

Impact d'une nouvelle Interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne sur le réseau de transport continental européen

Rapport final

réalisé à la demande d'
Aquind Limited

20 avril 2020

Impact d'une nouvelle Interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne sur le réseau de transport continental européen

Rapport final

réalisé à la demande d'

Aquind Limited

20 avril 2020

Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aix-la-Chapelle

Allemagne

Tél. +49 (241) 93 83 6-0

E-mail : info@consentec.de

<http://www.consentec.de>

Table des matières

Abréviations	ii
1 Contexte	1
2 Profil de la société	2
3 Approche et base de données	3
3.1 Contraintes de stabilité.....	3
3.2 Contraintes thermiques.....	3
3.3 Contraintes de tension.....	6
4 Résultats	7
4.1 Contraintes de stabilité.....	7
4.2 Contraintes thermiques.....	7
4.2.1 Vue d'ensemble des paramètres du réseau et du système de production dans la région concernée.....	7
4.2.2 Scénarios envisagés	9
4.2.3 Analyse des contingences.....	10
4.2.4 Facilité d'utilisation des importations/exportations entre la France et la Grande-Bretagne	15
4.3 Contraintes de tension.....	16
5 Conclusions	18

Abréviations

CA	Courant alternatif
CC	Courant continu
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
ENTSO-E	Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricité
IFA	Interconnecteur France-Angleterre
RES	Sources d'énergies renouvelables
TSO	Opérateur du réseau de transport
TYNDP	Schéma décennal de développement du réseau
VSC	Convertisseur à source de tension

1 Contexte

Aquind Limited (Aquind) envisage de construire une interconnexion à courant continu (CC) entre la France et la Grande-Bretagne. La nouvelle interconnexion aura une capacité de transmission nette de 2 000 MW. Le raccordement au réseau de transport français sera effectué dans la sous-station de Barnabos au sud-ouest, au point de raccordement de l'Interconnecteur France-Angleterre (IFA) existant qui dispose également d'une capacité de 2 000 MW.

Dans le cadre de la demande de dérogation soumise par Aquind en 2017, La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a demandé à Aquind de lui fournir une étude concernant l'impact de l'interconnexion prévue sur le réseau de transport en Europe continentale (notamment le réseau français, y compris ses interconnexions vers la Grande-Bretagne et la Belgique). Dans un e-mail, la CRE a décrit la portée de l'étude demandée.

Dans cette description, la CRE a demandé la réalisation d'études concernant les répercussions techniques déterminées par l'interconnecteur Aquind en termes de stabilité du réseau après une indisponibilité du réseau de transport (notamment durant la période transitoire), de conformité aux exigences de sécurité du réseau telles que le critère (n-1) et la tension dans le réseau de transport influencée par l'augmentation de la capacité d'importation/d'exportation entre la France et la Grande-Bretagne. Les analyses porteront plus spécifiquement sur le réseau français 400/225 kV, notamment sur les interconnexions avec les réseaux voisins

En 2017, nous avons appuyé Aquind en menant ces analyses au moyen d'évaluations qualitatives et quantitatives concernant les différents aspects mentionnés précédemment. En raison de différents développements au cours de la procédure de demande d'Aquind ces dernières années, la mise en service envisagée est retardée. Par conséquent, Aquind nous a demandé de mettre à jour notre étude pour les années cibles ajustées en tenant compte des changements pertinents concernant l'expansion du réseau pour les années cibles, ainsi que des hypothèses relatives au système de production conventionnel (capacité installée et ordre de mérite) et des sources d'énergie renouvelables (RES), par rapport aux hypothèses de l'étude 2017.

Dans le présent rapport, nous présentons notre approche et les données de base fournies (chapitre 3) et examinons les résultats recueillis (chapitre 4). Dans le chapitre 5, nous récapitulons les principales conclusions de notre étude.

2 Profil de la société

Consentec GmbH est un cabinet de conseil basé à Aix-la-Chapelle, en Allemagne, qui se concentre sur les questions économiques, réglementaires et d'ingénierie liées à l'approvisionnement en énergie, avec un accent particulier sur la planification et l'exploitation des réseaux, la sécurité de l'approvisionnement, l'intégration des RES dans les réseaux et les systèmes, ainsi que la conception du marché et la réglementation des monopoles naturels dans les secteurs de l'approvisionnement en électricité et en gaz. Consentec a été créée en 1999 en tant qu'antenne de l'université RWTH d'Aix-la-Chapelle et compte actuellement 18 employés. Dr-Ing. Wolfgang Fritz et Dr-Ing. Dipl.-Wirt.-Ing. Christoph Maurer en sont les directeurs généraux.

Consentec accompagne ses clients en leur proposant des services de conseil, des études techniques et économiques, des solutions logicielles spécialisées, des formations et des rapports d'expert. Le personnel et les fondateurs de Consentec peuvent s'appuyer sur leur expertise et leur expérience professionnelle de longue date dans le domaine de l'ingénierie de système et de la gestion de l'approvisionnement en gaz et en électricité, et disposent d'un vaste réseau international de collaborateurs, en contact avec des entreprises et des institutions spécialisées dans la gestion et la réglementation du secteur de l'approvisionnement énergétique. Nos principaux clients sont les ministères, les autorités réglementaires, les opérateurs de réseau de transmission et de distribution, les fournisseurs d'énergie, les associations industrielles, les prestataires informatiques et les fabricants d'équipements implantés dans les pays européens.

Nous coopérons au cas par cas avec des institutions universitaires prestigieuses, ainsi que des sociétés de conseil et des éditeurs de logiciels réputés.

3 Approche et base de données

3.1 Contraintes de stabilité

À notre connaissance, cet aspect des études requises concerne une analyse du comportement dynamique du réseau effectuée suite à des défauts apparus dans les environs de la station de conversion.

L'évaluation des impacts d'un défaut dans le réseau de transport nécessite une analyse quantitative importante afin de définir les exigences de conception et d'installation de la protection de la liaison CC et, éventuellement, du réseau et/ou des installations de production dans son voisinage. Une telle étude doit être basée sur un véritable modèle de réseau de transport et de production (par exemple, en prenant en compte les paramètres techniques des lignes et des transformateurs ainsi que les données de production) et sur un logiciel de calcul approprié.

En général, ces calculs relèvent de la responsabilité exclusive des TSO eux-mêmes car ils sont les seuls à avoir accès à un modèle détaillé et réel des flux de puissance du réseau de transport en Europe continentale (ce sont des données confidentielles en possession des TSO) et au logiciel de calcul requis.

Par conséquent, nous mettons l'accent sur l'évaluation des défauts de la nouvelle interconnexion et examinons leur répercussion sur le reste du réseau de transport sur une base qualitative.

3.2 Contraintes thermiques

Nous disposons d'un modèle de flux de puissance du réseau de transport en Europe continentale qui est tiré de sources d'information publiques et qui est donc libre de droits de propriété intellectuelle de tiers. Même si le modèle ne peut pas en principe offrir le même niveau de précision qu'un modèle de TSO, nous sommes convaincus qu'il est suffisant pour la mission qui nous a été confiée, pour les deux raisons suivantes. Tout d'abord, l'étude des impacts est réalisée en établissant une comparaison de la situation avec et sans la nouvelle interconnexion, c'est-à-dire que l'accent est mis sur l'effet progressif plutôt que sur des mesures absolues de charge du réseau, etc. Deuxièmement, il est raisonnable de supposer que tout impact significatif sur la situation des flux de puissance (et par conséquent sur les contraintes thermiques) ne peut se produire que dans une zone limitée géographiquement autour de la station de conversion. La démonstration de ce dernier aspect, au moyen d'exemples numériques, fait partie de notre étude. En ce qui concerne l'analyse de l'impact sur le réseau de transport régional aux alentours de la station de conversion, nous avons analysé des scénarios réalistes (mais aussi des scénarios extrêmes) d'utilisation du réseau. Dans le cadre du périmètre des travaux de 2017, la CRE a demandé une évaluation des cinq premières années après la mise en service de la nouvelle interconnexion. Cette période est couverte par l'analyse numérique des années cibles 2025 et 2030, dans l'hypothèse d'une progression linéaire durant cette période.

Figure 3.1 illustre la liaison étroite entre les données de base et les étapes de calcul.

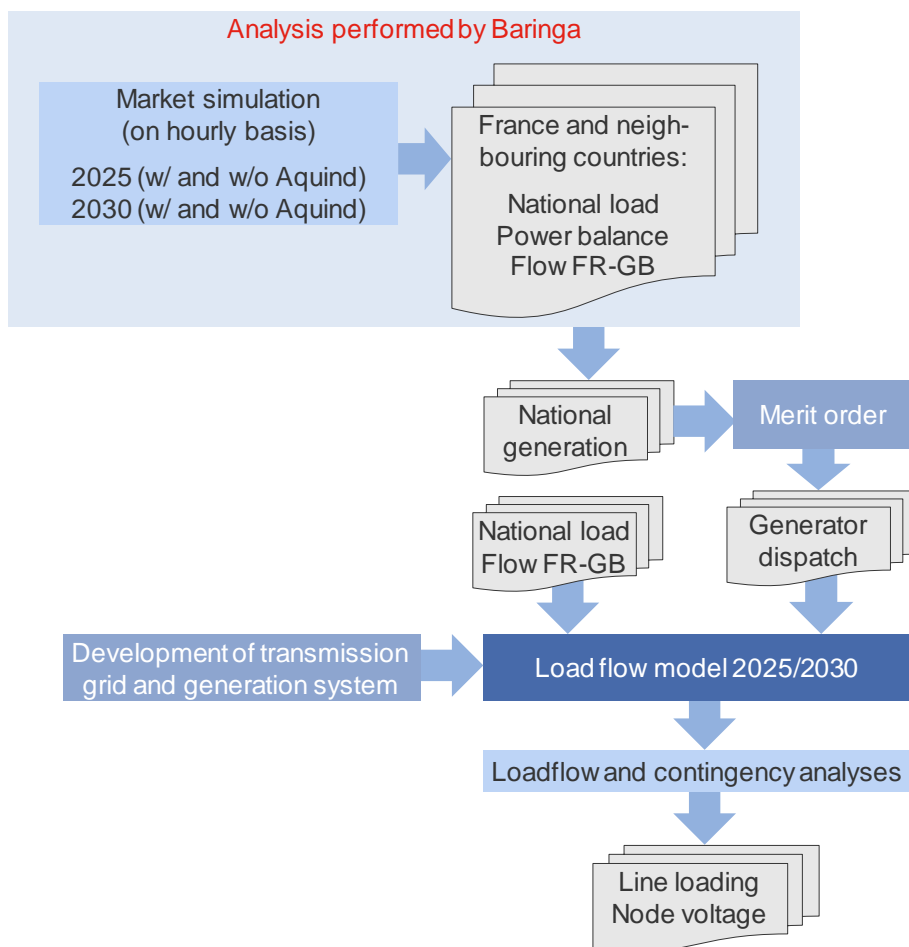


Figure 3.1 : Flux de travail pour une évaluation quantitative

Pour les deux années cibles, nous avons établi notre modèle de réseau conformément aux plans officiels de développement des réseaux (en particulier, le Plan de développement des réseaux à 10 ans (TYNDP) 2018 et publié par ENTSO-E) afin de tenir compte des situations respectives. Compte tenu de l'avancement actuel de la planification et de la mise en service, nous avons envisagé les projets suivants lors de la modélisation de la topologie respective des réseaux pour 2025 et 2030 :

Développement des réseaux jusqu'en 2025 :

- Augmentation de la tension de la ligne aérienne double 225 kV existante entre Genissiat (FR) et Verbois (CH)
- Opération de remplacement des conducteurs de la ligne double transfrontalière 400 kV existante entre Lille (Avelin/Mastaing, FR), Avelgem (BE) et Zomergem (Horta, BE) par des conducteurs HTLS (haute température, flèche réduite)
- Remplacement des conducteurs de la ligne double 400 kV entre les sous-stations de Horta (BE) et Mercator (BE) par des conducteurs haute performance
- Exploitation d'un deuxième circuit au niveau de la ligne aérienne 400 kV entre Muhlbach (FR) et Eichstetten (DE), à la place du circuit 225 kV actuellement en service entre Eichstetten (DE) et Vogelgrun (FR), et renforcement du circuit existant au niveau de la ligne aérienne 400 kV entre Muhlbach et Eichstetten
- IFA2 (Interconnecteur CC FR-GB)

- FabLink (Interconnecteur CC FR-GB)
- ElecLink (Interconnecteur CC FR-GB)
- Interconnecteur CC FR-IT
- ALEGrO (Interconnecteur CC BE-DE)

Développement des réseaux entre 2025 et 2030 :

- Opération de remplacement des conducteurs de la ligne double transfrontalière 400 kV existante entre Rueyres (FR) et La Gaudière (FR)
- Modernisation de la ligne aérienne existante entre les sous-stations de Ens Dorf, Uchtelfangen et Vigy (mise en place de conducteurs HTLS (High Temperature Low Sag) ou reconstruction de la ligne de raccordement sur le tracé existant)
- Interconnecteur Celtic (interconnecteur FR-IE CC)

Étant donné que le nombre de projets d'agrandissement du réseau de transport CA, en particulier au sein de la zone pertinente avoisinant la station de conversion en France, est plutôt faible, le développement principal jusqu'en 2025 et entre 2025 et 2030 est lié à la demande nationale et au système de production.

Le système de production supposé pour l'année cible concernée a été dérivé des scénarios TYNDP « 2025 BEST » (BEST = meilleure estimation) et « 2030 ST » (ST = transition durable), respectivement.

En ce qui concerne le développement du système de production français, qui est le système le plus pertinent pour les études, dans les deux années cibles, il n'y a plus de production au charbon et la centrale nucléaire de Fessenheim devrait fermer avant 2025.

Pour 2025, cela se traduit par une capacité installée de centrales nucléaires d'environ 52 GW. Concernant la capacité relative aux RES en France, nous avons supposé que des unités d'énergie éolienne d'une capacité de presque 30 GW (dont 3,5 GW de capacité en mer où les points de raccordement au réseau proviennent d'informations publiques pour les deux premiers appels d'offre lancés par le gouvernement français en 2011 et en 2013¹) et des panneaux photovoltaïques d'une capacité d'environ 21,5 GW seraient installés d'ici à 2025.

Pour le système de production français en particulier, le scénario TYNDP prévoit des changements importants entre 2025 et 2030. Le démantèlement de centrales nucléaires d'une capacité d'environ 15 GW et l'augmentation simultanée d'un total de 23,5 GW pour la capacité installée des unités de RES (+10 GW d'énergie éolienne à terre, +3,5 GW d'énergie éolienne en mer et +10 GW d'énergie solaire photovoltaïque) représentent des changements qui ont un impact sur les flux de puissance dans le réseau de transport. Alors que la capacité de production supplémentaire de RES est connectée au réseau selon la répartition régionale appliquée pour 2025, la diminution de la production nucléaire est modélisée au niveau de l'unité en tenant compte de la date de mise en service de la centrale concernée. Cela signifie que les unités les plus anciennes avec une capacité installée de 15 GW au total sont retirées du modèle pour les analyses de l'année cible 2030.

Les situations de réseau à considérer sont décrites par équilibre énergétique et équilibre des charges à l'échelon national, en particulier pour la France et les pays voisins, de même que les

¹ Étant donné que les parcs éoliens offshore prévus s'étendent sur toute la côte nord-ouest, l'impact des charges de ligne dans les environs de la station de conversion Barnabos est négligeable.

flux des raccordements CC avec la Grande-Bretagne, qui sont déjà en place ou qui sont supposés être en service pour les années cibles respectives (c'est-à-dire IFA, IFA2, ElecLink, FabLink et Aquind). Toutes les données requises ont été fournies par Baringa, une société-conseil au service d'Aquind Limited.

Pour chaque situation considérée, choisie parmi les résultats du marché sur une base horaire (5 situations de marché par année cible en prenant en compte les deux cas avec et sans Aquind, soit 20 situations en tout), nous avons obtenu les équilibres énergétiques nationaux respectifs à partir des données de charge et de production. Afin de calculer les charges de ligne avec précision, nous avons décomposé la production nationale sous la forme d'une répartition du parc de production d'après une base de données des centrales (c'est-à-dire une approche par ordre de mérite prenant en compte des paramètres tels que le type de carburant, l'année de construction et le facteur d'efficacité entraînant des coûts marginaux propres à l'unité) et nous avons saisi ces données de production dans le modèle de réseau.

Nous avons utilisé une analyse des flux de puissance et des contingences pour déterminer l'impact de la nouvelle interconnexion sur les charges de ligne avant et après la contingence et identifié des cas éventuels (situations et emplacements) de surcharge et évalué différentes solutions (par exemple, changements de topologie, redispatching ou renforcement du réseau).

En outre, nous avons analysé les capacités d'exportation/importation dans le cas d'une panne des deux circuits de l'un des raccordements de 400 kV vers Barnabos.

3.3 Contraintes de tension

Même si les contraintes thermiques pourraient limiter l'utilisation prévue de la nouvelle interconnexion pour l'échange d'énergie électrique entre la France et la Grande-Bretagne, les problèmes de tension constitueraient plutôt un effet secondaire. De plus, l'impact de l'interconnexion sur la tension pourrait être dicté par le choix de la technologie des stations de conversion – qui seront désormais conçues selon la technologie VSC (convertisseur à source de tension). Par conséquent, nous avons traité cet aspect par une argumentation conceptuelle plutôt que par une importante simulation numérique.

4 Résultats

4.1 Contraintes de stabilité

Les défauts d'une interconnexion CC sont comparables à la perte de charge ou de production des réseaux raccordés, entraînant une hausse ou une baisse de la fréquence dans la période transitoire. De tels cas sont déjà traités au niveau du réseau par une puissance de réserve et des plans d'urgence. Étant donné que l'impact éventuel d'un défaut de la ligne CC à l'étude est de bien moindre importance par rapport à d'autres incidents critiques (tels que des défauts dans les principales centrales), nous ne prévoyons pas de conséquences graves pour ce qui est des impacts sur l'équilibre du réseau.

Une autre question importante est de savoir si les perturbations telles qu'une perte de liaison CC elle-même ou des défauts de lignes ou de transformateurs dans ses environs peuvent provoquer des oscillations dans le réseau, susceptibles de compromettre gravement sa sécurité. En ce qui concerne les centrales raccordées au réseau CA, des systèmes de protection automatiques sont installés afin de protéger l'équipement contre tout dommage. Il en est de même pour les stations de conversion des liaisons CC pour lesquelles il est nécessaire de prendre en considération les défauts critiques lors de la conception de leurs systèmes de protection.

D'autres répercussions potentielles causées par des défaillances techniques dans les convertisseurs d'une liaison CC, telles que les harmoniques supérieures ou la surtension dans le réseau CA après un court-circuit, peuvent être résolues grâce à la technologie de régulation automatique ou en utilisant un équipement de mise à la terre aux deux extrémités de la ligne CC.

Par conséquent, les influences négatives sur le réseau électrique CA dues à des défauts du raccordement CC peuvent être évitées en grande partie, dans l'hypothèse d'une utilisation adéquate de la technologie existante et des réglages de protection.

En ce qui concerne le réseau de transport en Europe continentale, il n'y a pas eu, dans le passé, d'incidents (graves) pouvant être attribués à des défauts d'interconnexions CC, et il est donc très probable que les répercussions des défauts sur les nouvelles interconnexions (telles qu'Aquind) sur le reste du réseau électrique puissent être efficacement évitées. La situation du réseau dans le secteur de la sous-station de Barnabos le confirme également. Le réseau 400 kV très maillé de lignes intérieures à faibles impédances, ainsi que l'existence de grandes centrales (centrales nucléaires de Penly, Paluel et Flamanville) dans les environs de cette sous-station, donnent lieu à une puissance de court-circuit comparativement élevée à Barnabos par rapport aux sous-stations 400 kV types. Étant donné que la puissance de court-circuit est un bon indicateur de résistance d'un système aux perturbations dans la période transitoire, nous ne pensons pas que les soucis de stabilité constituent ici un problème majeur.

4.2 Contraintes thermiques

4.2.1 Vue d'ensemble des paramètres du réseau et du système de production dans la région concernée

Nous avons analysé la topologie du réseau ainsi que l'emplacement et la technologie des centrales, afin de déterminer les facteurs d'utilisation du réseau dans la région concernée du réseau.

Le réseau 400 kV à proximité de la station de conversion pour la liaison CC est dense et offre une capacité de transport importante. Il est donc nécessaire de transporter l'alimentation

électrique des centrales nucléaires de Penly et de Paluel qui disposent d'une capacité de production installée d'environ 2 800 MW ou 5 600 MW, respectivement, c'est-à-dire 8 400 MW en tout. Paluel est raccordé à la sous-station de Barnabos par quatre circuits 400 kV, d'une capacité de transport de 8 000 MW. Penly est raccordé aux sous-stations de Barnabos et Argœuvres, chacune d'elles comprenant deux circuits 400 kV ayant une capacité de transport de 3 600 MW. Il n'existe aucun raccordement direct au réseau 225 kV à la sous-station de Barnabos.

Ainsi, les réseaux sont en grande partie découplés : le réseau 225 kV environnant est essentiellement dédié à la distribution, tandis que le réseau 400 kV a essentiellement une fonction de transport. L'alimentation électrique des centrales thermiques au Havre (600 MW) est utilisée pour approvisionner la demande de la vaste zone industrielle du port du Havre, tandis que les centrales électriques d'Amfard et de Chapelle d'Arblay (toutes les deux ayant des capacités installées inférieures à 100 MW) sont raccordées au réseau 225 kV dans le sens sud-ouest vers Barnabos. Par conséquent, l'impact de l'alimentation de ces unités sur la charge de la ligne à 400 kV dans la région concernée est très faible.

À la sous-station de Barnabos, l'électricité est transportée par une ligne double 400 kV, via Penly, à destination d'Argœuvres, dans le sens nord-est. Quatre autres lignes doubles 400 kV raccordent Barnabos aux sous-stations Remise et Terrier dans le sens sud-est. L'approvisionnement est également assuré au moyen d'une ligne double 400 kV venant du sud-ouest (sous-station de Rougemontier), tandis qu'une autre ligne double 400 kV au sud raccorde les réseaux 400 kV et 225 kV à La Vaupalière. Chaque circuit peut transporter environ 1 800 MW, c'est-à-dire que Barnabos est raccordé à environ 18 000 MW de capacité de transport (Figure 4.1).

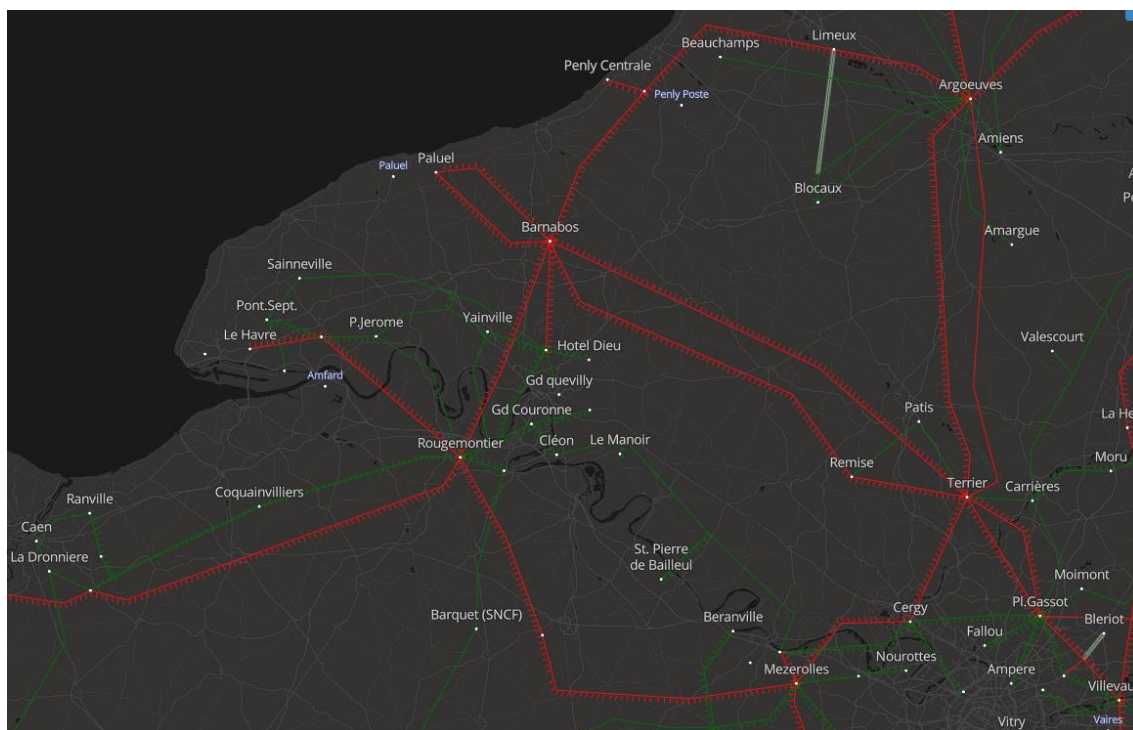


Figure 4.1 : Réseau de transport et parc de production dans les environs de la station de conversion française Barnabos (source : ENTSO-E)

On peut supposer que les centrales nucléaires de Penly et de Paluel, ainsi que celle de Flamanville (à l'ouest de la région du réseau affiché), sont en service dans chaque situation de de-

mande et en conclure que l'utilisation du réseau est plus ou moins déterminée par la provenance des flux de puissance, par le volume et la répartition régionale des charges et de la production, ainsi que par le fonctionnement des liaisons CC (c'est-à-dire les flux à destination ou en provenance de la Grande-Bretagne) qui s'ajoutent ou s'annulent, respectivement.²

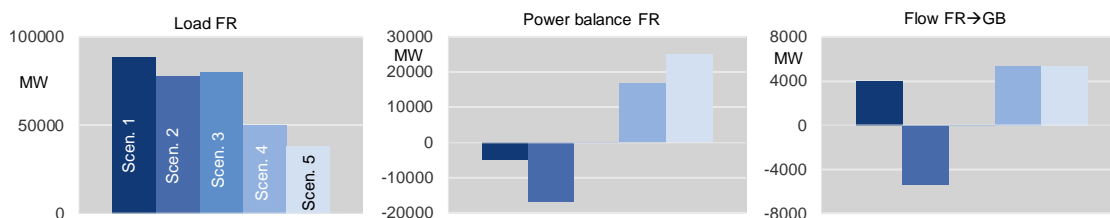
Ainsi, sans la nouvelle interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne, l'alimentation électrique à transporter dans la région du réseau de la côte nord de la France peut atteindre 16 600 MW (dont 11 200 MW produits dans les centrales nucléaires auxquels s'ajoutent 5 400 MW via IFA, IFA2, ElecLink et FabLink). Avec Aquind, les besoins de transport s'élèvent à environ 18 600 MW.

4.2.2 Scénarios envisagés

Nous avons analysé plusieurs différentes situations de marché afin de couvrir un éventail réaliste de scénarios d'utilisation du réseau. Ces scénarios incluent également des cas plutôt extrêmes (tout en étant réalistes) donnant lieu à des charges de ligne potentiellement élevées. Les scénarios 1 et 2 illustrent des situations de charge élevée/de pointe de charge en France conjuguées à une forte demande d'importation d'énergie, mais différents sens de flux entre la France et la Grande-Bretagne. Le scénario 3 décrit une situation de forte demande, mais d'équilibre énergétique plus ou moins neutre, sans flux significatifs entre la France et la Grande-Bretagne. Les scénarios 4 et 5 représentent des situations de charge moyenne, avec de fortes capacités d'exportation de la France, qui se traduisent par un équilibre énergétique tout à fait positif donnant lieu, entre autres, à des flux d'exportation de la France vers la Grande-Bretagne.

Figure 4.2 (année cible 2025) et la Figure 4.3 (année cible 2030) présentent les principaux paramètres des scénarios envisagés.

Without Aquind



With Aquind

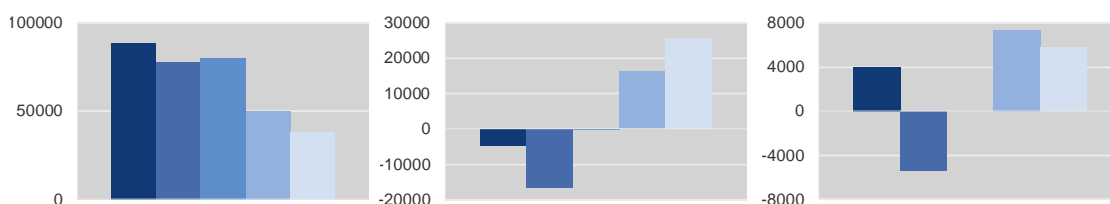
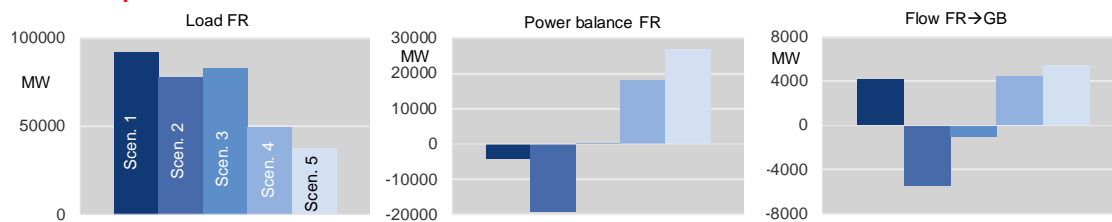


Figure 4.2 : Principaux paramètres du scénario envisagé pour l'année cible 2025

² Les centrales nucléaires mentionnées sont censées être encore en service en 2030.

Without Aquind



With Aquind

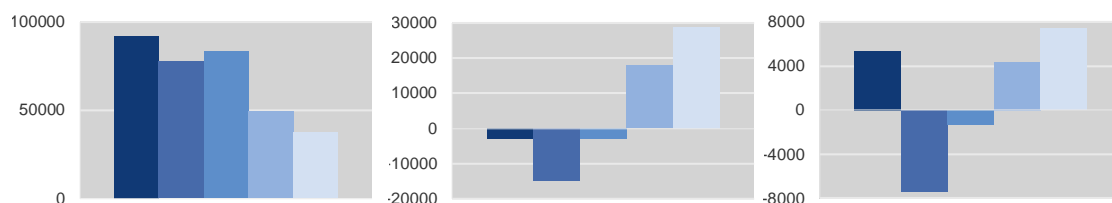


Figure 4.3 : Principaux paramètres du scénario envisagé pour l'année cible 2030

4.2.3 Analyse des contingences

En général, nos analyses montrent que l'impact de la nouvelle interconnexion sur les flux dans le cas (n-1) s'estompe rapidement avec la distance entre la ligne observée et la station de conversion. En conséquence, une charge élevée du réseau français hors du voisinage immédiat de la station de conversion (y compris, par exemple, la frontière France-Belgique) n'est pas due particulièrement à la nouvelle liaison CC. Ainsi, dans la présentation suivante des résultats, l'accent est mis sur les lignes 400 kV et 225 kV raccordées aux sous-stations de Barnabos, Rougemontier, Penly, Tilleul et Terrier.

En outre, nous avons découvert que l'indisponibilité d'une interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne ne pose pas de problèmes en termes de charge du réseau ou de capacité de production disponible.³

Dans les sections suivantes, nous abordons séparément l'impact de la situation du marché, de l'année cible et de l'existence d'Aquind sur la charge du réseau.

Impact de la situation du marché

Afin d'évaluer l'impact de la situation du marché sur la charge du réseau, nous avons calculé la charge maximale (n-1) spécifique à chacune des lignes 400 et 225 kV sélectionnées dans la région concernée du réseau. Les résultats présentés dans la Figure 4.4 font référence à l'année cible 2025 sans Aquind.

³ Une indisponibilité de la ou des liaison(s) CC entraînerait un déficit ou un excédent de production dans le système raccordé en fonction du sens du flux de l'interconnexion. Dans cette analyse, nous nous sommes concentrés sur le système français et avons vu si l'augmentation ou la baisse de production requise peut être générée avec les capacités de production de la situation respective. Nous avons également vérifié la situation des flux de puissance après avoir modifié la répartition du parc de production en France, en fonction de l'ordre de mérite présumé.

Maximum (n-1)-loading

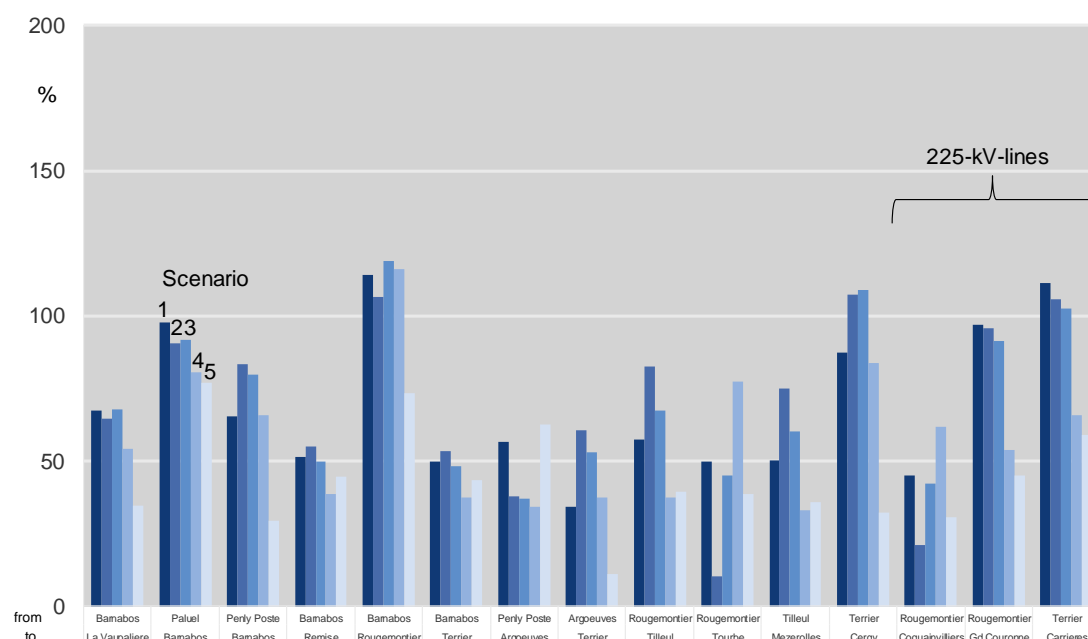


Figure 4.4 : charge (n-1) des lignes sélectionnées pour les situations du marché considérées (année cible 2025 sans Aquind)

Dans les scénarios 4 et 5 (dans lesquels les flux de l'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne sont à destination de la Grande-Bretagne), la charge (n-1) sur les lignes considérées est toujours inférieure à 100 %, à l'exception de la ligne Barnabos→Rougemontier (116 %). Dans ces situations, la charge en France est plutôt moyenne ou faible, tandis que l'exportation totale de la France augmente du scénario 4 à 5. Il en résulte que les flux de puissance vers le sud provenant dans une mesure sensible de l'alimentation des centrales nucléaires sont en partie déplacés en raison d'exportations à destination de la Belgique, des Pays-Bas, de l'Allemagne et de la Grande-Bretagne. Ce constat est également confirmé par le fait que les charges de ligne baissent sur presque toutes les lignes observées lorsque les exportations françaises sont plus élevées. Ainsi, les situations d'exportation s'avèrent être plutôt peu critiques quant au risque de surcharge du réseau dans la zone concernée.

Dans les scénarios 1 à 3, la France dispose d'une forte charge conjuguée soit à une situation d'importation comme dans les scénarios 1 et 2 (dans le scénario 2, l'énergie est également importée de Grande-Bretagne), soit à un équilibre énergétique neutre comme dans le scénario 3. Dans ces scénarios, la charge des lignes suivantes dépasse la limite de 100 % :

- Scénario 1
 - Ligne 400 kV Barnabos→Rougemontier (114 %)
 - Ligne 225 kV Terrier→Carrières (111 %)
- Scénario 2
 - Ligne 400 kV Barnabos→Rougemontier (107 %)
 - Ligne 400 kV Terrier→Cergy (107 %)
 - Ligne 225 kV Terrier→Carrières (106 %)
- Scénario 3

- Ligne 400 kV Barnabos→Rougemontier (119 %)
- Ligne 400 kV Terrier→Cergy (109 %)
- Ligne 225 kV Terrier→Carrières (103 %)

Pour les scénarios 1 et 2, les charges de ligne sont la conséquence de la situation d'importation totale de la France lorsque les flux de puissance venant de Belgique et d'Allemagne s'ajoutent à l'alimentation des centrales nucléaires situées à la frontière nord de la France. Cette situation est même mise en exergue dans le cas où la France importe l'électricité de la Grande-Bretagne (voir le scénario 2). Bien que certaines lignes dans le voisinage immédiat de la sous-station Barnabos soient légèrement déchargées par les flux provenant des stations de conversion (qui ont des apports partiels dans le sens opposé par rapport aux parts de flux provenant de l'alimentation des centrales nucléaires), plusieurs lignes présentent des charges supérieures dues aux importations de Grande-Bretagne car les apports en flux de puissance dans le même sens unifient quelques sous-stations vers le sud (en particulier les lignes Argœuves→Terrier, Terrier→Cergy, Rougemontier→Tilleul et Tilleul→Mezerolles).

En ce qui concerne le scénario 3, le schéma de flux de charge résulte d'une forte alimentation de la production française pour couvrir la demande également élevée, car les importations et les exportations vers les pays voisins se compensent presque complètement. En outre, il n'y a pas de flux entre la France et la Grande-Bretagne, ce qui signifie que l'effet de décharge sur certaines des lignes en cas d'importation de flux en provenance de Grande-Bretagne sur les liaisons CC mentionnées ci-dessus ne se produit pas et provoque des chargements supérieurs à 100 % sur les 3 lignes indiquées. Si l'on compare au scénario 2, dans lequel les flux augmentent vers le sud en raison des importations en provenance de Grande-Bretagne, les charges de ligne respectives sont plus faibles dans le scénario 3 parce que les effets régionaux résultant d'une forte demande combinée à une forte alimentation de la production nationale sont plus importants que les flux de charge directionnels caractéristiques des situations d'importation.

Ces constatations nous permettent de conclure que, en particulier dans le cas d'importation française depuis la Grande-Bretagne, des charges critiques (n-1) dans le réseau de transport peuvent se produire.

Pour toutes les lignes en surcharge, la perte du circuit parallèle constitue l'indisponibilité critique. Nous avons donc procédé à une nouvelle analyse des charges de ligne dans le cas où, après l'indisponibilité d'un circuit, le deuxième système est arrêté (que ce soit automatiquement par un réglage de protection de ligne ou manuellement en tant que mesure de prévention). Dans ce cas, la charge du réseau dans la région concernée est inférieure à 100 % (pour les scénarios considérés et la base de données de référence)⁴. Cela semble raisonnable car, même dans le cadre actuel, il s'agit probablement de situations dans lesquelles Penly, Paluel et Flamanville tournent à plein régime, en même temps que les liaisons CC existantes sont pleinement utilisées dans le sens de la France. Par conséquent, le réseau de transport actuel doit être en mesure de couvrir ces situations de réseau⁵.

⁴ Ce comportement pourrait être également observé dans la situation avec la nouvelle interconnexion.

⁵ Remarque : il est possible de parvenir à une solution similaire à celle décrite ci-dessus grâce à des mesures de commutation qui permettent de limiter l'influence de l'alimentation des centrales nucléaires, notamment sur les lignes Barnabos→Rougemontier et Terrier→Cergy

Dépendance lors de l'année cible

En raison du développement du réseau de transport ainsi que du système de production en Europe, les situations de flux de puissance pourraient changer au cours de la période entre 2025 et 2030. Nous avons analysé les charges maximales (n-1) pour le scénario 2 (importation française maximale) dans le cas sans Aquind, afin de mettre en évidence l'effet de l'année cible prise en compte.

Les résultats pour ce scénario indiquent une dépendance plutôt faible de la charge du réseau lors de l'année cible (Figure 4.5), étant donné qu'il n'y a pas de changements dans la topologie du réseau dans la région concernée. Les charges (n-1) qui en résultent sur les lignes surveillées pour 2030 sont légèrement inférieures ou supérieures en raison d'une réduction de la production conventionnelle qui est principalement remplacée par une plus grande part de RES par rapport à 2025, ce qui entraîne un déplacement régional de l'alimentation de la production réelle.

Maximum (n-1)-loading

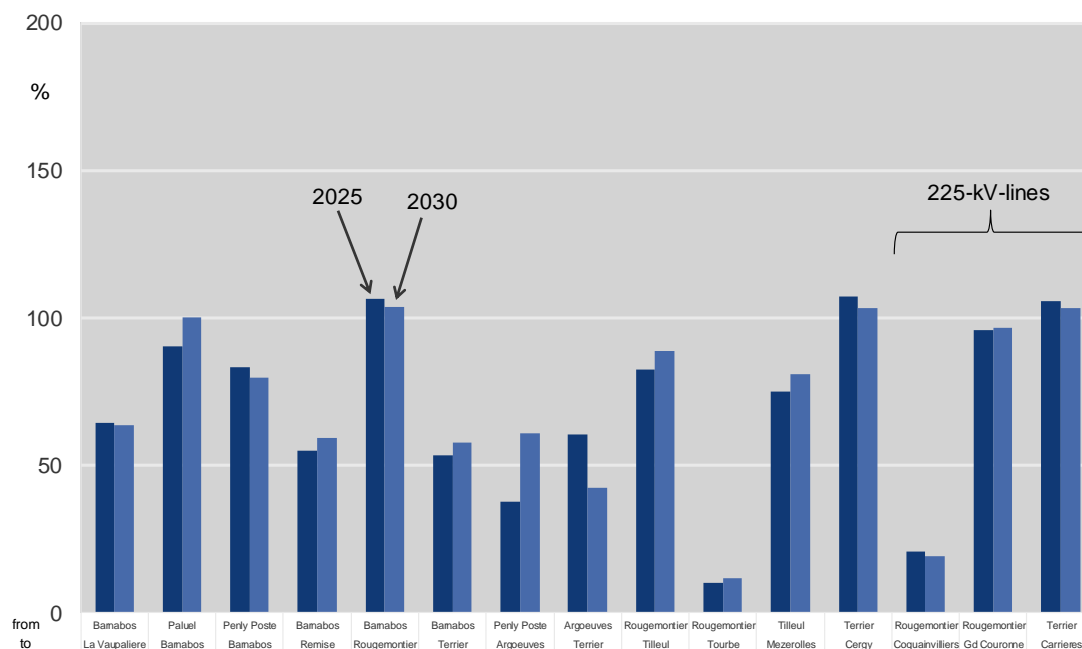


Figure 4.5 : charge (n-1) des lignes sélectionnées pour les années cibles considérées (scénario 2 sans Aquind)

Impact de l'Interconnexion AQUIND

La nouvelle interconnexion prévue présentera une capacité de transport de 2 000 MW. Comme nous l'avons vu dans les sections ci-dessus, dans une situation sans Aquind, l'alimentation électrique à transporter atteint déjà 16 600 MW. Avec Aquind, les besoins de transport passent en fait à environ 18 600 MW, mais restent du même ordre.

Pour le scénario 2 (importation française maximale) lors de l'année cible 2030, la charge (n-1) sur les lignes raccordées aux sous-stations, au sud de Barnabos, augmente encore comme prévu en raison de l'augmentation des importations depuis la Grande-Bretagne de 2 000 MW pour le cas de figure avec Aquind (Figure 4.6).

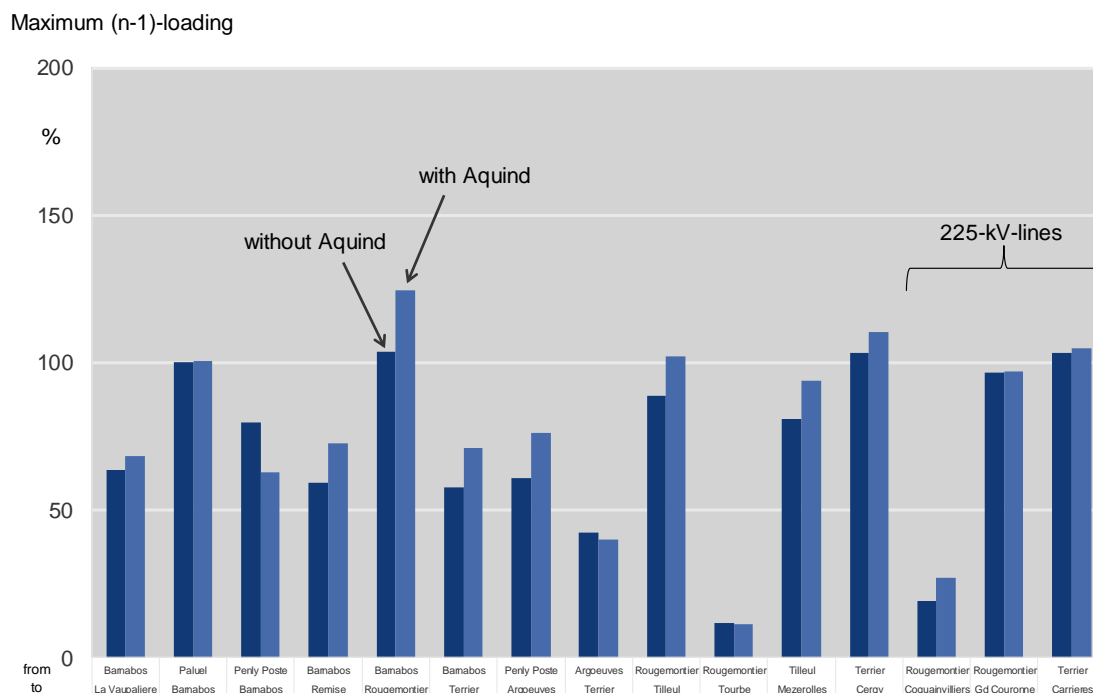


Figure 4.6: charge (n-1) des lignes sélectionnées pour le cas avec et sans Aquind (année cible 2030, scénario 2)

Dans le cas de figure sans Aquind, les 3 lignes avec une charge (n-1) supérieure à 100 % sont les lignes Barnabos→Rougemontier (104 %), Terrier→Cergy (103 %) et Terrier→Carrières (104 %). Dans le cas de figure avec Aquind, la charge (n-1) augmente sur les lignes suivies entre 1 et 20 %, de sorte que la charge maximale (n-1) de ces lignes est à environ 125 % (ligne Barnabos→Rougemontier). Certaines des lignes sont même déchargées en cas d'importation supplémentaire de Grande-Bretagne via l'Interconnexion Aquind.

Pour ce qui concerne uniquement la ligne Rougemontier →Tilleul, la charge supplémentaire d'environ 14 % dans le cas de figure avec Aquind provoque une surcharge supplémentaire par rapport à la situation sans nouvelle interconnexion (mais avec une criticité limitée car la charge (n-1) résultante n'atteint qu'environ 102 %).

Toutefois, la surcharge restante ainsi que la charge supplémentaire causée par Aquind sur les différentes lignes (partiellement) utilisées dans le sens des importations s'avèrent être plutôt modérées. Ainsi, pour les quatre lignes ayant des charges (n-1) supérieures à 100 %, la charge du réseau dans la région concernée reste inférieure à 100 % dans le cas où après l'indisponibilité d'un circuit, le deuxième système est arrêté (que ce soit automatiquement par un réglage de protection de ligne ou manuellement sous la forme d'une mesure de prévention), comme nous l'avons vu dans les sections précédentes. En outre, la probabilité de survenue de telles situations n'est pas particulièrement influencée dans le cas où Aquind est mis en place. Ainsi, dans le cas de fortes charges (n-1), il est probable que des mesures de prévention Aquind soient prises, comme dans le cas sans Aquind ou même le cas actuel (essentiellement des modifications de la topologie du réseau par des mesures de commutation). La nécessité de modifier la répartition du parc de production (que l'on appelle « redispatching ») ne sera alors pas due à la construction de la nouvelle interconnexion CC.

Bien que les flux puissent augmenter sur certaines lignes dans certains des scénarios envisagés, la réalisation de la nouvelle interconnexion ne donne pas lieu à d'autres situations de réseau critiques et à des surcharges supplémentaires par rapport à la situation sans Aquind.

Il est à noter que les centrales nucléaires de Paluel et Penly sont censées être encore en service en 2030 pour les analyses réalisées. Dans la mesure où l'alimentation de ces unités de production a une forte incidence sur la charge des lignes dans la zone concernée du réseau de transport, la surcharge potentielle serait considérablement réduite dans le cas où l'une ou les deux centrales mentionnées serai(en)t concernée(s) par le démantèlement attendu des capacités de production nucléaire de 15 GW jusqu'en 2030.

Dans les situations où la France exporte vers la Grande-Bretagne, comme dans le scénario 4 pour l'année cible 2025, la réalisation d'Aquind et l'utilisation de l'interconnexion pour accroître davantage les exportations vers la Grande-Bretagne se traduisent par une réduction globale des charges (n-1) sur les lignes surveillées, conformément à ce qui est attendu (Figure 4.7).

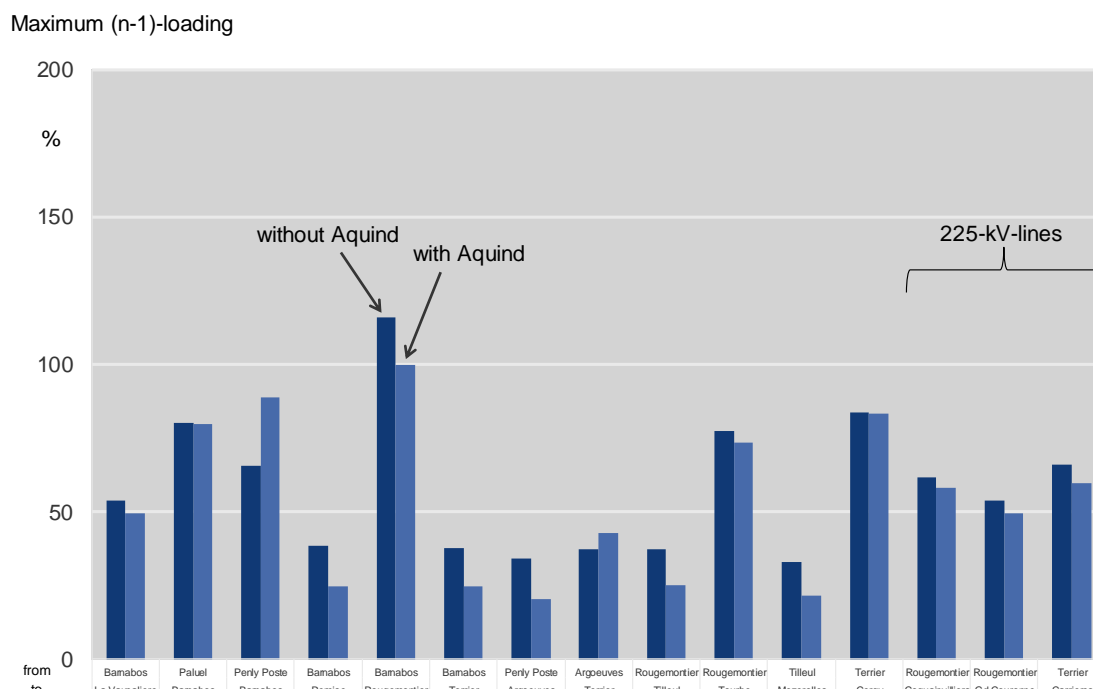


Figure 4.7 : charge (n-1) des lignes sélectionnées pour le cas avec et sans Aquind (année cible 2025, scénario 4)

4.2.4 Facilité d'utilisation des importations/exportations entre la France et la Grande-Bretagne

Outre l'analyse de l'impact des différents facteurs pour la charge potentiellement élevée du réseau, nous avons étudié une situation spécifique avec un réseau 400 kV affaibli, raccordé à la station de conversion Barnabos, dans un contexte de facilité d'utilisation de la capacité d'importation/exportation entre la France et la Grande-Bretagne.

Le cas où la ligne double Barnabos-Rougemontier serait hors service (par exemple, pour des raisons de maintenance) est pertinent dans ce contexte.

Dans l'hypothèse des conditions du scénario 2 de l'année cible 2030, le réseau de transport serait considérablement surchargé en cas de panne sur la ligne double 400 kV Terrier-Cergy. Dans cet exemple de calcul, nous avons identifié une surcharge d'environ 1 100 MW sur le système restant sur la ligne susmentionnée.

En conséquence, la capacité de transport entre la France et la Grande-Bretagne ou l'alimentation en énergie de la centrale nucléaire de Paluel et/ou Penly pourrait être réduite afin de satisfaire aux exigences de sécurité du réseau dans les situations où les deux circuits de Barnabos-Rougemontier sont affectés par des indisponibilités programmées ou fortuites⁶. Dans l'exemple susmentionné, une réduction de la capacité d'importation de la Grande-Bretagne de plus de 7 000 MW serait nécessaire. Des effets de décharge similaires seraient créés par des mesures de redispatching réduisant, entre autres, l'alimentation en énergie électrique de Paluel et de Penly d'environ 8 500 MW en tout. (Remarque : les effets de décharge dus à la mise en œuvre de mesures concernant la topologie du réseau telles que l'ouverture des couplages de barre omnibus n'ont pas été pris en compte.)

Étant donné que de tels cas sont plutôt rares⁷ et que les travaux de maintenance importants sont normalement coordonnés afin d'éviter des situations de réseau potentiellement critiques, les mesures de prévention susmentionnées ne seraient plus ou moins prises que dans des cas exceptionnels. Il est important de mentionner, toutefois, qu'avec Aquind, la situation ne change que progressivement. Par conséquent, des surcharges (n-1) dans la situation décrite se produiront également sans Aquind et des mesures similaires pourraient être nécessaires, même aujourd'hui.

4.3 Contraintes de tension

Le niveau de tension aux sous-stations dépend surtout de la charge globale du réseau de transport, c'est-à-dire que plus la charge de la ligne est élevée, plus la chute de tension entre le départ et l'extrémité de la ligne est élevée. Afin d'assurer un niveau de tension approprié dans chaque situation, la puissance réactive de sortie dans les centrales est contrôlée en fonction des conditions respectives. En outre, la topologie du réseau influence le niveau de tension parce que les éléments du réseau en service consomment la puissance réactive et la distance électrique entre la sous-station et la source de la puissance réactive (c'est-à-dire principalement les centrales électriques) est affectée.

Dans le cadre d'une interconnexion CC, un niveau de tension approprié à la station de conversion est nécessaire en raison de la demande de puissance réactive pour la commutation, notamment en ce qui concerne l'usage habituel des convertisseurs commutés de ligne avec des thyristors comme éléments de commutation, tels que l'IFA.

En ce qui concerne la sous-station Barnabos, qui est le site prévu pour la station de conversion Aquind, le niveau de tension peut être efficacement contrôlé par les centrales nucléaires de Penly et de Paluel. De plus, Aquind sera conçue selon la technologie VSC, c'est-à-dire qu'un niveau de tension approprié est assuré par la conception envisagée du convertisseur afin de fournir la quantité requise de puissance réactive pour les convertisseurs, même dans les cas d'un réseau 400 kV affaibli dans les environs de la station de conversion, étant donné que les

⁶ Il est à noter que la surcharge potentielle serait considérablement réduite dans le cas où les centrales de Paluel et/ou de Penly seraient concernées par le démantèlement attendu des capacités de production nucléaire de 15 GW jusqu'en 2030.

⁷ Étant donné que la maintenance n'affecte généralement qu'un circuit d'une ligne double, nous supposons que la situation du réseau à l'étude pourrait se produire une seule fois dans une période de plusieurs années tout au plus.

chutes de tension potentiellement plus nombreuses sont couvertes automatiquement par l'équipement de conversion.

En outre, avec la conception VSC, la nouvelle interconnexion peut contribuer positivement à améliorer le profil de la tension dans la région de ce réseau en raison de l'alimentation/consommation contrôlable de la puissance réactive, notamment dans le cas d'un arrêt prévu ou imprévu des centrales nucléaires voisines.

5 Conclusions

Dans notre étude concernant l'impact d'une nouvelle liaison CC entre la France et la Grande-Bretagne sur le réseau de transport en Europe continentale, nous avons analysé différents aspects des contraintes techniques. Les principales constatations issues des résultats sont les suivants :

- Les répercussions des défauts sur la nouvelle interconnexion, y compris les stations de conversion, peuvent être efficacement évitées par l'utilisation adéquate d'une technologie de protection. Une évaluation de l'impact des défauts au-delà de l'interconnexion doit faire l'objet d'études plus détaillées.
- La charge du réseau est dictée par la situation de charge et l'équilibre énergétique en France ainsi que le sens des flux entre la France et la Grande-Bretagne. Les charges de ligne les plus élevées se produisent dans le cas d'importation française depuis la Grande-Bretagne. L'impact de l'année cible considérée est modéré à faible.
- Des charges de ligne supérieures à 100 % dans le cas (n-1) peuvent se produire, en fonction de l'état de commutation, sur les lignes 400 kV Barnabos→Rougemontier et Terrier→Cergy et la ligne 225 kV Terrier→Carrières. Pour toutes les lignes, l'indisponibilité du circuit parallèle constitue la topologie critique. Avec la nouvelle interconnexion, la charge maximale (n-1) peut augmenter d'environ 20 % sans causer de surcharge supplémentaire notable dans le réseau de transport. Toutefois, dans l'hypothèse qu'après l'indisponibilité d'un circuit, le deuxième circuit soit coupé (que ce soit automatiquement par un réglage de protection de ligne ou manuellement en tant que mesure de prévention), la charge du réseau dans la région concernée est inférieure à 100 % indépendamment du cas étudié avec ou sans Aquind.
- Dans le cas d'une indisponibilité programmée ou fortuite des deux circuits sur la ligne 400 kV Barnabos-Rougemontier, la capacité de transport entre la France et la Grande-Bretagne ou l'alimentation des centrales nucléaires de Paluel et/ou de Penly doit éventuellement être réduite (dans les deux cas avec et sans Aquind) afin de satisfaire aux exigences de sécurité du réseau. Sur la base des résultats des exemples de calculs, ces mesures de prévention pourraient être considérables (réduction de plus de 7 000 MW de la capacité d'importation d'électricité britannique de la France ou environ 8 500 MW d'électricité redistribuée, respectivement). Si le démantèlement envisagé des centrales nucléaires en France (environ 15 GW jusqu'en 2030) concernait les unités de production de Paluel et/ou de Penly (qui sont censées être en service pendant les deux années cibles), l'ampleur des mesures de prévention nécessaires serait considérablement réduite.
- La tension à la sous-station de Barnabos peut être efficacement contrôlée par la centrale nucléaire dans les environs de la sous-station de manière à assurer l'approvisionnement en puissance réactive nécessaire pour la commutation dans les convertisseurs de l'interconnexion CC, indépendamment de la technologie du convertisseur. Dans la mesure où Aquind sera conçue selon la technologie VSC, le niveau de tension approprié à Barnabos est ajusté automatiquement grâce à la conception du convertisseur envisagée, même dans les cas d'un réseau 400 kV affaibli dans les environs de la station de conversion. En outre, avec la conception VSC, la nouvelle interconnexion peut contribuer positivement à améliorer le profil de la tension dans la région de ce réseau en raison de l'alimentation/consommation contrôlable de la puissance réactive, notamment dans le cas d'un arrêt prévu ou imprévu des centrales nucléaires voisines.

En conclusion, la réalisation de la nouvelle interconnexion CC prévue entre la France et la Grande-Bretagne n'a pas de graves répercussions négatives sur le réseau de transport en Europe continentale, en ce qui concerne les aspects pris en compte dans cette étude. Les problèmes éventuels pourraient être gérés par la conception d'Aquind et des stations de conversion respectives elles-mêmes. En particulier, la mise en place d'Aquind ne nécessite pas d'investissements supplémentaires dans le réseau de transport (par exemple, afin de rétablir le respect des exigences de sécurité du réseau).