influence notamment le niveau de la demande) ou encore de diffusion de nouveaux usages et pratiques (véhicules électriques, pompes à chaleur, gestion active de la demande, etc.).

Afin de procéder à l'évaluation des surplus, nous avons procédé à des analyses coûts-bénéfices basées sur des simulations détaillées de la gestion des systèmes électriques européens, et ce pour un nombre important de scénarios et variantes.

## 1.2 Objectifs

L'objet de la présente étude est de déterminer une capacité cible d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni selon un critère économique.

Dans cette analyse, une attention particulière a été portée à la prise en compte des incertitudes sur l'évolution du mix électrique européen. Plusieurs scénarios ont été établis, dans le but de couvrir un ensemble de contextes énergétiques européens cohérents et contrastés. De plus, il s'agit ici d'évaluer la valeur des projets d'interconnexion sur l'ensemble de leur durée de vie, en considérant toute la trajectoire d'évolution du contexte, depuis leur mise en service jusqu'à leur terme.

Une interconnexion peut en effet avoir un intérêt économique avéré sur un horizon temporel proche et n'apporter pour autant que peu de valeur à plus long-terme, ou inversement. A cet égard, la date de mise en service est également un élément clé, dans la mesure où elle détermine également le contexte (et l'évolution de ce dernier) dans lequel l'infrastructure doit être appréhendée.

## 1.3 Outil utilisé : Artelys Crystal Super Grid

Les analyses de la présente étude s'appuient sur des indicateurs quantitatifs issus de simulations technico-économiques du système électrique européen. Ces simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel *Artelys Crystal Super Grid*. Développé et distribué par Artelys, cet outil permet – entre autres – la réalisation d'analyses coûts-bénéfices des systèmes électriques et plus particulièrement l'évaluation de l'intérêt économique des projets d'interconnexion. Dans le cadre de cette étude, l'intérêt économique a été évalué du point de vue de l'ensemble de la société, et non pas uniquement pour le porteur de projet.

L'outil Artelys Crystal Super Grid est composé d'une interface graphique utilisée pour créer les modèles et analyser les résultats et d'un moteur de calcul implémentant des algorithmes d'optimisation de

pointe permettant de réaliser une optimisation et une planification de la production au pas de temps horaire sur l'ensemble des pays européens sur de multiples scénarios climatiques. Les modèles utilisés prennent en compte de nombreux paramètres technico-économiques comprenant la gestion dynamique des stockages, les coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub>, un ensemble de contraintes dynamiques relatives à la production électrique (gradients de montée et descente, niveau de production minimum, etc.) ou encore les indisponibilités des actifs de production pour cause de maintenance.

La Figure 1 illustre le mode de fonctionnement du logiciel.

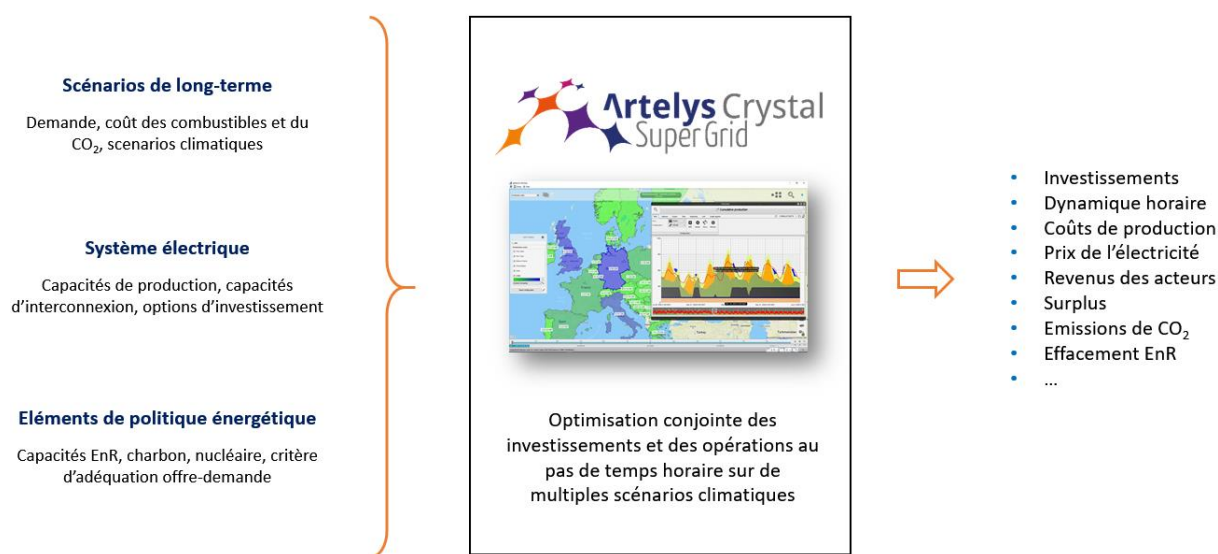


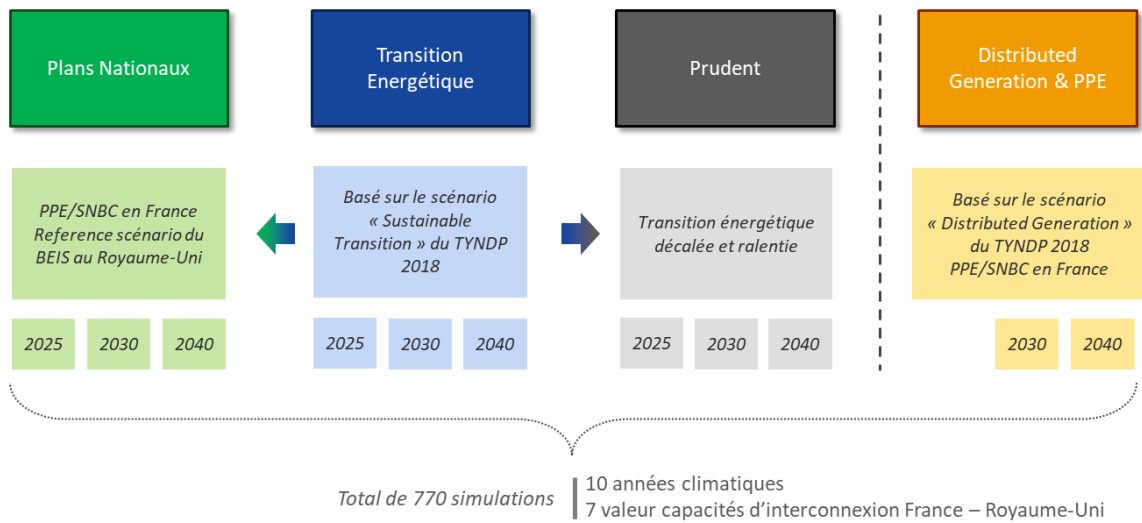
Figure 1 – Présentation de l'outil Artelys Crystal Super Grid

## 1.4 Démarche d'étude

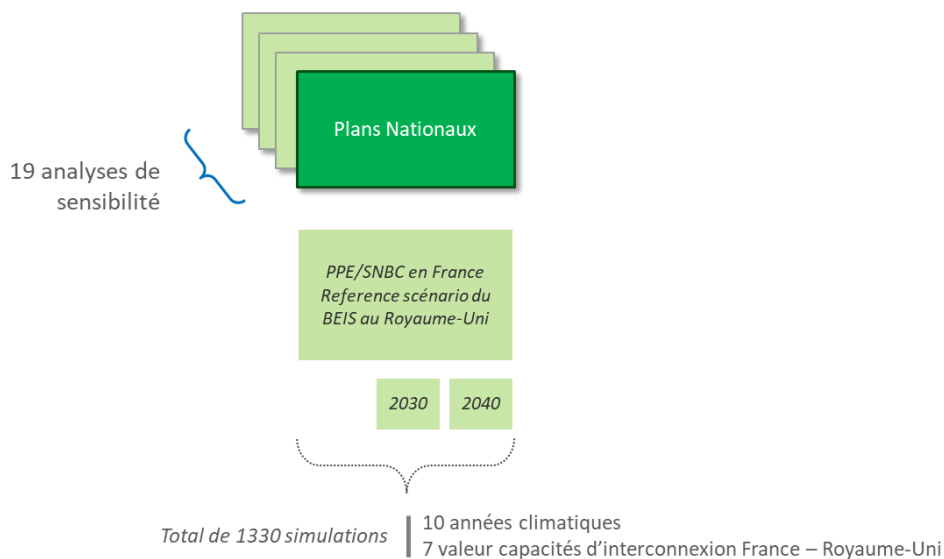
Le bénéfice brut généré par une interconnexion supplémentaire entre la France et le Royaume-Uni est évalué dans un ensemble de contextes énergétiques cohérents et contrastés. A la suite d'une revue des exercices de scénarisation disponibles publiquement et incluant la France et le Royaume-Uni, trois scénarios principaux et un scénario complémentaire ont été constitués pour cette étude. Les horizons modélisés explicitement et simulés sont 2025, 2030 et 2040, chacun étant décliné sur un ensemble de dix années climatiques. Une série d'analyses de sensibilité a ensuite été réalisée sur la base du scénario tenant compte des plans nationaux français et britannique<sup>3</sup>, seul scénario pour lequel l'interconnexion pourrait présenter un intérêt économique. La Figure 2 schématise l'ensemble des simulations effectuées dans cette étude.

<sup>3</sup> Les autres scénarios donnant des résultats sans équivoques, les sensibilités ont toutes été effectuées autour du scénario « Plans Nationaux ».

### 1. Définition d'un ensemble de scénarios d'évolution cohérents et contrastés



### 2. Analyses de sensibilité pour quantifier l'impact des facteurs déterminants



**Figure 2 - Périmètre de scénarios d'évolution couvert par l'étude**

Pour tous les horizons de temps considérés et pour chacun des scénarios retenus, les plans de productions nationaux et les échanges commerciaux transfrontaliers<sup>4</sup> sont optimisés conjointement

<sup>4</sup> Les flux commerciaux d'électricité entre pays sont explicitement simulés à l'aide d'un modèle usuel *NTC* (*Net Transfer Capacity*), qui représente des capacités maximales d'échange.

sur l'ensemble des pays européens<sup>5</sup> à l'aide de l'outil *Artelys Crystal Super Grid* au pas de temps horaire.

Ces simulations sont réalisées en parallèle sous différentes hypothèses de capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni. Les capacités d'interconnexion testées vont de 3 GW à 9 GW par pas de 1 GW, de sorte que tous les projets considérés dans le TYNDP 2018 sur cette ligne soient couverts. Le cas à 4 GW d'interconnexion est considéré comme le cas de référence puisque s'agit de la capacité déjà engagée (IFA2000, Eleclink, IFA2). Pour chacun des scénarios, les résultats de simulation sont analysés par différence avec le cas de référence à 4 GW de ce scénario. L'écart de *surplus collectif – ou socio-economic welfare*<sup>6</sup> – entre la situation à 4 GW et la situation à 5 GW correspond au bénéfice brut imputable à un premier projet d'interconnexion (de 1 GW), et ainsi de suite.

Une analyse coûts-bénéfices peut être menée en calculant la valeur actuelle nette d'un projet sur l'ensemble de sa durée de vie, à partir :

- | Des bénéfices induits sur chaque horizon : le gain de surplus collectif
- | Des coûts totaux du projet, incluant l'investissement, les coûts opérationnels et une estimation de la valeur économique des pertes engendrées par les flux.

---

<sup>5</sup> Plus précisément, il s'agit de EU28, la Suisse, la Norvège et de la plupart des pays des Balkans ; l'Islande, Chypre et Malte, ainsi que l'Albanie, ne sont pas représentés.

<sup>6</sup> Indicateur économique usuellement utilisé pour évaluer les bénéfices d'un projet pour l'ensemble de la collectivité.

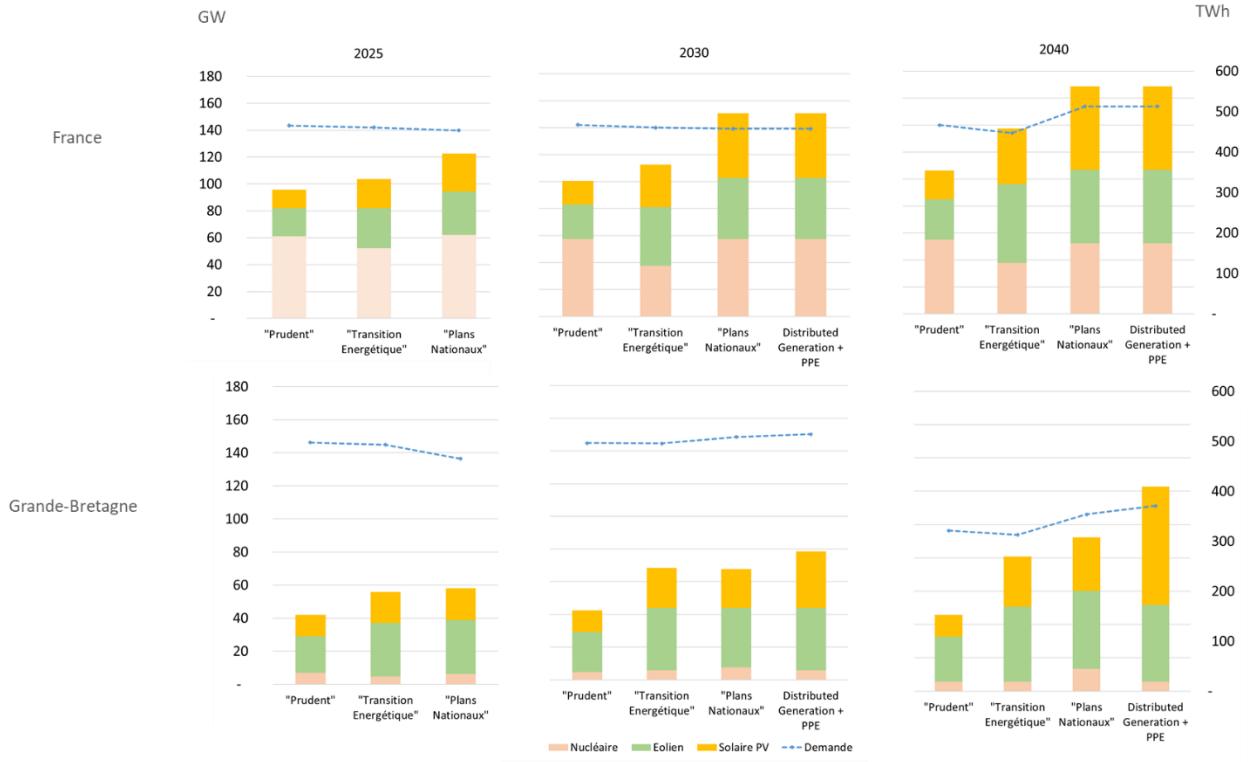
## 2 Scénarios d'évolution du contexte énergétique européen

Afin de bien prendre en compte l'incertitude sur l'évolution du mix énergétique européen, trois trajectoires d'évolution ont été initialement conçues en collaboration avec la CRE, qui a de plus procédé à une consultation de tierces parties. Chacune de ces trajectoires traduit un contexte européen d'ensemble différent, le but étant de couvrir un spectre contrasté d'évolutions possibles.

Les trois trajectoires scénaristiques principales sont les suivantes :

- « **Transition Énergétique** » : la transition énergétique s'effectue dès 2025 à un rythme relativement élevé et permet d'atteindre les objectifs européens à l'horizon 2030. Le système énergétique ne subissant pas de transformation sectorielle profonde jusqu'en 2040 (électrification massive, efficacité énergétique très développée, ruptures technologiques...), les objectifs de décarbonation pour 2050 pourraient néanmoins nécessiter une accélération de la transition énergétique après 2040. En France, la capacité nucléaire décroît de 14 GW entre 2025 et 2030 tandis que les filières éolienne et solaire progressent d'environ 25 GW entre 2025 et 2030, puis de 25 GW supplémentaire entre 2030 et 2040. La demande électrique décroît du fait de l'efficacité énergétique.
- | « **Prudent** » : Dans un contexte de moindre croissance économique, la transition énergétique est ralentie et décalée dans le temps pour l'ensemble de l'Europe. Avec un développement plus faible des énergies renouvelables, la France conserve une capacité nucléaire élevée jusqu'en 2040, par ailleurs plus conforme aux scénarios les plus récents du gouvernement français à court terme. Les demandes en France et au Royaume-Uni sont stables sur l'ensemble de la trajectoire en raison de faibles progrès d'efficacité énergétique.
- | « **Plans Nationaux** » : La transition énergétique suit globalement le rythme du scénario « Transition Énergétique » en Europe. En France et au Royaume-Uni, le développement des énergies renouvelables est à la fois plus rapide et plus ambitieux. Les deux pays disposent d'une forte capacité nucléaire. La décarbonation respective de leur mix électrique est plus avancée que dans les autres scénarios sur l'ensemble de la trajectoire. La demande électrique croît du fait de l'électrification de l'industrie et des transports.

Par ailleurs, une variante a été considérée utilisant le contexte européen décrit par le scénario « Distributed Generation » du TYNDP 2018 associé aux hypothèses du scénario « Plans Nationaux » pour la France. La Figure 3 illustre les différences entre les scénarios en termes de capacité de production de base et de niveau de demande annuelle.



**Figure 3: Principales hypothèses des trois principaux scénarios et de la variante « Distributed Generation + PPE »**

Pour chaque scénario modélisé, les capacités de production au gaz (CCGT, OCGT) ont été optimisées dans le but de limiter la défaillance à 4 h/an en moyenne, sous contrainte de niveau minimal issu des hypothèses de la source sous-jacente au scénario.

## 2.1 Trois trajectoires principales d'évolution du mix énergétique

### 2.1.1 Scénario « Transition Energétique »

Dans le but de pouvoir s'appuyer sur un scénario européen de référence, un des scénarios modélisés dans cette étude s'appuie sur l'édition 2018 des scénarios du Ten-Year Network Development Plan (TYNDP), qui sont conjointement construits par ENTSOG et ENTSO-E. Le TYNDP est établi tous les deux ans. Dans ce cadre, des scénarios incluant notamment le développement du réseau électrique européen, des moyens de production et des niveaux de demande à l'échelle d'une quinzaine d'années sont produits. Un scénario d'évolution « Best Estimate » est proposé pour les horizons court termes (2020, 2025), alors les horizons plus lointains (2030, 2040) sont déclinés en plusieurs trajectoires d'évolution, comme illustré par la Figure 4.



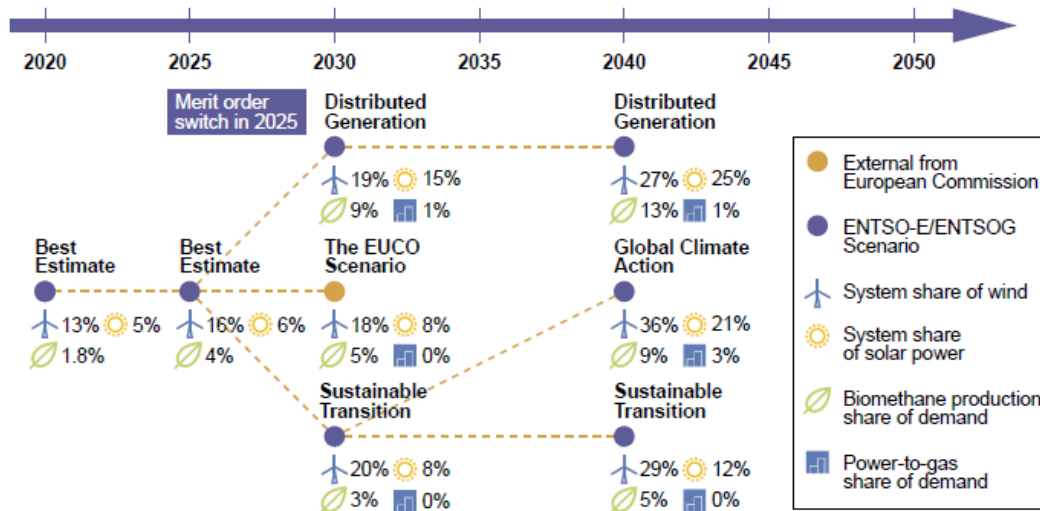


Figure 4: Articulation des scénarios du TYNDP 2018

Le scénario « Sustainable Transition » a été utilisé comme base pour le développement d'une des trajectoires explorées dans cette étude, nommée « **Transition Énergétique** ». Ce scénario est principalement caractérisé par un développement des filières solaire PV et éolienne, qui couvrent plus de 40% de la production électrique européenne en 2040 et une décroissance de la production nucléaire. Le gaz sert alors de vecteur énergétique pivot. Un tel développement s'appuie sur une forte taxation du carbone dès 2030, favorisant le gaz par rapport au charbon à court terme. Les prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> de ce scénario, présentés Tableau 1, sont construits sur la base du scénario « New Policies » du WEO 2016 [6]. Quelques modifications y ont été apportés par l'ENTSO-E ayant notamment pour conséquence de modifier l'ordre de préséance économique entre gaz et charbon en 2030 et 2040<sup>7</sup>.

Tableau 1: Prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> – Scénario « Transition Énergétique » (Source : TYNDP 2018)

	Unité	2025	2030	2040
Prix CO <sub>2</sub>	€/t	26	84	45

<sup>7</sup> L'annexe II du rapport du TYNDP 2018 décrit les modifications apportées de la manière suivante : « Scenario where WEO2016 scenarios are adapted to fit with the ENTSOs Storylines:

- 1) 2030 Sustainable Transition
  - a. Based on WEO 2016 New Policies
  - b. Carbon Price adjusted to set merit order Gas before Coal
- 2) 2040 Sustainable Transition
  - a. A "Low Oil Price" Scenario generated from WEO2016 New Policies
  - b. Setting the Merit order to Gas Before Coal » (source: [2])

<b>Prix pétrole</b>	€/MWh PCI	55	64	50
<b>Prix gaz</b>	€/MWh PCI	30	35	22
<b>Prix charbon</b>	€/MWh PCI	9	10	9
<b>Prix lignite</b>	€/MWh PCI	4	4	4

### Vue d'ensemble du scénario « Sustainable Transition » du TYNDP 2018

Le scénario « Sustainable Transition » correspond à une transition énergétique relativement ambitieuse en termes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, sous contrainte de coûts de transition maîtrisés. Il est décrit par ENTSOG et ENTSO-E comme respectant les objectifs européens de décarbonation du secteur électrique pour 2030 et comme compatible avec les objectifs de décarbonation pour 2050 (80-95% de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>), moyennant des développements accrus entre 2040 et 2050<sup>8</sup>.

L'accent est mis sur la baisse des productions de charbon et lignite, le gaz restant un vecteur énergétique important jusqu'en 2040. Cette transition du charbon vers le gaz est notamment justifiée par les prix du CO<sub>2</sub> et des combustibles (voir Tableau 1), qui entraînent une inversion de l'ordre de préséance économique à partir de 2030 : la production d'électricité à base de gaz devenant plus économique<sup>9</sup> que la production d'électricité à base de charbon.

L'évolution de la demande électrique dans le scénario « Sustainable Transition » traduit un contexte de croissance économique modérée, peu favorable aux investissements en nouvelles technologies et nouvelles infrastructures nécessaires à un changement structurel de composition de la demande énergétique. L'électrification de nouveaux usages (véhicules électriques, pompes à chaleur, etc.) et les gains d'efficacité énergétique sont donc également modérés. La demande de gaz pour la chaleur résidentielle reste plus élevée que dans les scénarios « Distributed Generation » et « Global Climate Action ». En conséquence, la demande croît légèrement sur le périmètre de l'ENTSO-E<sup>10</sup> : 3400 TWh dans le scénario « Best Estimate » pour 2025, puis 3500 TWh en 2030 et 3600 TWh en 2040.

<sup>8</sup> Le scénario est ainsi décrit dans le rapport du TYNDP [1]: « *Sustainable Transition (ST) seeks a quick and economically sustainable CO<sub>2</sub> reduction by replacing coal and lignite by gas in the power sector. Gas also displaces some oil usage in heavy transport and shipping. The electrification of heat and transport develops at a slower pace than other scenarios. In this scenario, reaching the EU goal (80-95% CO<sub>2</sub> reduction in 2050) requires rapid development during the 2040s to be achieved through increased technological adoption or evolution.* »

<sup>9</sup> Cette comparaison ne tient compte que des coûts variables de production.

<sup>10</sup> C'est-à-dire Union Européenne, Suisse, Norvège et Balkans.

Le scénario est également marqué par une nette progression des capacités installées dans les filières éolienne et solaire photovoltaïque (PV) sur l'ensemble du périmètre de l'ENTSO-E, passant de 250 GW en 2025 à 400 GW en 2040 pour l'éolien et de 180 GW en 2025 à 350 GW en 2040 pour le PV. Cette évolution reflète des politiques publiques soutenant le développement de ces deux filières par des subventions et une régulation favorable.

Pour l'ensemble des pays modélisés, **les capacités installées en actifs de productions thermiques<sup>11</sup> et renouvelables, de même que les niveaux de demande annuels et les prix de combustibles et du CO<sub>2</sub>, sont directement issus du scénario « Sustainable Transition » du TYNDP.**

Pour compléter la modélisation du scénario « **Transition Energétique** » dans le logiciel Artelys Crystal Super Grid<sup>12</sup>, un ensemble d'hypothèses technico-économiques - issues de précédents travaux réalisés par Artelys [4] - a été utilisé incluant entre autres :

- | Des paramètres techniques pour les actifs de production thermiques et hydrauliques par catégorie d'âge (rendements, gradients de montée et descente, niveau minimum de production, indisponibilités pour maintenance, etc.)
- | Une désagrégation des capacités installées en actifs thermiques par catégorie d'âge
- | Des contraintes portant sur la gestion des stockages hydrauliques de long-terme et tenant compte des usages non modélisés (tourisme, agriculture, etc.)<sup>13</sup>
- | Des chroniques de production éolienne et solaire PV, à la maille nationale et au pas de temps horaires pour dix années climatiques différentes
- | Des chroniques horaires de consommation électrique, à la maille nationale et au pas de temps horaires pour dix années climatiques différentes<sup>14</sup>
- | Par ailleurs, des hypothèses d'interconnexions spécifiques ont été faites dans cette étude (voir 2.1.4).

Comme indiqué Figure 5, les filières de production renouvelable et intermittente se développent nettement en France avec 100 GW installés en 2040 (60 GW en éolien et 40 GW en solaire PV) contre 50 GW en 2025 et 20 GW en 2017. La Grande-Bretagne voit également sa capacité en production renouvelable intermittente augmenter, mais dans une moindre mesure, de 50 GW en 2025 à 80 GW en 2040, dont 50 GW d'éolien et 30 GW de solaire PV. Ce scénario est également caractérisé par une faible capacité nucléaire en France : 52 GW en 2025 et 38 GW dès 2030 (contre 63 GW en 2017), équivalent à la fermeture d'au moins 25 réacteurs d'ici avant 2030. Par ailleurs, la Figure 6 montre que

<sup>11</sup> Hors centrales à gaz, qui font l'objet d'une calibration.

<sup>12</sup> Une description du logiciel est fournie section 1.3

<sup>13</sup> Les historiques disponibles sur la plateforme de données de l'ENTSO-E [3] ont été utilisés pour constituer ces hypothèses

<sup>14</sup> Trois chroniques (correspondant aux conditions climatiques de 1982, 1984 et 2007) sont fournies pour chaque pays par ENTSO-E. Ces chroniques ont été utilisées pour dériver des hypothèses de thermo-sensibilité de la demande par pays, permettant de reconstituer dix années climatiques différentes à partir d'historiques de température [4].

les demandes françaises et britanniques sont stables entre 2025 et 2030 et légèrement décroissantes en 2040, dans un contexte de demande européenne faiblement croissante (voir encadré ci-dessus).

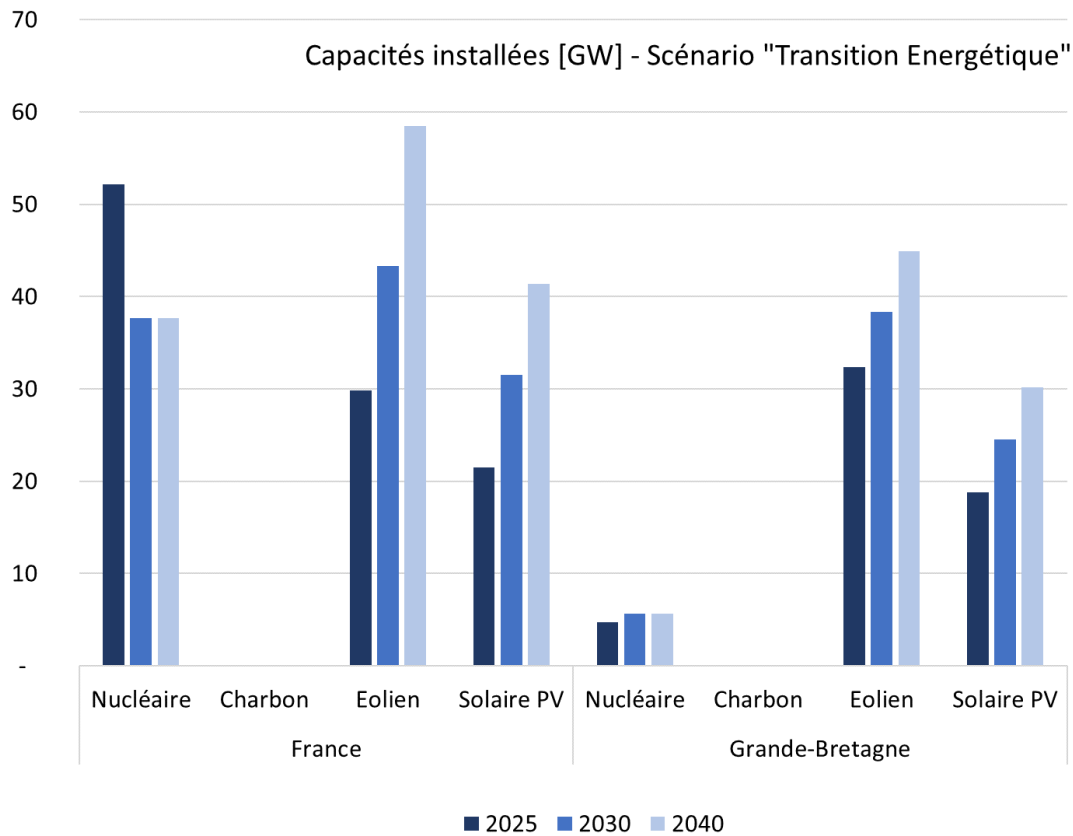
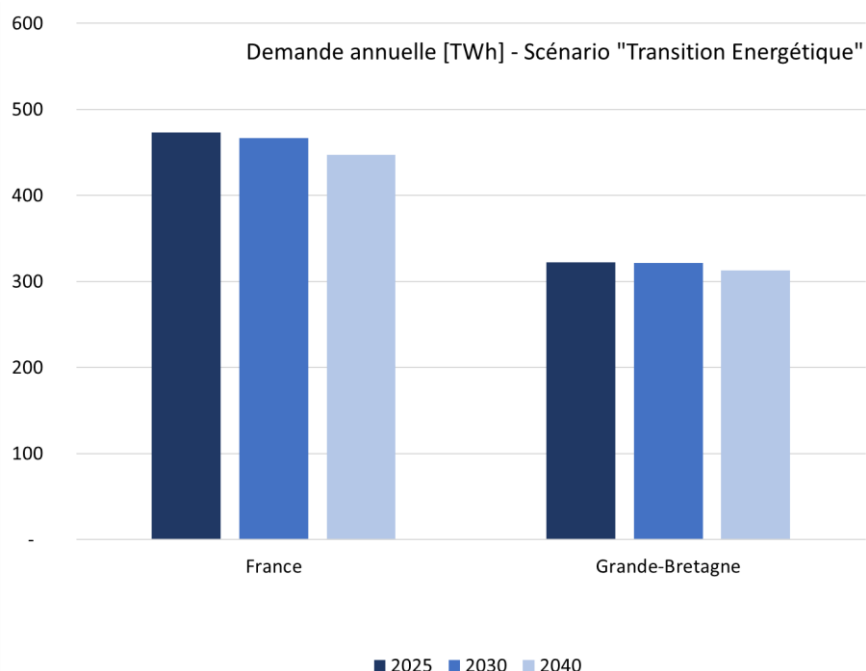


Figure 5: Capacités installées en France et Grande-Bretagne dans le scénario « Transition Energétique »



**Figure 6: Demande électrique annuelle en France et en Grande-Bretagne – Scénario « Transition Energétique »**

Dans ce scénario, la France voit donc sa capacité de production d'électricité bas carbone et à faible coût variable<sup>15</sup> décroître entre 2025 et 2030 – alors que la demande reste stable – principalement du fait de la fermeture rapide de 14 GW de nucléaire. Cela se traduit par une baisse du niveau d'export annuel net de 50 TWh à 30 TWh. Les exports nets remontent néanmoins à 60 TWh en 2040, suivant le développement des énergies renouvelables dans un contexte de demande décroissante : 470 TWh en 2030 à 450 TWh en 2040.

En Grande-Bretagne, la capacité de production de base croît continuellement dans ce scénario, face à une demande stagnante de 2025 à 2040. De plus, la Grande-Bretagne dispose d'une importante capacité en Cycle Combiné Gaz (30 GW en 2030, 20 GW 2040), devenant à partir de 2030 moins cher que les centrales à charbon et lignite encore présentes en Europe de l'Est, notamment en Allemagne, Pologne, République Tchèque et au Pays-Bas. En conséquence, la Grande-Bretagne passe d'une situation d'importateur net en 2025 (avec 9 TWh d'imports annuels nets) à exportateur net à partir de 2030 (avec respectivement 35 TWh et 25 TWh d'exports nets annuels en 2030 et 2040).

A l'échelle européenne, le mix électrique tend vers une nette décroissance du nucléaire et une sortie quasiment totale des filières charbon et lignite en 2040, remplacées principalement par du gaz en 2030 puis par l'accroissement de la production renouvelable en 2040. La Figure 7 présente le détail des mix de production dans ce scénario en France, en Grande-Bretagne et pour l'ensemble du périmètre ENTSO-E, à chaque horizon modélisé.

<sup>15</sup> C'est-à-dire, ici, nucléaire, éolien, solaire

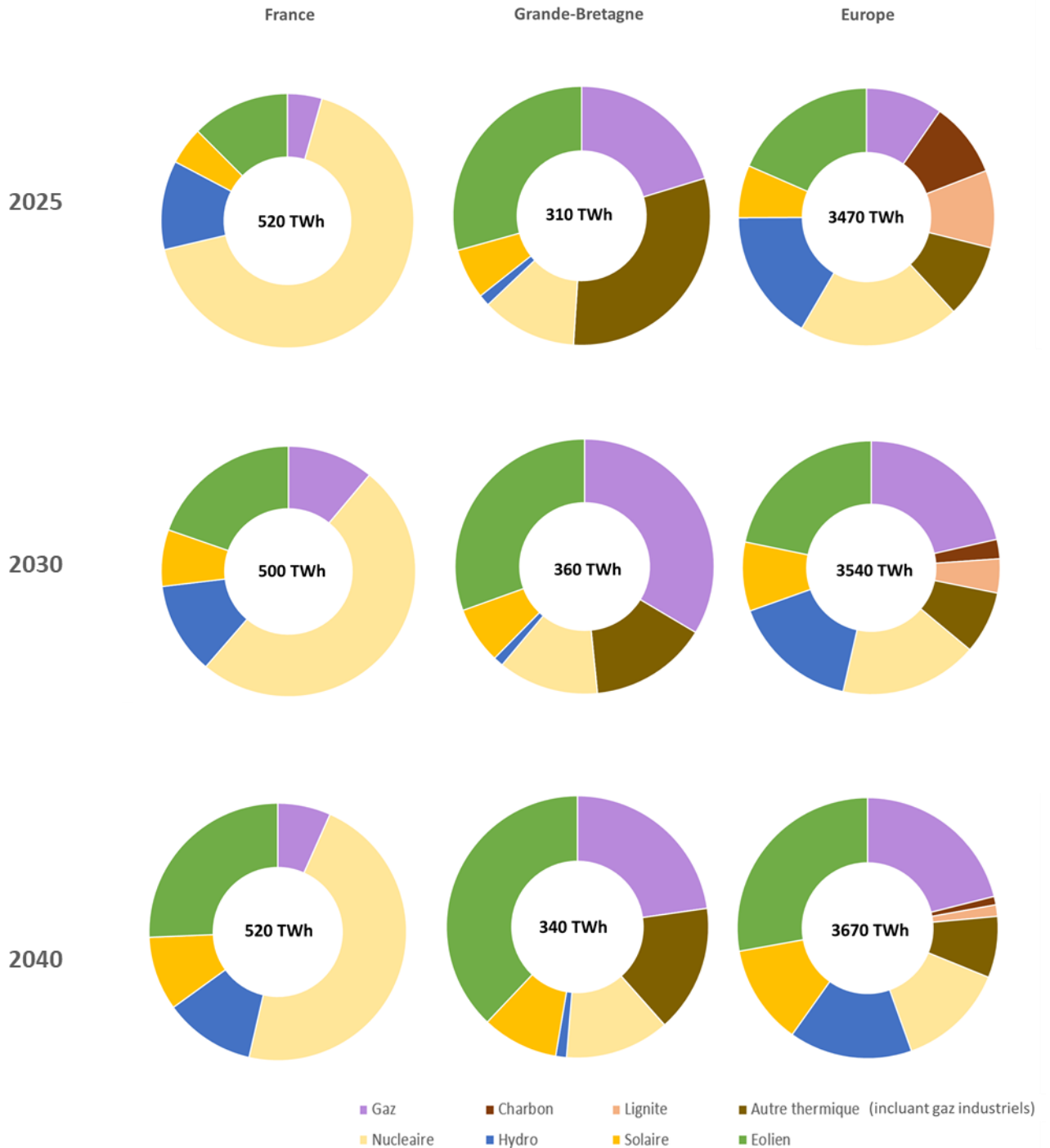


Figure 7: Mix de production électrique – Scénario « Transition énergétique »

## 2.1.2 Scénario « Prudent »

Le deuxième scénario considéré explore l'éventualité d'une évolution peu ambitieuse du contexte énergétique européen par rapport à la situation actuelle. Il s'agit ici de prendre en compte l'incertitude quant à la mise en œuvre effective des plans nationaux et européens de transition énergétique. Pour ce faire, ce scénario a été construit sur la base d'un décalage et ralentissement de la trajectoire d'évolution que constitue le scénario « **Transition Énergétique** » (présenté en section 2.1.1), donné par le principe suivant :

- | L'horizon 2025 du scénario « **Prudent** » correspond à un état intermédiaire entre le scénario « Best Estimate » du TYNDP à l'horizon 2020 et le scénario « **Transition Énergétique** » à l'horizon 2025.
- | L'horizon 2030 du scénario « **Prudent** » reprend la plupart des caractéristiques du scénario « **Transition Énergétique** » à l'horizon 2025.
- | L'horizon 2040 du scénario « **Prudent** » reprend la plupart des caractéristiques du scénario « **Transition Énergétique** » à l'horizon 2030.

Les demandes annuelles pour l'ensemble du périmètre modélisé suivent exactement ce ralentissement, traduisant de moindre progrès d'efficacité énergétique. Elles sont présentées pour la France et la Grande-Bretagne Figure 8.

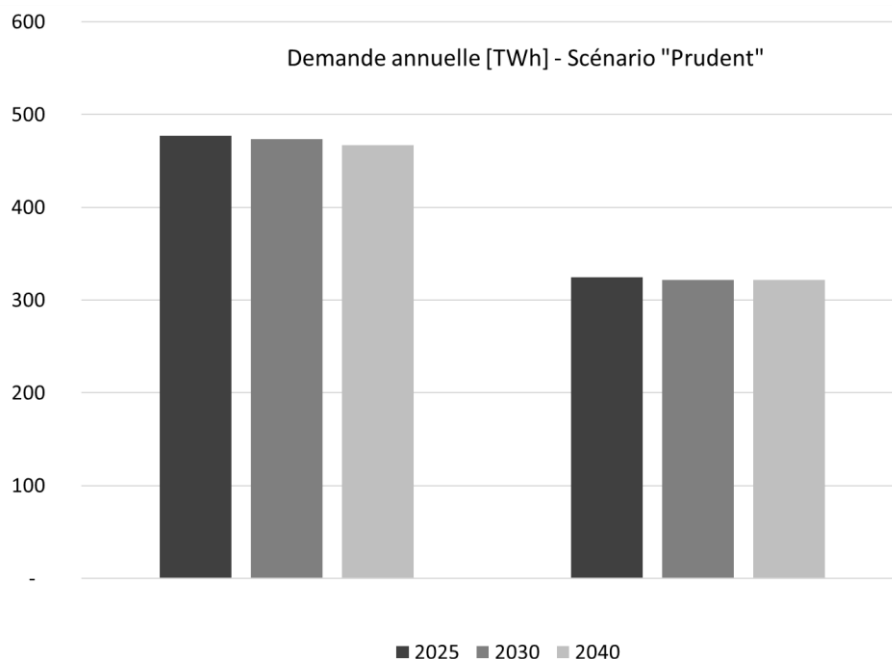


Figure 8: Demande électrique annuelle en France et en Grande-Bretagne – Scénario « Prudent »

De la même manière, l'ensemble des capacités de production – hors renouvelables en France et Grande-Bretagne – sont issues du scénario « **Transition Energétique** » après application du décalage temporel. Pour la France et la Grande-Bretagne, les capacités installées des filières éolienne et solaire PV sont en revanche issues de la trajectoire basse d'évolution donnée par le Bilan Prévisionnel 2017 de RTE [5] (BP 2017) pour ces deux filières, ce qui correspond à un développement plus faible que dans le scénario « **Transition Energétique** » décalé. En effet, dans le scénario « **Prudent** », la capacité éolienne installée n'atteint en 2040 que 30 GW en France (contre presque 45 GW dans « Transition Energétique » 2030) et presque 30 GW en Grande-Bretagne (contre presque 40 GW dans « Transition Energétique » 2030). De même, la puissance installée en solaire PV est d'environ 20 GW en France et 15 GW en Grande-Bretagne (contre 30 et 25 GW considérés dans « Transition Energétique » 2030).

De plus, dans un contexte de demande stable et de faible développement des capacités renouvelables en France, le parc nucléaire est maintenu à un niveau élevé jusqu'à 2040, suivant les hypothèses du scénario « Volt » du BP 2017. La Figure 9 illustre l'évolution des capacités de production dans les filières de base en France et en Grande-Bretagne dans ce scénario.

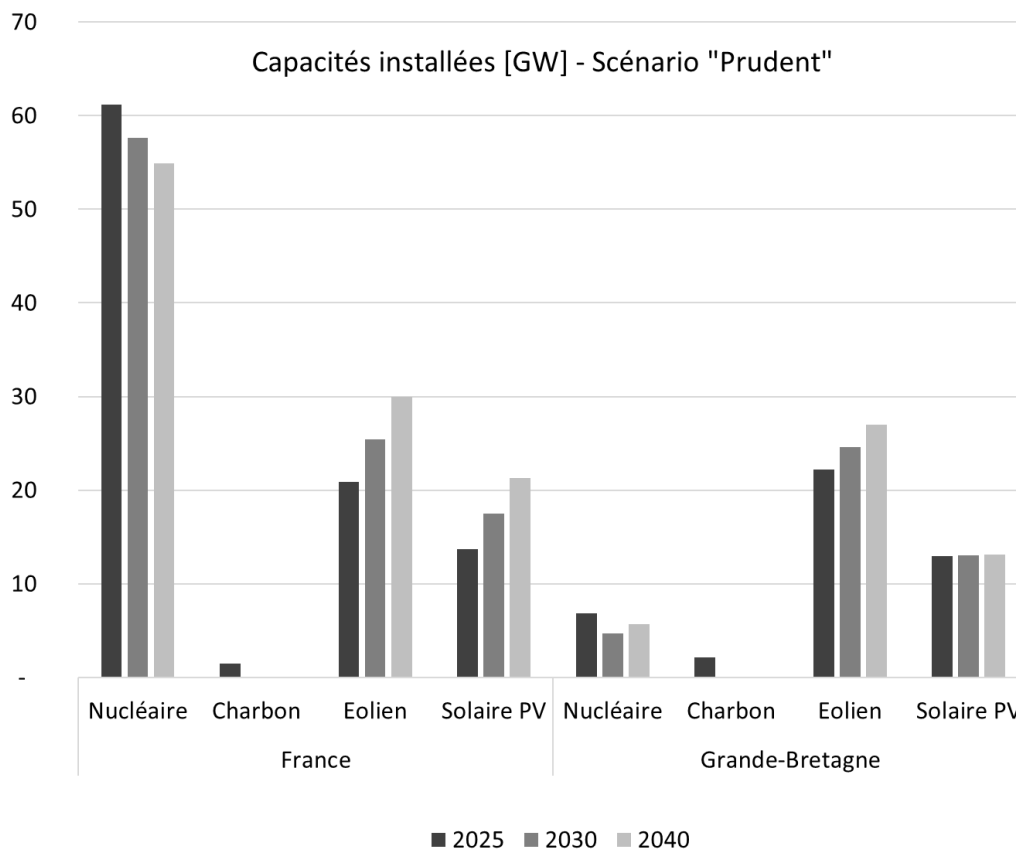


Figure 9: Capacités installées en France et Grande-Bretagne dans le scénario « Prudent »



Les hypothèses d'évolution des prix de combustibles et du CO<sub>2</sub> dans ce scénario, présentées dans le Tableau 2, sont également plus conservatrices. Le scénario « New Policies » du World Energy Outlook 2016<sup>16</sup> [6] (WEO 2016) a été utilisé après application du décalage temporel présenté ci-dessus.

**Tableau 2 : Prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> – Scénario « Prudent »**  
(Source : WEO 2016 – « New Policies »)

	Unité	2025	2030	2040
<b>Prix CO<sub>2</sub></b>	€/t	22	26	33
<b>Prix pétrole</b>	€/MWh PCI	48	53	61
<b>Prix gaz</b>	€/MWh PCI	27	30	35
<b>Prix charbon</b>	€/MWh PCI	8	9	9
<b>Prix lignite</b>	€/MWh PCI	4	4	4

La Figure 10 présente les mix de production en France, en Grande-Bretagne et sur le périmètre de l'ENTSO-E dans le scénario « Prudent ». Dans les trois cas, la composition du mix évolue peu entre 2025 et 2040 : le nucléaire reste très majoritaire en France, couvrant encore 70% de la production en 2040 ; la Grande-Bretagne reste dépendante à plus de 50% de combustibles fossiles type gaz naturel ou industriels ; au niveau européen les filières éolienne et PV ne dépassent pas 30% de la production en 2040.

<sup>16</sup> Il s'agit des hypothèses de prix sur lesquelles sont fondées celles du scénario « Sustainable Transition » du TYNDP 2018. Néanmoins dans le scénario « Sustainable Transition » des corrections sont faites sur le prix du CO<sub>2</sub> en 2030 et sur les prix du pétrole et du gaz en 2040 qui impliquent un changement d'ordre économique entre gaz et charbon pour la production d'électricité. Dans les hypothèses « New Policies » du WEO 2016, les centrales à charbon sont donc moins chères (en coût variable) que les centrales à gaz.

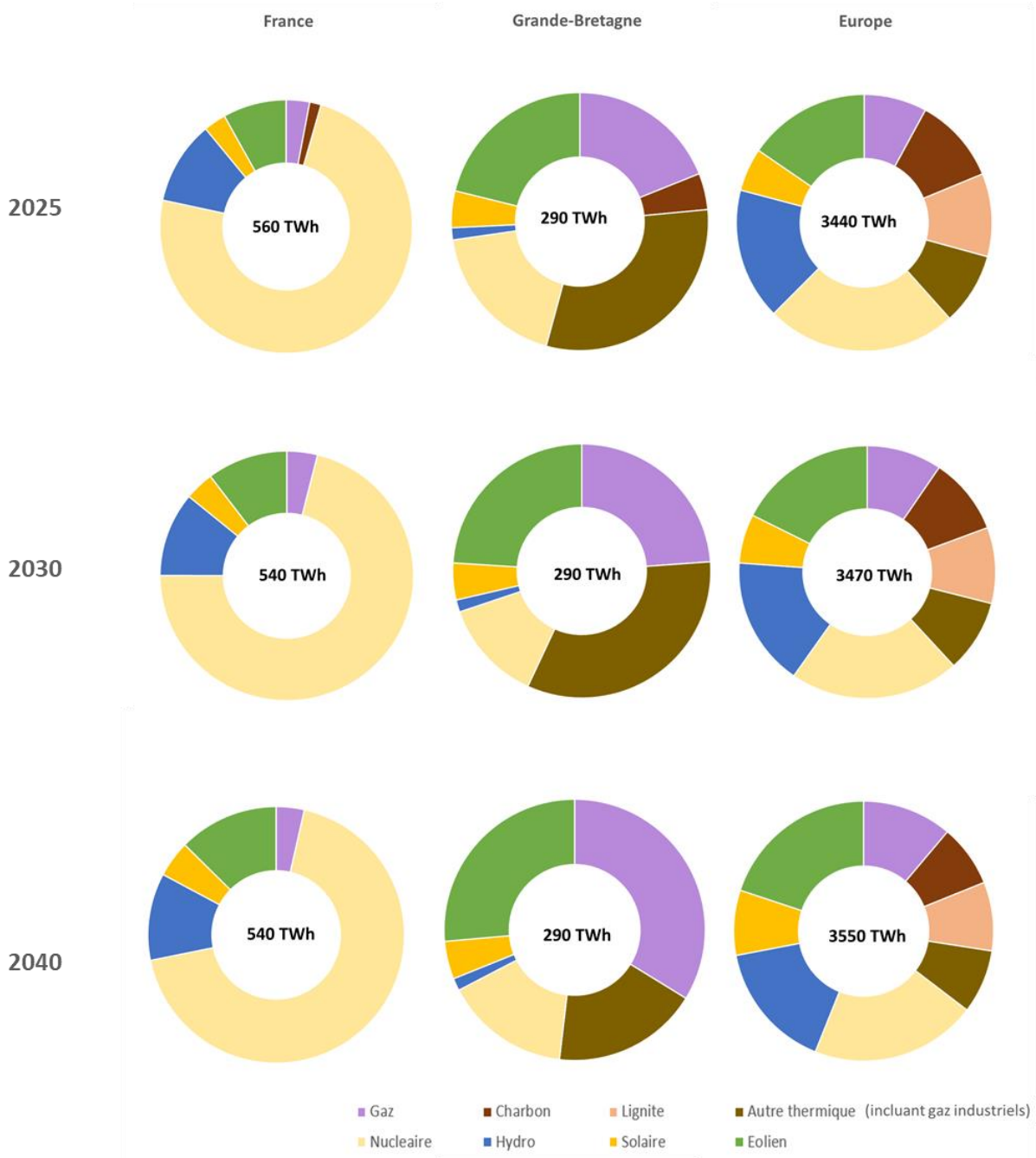


Figure 10 : Mix de production électrique – Scénario « Prudent »

### 2.1.3 Scénario « Plans Nationaux »

De manière symétrique au scénario « **Prudent** », un scénario « **Plans Nationaux** » a été constitué pour explorer l'éventualité d'une mise en œuvre des objectifs de transition énergétique conformément aux

annonces les plus récentes des gouvernements français et britannique. Ce scénario présente le plus fort degré de décarbonation des trois scénarios principaux explorés dans cette étude<sup>17</sup>.

Ce scénario est constitué d'hypothèses issues de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2018 [7] (PPE 2018) pour la France et du scénario de référence du *Department for Business, Energy and Industrial Strategy* (BEIS) publié début 2019 [8] pour le Royaume-Uni. Pour l'ensemble des autres pays, et pour les hypothèses d'ensemble – telles que les prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> – le scénario « **Plans Nationaux** » est identique au scénario « **Transition Énergétique** » (voir section 2.1.1).

La Figure 11 présente les capacités de production issues des deux sources nationales. En France, la filière éolienne suit une évolution comparable à celle du scénario « **Transition Énergétique** » pour atteindre 55 GW en 2040. En revanche, les capacités nucléaire et solaire sont nettement supérieures avec encore 52 GW de nucléaire et plus 60 GW de solaire en 2040. En Grande-Bretagne, les capacités éolienne et solaire sont toutes deux comparables au scénario « **Transition Énergétique** », tandis que la capacité nucléaire est nettement plus élevée, avec un doublement entre 2030 et 2040 pour atteindre 13 GW en 2040 (contre 6 GW dans le scénario « **Transition Énergétique** »).

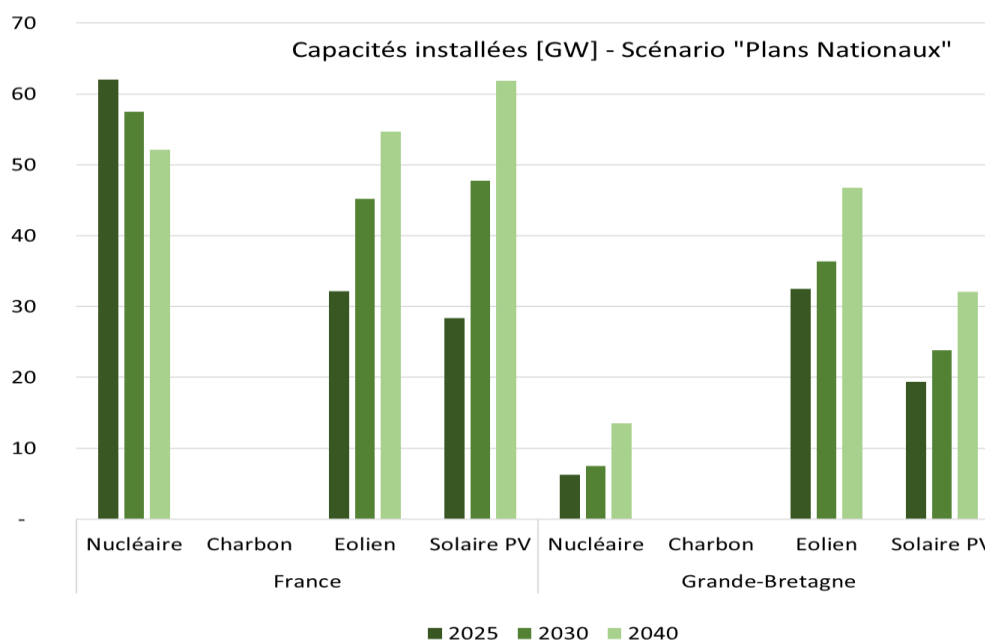
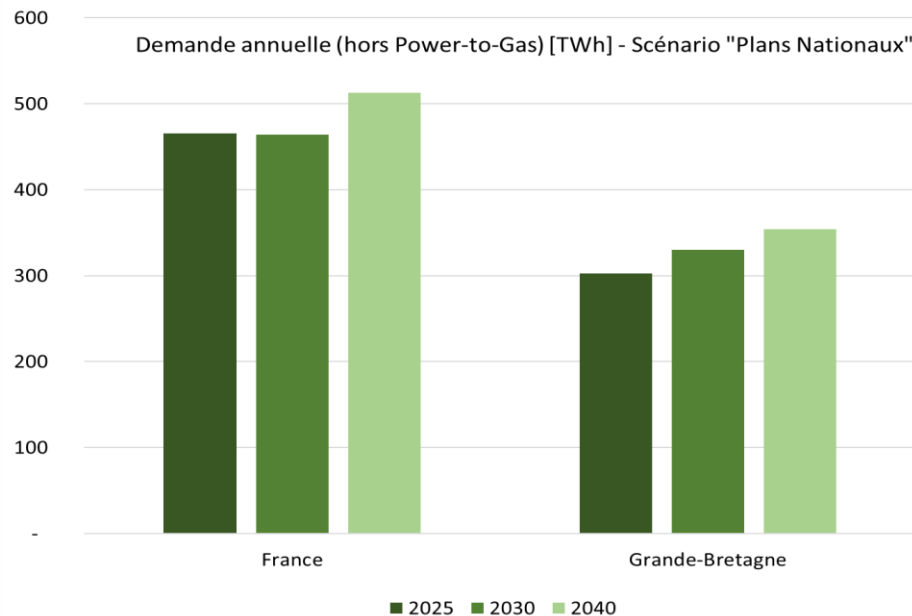


Figure 11 : Capacités installées en France et Grande-Bretagne dans le scénario « Plans Nationaux »

Les demandes électriques (hors Power-to-Gas) de la France et de la Grande-Bretagne – présentées Figure 12 – sont également plus élevées que dans le scénario « **Transition Énergétique** », notamment en 2040. L'augmentation, de 470 TWh à 510 TWh en France et de 330 TWh à 350 TWh en Grande-

<sup>17</sup> C'est-à-dire les scénarios « **Transition Énergétique** », « **Prudent** » et « **Plans Nationaux** »

Bretagne, entre 2030 et 2040 s'explique principalement par une électrification des transports (notamment à travers le déploiement d'une flotte importante de véhicules électriques) et de certains usages industriels.



**Figure 12 : Demande électrique annuelle en France et en Grande-Bretagne – Scénario « Plans Nationaux »**

En plus de cette électrification directe de l'industrie et des transports, la PPE prévoit le développement en France d'une filière industrielle d'hydrogène produit par électrolyse de l'eau, à hauteur d'environ 25 TWh en 2030 et 35 TWh en 2040. Dans le but de bien évaluer le surplus de production bas-carbone disponible en France – déterminant en grande partie la valeur d'interconnexion France - Grande-Bretagne – ce nouvel usage a été modélisé dans le scénario « **Plans Nationaux** ». Néanmoins, il a été considéré comme flexible et réagissant aux signaux de prix donnés par le marché spot d'électricité, de sorte que la production se limite au gisement économique pertinent compte tenu des autres hypothèses du scénario<sup>18</sup>. Le Tableau 3 présente les hypothèses faites sur le prix de vente de l'hydrogène et les capacités installées d'électrolyseur, ainsi que le niveau de consommation finale de Power-to-Gas<sup>19</sup>.

<sup>18</sup> De l'hydrogène dit « bleu » peut également être produit par vaporeformage avec capture de carbone, à partir de gaz naturel – ce qui aurait un meilleur rendement économique qu'une production par électrolyse consommant de l'électricité provenant d'une centrale fonctionnant avec un combustible fossile.

<sup>19</sup> Ce niveau est déterminé de manière endogène par le modèle Artelys Crystal Super Grid (voir description en 1.3).

**Tableau 3 : Hypothèses de Power-to-Gas – Scénario « Plans Nationaux »**

	Unité	2030	2040
<b>Prix de vente hydrogène<sup>20</sup></b>	€/MWh PCS	60	40
<b>Capacité électrolyseur<sup>21</sup></b>	GW	9	12
<b>Consommation électricité pour Power-to-Gas</b>	TWh	12	15

Comme indiqué sur la Figure 13, la production d'électricité décarbonée dans le scénario « **Plans Nationaux** » atteint 70% au niveau européen dès 2030 et progresse encore légèrement en 2040, malgré l'électrification d'une part significative des secteurs du transport et de l'industrie en France et au Royaume-Uni. Le mix électrique français voit la part du nucléaire diminuer à 60% en 2040 remplacée par les filières éolienne et solaire, dont la production double entre 2025 et 2040 pour atteindre 260 TWh en 2040. Le mix électrique en Grande-Bretagne est caractérisé par un fort développement simultané des filières éolienne, solaire et nucléaire qui, cumulées, assurent plus de 55% de la production électrique en 2040. En conséquence d'une telle évolution des énergies bas-carbone (dont le coût variable de production est faible), la France et la Grande-Bretagne sont toutes deux exportatrices nettes : la France a un solde exportateur de 130 TWh en 2030 et de 90 TWh en 2040 ; la Grande-Bretagne d'environ 25 TWh en 2030 et en 2040.

<sup>20</sup> Le prix de vente est supposé égal au coût de production de l'hydrogène par vaporeformage de gaz naturel. Les hypothèses de prix du gaz naturel et du CO<sub>2</sub> utilisées sont celles du scénario « **Plans Nationaux** ».

<sup>21</sup> Ces hypothèses correspondent aux capacités nécessaires pour produire les volumes d'hydrogène annoncés par la PPE avec des électrolyseurs fonctionnant en moyenne 3000 h/an.

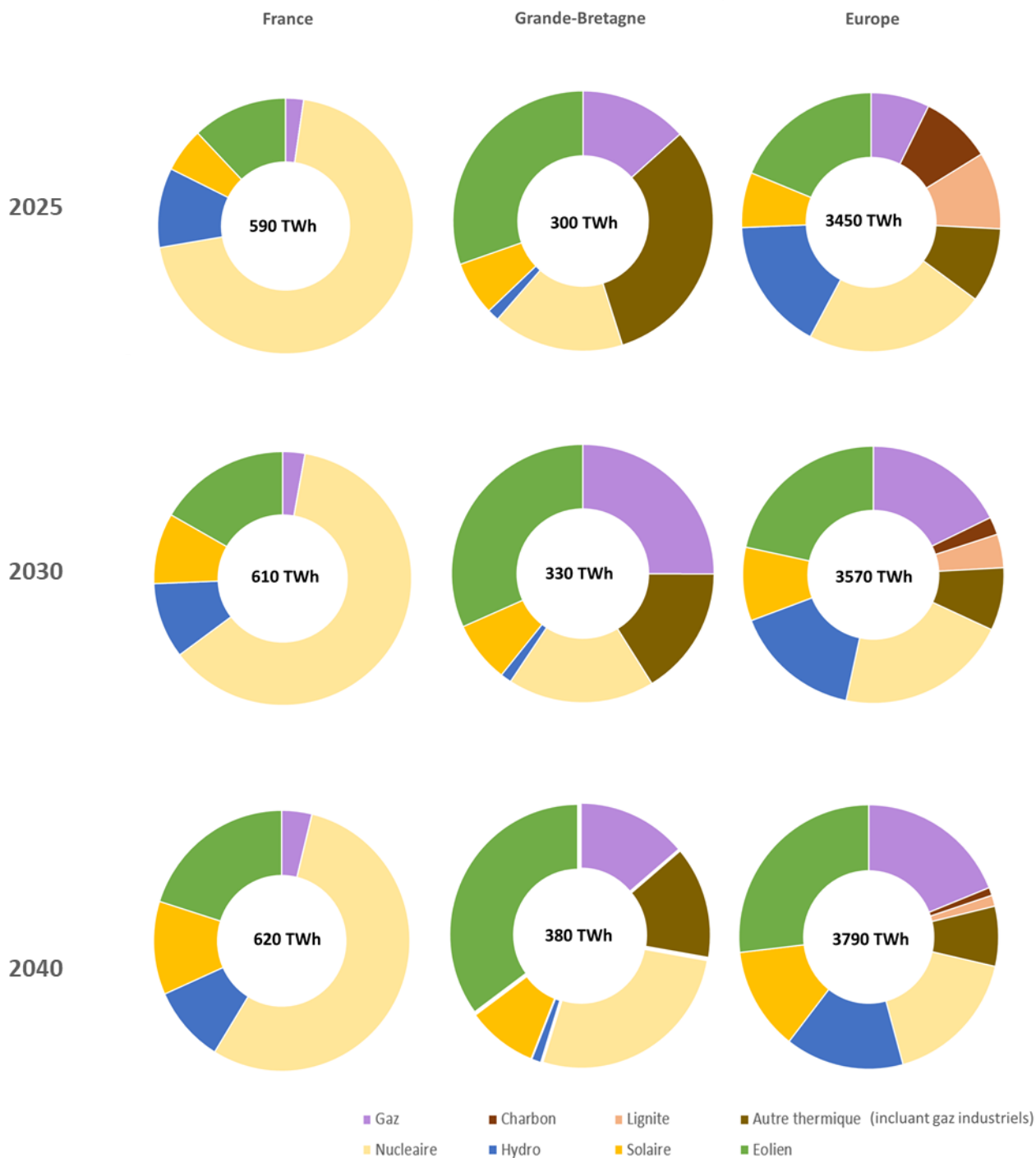


Figure 13 : Mix de production électrique – Scénario « Plans Nationaux »

### 2.1.4 Niveau d'interconnexion avec les pays voisins

Un même jeu d'hypothèse concernant les interconnexions autres que France – Royaume-Uni a été considéré pour les trois scénarios principaux, présentés dans les sections 2.1.1, 2.1.2 et 2.1.3. Le réseau

de référence pour 2027, défini dans le TYNDP 2018, a été utilisé comme base pour établir ces hypothèses.

Pour les horizons 2025 et 2030, certains projets non inclus (respectivement inclus) dans le réseau de référence 2027 ont été ajoutés (respectivement retirés) en considérant leur état d'avancement et la date estimée de mise en service dans le TYNDP. Pour l'horizon 2040, les hypothèses du scénario « Sustainable Transition » ont été utilisées comme référence. Des modifications y ont cependant été apportées pour tenir compte des hypothèses faites pour 2025 et 2030, ainsi que de l'état d'avancement de chaque projet considéré. En particulier, les projets GreenLink et Celtic reliant l'Irlande à la Grande-Bretagne et à la France ont été ajoutés respectivement à partir de 2025 et 2030 en raison de leur état d'avancement. La capacité d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et la Norvège est par ailleurs maintenue à 2,8 GW en 2040, comme en 2030 (le scénario « Sustainable Transition » 2040 du TYNDP prévoyant que cette capacité soit de 2,8 en 2030 et de 1,4 GW en 2040). De plus, compte tenu de l'incertitude élevée, au moment où ce rapport est écrit, quant à la réalisation des projets d'interconnexions transpyrénéennes entre la France et l'Espagne, ces projets n'ont pas été inclus à l'horizon 2040.

**Tableau 4: Modifications des hypothèses d'interconnexion du scénario « Sustainable Transition » (TYNDP 2018)**

Frontière	Projets retirés (-) ou ajoutés (+) au réseau de référence 2027 pour constituer le réseau en 2025	Projets retirés (-) ou ajoutés (+) au réseau de référence 2027 pour constituer le réseau en 2030	Projets retirés (-) ou ajoutés (+) au scénario « Sustainable Transition » pour constituer le réseau en 2040
<b>France – Espagne</b>	Biscay Gulf <sup>22</sup> (- 2,2 GW)	-	Transpyrénéennes (- 4 GW)
<b>France – Allemagne</b>	Vigy - Uchtelfangen <sup>23</sup> (- 1,5 GW)	-	-
<b>France – Irlande</b>	-	Celtic (+ 0,7 MW)	-
<b>G.-B. – Irlande</b>	GreenLink (+ 0,5 GW)	GreenLink (+ 0,5 GW)	-

<sup>22</sup> Ce projet est considéré à partir de l'horizon 2030 dans cette étude, conformément aux hypothèses du TYNDP

<sup>23</sup> Ce projet est considéré à partir de l'horizon 2030 dans cette étude, conformément aux hypothèses du TYNDP

<b>G.-B. – Norvège</b>	-	-	NorthConnect (+ 1,4 GW)
------------------------	---	---	----------------------------

Comme indiqué sur la Figure 14, les capacités d'export hors France – Grande-Bretagne retenues dépassent 20 GW en 2030 et 25 GW en 2040 pour la France, et dépassent 8 GW en 2030 et 12 GW en 2040 pour la Grande-Bretagne.



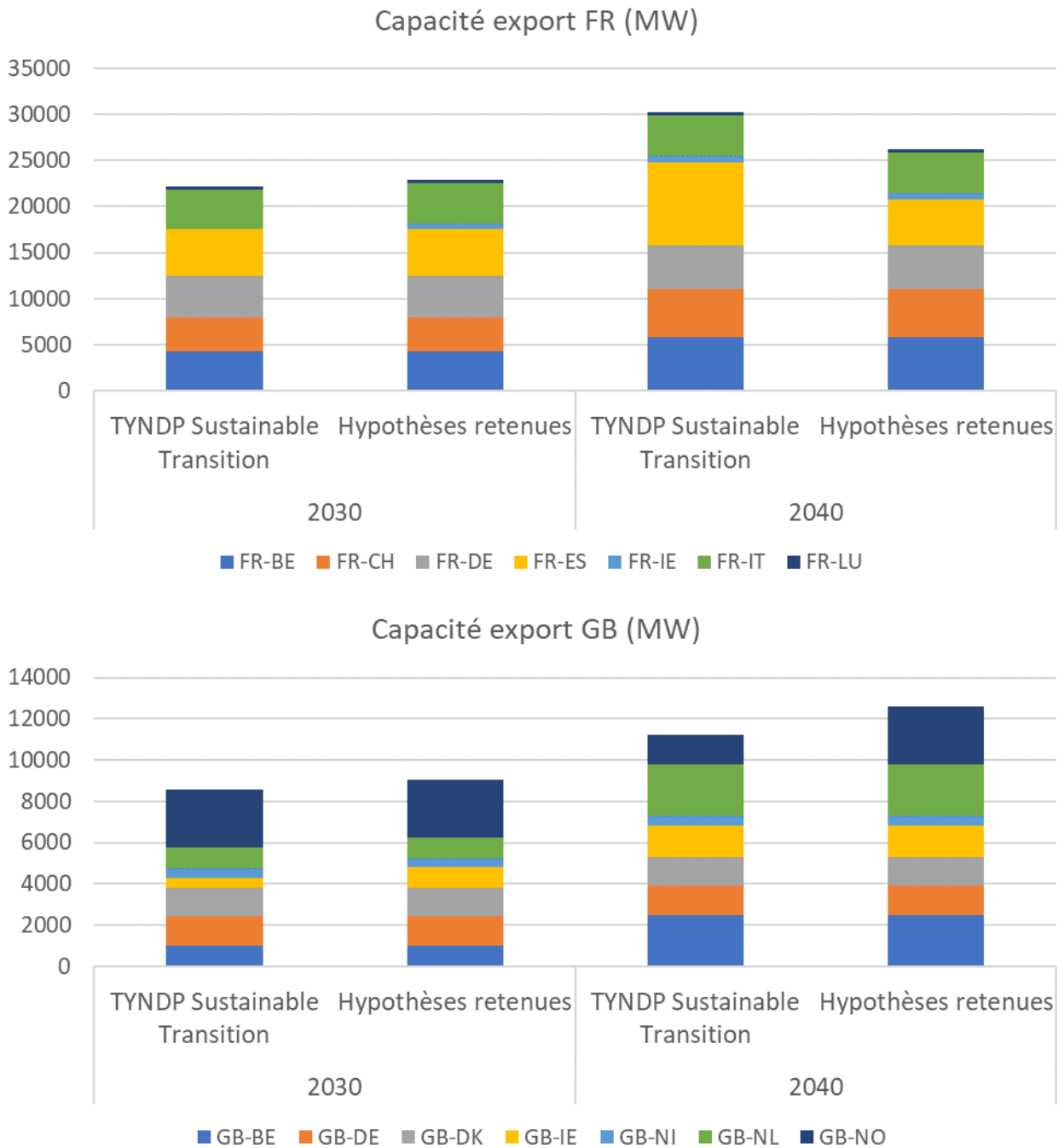


Figure 14 : Capacité d'export France et Grande-Bretagne

## 2.2 Variante « Distributed Generation + PPE »

Enfin, compte tenu de l'annonce faite par la Commission Européenne [9] de principalement utiliser le scénario « Distributed Generation » du TYNDP 2018 comme scénario de référence pour l'évaluation des Projets d'Intérêt Commun, ce scénario a également été considéré dans cette étude. Cependant, l'annonce ayant été faite après que le choix et la modélisation des trois scénarios principaux soient arrêtés, il a été décidé de considérer « Distributed Generation » comme variante, explorant un contexte européen d'ensemble différent pour les horizons 2030 et 2040.

La variante retenue – nommée « **Distributed Generation + PPE** » – est donc constituée d'un ensemble d'hypothèses issues de la PPE 2018 pour la France (hypothèses identiques au scénario « **Plans Nationaux** », décrit en 2.1.3) et du scénario « Distributed Generation » pour le reste de l'Europe. De même que pour les scénarios principaux, un ensemble d'hypothèses complémentaires (dont une part significative est issue d'historiques publics et de travaux précédents, voir 2.1.1) ont permis de modéliser ce scénario dans l'outil de simulation Artelys Crystal Super Grid.

Ce scénario diffère des trois scénarios principaux quant aux :

- | Prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> (voir Tableau 5)
- | Capacités installées, notamment en solaire, avec une capacité européenne de 800 GW en 2040 contre 350 GW dans le scénario « **Transition Energétique** » (voir Figure 15)
- | Niveaux de demande annuels : 4000 TWh en 2040 contre 3700 TWh dans le scénario « **Transition Energétique** »
- | Interconnexions en 2040 (voir Figure 16), qui suivent les hypothèses du scénario « Distributed Generation » du TYNDP<sup>24, 25</sup>.

**Tableau 5 : Prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> - Scénario « Distributed Generation + PPE »**

	Unité	2030	2040
<b>Prix CO2</b>	€/t	50	80
<b>Prix pétrole</b>	€/MWh PCI	64	72
<b>Prix gaz</b>	€/MWh PCI	35	39

<sup>24</sup> A l'exception du projet GreenLink qui a été ajouté en 2030 (et donc maintenu dans les hypothèses 2040), comme pour les trois scénarios principaux, pour tenir compte de l'état d'avancement du projet.

<sup>25</sup> La capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne constitue la principale différence, avec 10 GW dans « Distributed Generation + PPE » contre 5 GW dans « Transition Energétique », en raison notamment de l'hypothèse de réalisation des projets d'interconnexions transpyrénéennes. Compte tenu du niveau très ambitieux de développement de la filière solaire PV, en particulier dans la péninsule ibérique, ces projets ont été maintenus dans les hypothèses du scénarios « Distributed Generation + PPE » (conformément au scénario « Distributed Generation »).

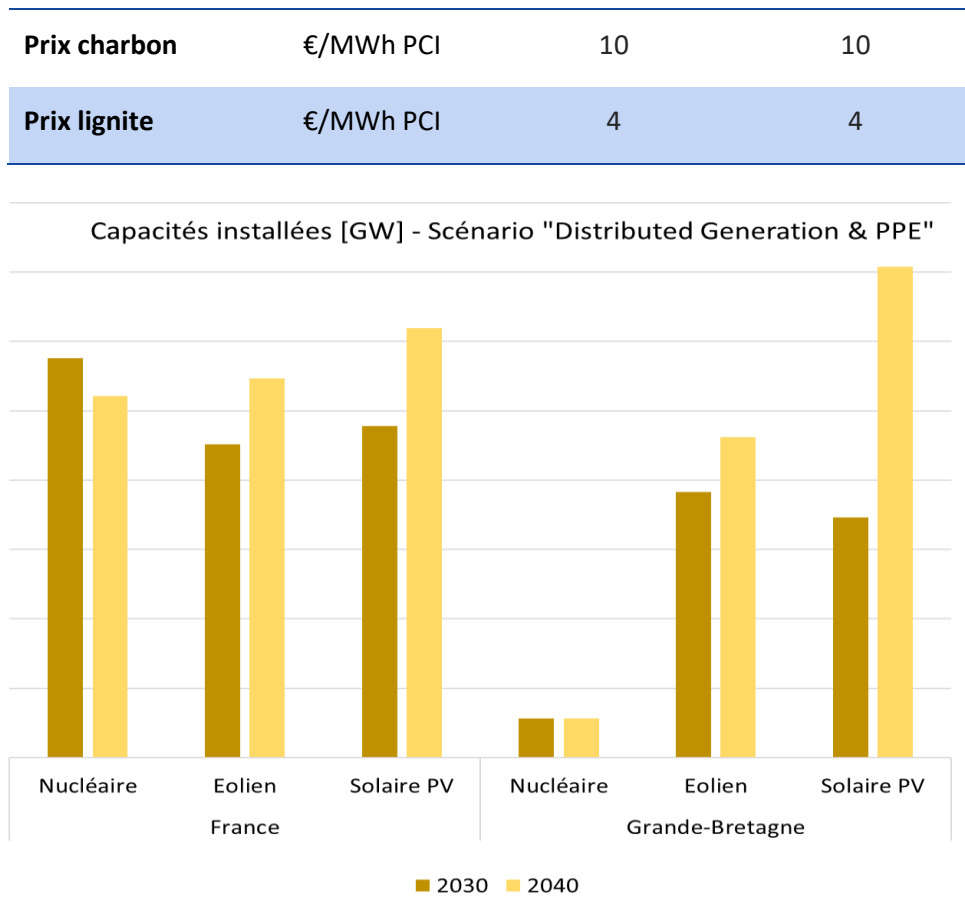


Figure 15: Capacités installées en France et Grande-Bretagne – Scénario « Distributed Generation + PPE »

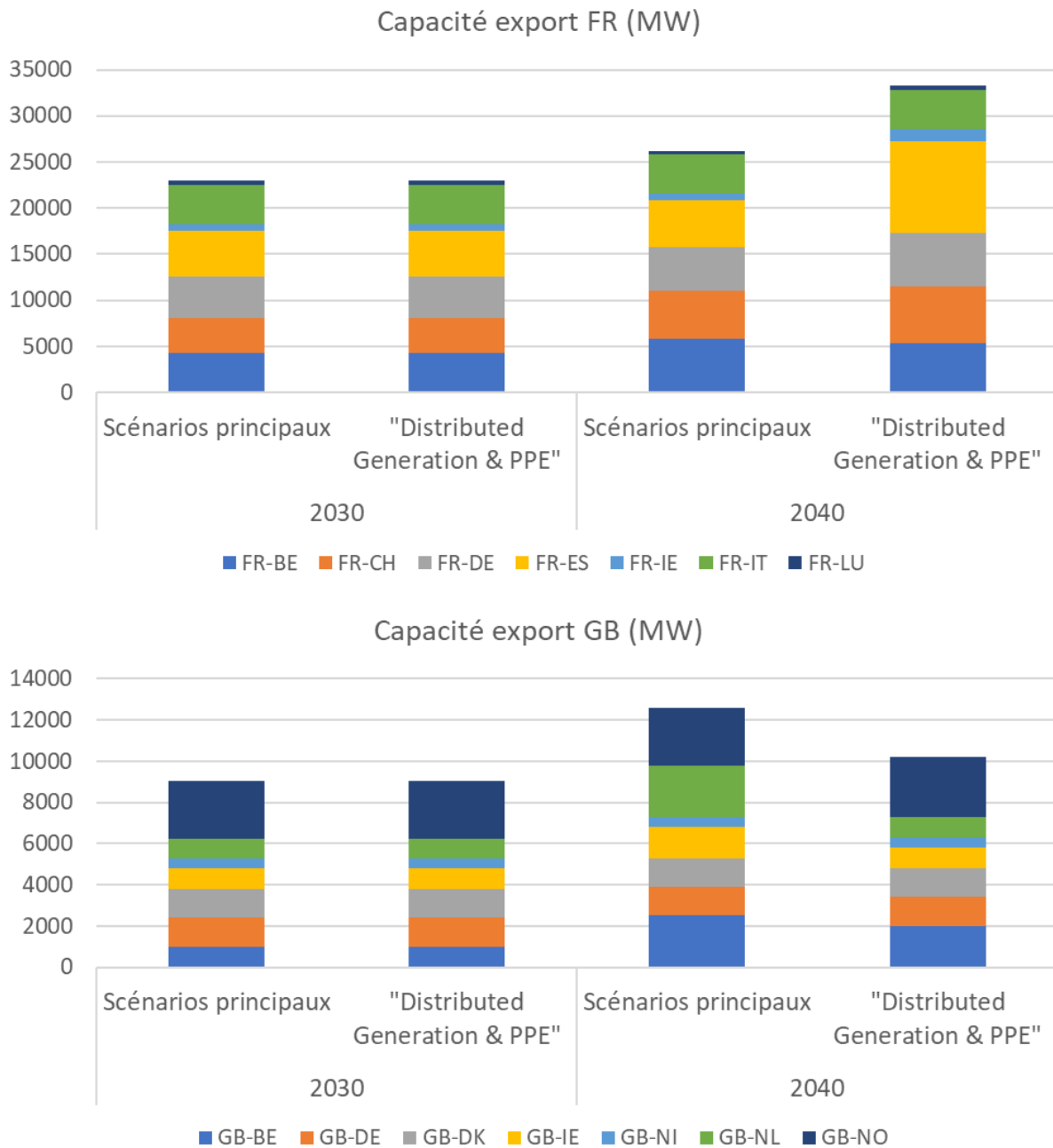


Figure 16: Capacités export France et Grande-Bretagne en 2030 et 2040 – Scénario « Distributed Generation + PPE »

## 2.3 Analyses de sensibilité

En complément des trois scénarios principaux et de la variante utilisant des hypothèses du scénario « Distributed Generation » du TYNDP, un ensemble d'analyses de sensibilité a été effectué. Ces analyses ont permis de quantifier l'impact des principaux éléments déterminant la valeur d'une interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne :

- | Les capacités installées en production bas-carbone
- | Les niveaux de demandes

- | Les compétitions avec d'autres leviers de flexibilité
- | Les prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>
- | Le niveau d'interconnexion

Les résultats des scénarios « **Transition Énergétique** » et « **Prudent** » étant sans ambiguïté (les gains de surplus collectif engendré par un accroissement de l'interconnexion ne justifient les coûts d'investissement à aucun des horizons considérés – voir partie 3.2), toutes les sensibilités ont été effectuées à partir du scénario « **Plans Nationaux** », à l'exception d'une sensibilité à la capacité d'interconnexion France-Espagne sur la variante « **Distributed Generation + PPE** ».

Pour chacun des leviers mentionnés ci-dessus, plusieurs configurations ont été testés. Ainsi, des hypothèses alternatives ont été faites sur les capacités nucléaire et éolienne en Grande-Bretagne et la capacité éolienne en Allemagne pour tester l'impact d'une modification dans l'accès de la Grande-Bretagne à une électricité bon marché pouvant concurrencer les imports issus du nucléaire français. De même, différentes hypothèses de demande pour le Power-to-Gas en France ont été testées afin de considérer plusieurs niveaux de disponibilité du nucléaire français pour les exports. Les capacités installées solaire PV en Europe ainsi que charbon en Allemagne et Europe de l'Est étant par ailleurs déjà contrastées entre les scénarios principaux, elles n'ont pas fait l'objet d'analyses de sensibilité supplémentaires.

Une partie des services rendus par une nouvelle interconnexion entre France et Grande-Bretagne pourrait par ailleurs être fournie par d'autres infrastructures, telles que des interconnexions avec d'autres pays voisins (par exemple Belgique et Pays-Bas pour la Grande-Bretagne, ou Suisse et Espagne pour la France) ou encore des solutions de stockage comme les batteries. Ces différents cas de figures sont couverts par les analyses de sensibilités effectuées dans cette étude.

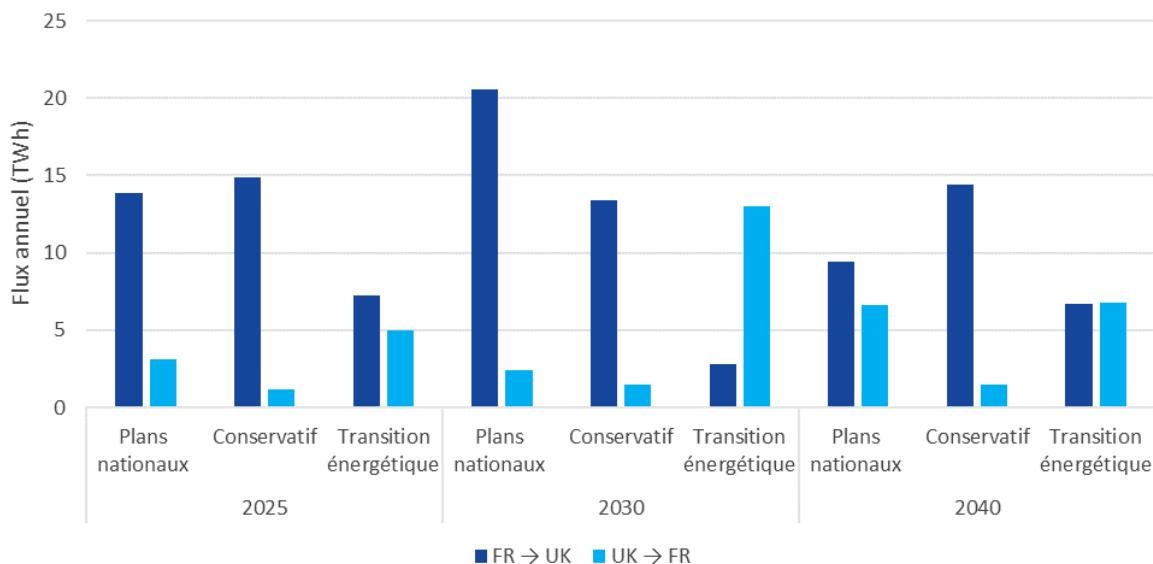
Par ailleurs, comme présenté dans la partie 3, les gains de surplus générés par une interconnexion sont très sensibles aux hypothèses de prix des matières premières et surtout au prix CO<sub>2</sub>, qui impacte au premier ordre l'écart de coût de production entre nucléaire et gaz (dont les parts respectives dans les mix français et britannique sont significatives). Plusieurs trajectoires de prix issus du WEO 2018 ont été testés, reflétant différents contextes macro-économiques en Europe.

Finalement, il est à rappeler que toutes les analyses de sensibilité réalisée dans cette étude se placent, tout comme l'entier des scénarios, dans l'hypothèse du maintien du Royaume-Uni dans le marché intérieur de l'énergie de l'Union Européenne.

## 3 Evaluation de la valeur d'une nouvelle interconnexion

### 3.1 Utilisation de la capacité d'interconnexion existante ou en construction entre la France et le Royaume-Uni

Avec les installations actuelles et les installations en cours de déploiement, la capacité d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni sera au minimum de 4 GW entre 2025 et 2040. Cette capacité a donc été utilisée comme niveau de référence dans cette étude. Ce paragraphe vise à illustrer l'utilisation de cette capacité de référence dans les trois scénarios principaux (« **Plans nationaux** », « **Prudent** » et « **Transition Énergétique** ») et pour les 3 horizons simulés (2025, 2030 et 2040). La Figure 17 donne les flux commerciaux annuels entre les deux pays, dans chaque contexte.



**Figure 17 - Utilisation annuelle de des interconnexions France - Royaume-Uni dans les trois scénarios principaux**

A 4 GW d'interconnexion, les échanges sont compris entre 12 et 25 TWh/an. Dans les scénarios « **Prudent** » et « **Plans nationaux** », l'interconnexion est majoritairement utilisée dans le sens France → Royaume-Uni. Cela s'explique notamment par la forte capacité installée en nucléaire en France, entraînant des périodes régulières et potentiellement prolongées de faible coût marginal de production en France. La Figure 18 illustre une période, dans le scénario « **Prudent** » à l'horizon 2040, durant laquelle l'interconnexion permet d'exporter le surplus nucléaire français au Royaume-Uni, évitant ainsi de faire tourner des CCG plus coûteuses.

Pour le scénario « **Transition Énergétique** », il en est de même à l'horizon 2025 (avec une capacité nucléaire toujours élevée en France) mais dès 2030, la capacité nucléaire diminue à 38 GW. L'interconnexion est alors nettement plus sollicitée dans le sens Royaume-Uni → France.

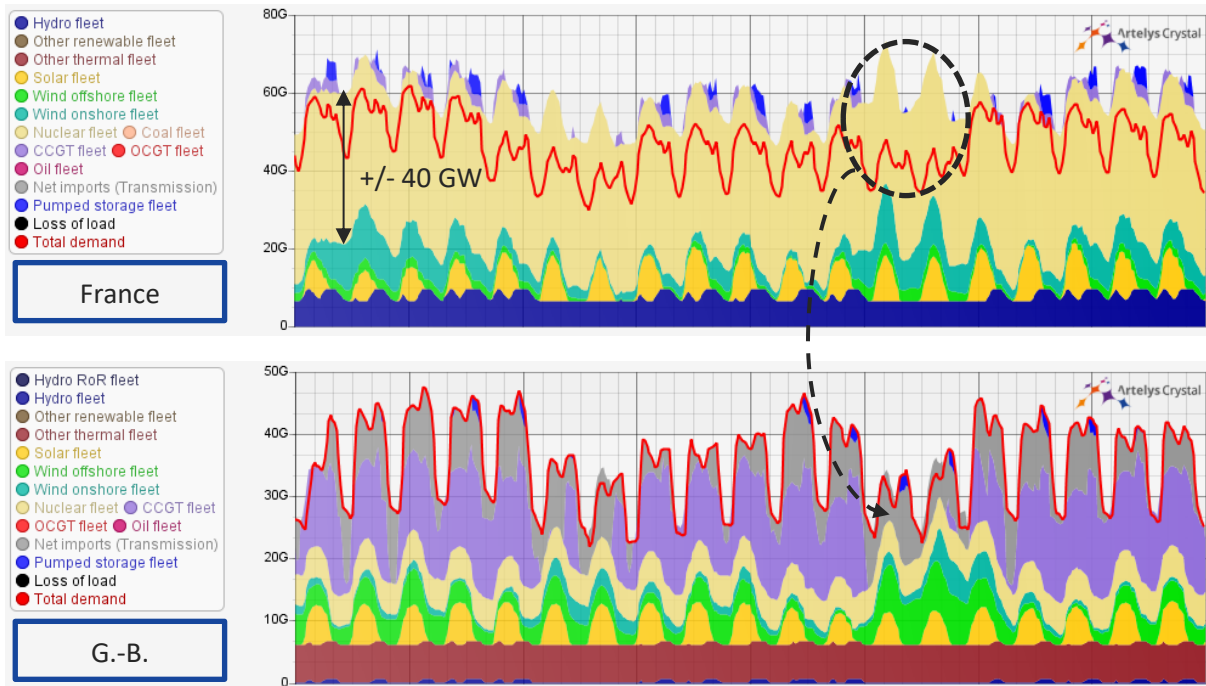


Figure 18 - Exemple de productions cumulées (GW) en France et en Grande-Bretagne – Scénario « Prudent » 2040

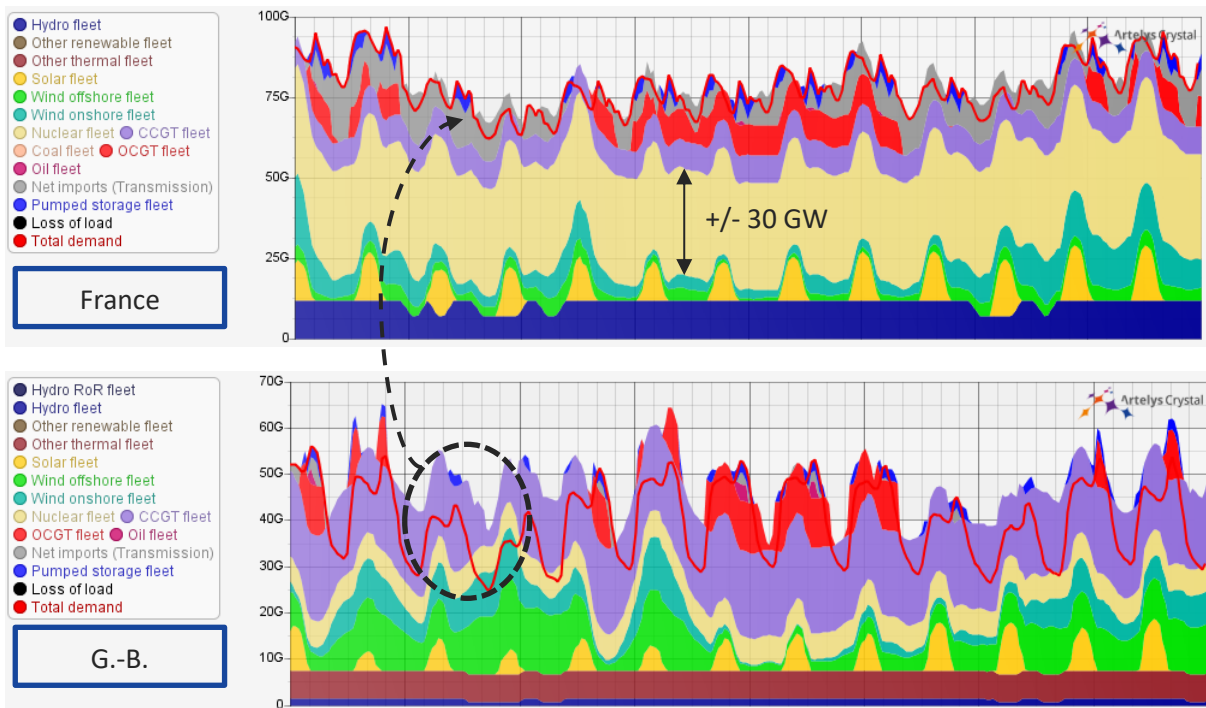


Figure 19 - Exemple de productions cumulées (GW) en France et en Grande-Bretagne – Scénario « Transition Energétique » 2040

La Figure 19 présente des résultats de production du scénario « **Transition Energétique** » en 2040. Durant cette période, l'interconnexion permet d'exporter la production britannique – la filière CCG étant marginale – lors de périodes où les moyens de production de base et semi-base ne sont plus disponibles en France.

## 3.2 Gains induits par un accroissement de capacité

Dans cette étude, la valeur d'une nouvelle interconnexion est assimilée au gain de surplus collectif<sup>26</sup> qu'elle engendre, c'est-à-dire le gain de surplus dû à l'incrément de capacité, toutes choses égales par ailleurs. Le surplus collectif de l'ensemble de la zone modélisée est directement déterminé par les coûts de production totaux sur la période simulée, ainsi que par le niveau de demande non satisfaite. Dans cette étude, la valeur capacitaire d'une nouvelle interconnexion est faible et le gain de surplus collectif est très majoritairement engendré par des arbitrages économiques. Les valeurs associées à une nouvelle interconnexion France – Royaume-Uni présentées dans cette partie doivent donc être interprétées comme les gains de coûts de production induits sur l'ensemble du périmètre considéré par l'ajout de l'interconnexion.

De manière générale, deux facteurs expliquent les gains de coûts de production :

- | Les arbitrages économiques entre différentes filières de production rendus possibles par la nouvelle interconnexion en levant des congestions sur le réseau, et
- | L'écart de coût de production entre les filières concernées par ces arbitrages.

Ainsi, une nouvelle interconnexion a d'autant plus de valeur économique qu'elle permet de maximiser l'utilisation des filières de production les moins chères. Dans le cas présent, il s'agit principalement des filières nucléaire, éolienne et solaire qui sont utilisées en dessous de leurs capacités disponibles durant des périodes plus ou moins prolongées, en fonction des scénarios considérés – et notamment des hypothèses de capacités installées et de demandes. L'interconnexion a également d'autant plus de valeur que l'écart de coûts de production entre ces trois filières et leurs alternatives thermiques (gaz, charbon, lignite) est élevé, ce qui est déterminé par les prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>. **L'analyse révèle qu'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ne serait justifiée sur le plan économique que dans un contexte où ces deux conditions sont vérifiées simultanément**<sup>27</sup> : forts

---

<sup>26</sup> Différents projets d'interconnexion peuvent avoir un impact différent, du fait notamment de leur localisation – déterminant les services possibles rendus au réseau. Dans cette étude, seule la capacité d'échanges commerciaux entre les deux pays a été envisagée, les projets étant considérés comme interchangeables à cet égard.

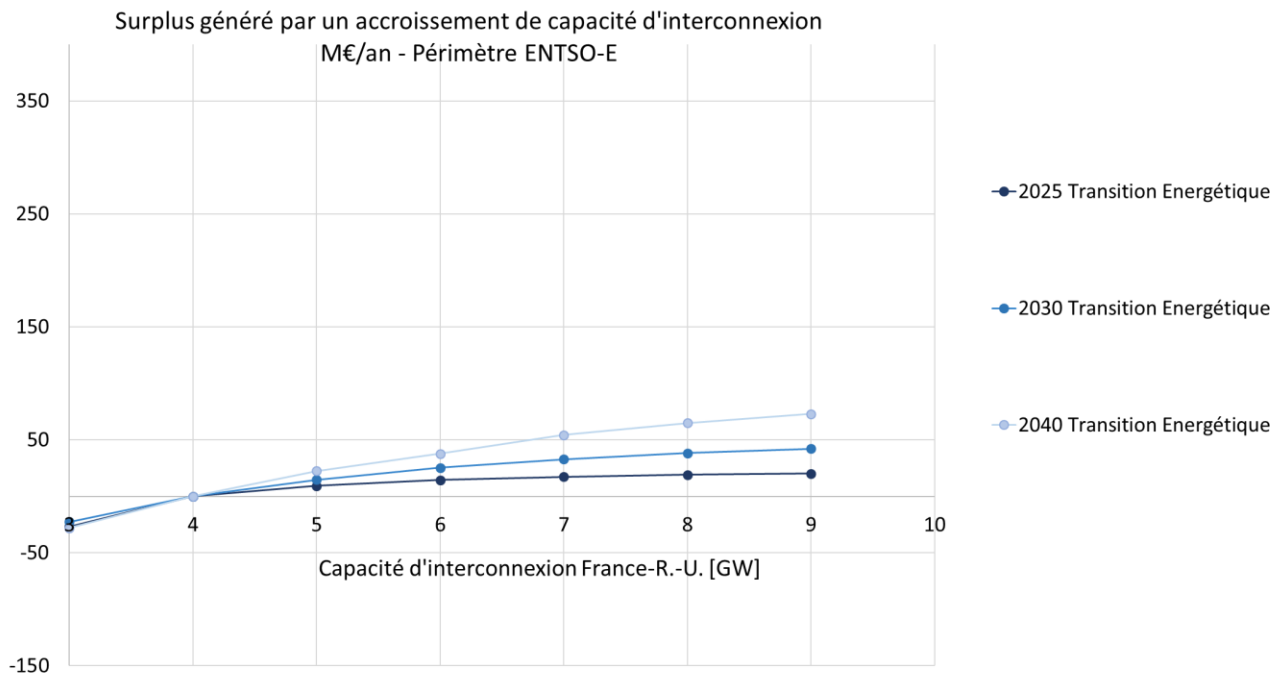
<sup>27</sup> Les scénarios étudiés sont calibrés pour atteindre au plus 3-4h de défaillance en moyenne sur les dix années climatiques simulées avec 4 GW d'interconnexion. Dans ces conditions, et compte tenu de la corrélation entre les pointes de demandes résiduelles aux énergies renouvelables en France et en Grande-Bretagne, l'interconnexion ne permet pas d'éviter de défaillance au-delà de 4 GW (voir Annexe 1 – Calibration des capacités de production de pointe). Les valorisations présentées dans cette partie ne contiennent donc pas de valeur capacitaire.



surplus de production dans un des deux pays et coûts de production gaz et charbon élevés. Ce qui correspond à la situation décrite par le scénario « **Plans Nationaux** » à l'horizon 2030.

### 3.2.1 Scénario « Transition Energétique »

La Figure 20 indique qu'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni pourrait générer, dans le scénario « **Transition Energétique** », environ 10 à 20 M€/GW/an d'économie de coûts variables de production, pour les premiers GW. Ces gains proviendraient d'une plus grande utilisation des unités à bas coût variable. En 2025 et 2030, compte tenu des niveaux de demandes stables et du développement modéré des énergies renouvelables, les productions marginales en France et en Grande-Bretagne sont la plupart du temps les filières gaz et charbon. En conséquence, une interconnexion supplémentaire (au-delà de 4 GW) ne permettrait que de maximiser l'utilisation de la filière la plus économique, c'est-à-dire le charbon en 2025 (principalement en Allemagne) et le gaz en 2030 (les CCG en Grande-Bretagne permettant alors de baisser la production à base de charbon en Europe de l'Est). Cependant, l'écart de coût de production entre ces deux filières est limité, ce qui signifie que les gains économiques attribuables à l'incrément d'interconnexion le sont également. En 2040, le développement des filières éolienne et solaire, ainsi que la baisse des niveaux de demande, entraîne un surplus nucléaire et renouvelables plus important. Dans un tel contexte, une nouvelle interconnexion aurait comme conséquence un gain de surplus plus important dans la mesure où elle permettrait des arbitrages entre filières bon marché (nucléaire, EnR) et filières thermiques à base de combustibles fossiles. La Figure 21 illustre les arbitrages permis au niveau européen par chaque incrément d'interconnexion.



**Figure 20: Surplus généré par un accroissement de la capacité d'interconnexion France – Royaume-Uni**  
Scénario « Transition Energétique »

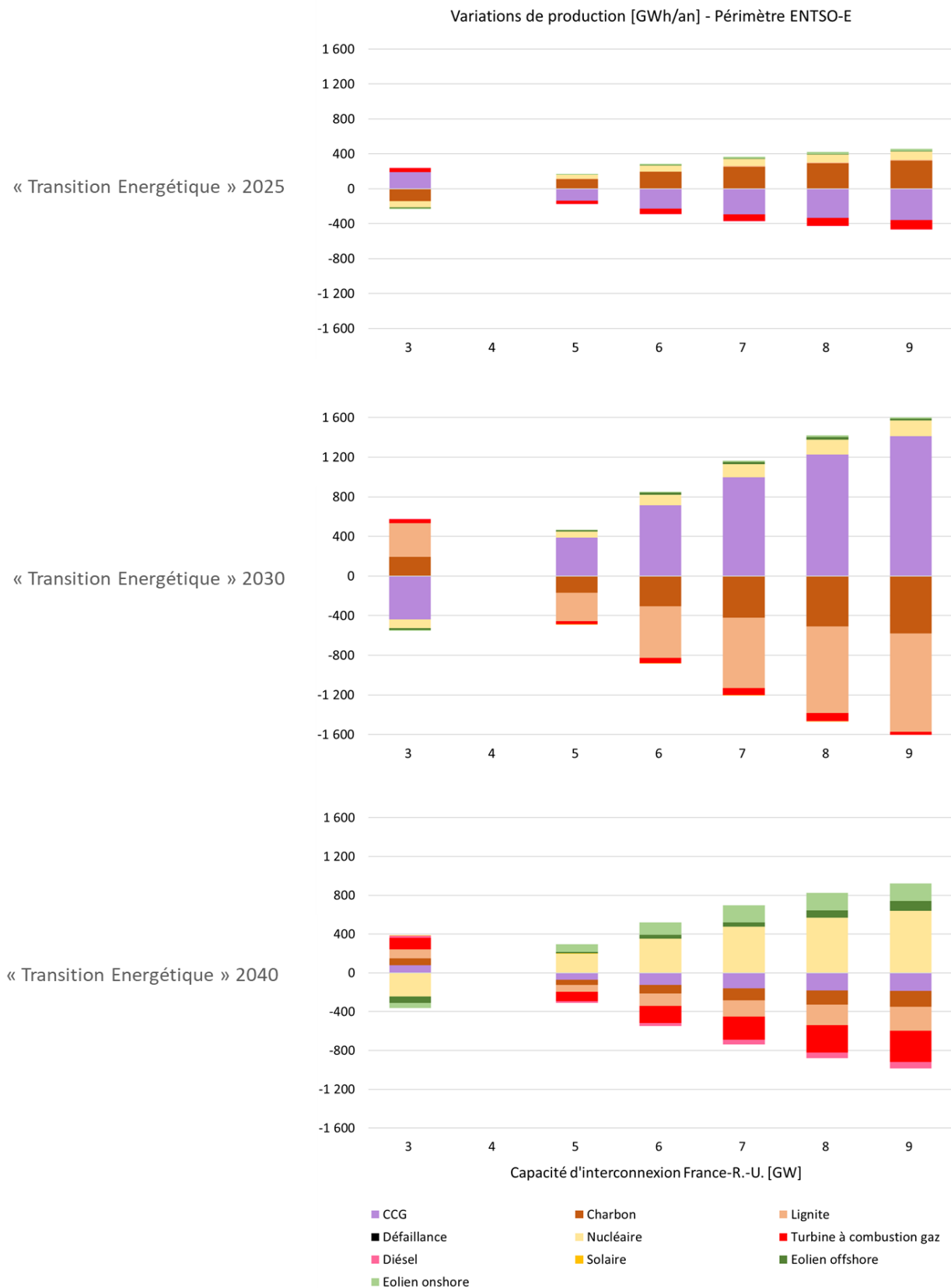


Figure 21: Impact de l'interconnexion sur les productions annuelles par filière – Scénario « Transition Energétique »

### 3.2.2 Scénario « Prudent »

Le scénario « **Prudent** » correspond à une faible évolution du système électrique européen à partir de 2025. La valeur économique d'un incrément d'interconnexion France – Royaume-Uni est donc stable, dans ce scénario, entre 2025 et 2040. Les arbitrages induits par l'interconnexion sont les mêmes que ceux présentés Figure 21 pour le scénario « Transition Energétique » à l'horizon 2025 : utilisation du charbon continental (en Europe de l'Est principalement) à la place du gaz britannique. Ces arbitrages sont à la fois limités en volume et de faible valeur puisque les coûts de production à base de gaz et de charbon sont relativement proches. En conséquence, comme présenté Figure 22, la valorisation économique d'une nouvelle interconnexion France – Royaume-Uni est très faible dans ce scénario sur les trois horizons de temps considérés.

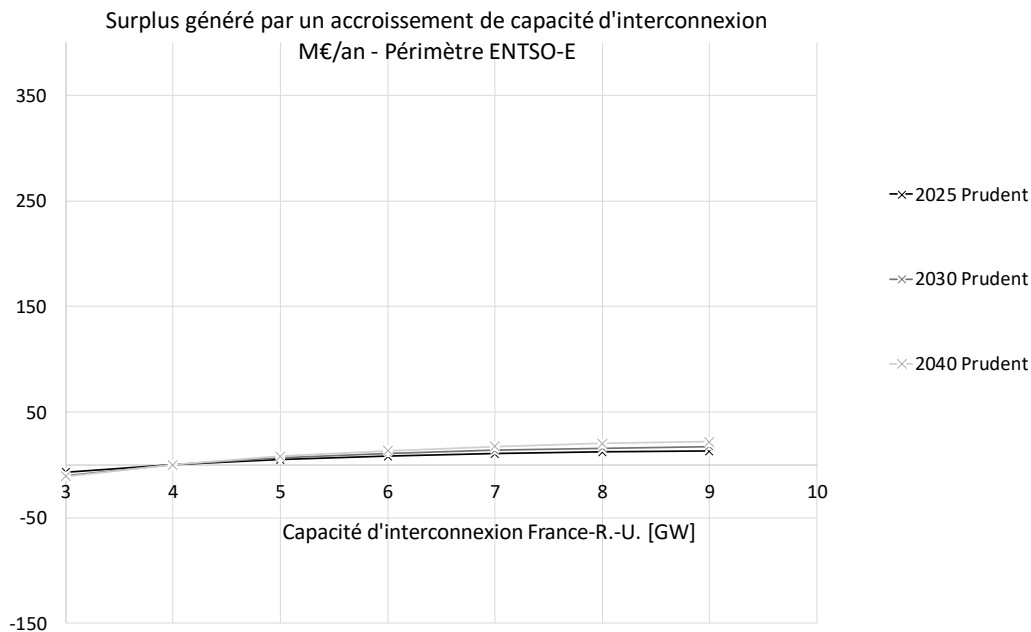


Figure 22: Surplus généré par une nouvelle interconnexion – Scénario « Prudent »

### 3.2.3 Scénario « Plans Nationaux »

Le scénario « **Plans Nationaux** » est celui dans lequel une nouvelle interconnexion aurait le plus de valeur économique, pouvant atteindre plus de 100 M€/an pour 1 GW de capacité supplémentaire en 2030, comme le montre la Figure 23.

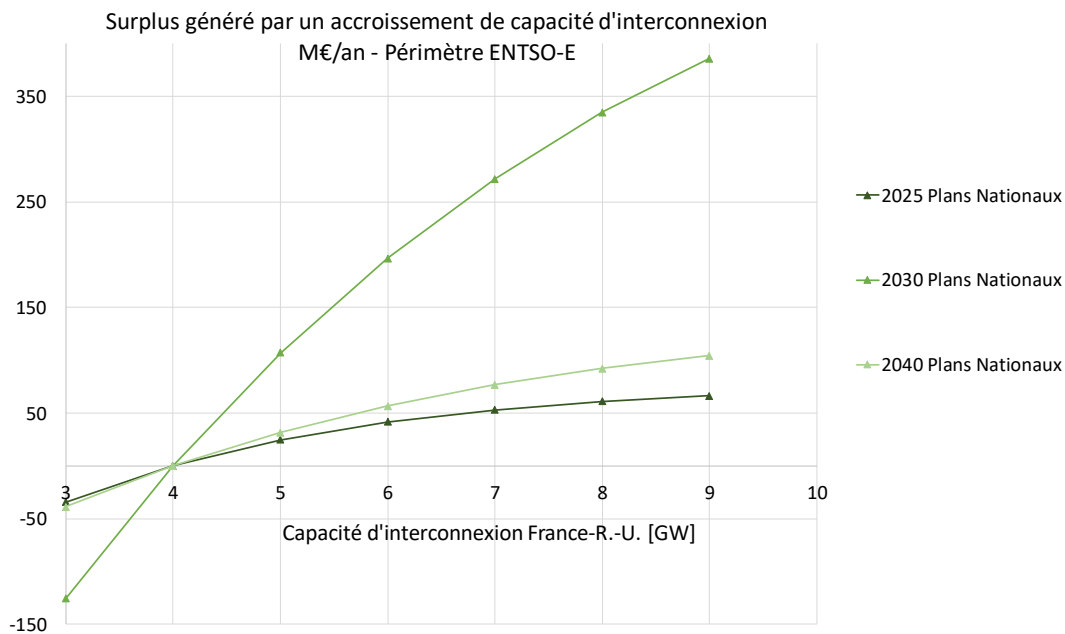


Figure 23: Surplus généré par une nouvelle interconnexion – Scénario « Plans Nationaux »

Dans ce scénario, les capacités installées en filière de production de base (nucléaire, éolien et solaire) sont les plus élevées (de 2025 à 2040), entraînant de plus importants surplus d'électricité à faible coût variable de production que dans les autres scénarios.

A l'horizon 2025, pour 1 GW d'interconnexion supplémentaire les arbitrages entre nucléaire français et gaz britannique sont similaires à ceux du scénario « **Transition Énergétique** » 2040, à la fois en volumes et en coûts variables de production évités, entraînant une valorisation économique comparable : environ 20-25 M€/an. A partir de 2030, le scénario « **Plans Nationaux** » présente, de plus, deux caractéristiques le différenciant des deux autres scénarios principaux.

D'une part, le productible nucléaire et renouvelable disponible en France pour exports vers la Grande-Bretagne est considérablement plus important, notamment en 2030. En conséquence, le volume d'arbitrage rendu possible par 1 GW supplémentaire d'interconnexion atteint environ 2 TWh/an à l'horizon 2030, sur l'ensemble du périmètre simulé (voir la Figure 24). En 2040, du fait des hypothèses d'électrification d'un nombre croissant d'usage en France, la demande nationale (hors Power-to-Gas) augmente à 510 TWh, limitant le productible disponible pour exports, malgré le développement des énergies renouvelables. Néanmoins, en parallèle, la Grande-Bretagne voit ses capacités nucléaire et renouvelables s'accroître respectivement de 6 GW et 20 GW entre 2030 et 2040. Ainsi, la croissance de la demande en Grande-Bretagne est compensée par une croissance plus importante des capacités de production en filière de base. La baisse des exports de la France vers la Grande-Bretagne s'accompagne alors d'une hausse des imports, maintenant un certain niveau d'échanges rendus possibles par une nouvelle interconnexion. La Figure 17 illustre le rééquilibrage des flux entre les deux sens de l'interconnexion dans ce scénario à l'horizon 2040. Les coûts de production évités par ces

arbitrages sont considérables en 2030 (en raison notamment prix de CO<sub>2</sub> élevé) : environ 110 M€/an. En 2040, sous l'hypothèse d'un prix de CO<sub>2</sub> significativement plus bas qu'en 2030, la valeur des arbitrages permis par d'une interconnexion supplémentaire est nettement moindre : 30 M€/an.

D'autre part, dans ce scénario la production d'hydrogène par électrolyse se développe en France dès 2030, créant un nouveau débouché pour l'électricité bon marché. En conséquence, en période de congestion, la capacité nucléaire en France est tout de même utilisée pour produire de l'hydrogène (dans la limite des capacités installées d'électrolyse). Dans ce contexte, les arbitrages ne sont plus uniquement entre production de moyens de base (nucléaire, éolien, solaire) et production par centrales à gaz, mais entre utilisation des moyens de base pour produire de l'hydrogène (valorisé au prix de marché de l'hydrogène) et substitution de ces moyens de base aux centrales à gaz et charbon dans les pays voisins. **L'arbitrage permis par une nouvelle interconnexion a donc une valeur limitée par la présence du débouché hydrogène.** La Figure 24 illustre la composition annuelle de tels arbitrages, sur l'ensemble du périmètre étudié.

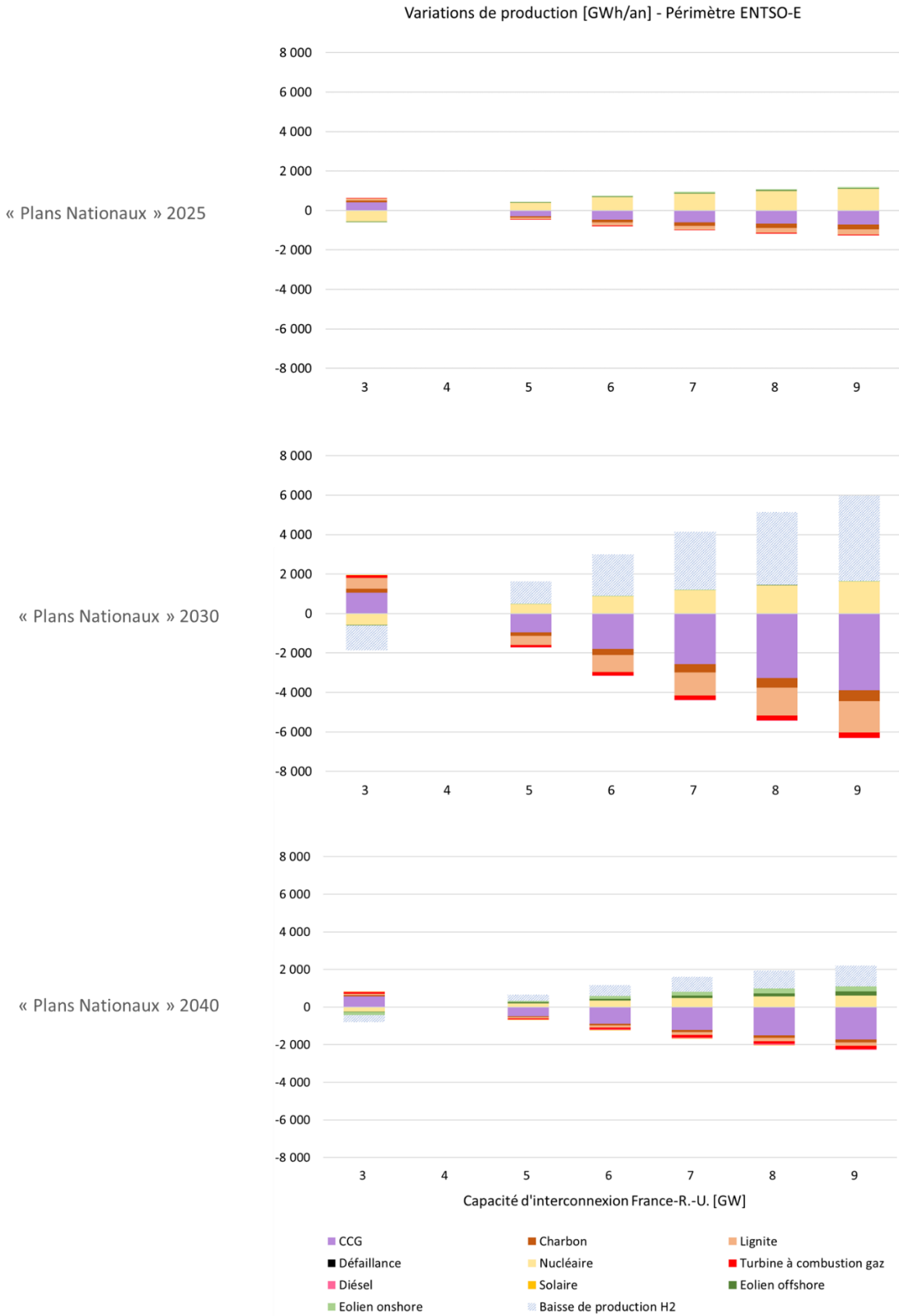


Figure 24: Impact de l'interconnexion sur les productions annuelles par filière – Scénario « Plans Nationaux »

### 3.2.4 Variante « Distributed Generation + PPE »

Comme indiqué sur la Figure 25, les surplus générés par l'interconnexion sont plus faibles dans le scénario « **Distributed Generation + PPE** » que dans le scénario « **Plans Nationaux** » en 2030 et similaire en 2040.

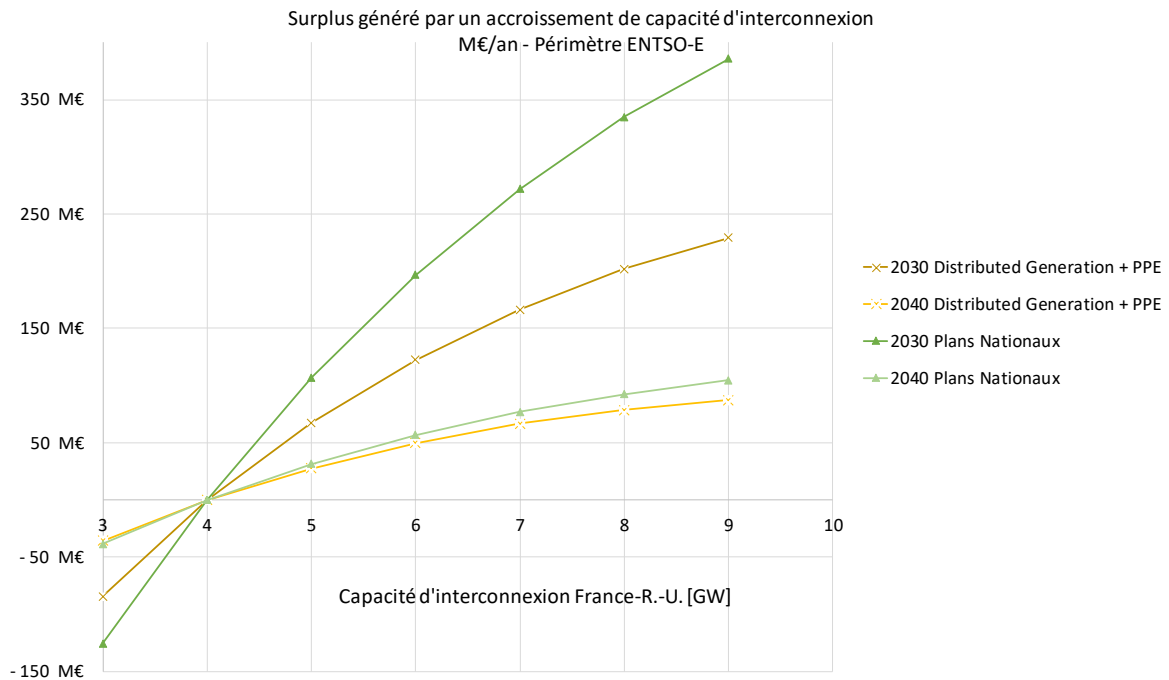
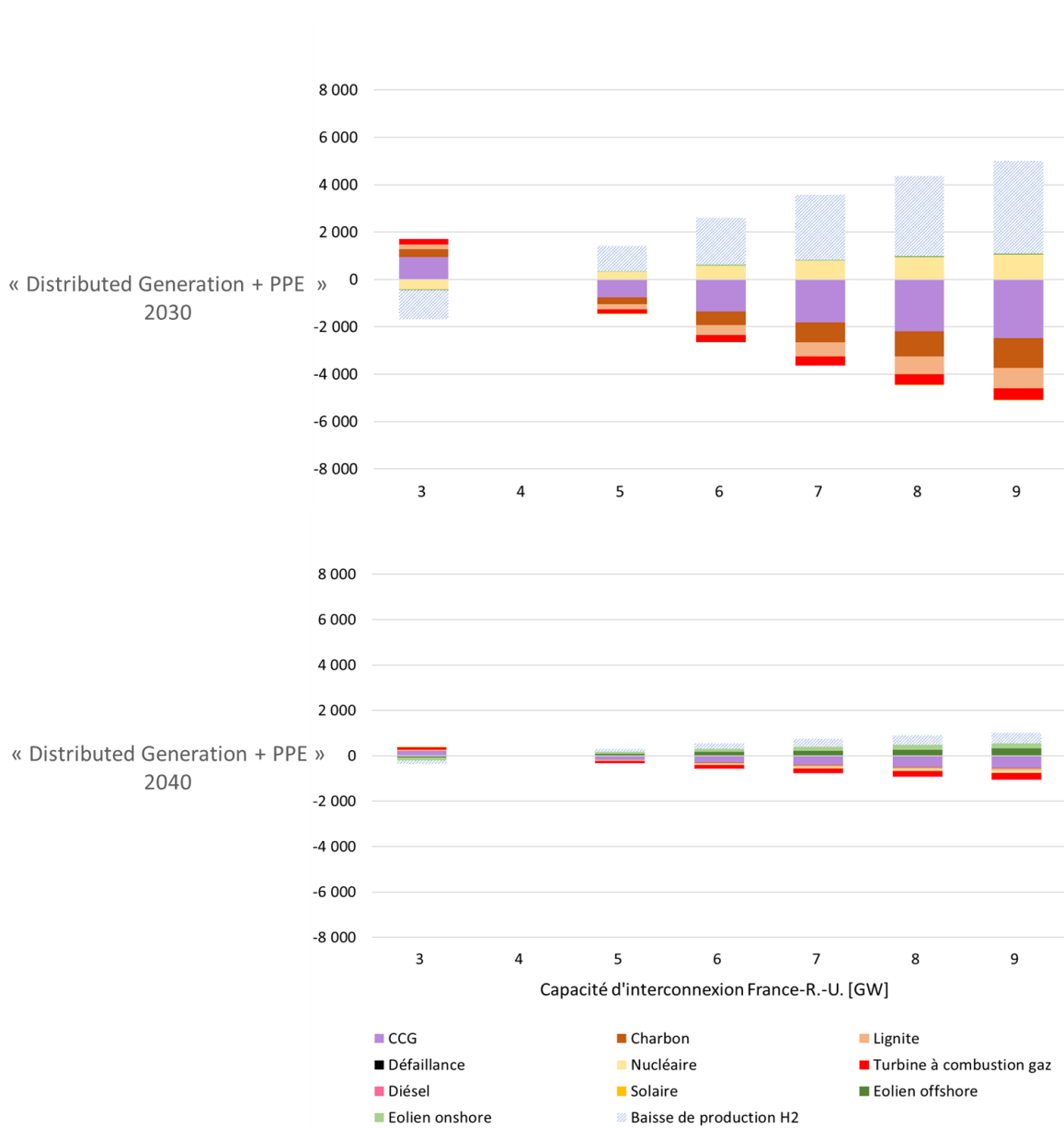


Figure 25: Surplus généré par une nouvelle interconnexion – Scénario « **Distributed Generation + PPE** »

Dans ce scénario, à l'horizon 2030, l'interconnexion permet des arbitrages entre nucléaire français et gaz britannique dans des proportions similaires à celles du scénario « **Plans Nationaux** » 2030 – liées à l'utilisation de scénario PPE pour la France, avec maintien d'une forte capacité nucléaire alors que l'électrification des transports et de l'industrie est encore limitée à cet horizon. La différence de valorisation économique s'explique alors par un prix de CO<sub>2</sub> plus faible (d'environ 35 €/t) limitant l'écart de coût de production (respectivement prix de vente) entre nucléaire (respectivement production d'hydrogène par électrolyse de l'eau) et CCGT.

A l'inverse, à l'horizon 2040 le volume d'arbitrage (voir Figure 26) permis par l'interconnexion est nettement moindre que dans le scénario « **Plans Nationaux** ». Cela s'explique par la plus faible capacité nucléaire en Grande-Bretagne (6 GW, contre 13 GW dans « **Plans Nationaux** » 2040), limitant les exports de cette dernière. Néanmoins, avec un prix du CO<sub>2</sub> en 2040 de 80 €/t (contre 45 €/t dans « **Plans Nationaux** » 2040) la valeur économique des échanges est similaire à celle du scénario « **Plans Nationaux** ».





**Figure 26 : Impact de l'interconnexion sur les productions annuelles par filière**  
**Scénario « Distributed Generation + PPE »**

### 3.3 Répartition du surplus collectif généré par un incrément d'interconnexion

Comme illustré sur la Figure 27, le surplus économique engendré par une nouvelle d'interconnexion ne profite pas uniformément à tous les pays<sup>28</sup>. Les variations de surplus nationaux sont principalement l'effet de la convergence des prix induites par un accroissement de capacité d'interconnexion : les producteurs des pays exportateurs nets bénéficient globalement d'une hausse des prix alors que les consommateurs des pays importateurs nets voient généralement leur surplus augmenter compte tenu de la baisse de prix observée. Par ailleurs, il est important de rappeler ici que le Royaume-Uni est considéré comme faisant partie du marché unique de l'énergie européenne jusqu'en 2040 (et au-delà). La répartition des bénéfices d'une nouvelle interconnexion pourrait être différentes selon les modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union-Européenne (voir encadré ci-dessous).

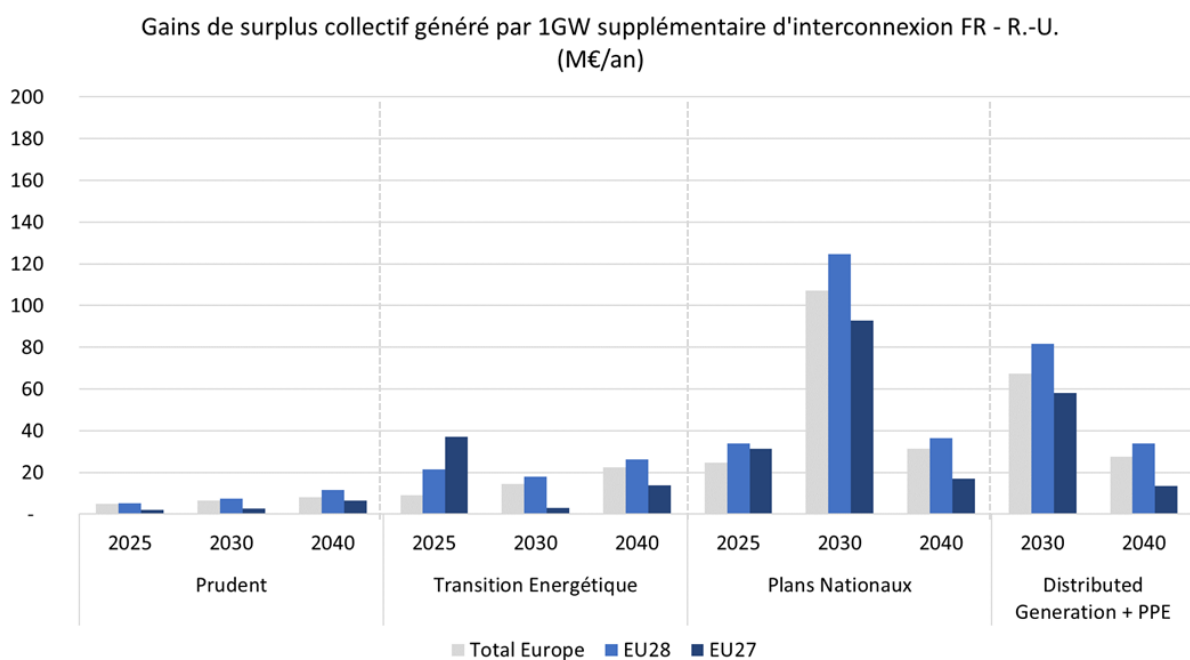


Figure 27: Répartition du surplus annuel généré par un incrément d'1 GW d'interconnexion

Les pays autres que France et Royaume-Uni voient dans l'ensemble leurs surplus économiques diminuer du fait de l'interconnexion. Compter le Royaume-Uni hors Union Européenne a donc une

<sup>28</sup> Il est néanmoins important de noter que la décomposition du surplus par pays nécessite de faire une hypothèse sur la répartition des rentes de congestion entre les pays frontaliers. Dans cette étude, toute les rentes de congestion sont réparties selon un critère d'uniformité : 50% dans chacun des pays concernés. Cette hypothèse explique que le Royaume-Uni voit son surplus diminuer dans le scénario « Transition Energétique » en 2025, alors que le pays bénéficie de l'interconnexion pour faire baisser les coûts de production d'électricité auquel il a accès. En effet, une nouvelle interconnexion avec la France aurait un impact négatif sur les autres interconnexions du Royaume-Uni, diminuant ainsi ses rentes de congestion.

incidence significative sur le surplus de cette dernière, comme illustrée sur la Figure 27. Par ailleurs, les modalités de sortie du Royaume-Uni de l'Union Européenne, en particulier les règles commerciales en matière d'échanges d'électricité auraient un impact qui n'a pas été pris en compte dans cette étude, mais a fait l'objet d'une étude dédiée [10] dont les principaux résultats sont présentés dans l'encadré suivant.

#### Impacts potentiels du Brexit sur la valeur d'une interconnexion électrique France-GB

Le retrait du Royaume-Uni de l'Union européenne (Brexit) pourrait avoir un impact important sur la valeur des projets d'interconnexion électrique entre la France et la Grande-Bretagne. En effet, différents types de conséquences ont été discutés au cours des dernières années :

- Impacts sur l'**économie britannique** et notamment le taux de croissance de la demande électrique
- Impacts sur la **politique de soutien des EnR au Royaume-Uni**, notamment du point de vue de la coordination européenne en la matière
- Impacts sur le **dimensionnement du système électrique britannique** (modalités prise en compte des voisins lors de la détermination du *system adequacy*)
- Impacts sur la **gestion opérationnelle des interconnexions** électriques (notamment en l'absence de couplage des marchés électriques)

Lors de l'étude entreprise en 2017 pour le compte de la CRE, qui reposait sur les scénarios du TYNDP 2016 d'ENTSO-E, plusieurs modalités de Brexit ont été simulées :

Brexit dit « **Soft** » :

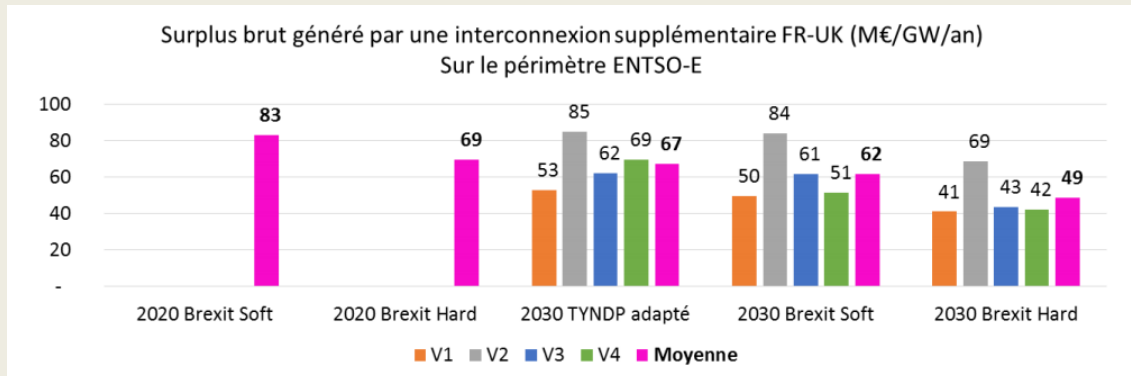
- La coordination européenne en matière de déploiement EnR est supposée ne pas s'appliquer au Royaume-Uni
- La croissance économique est supposée être revue à la baisse

Brexit dit « **Hard** » :

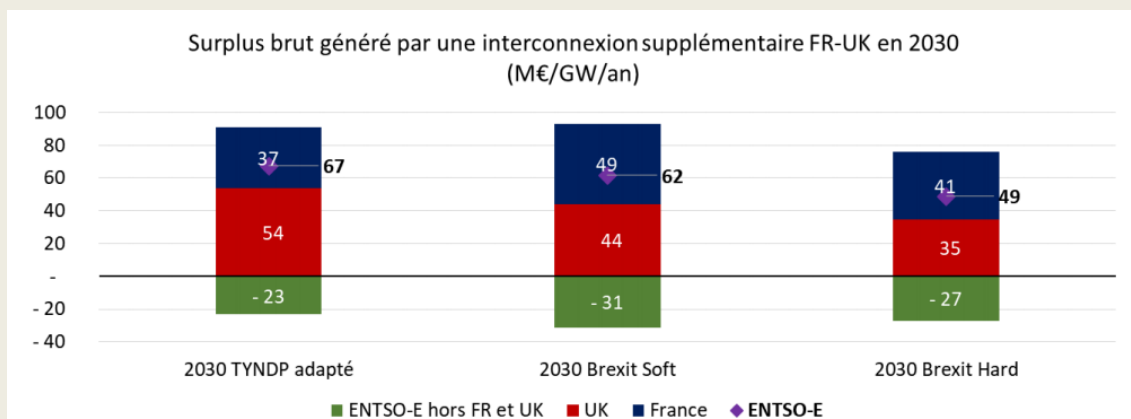
- La coordination européenne en matière de déploiement EnR est supposée ne pas s'appliquer au Royaume-Uni
- La croissance économique est supposée être revue à la baisse de façon plus marquée
- Les marchés électriques britanniques sont supposés être découplés de ceux de ses voisins
- Investissements supplémentaires au Royaume-Uni pour être en mesure de garantir la sécurité d'approvisionnement de façon autonome

Sur la base de ces scénarios, les principaux résultats de cette étude ont montré que les bénéfices associés à une augmentation de la capacité d'échange entre France et Grande-Bretagne pouvaient être suffisants pour compenser les coûts d'investissements en Brexit Soft (sur la base des

hypothèses retenues dans le TYNDP 2016), mais qu'un Brexit Hard, lui, ne serait guère favorable à de nouveaux ouvrages.



De plus, le Royaume-Uni captait l'essentiel de la valeur de l'interconnexion dans tous les scénarios (la VAN du Royaume-Uni était positive même en cas de Brexit « Hard »).



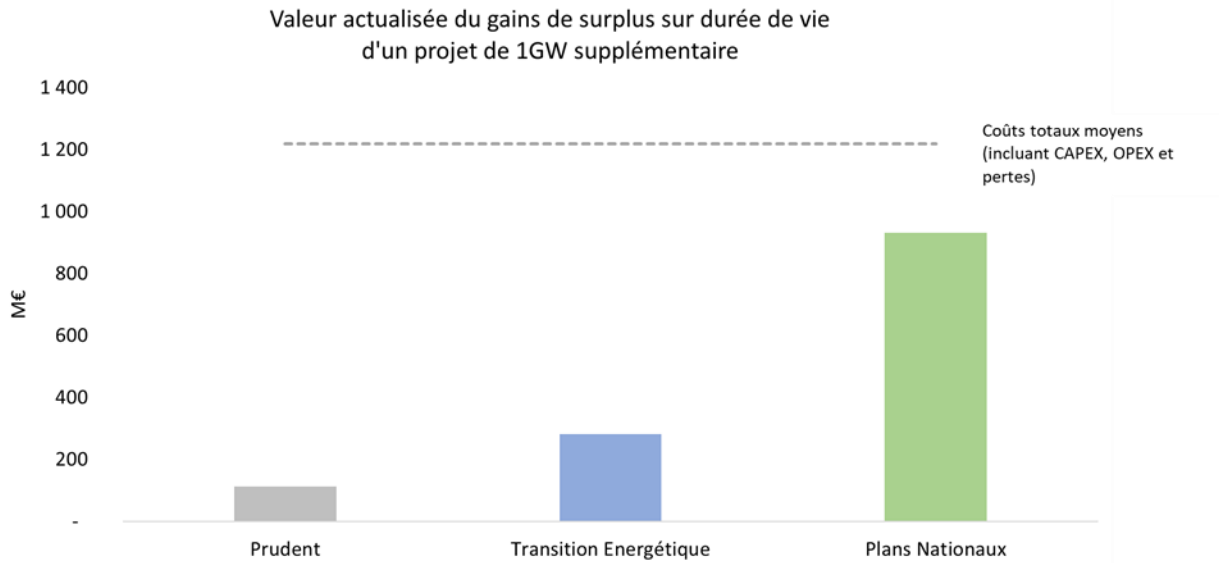
Le résultat principal de cette précédente étude - la dégradation de la valeur d'un projet d'interconnexion en cas de Brexit, en particulier s'il est « Hard » - semble pouvoir s'appliquer dans cette étude également. Il est toutefois difficile de se prononcer sur le maintien des ordres de grandeur des impacts sans réaliser des simulations dédiées.

Par ailleurs, puisque l'interconnexion fait, dans la plupart des cas, baisser les prix de l'électricité au Royaume-Uni et monter les prix en France, le gain de surplus économique serait principalement répercuté sur les producteurs français et les consommateurs britanniques.

### 3.4 Analyse sur durée de vie du 1<sup>er</sup> GW supplémentaire

La Figure 28 présente le surplus généré par le 1<sup>er</sup> GW supplémentaire d'interconnexion au regard des coûts induits par un tel ouvrage, en représentant les valeurs actualisées en 2025 du gain de surplus induit par 1 GW supplémentaire sur la durée de vie d'un projet d'interconnexion (voir encadré ci-

dessous). Pour que le projet soit considéré comme économiquement pertinent, la valeur actualisée à la date de mise en service des gains de surplus doit être supérieure aux coûts totaux (en pointillés sur la figure). Sur les scénarios principaux<sup>29</sup>, l'ajout de 1 GW d'interconnexion en 2025 ne crée pas assez de valeur au cours de sa durée de vie pour justifier les coûts totaux moyens considérés ici (voir encadré ci-dessous). Dans le scénario « **Plan National** », le gain de surplus est néanmoins comparable aux coûts typiques d'investissement associés à un tel projet d'interconnexion.



**Figure 28 – Gains et coûts totaux engendrés par 1GW supplémentaire et actualisés en 2025 – sur les trois scénarios principaux**

L'indicateur clé étudié pour analyser le projet d'interconnexion est **la valeur actualisée des gains de surplus collectif**. Elle inclut le gain de surplus généré par le projet. Cet indicateur est calculé avec un taux d'actualisation de **4%**<sup>30</sup> et une durée de vie de **25 ans**<sup>31</sup>, selon la formule suivante :

$$VA = \sum_{horizon=2025}^{2049} \frac{1}{(1 + 4\%)^{horizon-2025}} GainsSurplusCollectif_{horizon}$$

<sup>29</sup> La variante « Distributed Generation & PPE » n'a été considérée et simulée que pour les horizons 2030 et 2040. Pour comparaison, la valeur actualisée en 2025 d'une nouvelle interconnexion (mise en service en 2025) a été calculée en utilisant le scénario « Transition Energétique » à l'horizon 2025, ce qui donnerait 630 M€ de gains de surplus collectif. Néanmoins, les hypothèses utilisées pour la France dans le scénario « Transition Energétique » 2025 ne sont pas en ligne avec la PPE, ce calcul sort donc du cadre du scénario « Distributed Generation & PPE ». Les valeurs actualisées en 2030 et au-delà (correspond à une mise en service à ces mêmes horizons) pour ce scénario sont données sur la Figure 29.

<sup>30</sup> Suivant la recommandation de l'ACER [12]

<sup>31</sup> Hypothèses communiquées par la CRE

Les gains de surplus collectif sont linéarisés entre les horizons simulés et pris constants à partir de 2040.

La valeur actualisée peut être directement comparée aux coûts moyens des projets d'interconnexion mentionnés dans le TYNDP :

- | Coûts d'investissement moyen de 650 M€/GW (variant entre 600 et 700 M€/GW en fonction des projets)
- | Coûts opérationnels moyens (OPEX et pertes) de 35 M€/GW/an (variant entre 20 et 45 M€/GW/an en fonction des projets)

Par ailleurs, une nouvelle interconnexion générant un gain de surplus collectif différent en fonction de l'horizon étudié, la valeur d'un projet est conditionnée à l'année de mise en service. La Figure 29 donne la valeur actualisée d'un ajout de 1 GW d'interconnexion en fonction de l'année de mise en service. Pour le scénario « **Plans Nationaux** », l'année maximisant la valeur économique générée par le projet se situe aux alentours de 2027-2028 : 2025 et 2030 étant respectivement les horizons de plus faible et plus grande valeur annuelle.

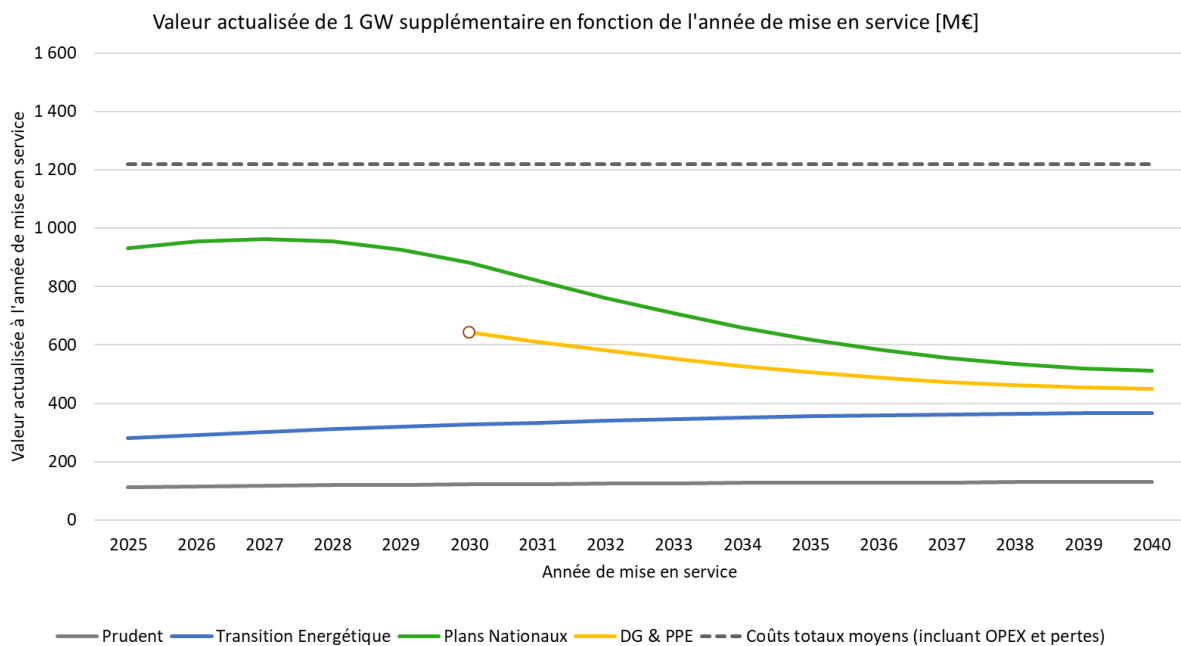


Figure 29 – Valeur actualisée d'1GW d'interconnexion supplémentaire en fonction de l'année de mise en service

## 4 Analyse des principaux facteurs déterminants

Cette partie vise à identifier les principaux facteurs influençant la valeur économique d'une nouvelle interconnexion et à quantifier l'impact d'une variation de ces facteurs. Au vu des résultats exposés dans la partie 3, ces analyses de sensibilités ont été effectuées autour des scénarios « **Plans Nationaux** » et « **Distributed Generation + PPE** » uniquement, les résultats étant assez nets pour les autres scénarios. Au total, 18 analyses de sensibilités ont été effectuées sur le scénario « **Plans Nationaux** », et une analyse complémentaire a été effectuée sur le scénario « **Distributed Generation + PPE** ».

Comme présenté dans la partie 3, la valeur économique d'une nouvelle interconnexion réside principalement dans les arbitrages entre production à bas coût (EnR ou nucléaire) et production à coût élevé (thermique fossile). De tels arbitrages sont possibles durant les périodes où l'un des deux pays a accès à une production marginale EnR ou nucléaire et l'autre à une production marginale thermique utilisant un combustible fossile. Les éléments considérés dans cette étude comme ayant un impact de premier ordre sont la demande, les capacités installées en filière de production de base, les interconnexions avec les autres pays voisins et le prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>.

Il apparaît que **créer de nouveaux débouchés aux surplus d'électricité**, tels que le développement d'une filière hydrogène, **dégrade la pertinence d'une interconnexion** – ce phénomène étant d'autant plus marqué que ces usages alternatifs offrent la même flexibilité que les exports pour s'adapter aux régimes intermittents des énergies renouvelables et à la variabilité de la demande. **Par ailleurs, un prix du CO<sub>2</sub> maintenu élevé de 2030 à 2040 a comme effet de renforcer les gains** de coût de production par arbitrage entre nucléaire/EnR combustibles fossiles, augmentant ainsi la valeur de l'interconnexion. A l'inverse, un prix de CO<sub>2</sub> inférieur à 30 €/t en 2030 a pour effet de réduire de moitié cette valeur. Enfin, **la pertinence d'une nouvelle interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne est sensiblement dépendante du développement d'autres interconnexions**.

### 4.1 Demande et autres débouchés

Dans les scénarios étudiés, et en particulier dans le scénario « Plans Nationaux », une nouvelle interconnexion trouve le principal de sa valeur dans les exports de production nucléaire et renouvelable en substitution au gaz, et dans une moindre mesure au charbon. Ces échanges étant le plus marqué dans le sens France vers Grande-Bretagne, un des facteurs majeurs de valorisation est la demande en France, déterminant le productible nucléaire disponible en France pour exports. L'électrification de nouveaux usages est ainsi une source de valorisation du parc nucléaire français concurrente aux exports, et ce, d'autant plus que cette demande est flexible. Dans ce contexte, plusieurs niveaux de développement du Power-to-Gas ont été testés comme analyses de sensibilité sur le scénario « **Plans Nationaux** ».

La Figure 30 montre qu'à l'horizon 2030, le gain de surplus collectif engendré par 1 GW supplémentaire d'interconnexion pourrait varier de 70 M€/an (dans le cas d'une production d'hydrogène par électrolyse de 27 TWh/an<sup>32</sup>) à 160 M€/an (si le Power-to-Gas ne se développe pas du tout). Les coûts annuels moyens étant de 75 M€/an (voir hypothèses utilisées en 3.4), la pertinence économique d'une nouvelle interconnexion est donc dépendante au premier ordre du niveau d'électrification de nouveaux usages en France. Une telle variabilité s'explique par l'importance des exports de nucléaire français vers la Grande-Bretagne dans la valeur d'une nouvelle interconnexion en 2030, comme présenté dans le paragraphe 3.2. En cas de forte consommation nationale d'électricité, le parc de production français serait alors moins disponible pour les exports, et les échanges avec la Grande-Bretagne plus limités. Le même phénomène a lieu à l'horizon 2040, dans une moindre amplitude néanmoins, car la valeur de l'interconnexion repose alors également sur les exports de la Grande-Bretagne vers la France, notamment permis par la croissance simultanée des parcs de production nucléaire, éolien et solaire (voir 2.1.3).

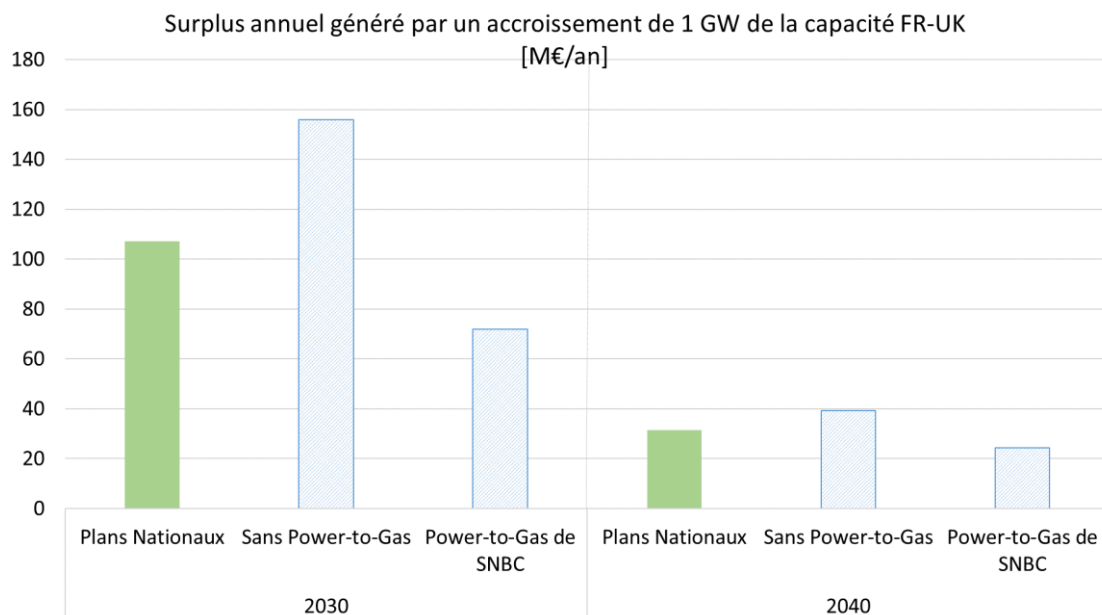


Figure 30 : Sensibilité du gain de surplus induit par une nouvelle interconnexion au développement de la filière Power-to-Gas en France – Scénario « Plans Nationaux »

## 4.2 Interconnexions avec pays voisins

La valeur d'une nouvelle infrastructure d'interconnexion est également dépendante du développement d'autres infrastructures capables de fournir des services similaires. Dans cette étude, deux types de solutions de flexibilité potentiellement concurrentes ont été considérés. D'une part, l'impact d'hypothèses alternatives relatives au niveau d'interconnexion que chacun des deux pays

<sup>32</sup> Dans le scénario « **Plans Nationaux** », la consommation pour Power-to-Gas est déterminé de manière endogène par valorisation économique. Les volumes annuels produits sont intermédiaires entre ces deux analyses de sensibilité (voir partie 2.1.3)

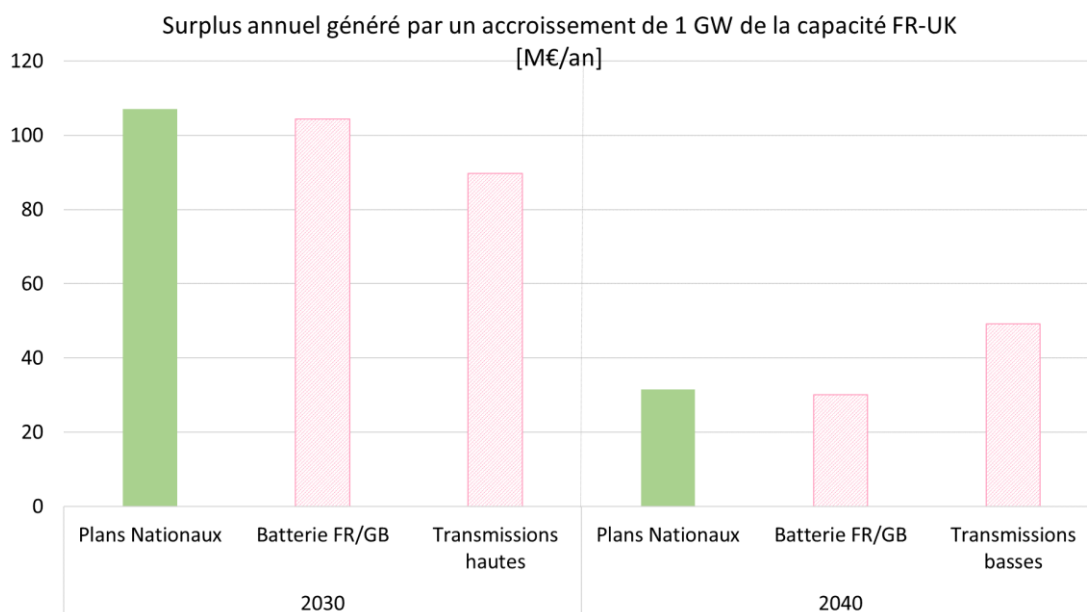


possède avec ses autres voisins a été mesuré. D'autre part, une analyse de sensibilité à la présence de solutions de flexibilité horaire a été réalisée en ajoutant 3 GW de batteries (de 2h de durée de décharge) en France et en Grande-Bretagne.

A l'horizon 2030, la valeur d'une interconnexion France – Grande-Bretagne pourrait être diminuée de près de 20 M€/an par la construction dès 2030 de trois interconnexions prévues uniquement à partir de 2040 dans le scénario « **Plans Nationaux** » principal (voir Tableau 6), mais dont les dates de mise en service affichée par les porteurs de projets dans le cadre du TYNDP sont pour la plupart antérieures à 2030. A l'inverse, retirer un ensemble de projets (voir Tableau 6) du réseau européen utilisé à l'horizon 2040 aurait pour effet d'augmenter la valeur de l'interconnexion France – Grande-Bretagne de près de 20 M€/an également.

**Tableau 6 : Analyse de sensibilités au niveau d'interconnexion avec les autres pays voisins – Scénario « Plans Nationaux »**

	Capacité ajoutée pour la sensibilité sur l'horizon 2030	Capacité retirée pour la sensibilité sur l'horizon 2040
<b>France – Suisse</b>	1.5 GW	1.5 GW
<b>France – Belgique</b>	-	1.5 GW
<b>GB – Pays-Bas</b>	1.5 GW	1.5 GW
<b>GB – Belgique</b>	1.5 GW	1.5 GW



**Figure 31: Sensibilité du gain de surplus induit par une nouvelle interconnexion aux solutions de flexibilité concurrentes – Scénario « Plans Nationaux »**

La valeur de l'interconnexion s'avère par ailleurs peu dépendante du déploiement de 3 GW de batteries en France et en Grande-Bretagne. Les batteries fournissent en effet une flexibilité sur quelques heures ce qui ne concurrence pas l'utilisation de l'interconnexion France – Grande-Bretagne pour des arbitrages entre production nucléaire et gaz.

Une analyse de sensibilité à l'interconnexion France-Espagne a également été effectuée sur le scénario « Distributed Generation + PPE » à l'horizon 2040. Dans ce scénario la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne atteint 10 GW, soit 1 GW de plus que la capacité correspondant à l'ajout des projets « Golfe de Gascogne » et transpyrénéennes. Cette capacité est justifiée par le très fort développement de la filière solaire partout en Europe, et en particulier dans la péninsule ibérique – avec plus de 80 GW de capacité installées en 2040. Comme indiqué sur la Figure 32, dans un tel contexte, la valeur de l'interconnexion France – Grande-Bretagne est liée à l'exploitation du surplus solaire accessible en Europe continentale. En effet, cette valeur diminue de 7 M€/an à l'horizon 2040 – soit près de 25% de perte – lorsque l'interconnexion France-Espagne est maintenue à 5 GW (au lieu de 10 GW), limitant la possibilité d'exploiter la production solaire de la péninsule ibérique.

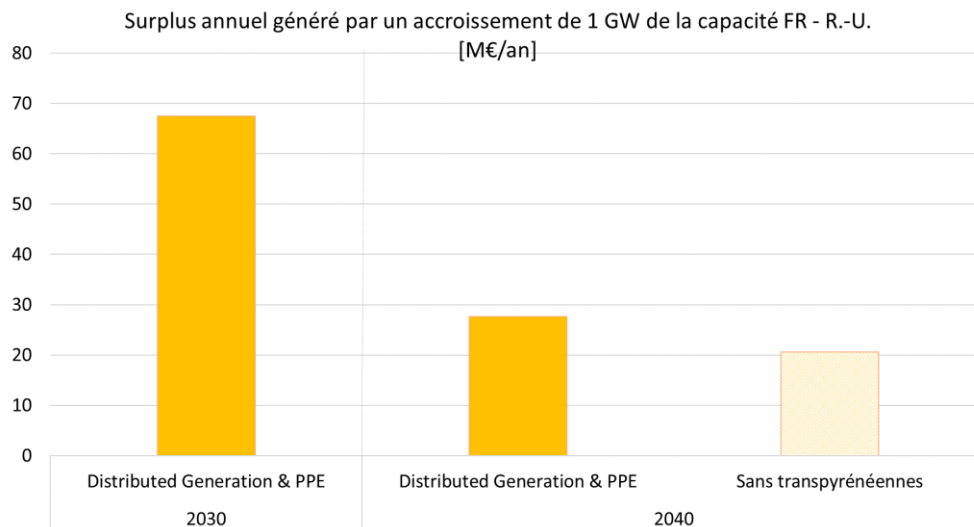


Figure 32 : Sensibilité du gain de surplus induit par une nouvelle interconnexion sur la frontière France-Espagne – Scénario « Distributed Generation + PPE »

### 4.3 Capacités installées en nucléaire et éolien

Les capacités installées en éolien et nucléaire<sup>33</sup> en France, au Royaume-Uni ou dans leurs pays voisins, contribuent dans une large mesure à déterminer les fréquences et durées des périodes de forte divergence de coûts marginaux de production. Ce paragraphe présente les résultats de 6 analyses de sensibilité menées sur ces paramètres, à partir du scénario « **Plans Nationaux** » :

- | Utilisation d'hypothèses basses de capacité installée en nucléaire pour la Grande-Bretagne en 2030 et 2040 :
  - 3 GW en 2030, contre 6 GW dans le scénario « Plans Nationaux »
  - 6 GW en 2040, contre 13 GW dans le scénario « Plans Nationaux »
- | Ajout de 10 GW de capacité éolienne en Grande-Bretagne en 2030 et 2040
- | Utilisation d'hypothèses hautes de capacité éolienne pour l'Allemagne en 2030 et 2040, suivant les scénarios développés par les gestionnaires de réseaux [11] :
  - Ajout de 25 GW d'éolienne en 2030
  - Ajout de 40 GW d'éolienne en 2040

Dans le scénario « **Plans Nationaux** », la Grande-Bretagne passe d'importateur net en 2030 à exportateur net en 2040. En particulier, l'interconnexion avec la France est principalement utilisée pour exporter de France vers le Royaume-Uni en 2030, alors qu'elle est exploitée de manière plus équilibrée en 2040<sup>34</sup>. En conséquence, une variation de capacité de production en moyens de base n'a

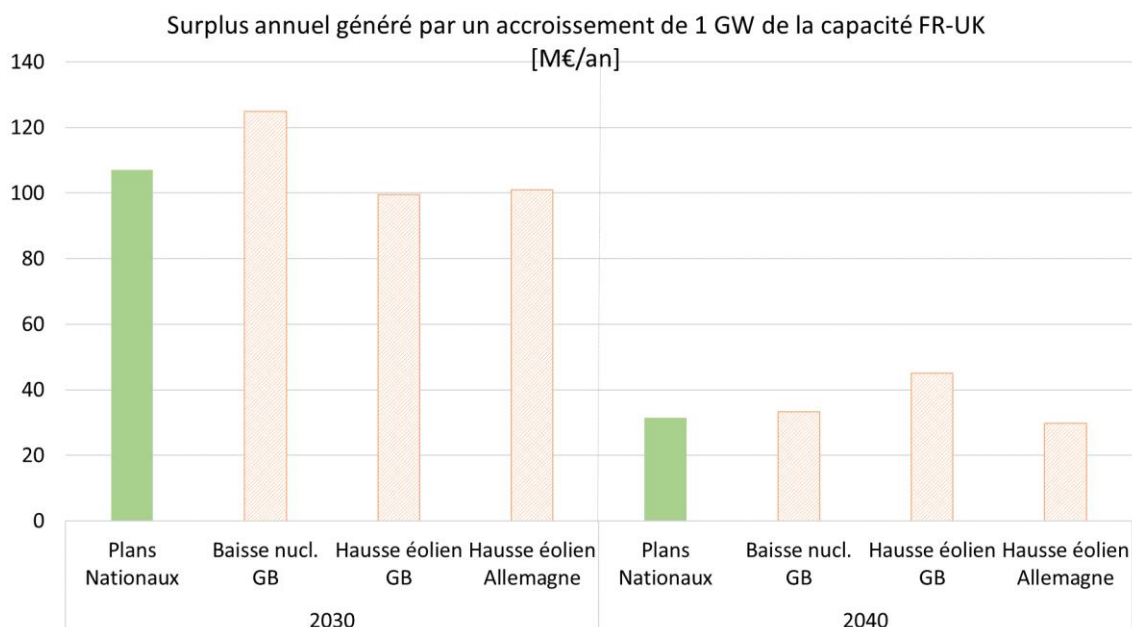
<sup>33</sup> L'impact de la capacité installée en solaire PV est quantifié à l'aide du scénario « Distributed Generation & PPE », dont les résultats sont présentés partie 3.2

<sup>34</sup> Voir paragraphe 3.1

pas le même impact, dans chacun de ces deux contextes, sur la valeur d'un incrément de capacité d'interconnexion – comme indiqué sur la Figure 33.

En 2030, accroître la capacité de production en éolien en Grande-Bretagne a pour effet de faire baisser les coûts de production sur certaines périodes d'import depuis la France, et limite ainsi les opportunités d'arbitrage offertes par une nouvelle interconnexion. A l'inverse, dans l'hypothèse d'une plus faible capacité nucléaire en Grande-Bretagne, la filière CCGT serait marginale sur des périodes plus prolongées, augmentant en conséquence les possibilités d'arbitrage avec la production nucléaire en France. A l'horizon 2030, 1 GW d'interconnexion supplémentaire pourrait alors générer plus de 120 M€/an de gain de surplus collectif.

En 2040, baisser la capacité nucléaire aurait un double impact sur la valeur d'une interconnexion supplémentaire. D'une part cela limiterait les exports de la Grande-Bretagne vers la France, d'autre part cela renforcerait les exports de la France vers la Grande-Bretagne. L'interconnexion étant utilisée de manière relativement symétrique dans ce contexte<sup>35</sup>, l'impact sur la valeur d'un incrément de 1 GW reste limité. Une croissance plus rapide de la filière éolienne en Grande-Bretagne aurait en revanche un impact positif sur la pertinence économique d'une nouvelle interconnexion avec la France : cela accentuerait les périodes de surplus de production en Grande-Bretagne, déjà exportatrice nette dans le scénario « **Plans Nationaux** » à l'horizon 2040 (contrairement à l'horizon 2030, pour lequel la Grande-Bretagne est importatrice nette).



**Figure 33 : Sensibilité du gain de surplus induit par une nouvelle interconnexion aux capacités de production en moyens de base – Scénario « Plans Nationaux »**

<sup>35</sup> Voir Figure 17

Par ailleurs, un développement plus significatif des éoliennes dans un pays voisin de la France, comme l'Allemagne, offrirait des possibilités d'import supplémentaires, notamment pour la Grande-Bretagne en 2030. Néanmoins, l'impact négatif sur la valeur de l'interconnexion entre France et Grande-Bretagne est limité par la capacité de l'interconnexion parallèle entre Grande-Bretagne et Allemagne (1.4 GW dans les scénarios étudiés). De plus, la corrélation entre les régimes de vents en France, en Allemagne et au Royaume-Uni limite les possibilités de valoriser l'interconnexion entre France et Grande-Bretagne pour exploiter les surplus éoliens en Allemagne.

## 4.4 Prix des combustibles

Enfin, les prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> sont également un facteur de première importance dans la détermination de la valeur d'une nouvelle interconnexion. En effet, l'interconnexion trouve sa valeur dans les arbitrages qu'elle permet de réaliser entre les deux pays qu'elle relie : plus les écarts de prix sont importants, plus l'utilité de l'interconnexion est grande. Plusieurs analyses de sensibilités ont donc été réalisées sur ces paramètres économiques, en utilisant deux trajectoires de prix issus du WEO 2018 et indiquées dans le Tableau 7.

Tableau 7 : Scénario de prix de combustibles et CO<sub>2</sub>

	Unité	New Policies (WEO 2018) <sup>36</sup>		Sustainable Development (WEO 2018)		« Plans Nationaux <sup>37</sup> »	
		2030	2040	2030	2040	2030	2040
<b>Prix CO2</b>	€/t	28	39	80	130	84	45
<b>Prix pétrole</b>	€/MWh PCI	53	62	40	36	64	50
<b>Prix gaz</b>	€/MWh PCI	28	31	26	26	35	22
<b>Prix charbon</b>	€/MWh PCI	10	11	9	8	10	9
<b>Prix lignite</b>	€/MWh PCI	4	4	4	4	9	9

Ces différents scénarios de prix n'impactent que peu les arbitrages permis par un incrément de 1 GW d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne. En effet, comme détaillé dans la partie 3.2, les arbitrages se font entre production nucléaire supplémentaire et baisse de la consommation Power-to-Gas d'un côté, production thermique fossile (principalement à base de gaz) de l'autre. Dans un tel contexte, les scénarios de prix mentionnés ci-dessus impactent principalement la valeur économique des arbitrages, mais n'impactent que marginalement la variation de mix de production induite par une nouvelle interconnexion. La Figure 34 montre que la valeur de l'interconnexion est alors directement liée au prix du CO<sub>2</sub> :

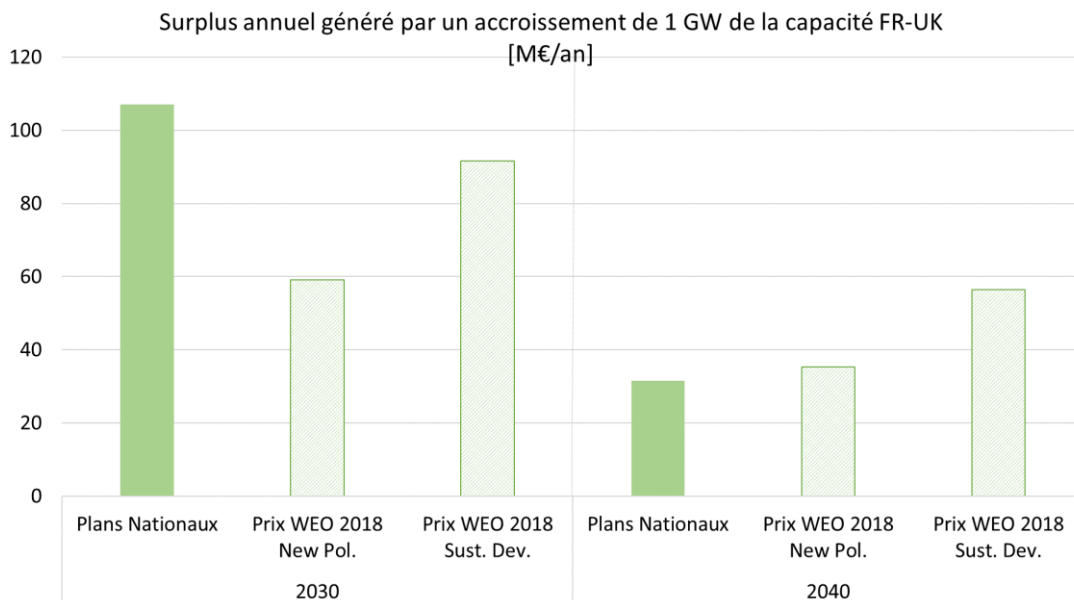
- En considérant un scénario de prix mettant le CO<sub>2</sub> à moins de 30€/t en 2030, la valeur d'une nouvelle interconnexion varie de près de 50 M€/an, soit 45% de la valeur dans le scénario principal (avec un prix de CO<sub>2</sub> de plus de 80€/t) – tombant à 60 M€/an.

<sup>36</sup> Ce scénario d'évolution du prix des combustibles et du CO<sub>2</sub> est celui à partir duquel sont construites les hypothèses du scénario « Sustainable Transition » du TYNDP 2018. Certains prix, notamment CO<sub>2</sub> en 2030 et gaz en 2040, ont néanmoins été modifiés dans « Sustainable Transition » (voir note 7 p17) entraînant une inversion de l'ordre de préséance économique entre gaz et charbon à ces deux horizons. Cette analyse de sensibilité reprend le scénario de référence originel du WEO 2018 pour tester l'application directe des sous-jacents économiques de ce scénario.

<sup>37</sup> Basés sur le scénario « Sustainable Transition » du TYNDP

- À l'inverse, avec un prix de CO<sub>2</sub> avoisinant 130€/t<sup>38</sup> en 2040, 1 GW d'interconnexion supplémentaire accroîtrait sa valeur de 80% par rapport au scénario principal (avec un prix de CO<sub>2</sub> de 45 €/t), atteignant 60 M€/an – soit la même valeur qu'en 2030 avec des arbitrages nettement plus importants en volume (voir 3.2) mais un prix de CO<sub>2</sub> inférieur à 30€/t.

La valeur économique des arbitrages<sup>39</sup> permis par 1 GW supplémentaire d'interconnexion est également liée au prix du gaz. Un moindre prix du gaz en 2030 dans le scénario « Sustainable Development » (pour un prix de CO<sub>2</sub> similaire) entraîne en effet une dégradation de leur valeur de 15 M€/an. Néanmoins, le prix du CO<sub>2</sub> est un facteur déterminant de plus grande ampleur car il impacte à la fois le coût de production des filières gaz et charbon, toutes deux concernées par les arbitrages rendus possibles par l'interconnexion entre France et Royaume-Uni.



**Figure 34 : Sensibilité du gain de surplus induit par une nouvelle interconnexion aux prix de combustibles et CO<sub>2</sub> – Scénario « Plans Nationaux »**

## 4.5 Analyses de sensibilité au surplus induit sur durée de vie complète

L'ensemble des analyses de sensibilités menées à partir du scénario « Plans Nationaux » a permis d'évaluer l'impact des principaux facteurs déterminants sur l'ensemble de la durée de vie d'une

<sup>38</sup> Il est à noter que ce prix constitue une hypothèse particulièrement ambitieuse au regard des autres scénarios publics de référence.

<sup>39</sup> Entre valorisation du nucléaire pour Power-to-Hydrogen, d'une part, et pour limiter la production des centrales au gaz et charbon d'autre part, voir Figure 24.

nouvelle interconnexion entre France et Royaume-Uni<sup>40</sup>. La Figure 35 montre que le développement de la filière *Power-to-Gas* en France, et plus généralement le niveau de demande électrique, est particulièrement impactant. Sans développement de cette filière en France, une interconnexion mise en service en 2025 serait économiquement justifiée – sur l'ensemble de sa durée de vie – par les gains de surplus collectifs induits, principalement à l'horizon 2030 (compte tenu des hypothèses de ce scénario : fortes capacités nucléaire et EnR en France et sans électrification significative à cet horizon). Néanmoins, dans tous les autres cas de figure, les faibles gains induits par une nouvelle interconnexion à l'horizon 2040 limiteraient sa valeur économique totale, c'est-à-dire sur l'ensemble de sa durée de vie – même sous l'hypothèse de plus faible développement des interconnexions avec d'autres pays voisins ou de plus faible développement du nucléaire au Royaume-Uni (voir parties 4.1, 4.2, 4.3 et 4.4).

---

<sup>40</sup> Actualisés en 2025, les gains totaux (c'est-à-dire sur durée de vie) de surplus collectifs induits par 1 GW d'interconnexion supplémentaire seraient de 630 M€ dans le scénario « Distribution Generation + PPE » avec retrait des projets d'interconnexions transpyrénéennes (voir analyse de sensibilité en 4.2) en 2040 et complété par le scénario « Transition Energétique » pour l'horizon 2025 (voir note 29 p53).



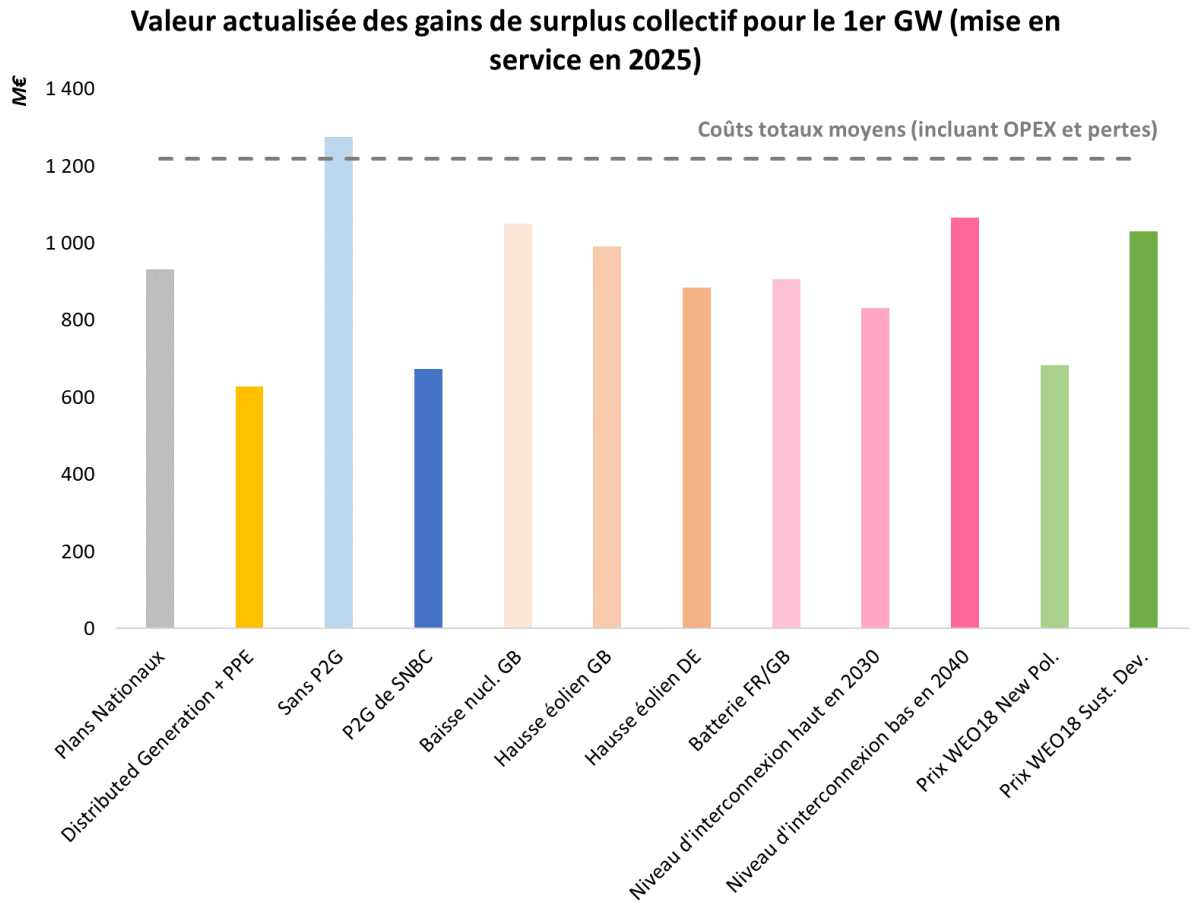


Figure 35 : Valeur actualisée des gains de surplus collectif pour le premier GW d'interconnexion supplémentaire selon les différentes sensibilités du scénarios « Plans Nationaux »

## Conclusion

L'analyse effectuée sur les trois scénarios principaux (« Transition Énergétique », « Prudent » et « Plans Nationaux ») ainsi que sur la variante « Distributed Generation + PPE » révèle que, **considérée sur l'ensemble de sa durée de vie, une nouvelle interconnexion ne serait économiquement pertinente dans aucun des scénarios étudiés.**

En effet, **deux conditions semblent nécessaires pour qu'une nouvelle interconnexion entre la France et le Royaume-Uni soit justifiée sur le plan économique :**

- | **Forts surplus de production nucléaire et/ou EnR dans un des deux pays**
- | **Coûts de production gaz et charbon élevés.**

Ces deux conditions ne sont respectées simultanément que dans l'une des configurations testées dans le cadre de cette étude : le scénario « Plans Nationaux » à l'horizon 2030. Dans un tel contexte, le maintien d'une forte capacité nucléaire en France (58 GW) coïncide avec un niveau ambitieux de développement des énergies renouvelables (45 GW d'éolien et 50 GW de solaire), dans un contexte de demande stable. En conséquence, la France dispose d'importants surplus nucléaires pouvant être valorisés par des exports au Royaume-Uni, dont le mix électrique dans ce scénario contient 25% de gaz naturel. De plus, dans ce scénario, les gains de coûts de production sont élevés car le prix du CO<sub>2</sub> est supérieur à 80 €/t – contrairement à la variante « Distributed Generation + PPE » dans laquelle les mêmes arbitrages ont lieu, mais les gains de coût de production sont limités par un prix de CO<sub>2</sub> plus faible, de 50 €/t. Les bénéfices générés par 1 GW d'interconnexion supplémentaire dépassent alors 100 M€/an dans « Plans Nationaux » à l'horizon 2030, pour un coût annuel total estimé en moyenne à 75 M€/an.

Néanmoins, tous les scénarios donnent une faible valeur à la capacité au-delà de 4 GW en 2040 car de fortes capacités de production en filière de base ne sont envisagées à cet horizon qu'en parallèle d'hypothèses d'électrification croissante des mix énergétiques nationaux concernés, limitant les opportunités d'imports/exports.

Les analyses de sensibilité menées ont par ailleurs permis de mettre en évidence les facteurs prédominants qui pourraient impacter la valeur d'une nouvelle interconnexion :

- | **Créer de nouveaux débouchés aux surplus d'électricité**, tels que le développement d'une filière hydrogène, **dégrade la pertinence d'une interconnexion.** Une nouvelle interconnexion entre France et Royaume-Uni pourrait notamment s'avérer pertinente sur le plan économique dans l'hypothèse de fortes capacités EnR et nucléaire en France (telles que données par la PPE) mais avec une électrification limitée de nouveaux usages.
  - Ce phénomène est d'autant plus marqué que ces usages alternatifs offrent la même flexibilité que les exports pour s'adapter aux régimes intermittents des énergies renouvelables et à la variabilité de la demande.

- | **Une nouvelle interconnexion ne peut trouver de valeur économique que dans un contexte de signal prix fort sur le CO<sub>2</sub>, maintenu à un niveau élevé de 2030 à 2040.**
  - Cela aurait pour effet de renforcer les gains de coût de production par arbitrage entre nucléaire/EnR et combustibles fossiles, augmentant la valeur de l'interconnexion.
- | **La pertinence d'une nouvelle interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne est également sensiblement dépendante du développement d'autres interconnexions**, pouvant fournir les mêmes services.
- | Enfin, un **développement très ambitieux des filières éolienne ou nucléaire en Grande-Bretagne** à l'horizon 2040 apparaît de nature à renforcer la valeur d'une nouvelle interconnexion, notamment dans un contexte d'électrification poussée en France.

Finalement, il est à rappeler que dans l'ensemble des scénarios étudiés lors de cette étude, **le Royaume-Uni est considéré faire partie du marché intérieur européen de l'énergie**. L'exploitation opérationnelle des interconnexions est dès lors supposée être optimale : les flux s'ajustent dynamiquement selon les opportunités d'arbitrage. L'étude « *Valeur des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne* » [10], réalisée en 2017 par Artelys et Frontier Economics, qui était basée sur les scénarios du TYNDP 2016, avait démontré que la valeur des interconnexions se trouve dégradée dans des scénarios où le Royaume-Uni ne fait pas partie du marché intérieur européen de l'énergie. Bien que la présente étude ne considère pas les impacts potentiels du Brexit, il peut raisonnablement être pensé que les bénéfices cités dans ce document seraient moindres dans le cas d'une sortie « dure » de l'Union européenne par le Royaume-Uni.

## Bibliographie

- [1] European Network of Transmission System Operators for Gas & European Network of Transmission System Operators for Electricity, TYNDP 2018 Scenario Report (Main report). Bruxelles : ENSTOG & ENTSO-E, 2018. 53p. Disponible sur : [https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_2018\\_Final.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_2018_Final.pdf)
- [2] European Network of Transmission System Operators for Gas & European Network of Transmission System Operators for Electricity, TYNDP 2018 Scenario Report (Annex II). Bruxelles : ENSTOG & ENTSO-E, 2018. 53p. Disponible sur : [https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario\\_Report\\_ANNEX\\_II\\_Methodology.pdf](https://docstore.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP2018/Scenario_Report_ANNEX_II_Methodology.pdf)
- [3] European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E Transparency Platform. Disponible sur : <https://transparency.entsoe.eu/>
- [4] Commission Européenne, METIS Technical Note T1: Methodology for the integration of PRIMES scenarios into METIS, Directorate-General for Energy. Bruxelles : Commission Européenne, 2016. 32p. Disponible sur : [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis\\_technical\\_note\\_t1\\_-\\_integration\\_of\\_primes\\_scenarios\\_into\\_metis.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/metis_technical_note_t1_-_integration_of_primes_scenarios_into_metis.pdf)
- [5] Réseau de transport d'électricité, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - Edition 2017. La Défense : RTE, 2017. 421p. Disponible sur : [https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017\\_complet\\_vf.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2017_complet_vf.pdf)
- [6] Agence internationale de l'énergie, World Energy Outlook 2016. Paris : IEA Publications, 2016. 667p.
- [7] Ministère de la Transition écologique et solidaire, Stratégie Française pour l'énergie et le climat, Programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2023, 2024-2028, Projet pour consultation. Paris : Ministère de la Transition écologique et solidaire, 2019. 366p. Disponible sur : <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Projet%20PPE%20pour%20consultation.pdf>
- [8] Department for Business, Energy & Industrial Strategy, Updated energy and emissions projections 2018. Londres : BEIS, 2019. 42p. Disponible sur : [https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/794590/updated-energy-and-emissions-projections-2018.pdf](https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/794590/updated-energy-and-emissions-projections-2018.pdf)
- [9] Commission Européenne, PCI regional group electricity meeting, 2019. Disponible sur : <https://webcast.ec.europa.eu/pci-regional-group-electricity-meeting-06-03-19>
- [10] Artelys, Etude de la valeur des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne. Paris : Artelys, 2017. 47p. Disponible sur : <https://www.cre.fr/content/download/17041/209395>

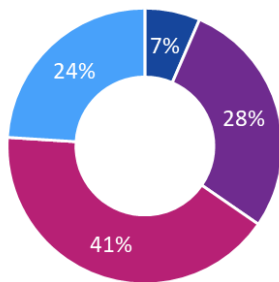
- 
- [11] Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030, 2018,  
[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen\\_2019-2030\\_Genehmigung\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_1.pdf)
- [12] Opinion on the Agency for Cooperation of Energy Regulators No 01/2014 – On the ENTSO-E Guideline for Costs-Benefit Analysis of Grid Development Projects, January 30<sup>th</sup> 2014  
[https://acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2001-2014.pdf](https://acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2001-2014.pdf)

## Annexe 1 – Calibration des capacités de production de pointe

Pour tous les scénarios étudiés dans ce rapport, les capacités de production de pointe (turbine à combustion gaz) ont été calibrées pour atteindre de l'ordre de 3-4h de défaillance en moyenne sur les dix années climatiques simulées avec 4 GW d'interconnexion. A partir de ces scénarios (à parc adapté à la pointe de demande), les gains induits par un accroissement de la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni sont calculés comme les économies de coûts de production résultant des arbitrages permis par cette capacité d'interconnexion supplémentaire.

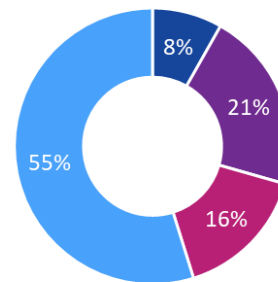
Les résultats de simulation montrent que les incréments d'interconnexion (au-delà de 4 GW) ne permettent pas de baisser le niveau de défaillance résiduelle après calibration, limitant alors la contribution de ces nouvelles interconnexions à la sécurité d'approvisionnement (pas ou peu de réduction de l'énergie non desservie). Cela peut en partie s'expliquer par la corrélation des profils horaires de demande d'électricité et des production éolienne entre les deux pays, notamment aux heures de pointe de demande résiduelle aux EnR intermittentes. La Figure 36 montre la répartition de flux pendant les 100h de plus haute demande résiduelle en France et au Royaume-Uni, sur chaque année climatique étudiée dans le scénario « Transition énergétique » en 2030. L'interconnexion n'est saturée que durant une part limitée de ces heures de plus forte demande nette.

Situation de l'interconnexion durant les 100h de pointe de demande nette au **Royaume-Uni**



■ Flux R.U.-FR      ■ Flux nul  
■ Flux FR-R.U. non saturé   ■ Flux FR-R.U. saturé

Situation de l'interconnexion durant les 100h de pointe de demande nette en **France**



■ Flux FR-R.U.      ■ Flux nul  
■ Flux R.U.-FR non saturé   ■ Flux R.U.-FR saturé

**Figure 36 - Répartition temporelle des situations de l'interconnexion pendant les 100 h de plus haute demande nette en France et au Royaume-Uni, sur l'année 2030 du scénario « Transition Énergétique »**

Les quelques heures de défaillance résiduelles sont alors simultanées entre la France et le Royaume-Uni. En conséquence, augmenter la capacité d'interconnexion ne permet pas à un des pays de couvrir une plus grande partie de sa demande grâce à des imports accrus, dans la mesure où le deuxième pays manque également de capacité au même moment.