DÉCISIONS

DÉCISION (UE) 2020/2123 DE LA COMMISSION

du 11 novembre 2020

accordant à la République fédérale d'Allemagne et au Royaume de Danemark une dérogation pour la solution commune d'interconnexion «Kriegers Flak» au titre de l'article 64 du règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil

[notifiée sous le numéro C(2020) 7948]

(Les textes en langues allemande et danoise sont les seuls faisant foi.)

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne,

vu le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité ([1]) (ci-après le «règlement sur l'électricité»), et notamment son article 64,

après avoir informé les États membres de la demande,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) Le 1er juillet 2020, les autorités danoises et allemandes ont présenté à la Commission européenne une demande de dérogation pour la solution commune d'interconnexion «Kriegers Flak» (ci-après le «réseau KF») au titre de l'article 64 du règlement sur l'électricité.

(2) Le 7 juillet, la Commission européenne a publié la demande de dérogation sur son site internet ([2]) et a invité les États membres et les parties prenantes à faire part de leurs observations jusqu'au 31 août 2020. Lors de la réunion du groupe de travail «Énergie» du Conseil du 13 juillet 2020, les États membres ont également été informés qu'une demande de dérogation avait été présentée et que des observations pouvaient être formulées.

2. LA SOLUTION COMMUNE D'INTERCONNEXION «KRIEGERS FLAK»

(3) La zone géographique de Kriegers Flak correspond à un récif de la mer Baltique qui s'étend sur les zones économiques du Danemark, de l'Allemagne et de la Suède. Les eaux du récif sont relativement peu profondes et, en 2007, le Danemark, l'Allemagne et la Suède souhaitaient tous développer des parcs éoliens dans la zone. Dans un premier temps, des gestionnaires de réseau de transport (GRT) des trois États membres ont évalué la possibilité d'y créer un projet commun d'interconnexion. Depuis 2010, le projet de construction d'un parc éolien raccordé à deux pays (un projet dit «hybride») n'a été poursuivi que par les gestionnaires de réseau danois et allemand.

(4) Selon la demande de dérogation, le principal but recherché en concevant le réseau KF comme un projet hybride était d'accroître l'utilisation des interconnexions entre les parcs éoliens et leur réseau terrestre respectif, en mettant cette capacité à disposition pour les échanges entre zones lorsque celle-ci n'est pas entièrement requise pour transporter l'électricité produite par les parcs éoliens vers la terre.

([1]) JO L 158 du 14.6.2019, p. 54.
([2]) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf

(5) À la fin de 2010, Energinet.dk (le GRT danois) et 50 Hertz (le GRT allemand pour cette zone) ont signé une convention de subvention pour une contribution de 150 millions d'EUR provenant du programme énergétique européen pour la relance (PEER). En 2013, le réseau KF a également été inclus dans la première liste de projets d'intérêt commun (PIC) annexée au règlement délégué (UE) nº 1391/2013 de la Commission ([3]). La conception du réseau KF, notamment quant au traitement envisagé des flux d'électricité en cas de congestion («gestion de la congestion»), a fait l'objet de discussions approfondies avec les régulateurs nationaux de l'énergie concernés et a également été présentée dans le cadre d'échanges avec la Commission européenne.

(6) Le réseau KF dans son ensemble englobe les éléments suivants (voir également la figure 1 ci-dessous):

a) les parcs éoliens «Baltic 1» et «Baltic 2», tous deux situés dans des zones allemandes de la mer Baltique. «Baltic 1» a été mis en service en 2011 et a une capacité de 48 MW. «Baltic 2» a été mis en service en 2015 et a une capacité de 288 MW;

b) le parc éolien également appelé Kriegers Flak, situé dans des zones danoises de la mer Baltique. Ce parc éolien d'une capacité de 600 MW devrait être mis en service en 2022;

c) le raccordement au réseau depuis les parcs éoliens allemands vers le littoral allemand, d'une capacité d'environ 400 MW, utilisant du courant alternatif à une tension de 150 kV sur une distance de 136 km, mis en service en 2011 et 2015 respectivement;

d) le raccordement au réseau depuis le parc éolien danois vers le littoral danois (dans la zone de dépôt des offres «Danemark 2»), d'une capacité de 680 MW, utilisant du courant alternatif à une tension de 220 kV sur une distance de 77 à 80 km, mis en service en 2019;

e) un poste de conversion dos-à-dos à Bentwisch, en Allemagne, reliant de manière asynchrone les zones synchrones nordique et continentale;

f) deux câbles à courant alternatif haute tension reliant les parcs éoliens «Kriegers Flak» et «Baltic2», d'une capacité de 400 MW et d'une longueur de 24,5 km;

g) pour relier les plateformes «Kriegers Flak» et «Baltic2», les deux plateformes en mer ont dû être agrandies;

h) un poste de contrôle central pour la gestion des interconnexions («Master Controller for Interconnector Operation», ci-après le «MIO»). Le MIO contrôle les flux de charge en temps réel par l'intermédiaire du poste de conversion dos-à-dos, déclenche les échanges de contrepartie en cas de congestion due à une production d'énergie éolienne supérieure aux estimations, déclenche une réduction des capacités des parcs éoliens en mer si nécessaire en dernier recours, et adapte les paramètres de réglage du poste dos-à-dos pour la tension et la puissance réactive de manière à assurer la stabilité en tension. Il émet également, d'heure en heure, des prévisions concernant les capacités de transport restantes à mettre à disposition du marché.

(7) Dans le cadre de la demande de dérogation, les parcs éoliens susmentionnés ne sont pas officiellement considérés comme des actifs faisant partie du projet KF [celui-ci se limitant donc aux actifs du réseau de transport énumérés aux points c) à h)].

([3]) Règlement délégué (UE) nº 1391/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 modifiant le règlement (UE) nº 347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, en ce qui concerne la liste des projets d'intérêt commun de l'Union (JO L 349 du 21.12.2013, p. 28).

Figure 1

Carte de la zone couverte par le projet KF et principaux éléments du réseau



(8) En outre, seuls les actifs visés aux points e) à h) sont directement liés à l'«interconnexion» des réseaux nationaux. Seuls ces actifs (indiqués par les chiffres 1 à 4 dans les figures 1 et 2) ont donc été cofinancés par des fonds de l'Union.

Figure 2

Actifs du réseau KF directement liés à l'interconnexion des réseaux nationaux



3. LES DÉROGATIONS DEMANDÉES

(9) Les dérogations demandées visent toutes à allouer la capacité du réseau KF à la frontière entre les zones de dépôt des offres «Danemark 2» (ci-après la «zone DK2») et «Allemagne-Luxembourg» (ci-après la «zone DE-LU»), en accordant la priorité aux parcs éoliens en mer directement connectés au réseau KF.

(10) La demande de dérogation pour le réseau KF porte sur un certain nombre d'exigences décrites ci-dessous, toutes relatives à la capacité minimale disponible pour les échanges prévue à l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité.

3.1. **Article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité**

(11) L'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité dispose que les gestionnaires de réseau de transport ne limitent pas le volume de la capacité d'interconnexion à mettre à la disposition des acteurs du marché en tant que moyen de résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de dépôt des offres ou en tant que moyen de gestion des flux résultant de transactions internes aux zones de dépôt des offres. Les dispositions de ce paragraphe sont réputées respectées lorsque, pour les frontières où est utilisée une approche fondée sur la capacité de transport nette coordonnée, la capacité disponible pour les échanges entre zones est d'au moins 70 % de la capacité de transport respectant les limites de sécurité d'exploitation après déduction des aléas, déterminée conformément à la ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion. Les autorités allemandes et danoises demandent que ce pourcentage minimal ne s'applique pas à la capacité globale de transport respectant les limites de sécurité d'exploitation après déduction des aléas. Au lieu de cela, il ne devrait s'appliquer qu'à la capacité restante après déduction de toute la capacité jugée nécessaire pour le transport de la production depuis les parcs éoliens raccordés au réseau KF vers la terre («capacité résiduelle»).

(12) Ainsi, si l'on considère que, pour une capacité de transport de 400 MW, 320 MW sont déjà nécessaires pour transporter l'énergie éolienne jusqu'à la terre, conformément à la demande de dérogation, seuls 80 MW seront soumis aux exigences de l'article 16, paragraphe 8. Par conséquent, si au moins 70 % des 80 MW étaient mis à disposition pour des échanges entre zones, cela devrait, de l'avis des autorités allemandes et danoises, être considéré comme suffisant pour satisfaire aux exigences de l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité. La capacité déduite de la capacité totale avant le calcul de la capacité minimale disponible pour les échanges aux échéances journalières est fondée sur les prévisions de la production d'énergie éolienne établies par les deux GRT au jour J–1. Les capacités inutilisées après l'allocation de la capacité journalière sont mises à disposition sur le marché infrajournalier.

(13) Il convient de noter que, comme indiqué dans la demande, cette approche est actuellement incluse dans la méthode de calcul de la capacité appliquée dans la région pour le calcul de la capacité de la Hanse pour les échéances journalières et infrajournalières. La région pour le calcul de la capacité de la Hanse comprend notamment le projet KF. La méthode de calcul appliquée dans la région pour le calcul de la capacité de la Hanse a été convenue entre les autorités de régulation nationales de la région de la Hanse le 16 décembre 2018. Les autorités de régulation nationales compétentes de la région n'ont pas encore pu convenir d'une méthode de calcul de la capacité appliquée dans la région pour le calcul de la capacité de la Hanse pour les échéances à long terme et d'une méthodologie actualisée pour les échéances journalières et infrajournalières parce qu'aucun accord n'a pu être trouvé sur la méthode de calcul de la capacité sur l'interconnexion de Kriegers Flak. Par conséquent, le délai pour parvenir à un accord a été prolongé dans l'espoir que la présente procédure de dérogation permette de clarifier la situation ([4]).

3.2. **Articles 12, 14, 15 et 16 du règlement sur l'électricité**

(14) Les articles 12, 14, 15 et 16 du règlement sur l'électricité font référence, dans plusieurs cas, au niveau minimal de capacité disponible visé à l'article 16, paragraphe 8. Les autorités allemandes et danoises demandent la dérogation afin que le niveau minimal de capacité prévu dans ces articles corresponde au niveau minimal calculé ci-dessus, soit 70 % de la capacité résiduelle.

(15) La Commission ne considère pas qu'il s'agisse de demandes de dérogation distinctes. Il est important de noter que l'article 64, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité ne prévoit pas la possibilité de déroger à l'article 12 du règlement sur l'électricité. Toutefois, dans la mesure où une dérogation à l'article 16, paragraphe 8, entraîne un calcul différent du niveau minimal de capacité, toutes les références à cette valeur minimale dans le règlement s'entendent comme faites à la valeur fixée dans la décision de dérogation.

([4]) Voir la décision n° 6/2020 de l'ACER du 7 février 2020 relative à la demande des autorités de régulation de la région pour le calcul de la capacité de la Hanse de prolonger la période nécessaire pour parvenir à un accord sur la méthode de calcul de la capacité à long terme: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2020%20on%20extension%20Hansa_LT_CCM.pdf

3.3. **Codes de réseau et lignes directricesf**

(16) Selon la demande, il doit être également tenu compte de la dérogation dans les processus de calcul de la capacité prévus respectivement par le règlement (UE) 2015/1222 de la Commission ([5]) établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, le règlement (UE) 2016/1719 de la Commission ([6]) établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme et le règlement (UE) 2017/2195 de la Commission ([7]) concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique. Dans la mesure où des dérogations aux méthodes adoptées en vertu de ces règlements de la Commission sont demandées, ces demandes ne sont pas considérées comme des demandes de dérogation distinctes, mais comme des demandes intrinsèquement liées à la demande de dérogation au règlement sur l'électricité. Lorsque, en raison d'une dérogation, une disposition du règlement sur l'électricité ne s'applique pas, ou ne s'applique qu'en partie, à un projet, les méthodes adoptées en vertu d'une législation de niveau inférieur renvoyant à ladite disposition du règlement sur l'électricité ou se fondant sur celle-ci ne sont pas non plus applicables.

(17) La demande de dérogation précise en outre que la réservation de capacité sur le marché à long terme est fondée sur la capacité restante après déduction de la puissance éolienne installée. La réservation de capacité selon les autres unités de temps du marché est fondée sur la capacité restante après déduction de l'injection d'énergie éolienne prévue. Bien que la demande indique que la réduction des capacités des parcs éoliens en mer (qui ne semble viser que les parcs éoliens «Baltic 1», «Baltic 2» et «Kriegers Flak») provoquée par la réservation de capacité transfrontalière pour les échanges entre zones doit être évitée dans toutes les unités de temps du marché, la Commission comprend que cette demande est la conséquence souhaitée des autres dérogations demandées et de la méthode décrite pour le calcul et l'allocation de la capacité, et non une demande de dérogations distinctes. En particulier, la demande indique expressément que la capacité allouée doit être ferme, de sorte que la capacité de transport allouée ne soit jamais réduite dans le but d'éviter la réduction des capacités des parcs éoliens en mer.

3.4. **Durée de la dérogation demandée**

(18) Dans la demande, il a été sollicité que la dérogation prenne effet avec la mise en service du réseau KF prévue au troisième trimestre de 2020, et pour «aussi longtemps que les parcs éoliens "Baltic 1", "Baltic 2" et "Kriegers Flak" seront raccordés au réseau KF». Il est ensuite demandé que la dérogation dure «aussi longtemps que ces parcs éoliens en mer sont opérationnels et raccordés au réseau».

(19) La Commission comprend qu'il est fait référence aux parcs éoliens qui existent déjà ou, en ce qui concerne le parc éolien «Kriegers Flak», qui devraient être opérationnels dans un avenir proche. Par conséquent, en ce qui concerne les nouveaux parcs éoliens, y compris ceux créés grâce à des investissements de suivi dans les parcs existants, la production prévue ne pourrait pas être déduite de la capacité totale de transport avant le calcul de la capacité résiduelle.

4. **OBSERVATIONS REÇUES AU COURS DE LA PÉRIODE DE CONSULTATION**

(20) Au cours de la consultation, la Commission a reçu des observations de la part de cinq parties prenantes différentes ainsi que d'un État membre.

— Quatre des six contributions reçues étaient favorables à la dérogation demandée ou, à tout le moins, compréhensives à l'égard de celle-ci, bien que deux d'entre elles aient demandé que la dérogation soit clairement limitée dans le temps, l'une invoquant la nécessité d'adapter rapidement le projet au cadre juridique de l'Union. Une autre contribution ne contenait pas d'observation sur la demande de dérogation elle-même, tandis que la sixième contribution plaidait en faveur du rejet de la dérogation ou, à défaut, de sa limitation à une courte durée.

— En ce qui concerne la durée d'une éventuelle dérogation, sur les quatre contributions favorables à l'octroi d'une dérogation, deux préconisaient une dérogation couvrant toute la durée de vie des parcs éoliens raccordés, une demandait que la durée de la dérogation soit précisée sans proposer de durée concrète, et la dernière demandait que la dérogation soit temporaire, en suggérant une durée de cinq ans, soit le temps nécessaire pour mettre au point un système de zone de dépôt des offres en mer pour le réseau KF.

([5]) Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (JO L 197 du 25.7.2015, p. 24).

([6]) Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme (JO L 259 du 27.9.2016, p. 42).

([7]) Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique (JO L 312 du 28.11.2017, p. 6).

— Cinq des six contributions soulignaient que, bien qu'une décision de dérogation ad hoc (conditionnelle) puisse être justifiée en raison des caractéristiques uniques du cas d'espèce, les dérogations ne constituaient pas une solution de remplacement appropriée à la définition d'un cadre réglementaire plus large garantissant une solution réglementaire durable. Une telle solution réglementaire serait non seulement utile pour de futurs projets hybrides, mais pourrait également permettre de remplacer la dérogation après un certain temps nécessaire pour convenir du traitement réglementaire approprié et d'une éventuelle renégociation des contrats relatifs au réseau KF. La sixième contribution reconnaissait que des modifications avaient été apportées au cadre, mais soulignait qu'il était naturel que les projets à long terme doivent composer avec certains changements réglementaires au cours de leur mise en œuvre.

— En ce qui concerne le contenu d'une éventuelle solution réglementaire durable, qui n'entre pas dans le champ d'application de la présente décision de dérogation, deux contributions soulignent qu'un soutien devrait être accordé directement d'une manière fondée sur le marché (par exemple au moyen d'enchères) et non indirectement au moyen d'une hausse artificielle du prix de l'électricité ou d'un traitement spécial opérationnel tel que l'appel prioritaire et l'absence de responsabilité en matière d'équilibrage. Entrant davantage dans le détail, l'une des contributions soutient que les zones de dépôt des offres en mer constituent une solution prometteuse qui pourrait également être appliquée au réseau KF à l'avenir et souligne que le marché devrait être conçu de manière à ne pas faire de distinction entre la production terrestre et la production en mer, tout en reconnaissant la nécessité d'évaluer plus en détail les effets distributifs des zones de dépôt des offres en mer.

5. **ÉVALUATION**

(21) Conformément à l'article 64 du règlement sur l'électricité, une dérogation aux dispositions pertinentes des articles 3 et 6, de l'article 7, paragraphe 1, de l'article 8, paragraphes 1 et 4, des articles 9, 10 et 11, des articles 14 à 17, des articles 19 à 27, des articles 35 à 47 et de l'article 51 du règlement peut être accordée si le ou les États membres (en l'occurrence le Danemark et l'Allemagne) peuvent démontrer l'existence de problèmes importants pour l'exploitation de petits réseaux isolés ou de petits réseaux connectés.

(22) Sauf dans le cas des régions ultrapériphériques, la dérogation est limitée dans le temps et soumise à des conditions visant à renforcer la concurrence et l'intégration sur le marché intérieur de l'électricité.

(23) Enfin, il convient de faire en sorte que la dérogation ne fasse pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables, à une plus grande souplesse, au stockage d'énergie, à la mobilité électrique et à la participation active de la demande.

5.1. **Petit réseau isolé ou petit réseau connecté**

(24) Le règlement sur l'électricité ne prévoit pas de dérogations automatiques généralisées pour les petits réseaux connectés ou les petits réseaux isolés. Le règlement part donc du principe que, malgré la grande variété de dimensions et de caractéristiques techniques des réseaux électriques dans l'Union, tous ces réseaux peuvent et doivent être exploités conformément au cadre réglementaire complet.

(25) Toutefois, cette hypothèse peut être réfutée et, par conséquent, en vertu de l'article 64, paragraphe 1, du règlement sur l'électricité, une dérogation à l'application de certaines dispositions du règlement sur l'électricité peut être adoptée si les États membres démontrent, entre autres, que l'application de ces dispositions aux petits réseaux isolés pourrait entraîner des problèmes importants, notamment en raison des conditions géographiques ou des fluctuations de la demande propres aux réseaux en question. C'est notamment le cas de certaines îles méditerranéennes de petite taille et isolées, caractérisées par une demande très faible en hiver et par une forte augmentation de la demande pendant les courtes saisons touristiques ([8]).

(26) Outre les réseaux *isolés*, le règlement sur l'électricité prévoit également la possibilité d'accorder des dérogations aux petits réseaux *connectés*. Cela soulève la question de savoir ce qui constitue un *réseau* au sens de l'article 64 du règlement sur l'électricité. À ce jour, toutes les décisions de la Commission accordant des dérogations pour des réseaux isolés concernent des îles. Le fait que le seul réseau expressément mentionné à l'article 64 soit celui de Chypre, une île dont le réseau de transport n'est actuellement pas connecté aux réseaux de transport d'autres États membres, indique que c'était probablement aussi les îles que le législateur avait à l'esprit lorsqu'il a inclus la possibilité de dérogation pour les petits réseaux isolés ou les petits réseaux connectés.

([8]) Voir la décision 2014/536/UE de la Commission du 14 août 2014 accordant à la République hellénique une dérogation à certaines dispositions de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 248 du 22.8.2014, p. 12).

(27) Le terme «réseau» lui-même n'est défini ni par le règlement sur l'électricité ni par la directive sur l'électricité. Toutefois, les notions de «petit réseau isolé» et de «petit réseau connecté» sont définies respectivement aux points 42 et 43 de l'article 2 de la directive sur l'électricité. Ainsi, est considéré comme «petit réseau isolé» «tout réseau qui avait une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996, et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de sa consommation annuelle», tandis que le terme «petit réseau connecté» désigne «tout réseau qui avait une consommation inférieure à 3 000 GWh en 1996, et qui peut être interconnecté avec d'autres réseaux pour une quantité supérieure à 5 % de sa consommation annuelle».

(28) Premièrement, les deux définitions partent donc du principe que le réseau est un élément dans lequel la consommation d'électricité peut être mesurée et définie. Deuxièmement, cet élément peut être interconnecté avec d'autres réseaux. Par ailleurs, le terme «interconnexion» est défini comme «les équipements utilisés pour interconnecter les réseaux électriques» à l'article 2, point 39, de la directive (cette définition diffère de celle du règlement). Compte tenu de ce qui précède, il est clair que le «réseau» doit être un élément qui i) peut inclure des points de consommation et ii) peut être relié à d'autres réseaux au moyen de câbles électriques. Cela semble exclure de la définition de «réseau» les ensembles de plusieurs réseaux imbriqués et étroitement liés les uns aux autres. Au contraire, un réseau doit être clairement dissociable d'un autre. La séparation la plus claire, et c'est également celle qui a été utilisée jusqu'à présent dans la pratique décisionnelle de la Commission ([9]), est l'existence de barrières naturelles séparant une zone géographique d'une autre, telle qu'une mer séparant une île d'autres îles et du continent ou une chaîne de montagnes. En outre, il est clair que les éléments d'un réseau doivent être reliés les uns aux autres et qu'un réseau ne peut pas se composer de plusieurs éléments totalement indépendants et autonomes, de sorte qu'un ensemble d'îles distinctes et non interconnectées ne formerait pas un seul, mais plusieurs réseaux.

(29) En l'espèce, la zone raccordée par des câbles au réseau KF se situe en pleine mer. Les parcs éoliens «Baltic 2» et «Kriegers Flak» sont situés dans le récif de Kriegers Flak ou à proximité de celui-ci, tandis que le parc éolien «Baltic 1» est situé entre le récif et le littoral allemand. Les parcs éoliens sont donc clairement séparés du continent par la mer Baltique. Toutefois, la mer sépare également les parcs éoliens les uns des autres. Ils sont reliés entre eux par des câbles, mais cette connexion n'est pas différente de celle qui les relie aux réseaux continentaux.

(30) Cela étant, le réseau KF forme une entité dont la cohésion est maintenue par la gestion centrale assurée depuis le MIO. Ce dernier agit à bien des égards comme un gestionnaire de réseau distinct, amené à calculer de manière autonome la capacité, à proposer des actions correctives en cas de congestion, à prendre des mesures pour assurer la stabilité en tension et à acheter des services d'échange de contrepartie, même s'il accomplit ces tâches sous la supervision des gestionnaires de réseau, les deux GRT étant les propriétaires des éléments du réseau. Par conséquent, le réseau KF *est séparé des autres réseaux par la mer* et *forme un réseau à part entière dont la cohésion est maintenue par un poste de contrôle commun assurant une fonction de cogestion*. En outre, il n'est pas imbriqué à d'autres réseaux et il serait impossible d'affirmer que les parcs éoliens pris séparément forment des réseaux distincts. Aucun des deux GRT ne peut contrôler unilatéralement les éléments du réseau KF.

(31) Par conséquent, l'infrastructure commune d'interconnexion du réseau KF constitue, avec les parcs éoliens qui y sont reliés, un réseau au sens de l'article 64 du règlement.

(32) Le réseau KF appartient aussi clairement à la catégorie des «petits» réseaux. Pour les réseaux créés récemment, il est logiquement exclu de faire référence à la consommation mesurée en 1996. Cette année de référence n'a pas changé depuis la première directive sur l'électricité [directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil ([10])], dans laquelle le seuil était fixé à 2 500 GWh. Elle a été maintenue en tant que point de référence au cours des années suivantes afin d'éviter que les réseaux ne changent de statut en fonction de l'évolution de leur consommation annuelle.

([9]) Voir la décision 2004/920/CE de la Commission du 20 décembre 2004 concernant la dérogation à certaines dispositions de la directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil relatives à l'archipel des Açores (JO L 389 du 30.12.2004, p. 31); la décision 2006/375/CE de la Commission du 23 mai 2006 portant dérogation à certaines dispositions de la directive 2003/54/CE relatives à l'archipel de Madère (JO L 142 du 30.5.2006, p. 35); la décision 2006/653/CE de la Commission du 25 septembre 2006 accordant à la République de Chypre une dérogation à certaines dispositions de la directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 270 du 29.9.2006, p. 72); la décision 2006/859/CE de la Commission du 28 novembre 2006 accordant à Malte une dérogation à certaines dispositions de la directive 2003/54/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 332 du 30.11.2006, p. 32); et la décision 2014/536/UE de la Commission du 14 août 2014 accordant à la République hellénique une dérogation à certaines dispositions de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil (JO L 248 du 22.8.2014, p. 12).

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

(33) Cependant, une fois qu'un nouveau réseau est achevé et pleinement opérationnel, sa consommation au moment de sa mise en service doit servir de base pour déterminer si le réseau est «petit». C'est le cas du réseau KF. Avec une consommation totale estimée, en tenant compte des pertes sur les réseaux, à environ 90 GWh, le réseau KF a une consommation peu élevée. Les prévisions ne font pas non plus état d'une augmentation significative de la consommation (par exemple par le biais de la production d'hydrogène) dans un avenir proche. Si la consommation visée à l'article 2, paragraphes 42 et 43, de la directive peut donner à penser que la notion de «petit réseau» est liée à la consommation «humaine» et donc limitée aux îles habitées, la Commission estime que l'absence de demande domestique ou industrielle n'exclut pas l'appartenance à la catégorie de «petit réseau». En outre, étant donné qu'il n'existe pas de seuil minimal, exiger une consommation humaine à l'intérieur d'un réseau ne fournirait aucun critère de distinction valable. Si les décisions de la Commission relatives à des petits réseaux visent principalement à résoudre des problèmes particuliers liés à la stabilité et à la compétitivité de l'approvisionnement pour les habitants raccordés au réseau, le libellé du règlement ne limite pas la possibilité de dérogation à ce type de problèmes. En effet, étant donné que l'article fait référence à des problèmes importants «pour l'exploitation» du réseau, ces problèmes peuvent tout aussi bien concerner l'interaction entre le réseau et ses éléments de production que l'interaction avec la demande.

(34) Enfin, le réseau KF, qui fournit lui-même une importante capacité d'interconnexion, est clairement «connecté».

(35) Le réseau KF est donc un petit réseau connecté au sens de l'article 64, paragraphe 1, point a), du règlement sur l'électricité.

5.2. **Problème important pour l'exploitation du réseau**

5.2.1. *Qu'est-ce qu'un problème important?*

(36) Le libellé de l'article 64 est très vague et fait référence à des «problèmes importants pour l'exploitation du réseau». Le terme «problèmes importants» n'a pas de définition juridique et la Commission n'a pas non plus fourni de définition de ce terme dans sa pratique décisionnelle. La formulation ouverte permet à la Commission de tenir compte de tous les problèmes potentiels liés à la situation particulière des petits réseaux, pour autant qu'ils soient importants et non marginaux. Ces problèmes peuvent varier considérablement en fonction des particularités géographiques et de la production et de la consommation du réseau en question, mais aussi en fonction des progrès techniques (notamment en matière de stockage de l'électricité et de production d'électricité à petite échelle).

(37) Dans des décisions antérieures, les problèmes à résoudre concernaient le maintien de la cohérence sociale et/ou des conditions de concurrence égales entre le continent et les îles, dans un contexte où la sécurité du réseau sur l'île nécessitait des mesures supplémentaires ou engendrait des coûts nettement plus élevés sur l'île que sur le continent. Le terme «exploitation» ne peut donc pas être compris de manière restrictive, par exemple en exigeant que l'absence de dérogation mette en péril la sécurité d'exploitation du réseau. Au lieu de cela, les «problèmes» ont toujours été considérés comme incluant également les problèmes socio-économiques pour les utilisateurs du réseau concerné ([11]).

(38) En outre, les problèmes en question doivent se poser pour l'exploitation *du réseau*. Il semble donc difficile d'imaginer une justification fondée exclusivement sur des incidences survenant en dehors du réseau, par exemple sur des incidences sur les régimes de subventions nationaux. Cela n'exclut pas la pertinence des incidences «indirectes», par exemple sur la sécurité d'exploitation du réseau.

5.2.2. *Le caractère inédit du réseau KF*

(39) Le réseau KF est le premier projet de son genre à combiner des câbles raccordant des réseaux terrestres et des parcs éoliens en mer situés dans deux pays différents, un câble reliant ces parcs éoliens en mer, permettant ainsi les échanges d'électricité entre les deux réseaux terrestres, un poste de conversion dos-à-dos reliant deux zones synchrones différentes, deux niveaux de tension différents raccordés par le biais d'un transformateur en mer, et un MIO contrôlant de manière autonome (sous la supervision des opérateurs des deux GRT) les différents éléments du réseau, déclenchant les échanges de contrepartie ou, si nécessaire, la réduction des capacités et fixant les paramètres de réglage du poste de conversion dos-à-dos.

([11]) Voir notamment la décision 2014/536/UE, qui fait référence aux coûts plus élevés de la production d'électricité sur les îles et à l'obligation légale de fournir l'électricité à un prix égal à celui pratiqué sur le continent.

(40) La mise en place du premier réseau de ce type est une entreprise complexe qui a présenté d'importantes difficultés. Compte tenu de la grande complexité du projet, il s'est écoulé un long intervalle de temps entre la planification du projet et sa réalisation finale.

(41) Lorsque, en 2010, une convention de subvention a été signée entre la Commission et les GRT pour une contribution de l'Union au projet KF d'un montant de 150 millions d'EUR, la date de début d'exploitation du réseau KF prévue par l'accord était le mois de juin 2016.

(42) Toutefois, en raison du caractère inédit du projet, il a fallu modifier la configuration du réseau au milieu du projet. Il était initialement prévu d'utiliser des câbles CCHT, mais le budget prévisionnel pour la plateforme CCHT en mer a été revu à la hausse d'environ 250 % ([12]), et le réseau a dû être repensé pour fonctionner au moyen de câbles sous-marins à courant alternatif. Une convention de subvention révisée a été signée en septembre 2015.

(43) Cette structure révisée a entraîné une réduction significative de la capacité de transport venant s'ajouter à celle qui est nécessaire au transport de l'énergie éolienne générée par les parcs éoliens en mer jusqu'au littoral. Cela peut être démontré en comparant deux exemples de gestion de la congestion donnés par Energinet.dk dans des présentations différentes à la Commission, respectivement le 14 novembre 2012 et le 3 septembre 2014:

Figure 3

Exemple fondé sur le plan de projet 2012

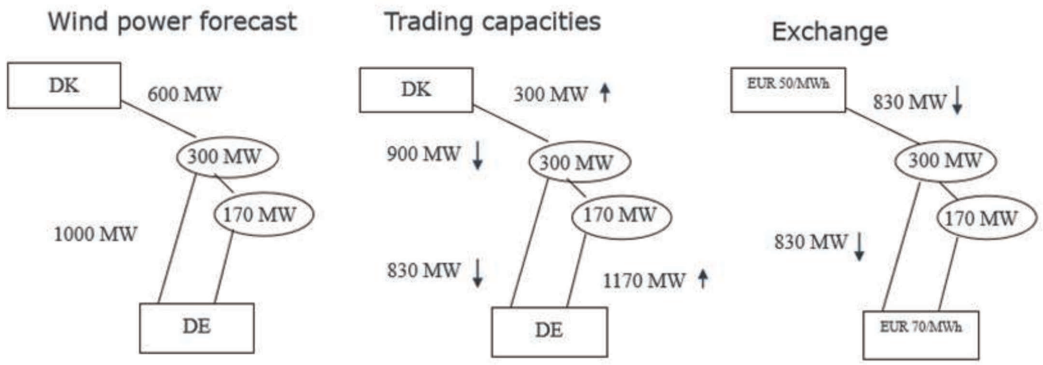
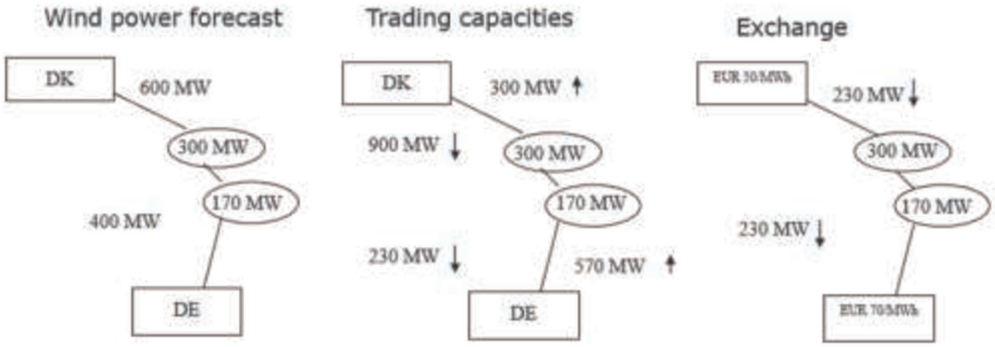


Figure 4

Exemple fondé sur le plan de projet 2014



(44) Ces exemples montrent que, à supposer que la production éolienne soit égale dans les deux scénarios, la capacité du réseau KF mise à la disposition du marché pour les échanges vers l'Allemagne était de 830 MW dans le projet de 2012 et de 230 MW dans le projet de 2014. Il convient toutefois de noter que la différence effective entre les deux projets dépend fortement des vents ([13]).

([12]) Présentation de 50 Hertz à la Commission européenne le 9 mai 2014, diapositive 3.

([13]) Sur la base des informations fournies par les autorités allemandes et danoises le 11 septembre 2020, les valeurs de capacité ont évolué comme suit: en supposant que les parcs éoliens en mer allemands et danois ont le même taux d'utilisation, la capacité de transport disponible sur le marché vers l'Allemagne aurait varié, dans le cadre du projet initial, de 600 MW (en l'absence de production d'énergie éolienne) à environ 855 MW (lorsque la production d'énergie éolienne se situe à environ 50 % des capacités installées respectives), puis d'environ 855 MW à 661 MW (lorsque la production d'énergie éolienne est maximale), alors que, dans le projet révisé, cette capacité varierait de 400 MW (en l'absence de production d'énergie éolienne) à 61 MW (lorsque de l'énergie éolienne est produite).
La capacité de transport disponible sur le marché vers le Danemark aurait varié, dans le cadre du projet initial, de 600 MW (en l'absence de production) à 0 MW (lorsque la production est maximale), alors que, dans le projet révisé, elle serait de 400 MW (lorsque la production d'énergie éolienne se situe à des niveaux entre 0 % et 33 %) et varierait ensuite de 400 MW à 61 MW (lorsque la production d'énergie éolienne est maximale).

(45) Ce changement important dans la conception du projet illustre le défi particulier que celui-ci représente. La version révisée du projet utilise des câbles à courant alternatif exceptionnellement longs pour assurer une connexion en courant alternatif sur une longueur totale qui dépasse 200 km, soit une distance pour laquelle on utilise généralement la technologie en courant continu (ce qui était initialement prévu). Cela crée des problèmes de stabilité en tension à l'intérieur du réseau KF. Afin de relever ce défi, le concept de MIO a été élaboré pour surveiller et contrôler les actifs du réseau KF et réagir (de manière autonome, mais sous la supervision des opérateurs des GRT) selon les besoins.

(46) Les mesures de réaction du MIO comprennent la mise à disposition des volumes requis pour les échanges de contrepartie en cas de congestion. Par vents forts, la production provenant des parcs éoliens en mer mobiliserait déjà une très grande partie des câbles. Si des volumes minimaux d'échanges élevés étaient requis dans de telles conditions, les volumes des échanges de contrepartie seraient plus souvent élevés.

(47) À titre d'exemple: dans les cas où le prix dans la zone DE-LU est supérieur au prix dans la zone DK2, le câble de connexion entre les parcs éoliens allemands et le littoral allemand serait touché par une congestion et la garantie d'un volume minimal d'échanges sur ce câble nécessiterait des échanges de contrepartie depuis la zone DE-LU vers le Danemark. Si, dans une telle situation, au moins 70 % de la capacité de 400 MW (soit 280 MW) devait être mise à disposition pour les échanges, cette capacité serait utilisée pour acheminer de l'électricité depuis la zone DK2 (peut-être produite à partir d'énergie éolienne au Danemark ou dans d'autres pays scandinaves) vers la zone DE-LU. Toutefois, l'addition des 280 MW et de l'énergie éolienne produite par les parcs éoliens «Baltic 1» et «Baltic 2», qui sont situés dans la zone de dépôt des offres DE-LU, dépasserait la capacité du câble de connexion entre ces parcs éoliens et le littoral allemand.

(48) Par conséquent, pour mettre cette capacité à disposition, soit la production des parcs éoliens devrait être réduite (réduction/redispatching à la baisse), soit les gestionnaires de réseau devraient effectuer des échanges de contrepartie (échange d'électricité depuis la zone DE-LU vers la zone DK2). Les deux approches permettraient de réduire le flux physique sur le câble et d'empêcher la surcharge. Toutefois, comme le prévoit également l'article 13 du règlement sur l'électricité, le redispatching à la baisse non fondé sur le marché de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables n'est utilisé que lorsque aucune autre option n'est disponible. En outre, des réductions significatives des heures de fonctionnement des actifs de production d'énergie renouvelable pourraient avoir une incidence négative sur leur rentabilité ou sur la réalisation des objectifs du programme de soutien aux énergies renouvelables. C'est pourquoi le MIO est configuré pour ne réduire la production des parcs éoliens qu'en dernier recours, et pour remédier d'abord à la congestion par le biais des échanges de contrepartie.

(49) Par conséquent, l'application de l'article 16, paragraphe 8, augmenterait le volume des échanges de contrepartie requis. Cela rendrait sans aucun doute plus complexe le maintien de la stabilité de l'exploitation du réseau KF, le MIO se retrouvant dans l'obligation d'intervenir plus fréquemment et de gérer de manière autonome des volumes d'échanges plus importants. Toutefois, sur la base des informations disponibles, cette complexité accrue ne semble pas mettre en péril la sécurité d'exploitation du réseau KF en tant que telle et n'est donc pas suffisante en soi pour justifier une dérogation.

(50) Cependant, il importe de souligner à cet égard que le règlement sur l'électricité reconnaît explicitement les difficultés particulières que posent les projets innovants en général et les actifs hybrides combinant en particulier l'interconnexion et les connexions terrestres.

(51) L'article 3, point l), du règlement sur l'électricité dispose que «les règles du marché rendent possible le développement de projets de démonstration en sources d'énergie, technologies ou systèmes durables, sûrs et à faible intensité de carbone qui doivent être réalisés et utilisés au bénéfice de la société». Le cadre législatif vise donc à faciliter les projets de démonstration. À l'article 2, point 24, du règlement sur l'électricité, un projet de démonstration est défini comme «un projet qui démontre une technologie inédite dans l'Union et représentant une innovation importante dépassant largement l'état de la technique». Cette définition s'applique clairement au réseau KF, qui est le premier projet en son genre et qui, comme le montrent également les défis importants à relever pour le mettre en place, a nécessité une innovation importante dépassant largement l'état de la technique.

(52) En outre, le considérant 66 du règlement dispose que les «infrastructures électriques en mer remplissant une double fonction (connues sous le nom d'«actifs hybrides en mer»), qui combinent le transport d'énergie éolienne produite en mer vers la terre et des interconnexions, devraient également pouvoir bénéficier d'une exemption similaire à celle dont bénéficient, au titre des règles qui leur sont applicables, les nouvelles interconnexions en courant continu et, lorsque les coûts du projet sont particulièrement élevés, les interconnexions en courant alternatif. [Le réseau KF est

beaucoup plus complexe que le projet moyen d'interconnexion en courant alternatif et aurait donc, en principe, pu bénéficier d'une dérogation au titre de l'article 63.] Lorsque cela est nécessaire, le cadre réglementaire devrait tenir dûment compte de la situation particulière de ces actifs pour surmonter les obstacles à la réalisation d'actifs hybrides en mer rentables du point de vue sociétal». Bien que ce considérant mentionne expressément des exemptions pour les nouvelles interconnexions, renvoyant ainsi à l'article 63, l'expression «similaire à celle» montre qu'il ne s'agit pas de la seule voie vers des cadres spécifiques pour les actifs hybrides que le considérant souhaite mettre en évidence. Le réseau KF étant le premier actif hybride, il est clair que les législateurs avaient connaissance de ce projet lors de la rédaction du considérant 66 et qu'ils ont estimé qu'il était possible que le projet requière un cadre réglementaire spécifique.

(53) Bien qu'un considérant ne puisse modifier les exigences juridiques prévues par le règlement en ce qui concerne l'octroi de cadres spécifiques par des dérogations ou des exemptions, et que l'article 3, point l), n'énonce aucune exigence spécifique quant à la manière dont les cadres réglementaires doivent traiter les projets de démonstration, la combinaison de ces deux points montre la volonté du législateur de faire en sorte que la Commission tienne particulièrement compte de la situation et des défis propres aux actifs hybrides et aux projets de démonstration.

(54) Dans ce contexte, la situation du réseau KF est d'autant plus complexe qu'il s'agit d'un projet de démonstration. En raison du caractère inédit du projet, il est encore impossible de rendre compte de la totalité de cette complexité. Cela pourrait suffire à constituer un problème au sens de l'article 64. Cette question pourrait toutefois être laissée en suspens s'il s'avère que d'autres motifs, considérés isolément ou en combinaison avec la complexité de l'exploitation et de la mise en place du réseau KF décrite ci-dessus et due à sa qualité d'actif hybride inédit, suffisent à justifier une dérogation.

5.2.3. *Sécurité d'exploitation de la zone DK2*

(55) Outre la complexité accrue de l'exploitation du réseau KF, l'augmentation du volume des échanges de contrepartie aurait également des répercussions sur les zones de dépôt des offres voisines. Si la zone DE-LU est vaste, la zone DK2 est considérablement plus petite. Il en résulte une disponibilité plus limitée des ressources pour la régulation à la hausse et à la baisse. La demande de dérogation fait valoir que ces ressources pourraient déjà être pleinement utilisées par les échanges de contrepartie pour le réseau KF.

(56) Des doutes subsistent quant à la question de savoir si un tel manque de ressources techniques disponibles pour les échanges de contrepartie serait fréquent, étant donné que les échanges de contrepartie surviennent généralement dans des conditions de grand vent où un grand nombre d'actifs produisent de l'énergie éolienne dans la zone DK2 mais, compte tenu de la grande diversité des scénarios possibles sur le réseau, cette situation ne peut être totalement exclue.

(57) Néanmoins, le réseau KF dispose également d'autres moyens pour gérer la congestion de son réseau. Par exemple, en cas de manque de ressources disponibles pour les échanges de contrepartie, le réseau KF pourrait encore être exploité en toute sécurité si la production des parcs éoliens qui font partie intégrante du réseau KF proprement dit est réduite. Une telle réduction est expressément autorisée, lorsque cela est nécessaire pour assurer la sécurité d'exploitation, par l'article 13 du règlement sur l'électricité.

(58) En outre, il convient de noter que l'augmentation des coûts du réseau, que ce soit en raison de l'augmentation des coûts des échanges de contrepartie ou de l'augmentation des coûts liés à l'acquisition de réserves pour la zone DK2, ne saurait, en tant que telle, servir de base à des dérogations au titre de l'article 64. À cet égard, il convient également de noter que, dans sa récente décision relative aux engagements dans l'affaire AT.40461 «Interconnexion DE/DK», qui portait sur les limitations systématiques des capacités transfrontalières en vertu des règles de concurrence de l'Union, la Commission a estimé que les coûts supplémentaires résultant de l'accroissement des besoins en échanges de contrepartie ou de redispatching ne pouvaient être acceptés comme une justification de la limitation des flux transfrontaliers ([14]).

5.2.4. *Attentes légitimes*

(59) Enfin, la demande de dérogation indique que les premières discussions sur le projet KF ont débuté dès 2007 et que le projet a depuis toujours été planifié selon une approche spécifique de la gestion de la congestion, qui n'attribue au marché que les capacités qui subsistent après déduction des prévisions d'énergie éolienne au jour J–1.

([14]) Voir la décision de la Commission du 7 décembre 2018 dans l'affaire AT.40461 — Interconnexion DE/DK: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf

(60) La demande indique également que des changements importants ont été apportés au cadre réglementaire depuis 2007 et que, en particulier, le règlement sur l'électricité, en introduisant l'article 16, paragraphe 8, avait fixé de nouvelles exigences par rapport à la législation existante. La demande de dérogation fait valoir que la décision d'investissement de 2016 a été prise en partant de l'hypothèse que les parcs éoliens en mer pourraient bénéficier du principe de l'appel prioritaire, sur la base de la directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil ([15]), et que cela a eu pour conséquence de rendre possible la réduction de la capacité pour les échanges transfrontaliers.

(61) À cet égard, la Commission tient à souligner que le principe de maximisation de la capacité transfrontalière n'est pas un concept nouveau et que ces arguments ne sauraient donc être acceptés. Premièrement, il repose sur les principes fondamentaux du droit de l'Union, et notamment sur l'article 18 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (ci-après le «TFUE»), qui interdit toute discrimination exercée en raison de la nationalité, et sur l'article 35 du TFUE, qui interdit les restrictions quantitatives à l'exportation ainsi que toutes mesures d'effet équivalent. Deuxièmement, l'article 16, paragraphe 3, du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil ([16]) imposait l'obligation de maximiser la capacité d'interconnexion, en exigeant que la «capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers [soit] mise à la disposition des acteurs du marché, dans le respect des normes de sécurité pour une exploitation sûre du réseau». En outre, l'annexe I, point 1.7, dudit règlement dispose que les GRT «ne limitent pas la capacité d'interconnexion pour résoudre un problème de congestion situé à l'intérieur de leur propre zone de contrôle». De plus, le 14 avril 2010, la Commission a décidé, dans l'affaire AT.39351 «Interconnexions suédoises» ([17]), d'accepter les engagements présentés par le GRT suédois pour avoir, sur la base de l'évaluation préliminaire de la Commission, abusé de sa position dominante sur le marché suédois en limitant la capacité transfrontalière pour résoudre la congestion interne, en violation de l'article 102 du TFUE. Une conclusion préliminaire similaire ayant donné lieu à des engagements a été établie dans l'affaire AT.40461 «Interconnexion DE/DK» ([18]) concernant la frontière entre la zone «Danemark occidental» (DK1) et la zone DE-LU.

(62) Sur la base des principes exposés ci-dessus, les opérateurs du marché auraient dû être sensibles au principe de maximisation de la capacité transfrontalière. En tout état de cause, au moins depuis avril 2010 et l'affaire AT.39351 «Interconnexions suédoises», l'interprétation par la Commission des règles existantes relatives à la capacité transfrontalière est devenue sans équivoque. Enfin, contrairement à ce qui est allégué dans la demande de dérogation, le point 1.7 de l'annexe I du règlement (CE) n° 714/2009 ne constituait pas non plus une autorisation absolue à réduire la capacité pour les échanges entre zones pour des raisons de sécurité d'exploitation, de rentabilité ou de minimisation des incidences négatives sur le marché intérieur de l'électricité. Au contraire, lorsqu'une telle limitation a pu être exceptionnellement autorisée, elle était clairement «tolérée uniquement jusqu'à ce qu'une solution à long terme soit trouvée». Par conséquent, la création d'un réseau entier reposant sur une réduction permanente n'était clairement pas autorisée par le règlement (CE) n° 714/2009.

(63) Toutefois, la relation entre l'obligation de maximiser la capacité transfrontalière prévue par le règlement sur l'électricité et l'octroi d'une priorité d'appel et d'un accès prioritaire à l'énergie produite à partir de sources renouvelables en vertu de la directive 2009/28/CE a été perçue, au moins par certains acteurs du marché, comme n'étant pas tout à fait claire, et les demandeurs soulignent que cette question a été soulevée à plusieurs reprises par les promoteurs du projet dans leurs échanges avec la Commission européenne à propos de ce projet spécifique et inédit. Les GRT qui travaillent sur le projet KF n'ont pas non plus simplement négligé les difficultés qu'ils pourraient rencontrer dans la mise en œuvre de l'approche qu'ils entendent adopter en matière de gestion de la congestion. Au contraire, ils ont présenté à plusieurs reprises leur approche planifiée aux services de la Commission européenne. Du point de vue des demandeurs, le fait que, au cours de leurs nombreux échanges avec les promoteurs du projet depuis 2010, les services de la Commission européenne n'ont pas demandé que la structure du projet KF soit modifiée de manière à garantir l'application du principe de maximisation a contribué à la confusion du promoteur du projet quant aux règles applicables à ce projet.

(64) La demande de subvention de 2010 pour le projet KF ([19]) indiquait qu'une «interprétation correcte de l'alimentation prioritaire» devait être trouvée pour garantir la viabilité du projet. L'étude conjointe de faisabilité, qui a été présentée aux services de la Commission, indiquait que «l'hypothèse de base est que la capacité des interconnexions qui ne devrait pas être nécessaire au transport de l'énergie éolienne peut être mise à disposition sur le marché au comptant». La capacité de transport supplémentaire attendue destinée aux échanges n'était donc que la capacité restante après le transport de l'énergie éolienne produite en mer vers la terre.

([15]) Directive 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et modifiant puis abrogeant les directives 2001/77/CE et 2003/30/CE (JO L 140 du 5.6.2009, p. 16).

([16]) Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003 (JO L 211 du 14.8.2009, p. 15).

([17]) https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1224_4.pdf

([18]) https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf

([19]) P. 16, risque 7.

(65) L'étude indiquait également que «sur la base de la directive 2009/28/CE, tous les pays ont un accès prioritaire au réseau pour les sources d'énergie renouvelables. La législation nationale allemande exige en outre que les éoliennes puissent à tout moment alimenter le réseau de transport national allemand. Toutefois, en cas d'insuffisance de la capacité de transport, les exigences formelles en matière d'accès au réseau peuvent être satisfaites au moyen de mécanismes d'échanges de contrepartie ou de mesures relatives au marché d'équilibrage». Par conséquent, tant la question de la gestion de la congestion que la solution possible par l'intermédiaire des échanges de contrepartie étaient déjà examinées.

(66) Néanmoins, l'approche en matière de gestion de la congestion a continué à faire l'objet de discussions, y compris avec les services de la Commission européenne. Dans des présentations très similaires faites le 14 novembre 2012 et (sur la base du plan de projet révisé) le 3 septembre 2014, le GRT Energinet.dk a expressément indiqué que «le modèle de gestion de la congestion est un élément déterminant de la décision d'investissement». Les deux présentations évoquent expressément les interprétations potentiellement divergentes de l'accès prioritaire prévu à l'article 16 de la directive 2009/28/CE, d'une part, et du principe de maximisation prévu à l'article 16 du règlement (CE) n° 714/2009, d'autre part.

(67) Décrivant clairement la manière dont les GRT avaient l'intention de résoudre ces divergences pour le projet KF, les présentations indiquaient que «la capacité de production d'énergie éolienne vers le réseau terrestre sera réservée sur la base des prévisions journalières» et que «la capacité restante doit être allouée au couplage du marché [définissant ainsi la capacité disponible pour les échanges] et utilisée de la même manière que la capacité sur d'autres interconnexions». La présentation de 2014 ne mettait certes pas en exergue (par écrit) la réduction de la capacité du marché par rapport au plan de projet précédent, mais ne la dissimulait pas non plus. Au contraire, les deux présentations suivent exactement la même structure et il suffit de les consulter en parallèle pour percevoir clairement la différence.

(68) Ainsi, depuis 2010, l'importance de l'approche en matière de gestion de la congestion a été réitérée à l'occasion de plusieurs réunions avec les régulateurs nationaux et les services de la Commission européenne, qui ont souligné que certaines exigences juridiques du droit dérivé pourraient être interprétées comme contradictoires. Les présentations les plus récentes exposent aussi clairement l'approche que les parties prenantes au projet entendent adopter pour résoudre ce problème, ainsi que l'incidence que celle-ci aurait sur la capacité transfrontalière. Au cours de ces années, les autorités nationales et la Commission ont continué de soutenir le projet, y compris au moyen de contributions financières importantes, sans demander de modification de la structure du projet.

(69) La Commission fait également remarquer que le concept proposé a fait l'objet de discussions approfondies avec les autorités nationales concernées, et qu'aucun des régulateurs nationaux consultés n'a soulevé d'objection concernant le concept de gestion de la congestion envisagé. Au contraire, le concept a été approuvé par tous les régulateurs de la région de la Hanse lors de l'approbation de la méthode de calcul de la capacité appliquée dans cette région.

(70) Naturellement, le simple fait que les autorités nationales et la Commission n'aient pas formulé depuis plusieurs années de réserves d'ordre juridique concernant un projet ne saurait en aucun cas être considéré comme une justification de l'octroi d'une dérogation à ce projet. En outre, comme le souligne également une réponse à la consultation, certaines modifications (ou clarifications) des exigences réglementaires sont attendues pour les projets dont la période de mise en œuvre est très longue. Toutefois, compte tenu de la complexité du sujet et des discussions approfondies sur le cadre réglementaire, la Commission ne peut exclure que les parties prenantes au projet aient pu raisonnablement supposer qu'elles pourraient poursuivre le projet comme prévu. Ce point a également été repris dans plusieurs contributions adressées à la Commission, y compris dans celles qui portaient un regard plutôt critique sur la dérogation. En outre, si les régulateurs nationaux, les ministères ou la Commission avaient soulevé des objections, le projet aurait peut-être pu être adapté avant le début de son exploitation, par exemple en augmentant la capacité de connexion vers la terre en réponse à l'augmentation des flux pour les échanges (comme cela avait été initialement prévu, puis abandonné lorsque le projet a été modifié).

(71) La raison pour laquelle la gestion de la congestion a été mentionnée comme un élément *essentiel* de la décision d'investissement était que celle-ci devait tenir compte des intérêts de toutes les parties prenantes. Il s'agissait notamment du rôle des installations éoliennes en mer, qui ont reçu des subventions par l'intermédiaire de différents systèmes d'aide nationaux. Il est clair que si une capacité maximale devait être allouée aux échanges, cela augmenterait la probabilité que la production des installations éoliennes en mer soit réduite.

(72) Bien entendu, dans la mesure où la réduction est non fondée sur le marché, l'article 13, paragraphe 7, octroie à ces installations de production une compensation financière intégrale des pertes de recettes provenant des régimes d'aide et des ventes sur le marché journalier. Lorsque les pertes de recettes sont susceptibles d'être plus élevées (par exemple, en raison du marché infrajournalier ou des services de réseau), le règlement ne prévoit aucune obligation de compensation (bien qu'une telle obligation puisse découler du droit national). En tout état de cause, une augmentation significative de la réduction des parcs éoliens en mer modifierait considérablement les hypothèses de base du projet, qui visait à accroître les possibilités pour les parcs éoliens en mer de transporter de l'électricité vers la terre, à accroître la fiabilité de l'approvisionnement en électricité de la zone DK2 et à accroître la capacité pour les échanges, sans toutefois modifier sensiblement la situation des parcs éoliens en mer existants ni la priorité accordée à leur alimentation dans leur cadre national respectif. Si les parties prenantes au projet avaient su que la capacité maximale devait être mise à disposition pour les échanges en dépit des droits d'accès prioritaires des parcs éoliens, le projet n'aurait donc jamais été réalisé.

(73) Compte tenu du fait que l'approche envisagée a été expliquée à l'occasion d'échanges réguliers avec les régulateurs nationaux, les ministères et la Commission, il est plausible que les parties prenantes au projet aient pu mal comprendre la situation juridique. Au vu de ce qui précède, et compte tenu de l'attention particulière qu'il convient d'accorder aux défis auxquels est confronté ce projet particulier de démonstration concernant des actifs hybrides, l'application d'exigences légales qui nécessiteraient des modifications profondes des bases du projet et qui, si elles avaient été clarifiées plus tôt, auraient pu empêcher la réalisation du projet ou modifier les bases de celui-ci, pourrait effectivement être perçue comme source de problèmes importants pour l'exploitation du petit réseau connecté.

(74) La Commission peut donc conclure que l'application intégrale de l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité au réseau KF créerait des problèmes importants pour l'exploitation d'un petit réseau connecté.

5.3. **Champ d'application de la dérogation**

(75) La dérogation concerne le calcul et l'allocation de la capacité pour les échanges entre zones sur l'interconnexion KF; il s'agit de déroger aux exigences de l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité dans la mesure où il fixe un seuil minimal de 70 % de la capacité *totale* de transport de l'interconnexion KF. Au lieu de cela, l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité doit s'appliquer dans la mesure où au moins 70 % de la capacité *résiduelle* est mise à disposition, c'est-à-dire au moins 70 % de la capacité restante après déduction, sur la base des prévisions journalières, de la capacité nécessaire pour transporter la production d'électricité des parcs éoliens «Baltic 1», «Baltic 2» et «Kriegers Flak» vers leurs réseaux terrestres respectifs.

(76) Lorsque d'autres dispositions font référence au «seuil minimal» visé à l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité, cela s'entend comme renvoyant au seuil minimal fixé dans la présente décision. Cela vaut également pour les codes de réseau d'électricité et les lignes directrices pour l'électricité, y compris le règlement établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion, le règlement établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme et le règlement concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique, ainsi que les modalités, conditions et méthodes fondées sur ces règlements de la Commission.

(77) Toutes les autres exigences de l'article 16 du règlement sur l'électricité, en particulier l'obligation de mettre à disposition le niveau de capacité maximal des interconnexions dans le respect des standards de sécurité de l'exploitation sûre du réseau, restent applicables.

5.4. **Garantie que la dérogation ne fait pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables, une plus grande souplesse, le stockage d'énergie, la mobilité électrique et la participation active de la demande**

(78) L'article 64 du règlement sur l'électricité prévoit que la décision vise à garantir que la dérogation ne fait pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables, une plus grande souplesse, le stockage d'énergie, la mobilité électrique et la participation active de la demande.

(79) La décision de dérogation vise à permettre la réalisation d'un projet de démonstration inédit dont l'objectif est de garantir une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique. Elle ne fait donc pas obstacle à la transition vers les énergies renouvelables. Elle n'a pas non plus d'incidence notable sur la mobilité électrique ou la participation active de la demande.

(80) En ce qui concerne la plus grande souplesse et le renforcement du stockage d'énergie, il est important de noter que la possibilité pour les services de flexibilité (y compris le stockage) de soutenir le réseau électrique dépend directement de l'envoi de signaux d'investissement précis et clairs aux fournisseurs de ces services. Les situations de congestion structurelle à l'intérieur d'une zone de dépôt des offres entraînent une déformation des signaux d'investissement pour les services de flexibilité localisés. À titre d'exemple, les investissements dans la production d'hydrogène ou le stockage par batteries au sein du réseau KF pourraient être plus viables dans un cadre réglementaire qui reflète

correctement la congestion entre le réseau KF et les deux réseaux terrestres. Compte tenu des défis technologiques importants que posent les infrastructures en mer, cela ne signifie pas automatiquement que les investissements dans de tels projets seraient viables si une zone distincte de dépôt des offres en mer était créée exclusivement pour le réseau KF, mais il est clair que l'approche adoptée au titre de la décision de dérogation peut avoir une incidence négative sur ce potentiel d'investissement par rapport à la création d'une zone de dépôt des offres en mer.

(81) D'un autre côté, l'article 64 du règlement sur l'électricité n'exige pas que les décisions de dérogation soient prises pour maximiser le potentiel de flexibilité ou de stockage d'énergie, mais uniquement pour «viser à garantir que la dérogation n'y fait pas obstacle». En d'autres termes, la dérogation ne doit pas empêcher les évolutions qui, sans la dérogation, se produiraient naturellement. Si en revanche aucune dérogation n'était adoptée, il n'est pas certain que le réseau KF serait exploité en tant que zone distincte de dépôt des offres en mer. Comme l'ont également souligné les participants à la consultation, une zone de dépôt des offres en mer pourrait présenter des avantages considérables pour le fonctionnement du marché, la transparence et l'utilisation efficace des actifs du réseau, mais elle comporte également certaines complications, par exemple en ce qui concerne la répartition des coûts et des avantages. Si aucune zone de dépôt des offres en mer n'est créée, il n'est pas certain que l'application intégrale de l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité suffise à envoyer, dans le contexte du projet KF, des signaux d'investissement plus précis pour les services de flexibilité ou le stockage.

(82) Par conséquent, si la dérogation ne fait pas obstacle à la transition vers une plus grande souplesse, y compris en matière de stockage d'énergie, il importe de prendre en considération la nécessité d'envoyer des signaux d'investissement appropriés et l'incidence de la dérogation sur d'éventuels investissements dans le stockage ou d'autres services de flexibilité, notamment pour ce qui est des conditions de dérogation.

5.5. **Limitation de la dérogation dans le temps et conditions visant à renforcer la concurrence et l'intégration sur le marché intérieur de l'électricité**

(83) L'article 64 du règlement sur l'électricité dispose expressément que la dérogation est limitée dans le temps et qu'elle est soumise à des conditions visant à renforcer la concurrence et l'intégration sur le marché intérieur de l'électricité.

5.5.1. *Limitation dans le temps*

(84) Une limitation dans le temps ne peut donc pas uniquement être justifiée par le principe de proportionnalité, par exemple si une dérogation plus courte permettait de résoudre les problèmes rencontrés ou si une dérogation plus longue entraînait une charge disproportionnée pour les acteurs du marché. Le règlement prévoit une limitation *obligatoire* à plusieurs fins. Tout d'abord, le règlement part du principe que le cadre réglementaire général peut s'appliquer à toutes les situations du marché intérieur, et qu'une telle application générale est bénéfique pour la société. Bien que l'article 64 reconnaisse que des dérogations peuvent être requises pour des situations spécifiques, ces dérogations sont susceptibles d'accroître la complexité du réseau dans son ensemble et peuvent constituer des obstacles à l'intégration, y compris dans les régions voisines. En outre, la justification de la dérogation est généralement fondée sur le cadre technique et réglementaire de l'époque et sur une topologie de réseau donnée. Toutes ces situations ont vocation à évoluer. Enfin, il est important que les acteurs du marché soient en mesure de prévoir suffisamment à l'avance les changements réglementaires. Toutes les dérogations doivent donc être limitées dans le temps.

(85) Le seul cas dans lequel le règlement prévoit des possibilités générales de dérogation sans limitation dans le temps concerne les régions ultrapériphériques au sens de l'article 349 du TFUE qui ne peuvent pas être interconnectées au marché de l'énergie de l'Union pour des raisons physiques évidentes. Cela est aisément compréhensible, car ces régions n'ont aucune incidence sur le marché intérieur de l'électricité. Étant donné que le réseau KF n'est pas situé dans une région ultrapériphérique, la dérogation doit donc être limitée dans le temps de manière claire et prévisible.

(86) La demande de dérogation propose une limitation dans le temps fondée sur l'exploitation et la connexion des trois parcs éoliens en mer. Le libellé n'indique donc pas une demande illimitée dans le temps. Toutefois, cette condition n'est pas suffisamment précise quant à ce qui constitue encore l'«exploitation» des parcs éoliens initiaux et elle ne permet pas aux tiers de prévoir suffisamment à l'avance le cadre réglementaire.

(87) Pour éviter toute ambiguïté, il devrait être possible de déterminer clairement si un parc éolien en mer raccordé au réseau KF constitue encore l'un des parcs éoliens initiaux ou non. Ainsi, il convient d'ajouter une condition selon laquelle, à partir de la date à laquelle l'un des trois parcs éoliens cesse de fonctionner pour des raisons autres que des travaux d'entretien ou de réparation habituels d'une durée limitée ou fait l'objet de modifications importantes, ce qui est réputé être le cas au moins lorsqu'une nouvelle convention de raccordement est requise ou que la capacité de production du parc éolien est augmentée de plus de 5 %, la production de ce parc éolien n'est plus déduite de la capacité totale de transport avant le calcul de la capacité résiduelle, augmentant ainsi la capacité disponible pour les échanges sur l'interconnexion.

(88) Toutefois, si un ou deux des parcs éoliens cessent de fonctionner ou de bénéficier d'une autre manière de la dérogation, cela n'a pas d'incidence négative sur la situation commerciale des autres parcs éoliens ou sur l'exploitation du réseau. Par conséquent, la dérogation ne doit pas être levée uniquement parce que la production de l'un des parcs éoliens ne peut plus être déduite ex ante de la capacité totale de transport, mais seulement si cette déduction ne s'applique *plus à aucun des trois* parcs éoliens.

(89) En ce qui concerne la durée appropriée de la dérogation, la Commission fait observer que l'application immédiate des règles auxquelles une dérogation est demandée nécessiterait des modifications importantes des dispositions réglementaires et commerciales concernant le réseau KF, ce qui pourrait avoir des conséquences négatives sur l'exploitation des parcs éoliens.

(90) D'un autre côté, la Commission constate qu'octroyer la dérogation pour aussi longtemps que les parcs éoliens sont exploités et restent connectés pourrait signifier, compte tenu de la durée de vie moyenne des parcs éoliens en mer, que la dérogation s'appliquerait pendant 20 ans ou plus. Une dérogation d'une durée aussi longue pourrait entraîner d'importants inconvénients pour l'intégration du marché.

(91) En outre, il importe d'éviter que la dérogation accordée au réseau KF ne crée un élément immuable et rigide, quelque peu étranger, dans le cadre réglementaire qui prend forme pour les actifs en mer. Afin de garantir une flexibilité suffisante tout en offrant un degré de sécurité et de prévisibilité approprié à toutes les parties prenantes au projet et aux autres acteurs du marché, il convient de procéder à des réexamens réguliers du cadre approuvé dans la présente décision de dérogation.

(92) La Commission doit donc trouver un équilibre entre les intérêts légitimes des partenaires du projet KF et des États membres voisins qui ont placé leur confiance dans la légalité de la solution réglementaire élaborée pour ce projet inédit, d'une part, et les intérêts des consommateurs et des producteurs de l'Union à bénéficier du principe de maximisation des flux transfrontaliers, d'autre part.

(93) La Commission tient compte du fait que l'élaboration et la mise en œuvre d'une solution réglementaire ne nécessitant pas de dérogation constituent une option envisageable ([20]), mais qui demanderait beaucoup de temps et entraînerait également une complexité considérable. Il en va de même pour les adaptations contractuelles nécessaires au nouveau traitement réglementaire conforme aux règles de l'Union. En outre, étant donné que le cadre réglementaire pour les actifs hybrides en mer fait actuellement l'objet de discussions, il convient de prévoir suffisamment de temps pour garantir que de telles adaptations ne soient pas mises en chantier avant qu'une une base solide et claire soit en place. Il semble donc approprié d'accorder la dérogation pour une période de dix ans.

(94) Toutefois, il ne peut être totalement exclu qu'une dérogation demeure nécessaire pour maintenir l'équilibre économique et assurer la viabilité du réseau KF, y compris au-delà de cette période de dix ans. La Commission peut donc prolonger ce délai, si nécessaire. La dérogation et ses prolongations éventuelles ne devraient pas dépasser une période de 25 ans, car une telle période excéderait la durée de vie restante escomptée des parcs éoliens.

(95) L'examen par la Commission de toute demande de prolongation comprend une évaluation visant à déterminer s'il est possible de modifier la structure du projet de manière à permettre l'intégration complète du réseau KF dans le cadre réglementaire général, par exemple en définissant des zones de dépôt des offres en mer. Toute modification de la structure du projet devrait tenir dûment compte de l'équilibre économique établi dans le cadre de la décision de dérogation. Une procédure détaillée pour la demande et l'octroi de cette prolongation est exposée à la section 5.5.3.

([20]) Lors de la consultation, les parties prenantes ont notamment attiré l'attention sur la possibilité de créer une zone de dépôt des offres en mer pour le projet.

5.5.2. *Autres conditions*

(96) En ce qui concerne les autres conditions à imposer, une augmentation forcée de la capacité minimale disponible pour les échanges sur un projet qui n'a pas été modifié par ailleurs contribuerait directement à reposer le problème à résoudre par la dérogation dans les heures où les câbles du réseau KF sont touchés par une congestion. Par contre, lorsque ces câbles ne sont pas touchés par une congestion, le principe de maximisation s'applique en tout état de cause, de sorte que la capacité maximale techniquement réalisable doit déjà être mise à disposition, jusqu'à concurrence de la capacité totale de transport du réseau de transport.

(97) Cela étant dit, une marge d'augmentation de la capacité disponible ne peut être totalement exclue à plus long terme. En particulier, les plans antérieurs du projet prévoyaient encore la construction de câbles en courant continu supplémentaires, et ces plans ont été abandonnés en raison de la multiplication par 2,5 du coût des composants nécessaires (voir les considérants 40 à 42 ci-dessus). Il n'est donc pas exclu que de tels investissements puissent être réalisés à l'avenir. La convention de subvention pour le projet KF prévoyait notamment la possibilité d'intégrer un parc éolien suédois au réseau KF et évoquait la possibilité d'augmenter la capacité dans un tel scénario.

(98) Lorsque de nouvelles évolutions technologiques ou commerciales ou de nouveaux investissements dans de nouveaux parcs éoliens en mer à proximité du réseau KF rendent la modernisation du réseau existant ou la construction de nouveaux câbles augmentant la capacité disponible pour les échanges financièrement viable (compte tenu de la nécessité d'assurer la sécurité d'exploitation du réseau KF et des réseaux adjacents), ces investissements devraient être réalisés. En cas de demande de prolongation, l'évaluation de la Commission porte également sur la question de savoir si de tels investissements dans des capacités supplémentaires sont raisonnablement à prévoir.

(99) Si les fournisseurs de services de flexibilité manifestent un intérêt concret pour la réalisation de projets à l'intérieur ou à proximité du réseau KF susceptibles d'accroître la capacité disponible pour les échanges en recourant à des services de flexibilité (par exemple, le stockage d'énergie éolienne excédentaire dans des batteries en mer), ces investissements sont dûment pris en considération par les autorités nationales concernées, en utilisant leur potentiel d'augmentation de la capacité disponible pour les échanges jusqu'à la valeur minimale fixée à l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité.

5.5.3. *Procédure à suivre pour d'éventuelles demandes de prolongation*

(100) Afin de permettre à la Commission d'évaluer si la dérogation est toujours nécessaire en vue d'éventuelles clarifications et modifications futures du cadre juridique applicable aux projets hybrides, les autorités nationales indiquent à la Commission, suffisamment longtemps avant la fin de la période de dérogation, si elles jugent nécessaire la prolongation de la dérogation. Si les autorités nationales souhaitent demander la prolongation de la présente dérogation, une demande conjointe est soumise suffisamment tôt avant la fin de la période de dérogation pour permettre de procéder à une analyse approfondie de la demande de prolongation et d'informer à temps les acteurs du marché sur le futur cadre réglementaire pour le réseau KF. Toute demande de ce type comprend une analyse coûts-avantages démontrant les effets de la dérogation tant sur le réseau KF qu'aux niveaux régional et européen, en comparant au moins les possibilités consistant à maintenir la dérogation sous sa forme actuelle, à augmenter la capacité disponible en réalisant des investissements supplémentaires et à intégrer pleinement le réseau KF dans le cadre réglementaire général applicable aux actifs hybrides en mer au moment de la demande de prolongation.

(101) Lorsqu'elle statue sur une demande de prolongation, la Commission tient dûment compte des intérêts économiques des parcs éoliens connectés et des gestionnaires de réseau concernés, mais aussi de l'impact socio-économique plus large de la dérogation aux niveaux régional et européen. En particulier, le réexamen déterminera si et comment le réseau KF devrait être intégré dans un cadre réglementaire plus large pour les actifs hybrides.

(102) Afin de tenir suffisamment compte des modifications apportées au cadre réglementaire ainsi que de l'évolution des technologies et du marché, toute prolongation (si elle est accordée) est limitée dans le temps.

(103) Si la Commission parvient à la conclusion que, pour accorder une prolongation, il est nécessaire d'apporter des modifications à l'approche réglementaire exposée dans la présente décision, ou que d'autres conditions sont nécessaires pour renforcer la concurrence ou l'intégration du marché, un délai suffisant est accordé pour leur mise en œuvre, permettant également d'informer suffisamment à l'avance les autres acteurs du marché d'éventuelles modifications de la capacité transfrontalière disponible,

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

Une dérogation aux dispositions de l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943 est accordée à l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak». Pour déterminer si les niveaux minimaux de capacité disponible pour les échanges entre zones sont atteints, la capacité de base à utiliser pour calculer la capacité minimale est la capacité résiduelle après déduction, sur la base des prévisions journalières, de la capacité nécessaire pour transporter la production d'électricité depuis les parcs éoliens raccordés à l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak» vers leurs réseaux terrestres nationaux respectifs, et non la capacité totale de transport.

L'article 16, paragraphe 1, du règlement (UE) 2019/943 demeure pleinement applicable, et le niveau de capacité maximal de l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak» et des réseaux de transport concernés par la capacité transfrontalière de l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak», jusqu'à concurrence de la capacité totale du réseau de l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak», est mis à la disposition des acteurs du marché qui respectent les normes de sécurité pour une exploitation sûre du réseau.

Article 2

La dérogation prévue à l'article 1er s'étend à toutes les références à la capacité minimale à mettre à disposition pour les échanges en vertu de l'article 16, paragraphe 8, du règlement (UE) 2019/943, faites dans le règlement (UE) 2019/943 et dans les règlements de la Commission qui s'y rapportent.

Article 3

La dérogation prévue à l'article 1er est applicable pendant dix ans à compter de l'adoption de la présente décision de la Commission. Cette période peut être prolongée par la Commission conformément à l'article 4. La durée totale de la dérogation, y compris les prolongations éventuelles, ne dépasse pas 25 ans.

Lorsque l'un des trois parcs éoliens raccordés à l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak» cesse de fonctionner pour des raisons autres que des travaux d'entretien ou de réparation habituels d'une durée limitée, ou lorsque l'un de ces parcs éoliens fait l'objet de modifications importantes, les prévisions d'électricité produite par ce parc éolien ne sont plus déduites en vertu de l'article 1er, augmentant ainsi la capacité disponible pour les échanges sur l'interconnexion. Les interruptions de la production dues au bas niveau des prix du marché ou aux instructions des gestionnaires de réseau ne doivent pas être prises en considération. Les modifications sont considérées comme significatives dès lors qu'une nouvelle convention de raccordement est requise ou que la capacité de production du parc éolien est augmentée de plus de 5 %.

Article 4

Les autorités danoises et allemandes peuvent demander à la Commission de prolonger la période de dérogation prévue à l'article 3. Toute demande de ce type est présentée suffisamment à l'avance avant la fin de la période de dérogation. Toute demande de prolongation de la dérogation comprend une analyse des coûts et avantages de l'approche réglementaire choisie dans le cadre de la dérogation, y compris une analyse quantitative. Elle comprend également une analyse des autres solutions possibles, notamment l'intégration de l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak» dans le réseau réglementé général des actifs hybrides en mer applicable à ce moment-là, la création d'une zone distincte de dépôt des offres en mer pour l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak», et/ou la réalisation d'investissements supplémentaires pour accroître la capacité de transport disponible. Si, à la suite d'une demande de prolongation, la Commission parvient à la conclusion qu'il est nécessaire d'apporter des modifications à l'approche réglementaire exposée dans la présente décision, ou que d'autres conditions sont nécessaires pour renforcer la concurrence ou l'intégration du marché, un délai suffisant est accordé pour leur mise en œuvre, permettant également d'informer suffisamment à l'avance les autres acteurs du marché d'éventuelles modifications de la capacité transfrontalière disponible.

Article 5

Si les fournisseurs de services de flexibilité manifestent un intérêt concret pour la réalisation de projets susceptibles d'accroître la capacité disponible pour les échanges au sein de l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak» en recourant à des services de flexibilité, ces investissements sont dûment pris en considération par les autorités danoises et allemandes, en utilisant leur potentiel d'augmentation de la capacité disponible pour les échanges jusqu'à la valeur minimale fixée à l'article 16, paragraphe 8, du règlement sur l'électricité. Lorsque de tels investissements sont proposés mais ne sont pas permis dans l'installation commune d'interconnexion «Kriegers Flak», les autorités nationales en informent la Commission.

Article 6

Le Royaume de Danemark et la République fédérale d'Allemagne sont destinataires de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 11 novembre 2020.

Par la Commission
Kadri SIMSON
Membre de la Commission