

BESCHLÜSSE

BESCHLUSS (EU) 2020/2123 DER KOMMISSION

vom 11. November 2020

zur Gewährung einer Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak (Kriegers Flak combined grid solution) gemäß Artikel 64 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates für die Bundesrepublik Deutschland und das Königreich Dänemark

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2020) 7948)

(Nur der deutsche und der dänische Text sind verbindlich)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

gestützt auf die Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt ⁽¹⁾ (im Folgenden „Elektrizitätsverordnung“), insbesondere auf Artikel 64,

nach Unterrichtung der Mitgliedstaaten über den Antrag,

in Erwägung nachstehender Gründe:

1. VERFAHREN

- (1) Am 1. Juli 2020 beantragten die dänischen und die deutschen Behörden bei der Europäischen Kommission eine Freistellung für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak (im Folgenden „KF“) gemäß Artikel 64 der Elektrizitätsverordnung.
- (2) Am 7. Juli veröffentlichte die Europäische Kommission den Antrag auf Freistellung auf ihrer Website ⁽²⁾ und forderte die Mitgliedstaaten und Interessenträger auf, bis zum 31. August 2020 Stellung zu nehmen. In der Sitzung der Ratsgruppe „Energie“ vom 13. Juli 2020 wurden die Mitgliedstaaten ferner davon in Kenntnis gesetzt, dass ein Antrag auf eine Freistellung gestellt wurde und dass Stellungnahmen übermittelt werden können.

2. DIE KOMBINIerte NETZLÖSUNG KRIEGERS FLAK

- (3) Kriegers Flak bezeichnet als geografisches Gebiet ein Riff in der Ostsee, das sich über die Wirtschaftszonen Dänemarks, Deutschlands und Schwedens erstreckt. Das Gebiet des Riffs ist durch relativ flaches Gewässer gekennzeichnet, folglich waren bereits im Jahr 2007 Dänemark, Deutschland und Schweden an der Entwicklung von Windparks in diesem Gebiet interessiert. Zunächst haben die Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden „ÜNB“) aus allen drei Mitgliedstaaten die Möglichkeit geprüft, ein gemeinsames Projekt zur Verknüpfung von Bauprojekten im betreffenden Gebiet zu entwickeln. Seit 2010 wurde das Projekt zum Bau eines Windparks, der zwei Länder verbindet (ein sogenanntes „Hybridprojekt“), lediglich von den dänischen und deutschen Netzbetreibern durchgeführt.
- (4) Gemäß dem Antrag auf Freistellung bestand das Hauptziel der Entwicklung von KF als Hybridprojekt darin, die Nutzung der Verbindungen zwischen den Windparks und ihrem jeweiligen Onshore-Netz zu steigern, indem diese Kapazität für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung gestellt wird, wenn sie nicht in vollem Umfang für die Übertragung von in Windparks generiertem Strom an das Festlandnetz benötigt wurde.

⁽¹⁾ ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54.

⁽²⁾ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf

- (5) Ende 2010 unterzeichneten Energinet.dk (der dänische ÜNB) und 50Hertz (der deutsche ÜNB für dieses Gebiet) eine Finanzhilfvereinbarung über einen Beitrag von 150 Mio. EUR aus dem Europäischen Energieprogramm zur Konjunkturbelebung („EEPR“). Im Jahr 2013 wurde KF auch in die erste Liste von Vorhaben von gemeinsamem Interesse im Anhang der Delegierten Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 der Kommission ⁽³⁾ aufgenommen. Das Konzept des KF, einschließlich des Konzepts für die geplante Behandlung von Stromflüssen bei Engpässen (im Folgenden „Engpassmanagement“), war Gegenstand intensiver Diskussionen mit den beteiligten nationalen Energieregulierungsbehörden und wurde auch im Rahmen von Besprechungen mit der Europäischen Kommission dargelegt.
- (6) Das KF als weit gefasstes Projekt umfasst folgende Elemente (siehe auch Abbildung 1):
- a) Die Windparks Baltic 1 und Baltic 2, beide in den deutschen Abschnitten der Ostsee. Baltic 1 wurde 2011 in Betrieb genommen und verfügt über eine Kapazität von 48 MW. Baltic 2 wurde 2015 in Betrieb genommen und verfügt über eine Kapazität von 288 MW.
 - b) Der Offshore-Windpark unter der Bezeichnung „Kriegers Flak“, in den dänischen Abschnitten der Ostsee. Dieser Windpark mit einer Kapazität von 600 MW soll 2022 in Betrieb genommen werden.
 - c) Der Netzanschluss von den deutschen Windparks zur deutschen Küste mit einer Kapazität von ca. 400 MW, unter Verwendung von Wechselstrom bei einer Spannung von 150 kV über eine Entfernung von 136 km, 2011 bzw. 2015 in Betrieb genommen.
 - d) Der Netzanschluss vom dänischen Windpark zur dänischen Küste (in Gebotszone Dänemark 2) mit einer Kapazität von 680 MW, unter Verwendung von Wechselstrom bei einer Spannung von 220 kV über eine Entfernung von 77 bis 80 km, 2019 in Auftrag gegeben.
 - e) Eine Gegentakt-Umspannanlage in Bentwisch (Deutschland), die die Synchronegebiete Nordeuropa und Kontinentaleuropa asynchron miteinander verbindet.
 - f) Zwei Wechselstrom-Hochspannungskabel, die die Windparks Kriegers Flak und Baltic 2 mit einer Leistung von 400 MW über eine Entfernung von 24,5 km verbinden.
 - g) Um die Plattformen Kriegers Flak und Baltic 2 miteinander zu verbinden, mussten beide Offshore-Plattformen erweitert werden.
 - h) Die Hauptsteuerung für den Betrieb der Verbindungsleitungen — Master Controller for Interconnector Operation („MIO“). Mit der MIO wird der Lastfluss in Echtzeit über die Gegentakt-Umspannanlage kontrolliert, das Countertrading ausgelöst, wenn aufgrund einer über den Schätzwerten liegenden Windkraftherzeugung ein Engpass auftritt, gegebenenfalls als letztes Mittel Einschränkungen der Offshore-Windparks ausgelöst, und die Sollwerte für Spannung und Blindleistung an der Gegentakt-Umspannanlage zur Sicherstellung einer stabilen Spannung angepasst. Außerdem wird stündlich die verbleibende Übertragungskapazität prognostiziert, die dem Markt zur Verfügung gestellt werden soll.
- (7) Von den oben genannten Anlagen werden in dem Antrag auf eine Freistellung die Windparks nicht als formale Komponente des KF-Projekts betrachtet (das somit auf die Anlagen c) bis h) des Übertragungsnetzes beschränkt ist).

⁽³⁾ Delegierte Verordnung (EU) Nr. 1391/2013 der Kommission vom 14. Oktober 2013 zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur in Bezug auf die Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse (ABl. L 349 vom 21.12.2013, S. 28).

Abbildung 1

Karte des KF-Projektgebiets und der wichtigsten Netzkomponenten



- (8) Darüber hinaus stehen nur die Anlagen e) bis h) in unmittelbarem Zusammenhang mit der Kombination der nationalen Netze. Nur diese Anlagenkomponenten (in den Abbildungen 1 und 2 als „KF-CGS-Anlagen“ gekennzeichnet) wurden daher aus EU-Mitteln kofinanziert.

Abbildung 2

KF-CGS-Anlagen



3. DIE BEANTRAGTEN FREISTELLUNGEN

- (9) Alle beantragten Freistellungen zielen darauf ab, die Kapazität des KF-Systems an der Grenze zwischen der Gebotszone Dänemark 2 (DK2) und der Gebotszone Deutschland-Luxemburg (DE-LU) zuzuweisen, und zwar schwerpunktmäßig den Offshore-Windparks die direkt an das KF-System angeschlossen sind.

- (10) Die Antragsteller beantragen für das KF-Netz eine Freistellung in Bezug auf eine Reihe der nachstehend beschriebenen Anforderungen, die sich alle auf die verfügbare Mindestkapazität für den Handel gemäß Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung beziehen.

3.1. Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung

- (11) In Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung ist festgelegt, dass die Übertragungsnetzbetreiber die den Marktteilnehmern zur Verfügung zu stellende Verbindungskapazität nicht beschränken dürfen, um einen Engpass in ihrer eigenen Gebotszone zu beheben oder um Stromflüsse zu bewältigen, die aufgrund von Transaktionen innerhalb der Gebotszonen entstanden sind. Die Bestimmungen dieses Absatzes gelten als erfüllt, wenn bei Grenzen, bei denen ein Ansatz der koordinierten Nettoübertragungskapazität angewandt wird, ein Mindestwert von 70 % der Übertragungskapazität, welche die Betriebssicherheitsgrenzwerte einhält und wegen der Ausfallvarianten einen Abzug vornimmt, die gemäß der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement ermittelt wurden, für den zonenübergreifenden Handel verfügbar sind. Die deutschen und die dänischen Behörden beantragen, dass dieser Mindestprozentsatz nicht für die gesamte Übertragungskapazität gelten sollte, die die Betriebssicherheitsgrenzwerte nach Abzug wegen Ausfallvarianten einhält. Vielmehr sollte dieser nur für die verbleibende Kapazität gelten, nachdem die gesamte für die Übertragung der Produktion von den an das KF-Netz angeschlossenen Windparks an Land erwartete Kapazität abgezogen wurde („Restkapazität“).
- (12) Wären beispielsweise von einer Übertragungskapazität von 400 MW 320 MW für den Transport von Windenergie an Land erforderlich, so wären im Einklang mit dem Antrag auf Freistellung nur 80 MW Gegenstand der Anforderungen des Artikel 16 Absatz 8. Würden folglich mindestens 70 % der 80 MW für den zonenübergreifenden Handel bereitgestellt, sollte dies nach Auffassung der deutschen und dänischen Behörden als ausreichend angesehen werden, um die Anforderungen des Artikels 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung zu erfüllen. Die Kapazität, die vor der Berechnung der Mindestkapazität, die im Day-Ahead-Zeitrahmen für den Handel zur Verfügung gestellt wird, von der Gesamtkapazität abgezogen wird, stützt sich auf die Prognosen der beiden ÜNB für die Windenergieproduktion in der Day-Ahead-Phase. Ungenutzte Kapazität nach der Vergabe von Day-Ahead-Kapazität wird auf dem Intraday-Markt zur Verfügung gestellt.
- (13) Es sei darauf hingewiesen, dass dieser Ansatz, so wie im Antrag dargelegt, derzeit in der Kapazitätsberechnungsmethodik der Kapazitätsberechnungsregion Hansa für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitrahmen zum Tragen kommt. Die Kapazitätsberechnungsregion Hansa deckt auch das Projekt Kriegers Flak ab. Die Kapazitätsberechnungsmethode der Region Hansa wurde am 16. Dezember 2018 von den nationalen Regulierungsbehörden der Region Hansa vereinbart. Die Kapazitätsberechnungsmethode der Kapazitätsberechnungsregion Hansa für den Terminzeitbereich und eine aktualisierte Methodik für den Day-Ahead- und den Intraday-Zeitbereich konnten zwischen den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden der Region noch nicht vereinbart werden, insbesondere weil keine Einigung über den Kapazitätsberechnungsansatz für die Verbindungsleitung für Kriegers Flak erzielt werden konnte. Daher wurde die Frist für den Abschluss einer Vereinbarung verlängert, mit der Erwartung, im Rahmen des vorliegenden Freistellungsverfahrens Klarheit zu schaffen. ⁽⁴⁾

3.2. Artikel 12, 14, 15 und 16 der Elektrizitätsverordnung

- (14) Die Artikel 12, 14, 15 und 16 der Elektrizitätsverordnung beziehen sich in mehreren Fällen auf das Mindestniveau der verfügbaren Kapazität gemäß Artikel 16 Absatz 8. Die deutschen und die dänischen Behörden beantragen eine Freistellung dahin gehend, dass das in diesen Artikeln genannte Mindestkapazitätsniveau die oben berechnete Mindestkapazität, d. h. 70 % der Restkapazität, widerspiegelt.
- (15) Die Kommission betrachtet dies nicht als gesonderte Anträge auf Freistellung. Es ist wichtig, darauf hinzuweisen, dass Artikel 64 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung keine Freistellungen von Artikel 12 der Elektrizitätsverordnung zulässt. Sofern jedoch eine Freistellung von Artikel 16 Absatz 8 zu einer anderen Berechnung des Mindestkapazitätsniveaus führt, sind alle Verweise auf diesen Mindestwert in der Verordnung als Bezugnahme auf den im Beschluss über die Freistellung festgelegten Wert zu verstehen.

⁽⁴⁾ Siehe die ACER-Entscheidung 6/2020 vom 7. Februar 2020 über den Antrag der Regulierungsbehörden der Kapazitätsberechnungsregion Hansa auf Verlängerung der Frist für eine Einigung über die Methodik zur Berechnung der langfristigen Kapazität, 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. Netzkodizes und Leitlinien

- (16) Auf der Grundlage des Antrags wird die Freistellung auch bei den jeweiligen Kapazitätsberechnungen gemäß der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission ⁽⁵⁾ zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätszuweisung und das Engpassmanagement („CACM“), der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission ⁽⁶⁾ zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität („FCA“) und der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission ⁽⁷⁾ zur Festlegung einer Leitlinie für den Stromausgleich („EB“) berücksichtigt. Soweit Freistellungen in Bezug auf die im Rahmen dieser Verordnungen der Kommission angenommenen Methodiken beantragt werden, gelten solche Anträge nicht als gesonderte Anträge, sondern werden als untrennbar mit dem Antrag auf Freistellung von der Elektrizitätsverordnung verbunden aufgefasst. Soweit eine Bestimmung der Elektrizitätsverordnung aufgrund einer Freistellung nicht oder nur teilweise für ein Projekt gilt, sind auch Methoden, die im Rahmen von Rechtsvorschriften auf niedrigerer Ebene angenommen wurden und die sich auf die jeweilige Bestimmung der Elektrizitätsverordnung beziehen oder darauf beruhen, nicht anwendbar.
- (17) In dem Antrag auf Freistellung wird ferner dargelegt, dass die Reservierung von Kapazität auf dem langfristigen Markt auf der Grundlage der nach Abzug der installierten Windkraftkapazität verbleibenden Kapazität erfolgt. Die Reservierung von Kapazität in den anderen Marktzeiteinheiten erfolgt auf der Grundlage der nach Abzug der prognostizierten Windkrafteinspeisung verbleibenden Kapazität. In dem Antrag wird zwar dargelegt, dass die Einschränkung von Offshore-Windparks (dieser Verweis gilt nur für die Windparks Baltic 1 und 2 sowie Kriegers Flak) durch die Reservierung von grenzüberschreitenden Kapazitäten für den zonenübergreifenden Handel in allen Marktzeiteinheiten vermieden werden soll, doch versteht die Kommission diesen Antrag als die beabsichtigte Folge der anderen beantragten Freistellungen und des beschriebenen Ansatzes für die Kapazitätsberechnung und -vergabe, nicht aber als einen Antrag auf separate Freistellungen. Insbesondere wird in dem Antrag ausdrücklich dargelegt, dass die zugewiesene Kapazität verbindlich sein sollte, d. h., die zugewiesene Übertragungskapazität darf nicht eingeschränkt werden, um eine Einschränkung der Offshore-Windparks zu verhindern.

3.4. Geltungsdauer der beantragten Freistellung

- (18) In dem Antrag auf Freistellung wird ersucht, dass die Freistellung mit der für Q3/2020 erwarteten Inbetriebnahme von KF in Kraft tritt und gelten soll, „solange die Windparks Baltic 1 Baltic 2 und Kriegers Flak an KF angeschlossen sind“. An anderer Stelle wird auf eine Zeitbegrenzung „für die Dauer des Betriebs und Anbindung dieser Offshore-Windparks an das Netz“ verwiesen.
- (19) In der Auffassung der Kommission bezieht sich dies auf die derzeit betriebenen Windparks bzw., im Falle des Windparks Kriegers Flak, auf die in unmittelbarer Zukunft geplante Inbetriebnahme. Somit würde bei neuen Windparks, oder sogar bei Folgeinvestitionen in bestehende Anlagen, deren prognostizierte Produktion vor der Berechnung der Restkapazität nicht von der gesamten Übertragungskapazität abgezogen werden.

4. WÄHREND DES KONSULTATIONSZEITRAUMS EINGEGANGENE STELLUNGNAHMEN

- (20) Während der Konsultation gingen bei der Kommission Stellungnahmen von fünf verschiedenen Interessenträgern sowie von einem Mitgliedstaat ein.
- Vier der sechs Stellungnahmen sprachen sich für die beantragte Freistellung aus oder haben zumindest ihr Verständnis für die beantragte Freistellung zum Ausdruck gebracht. In zwei dieser Stellungnahmen wurden jedoch klare zeitliche Begrenzungen der Freistellung im Hinblick auf eine rasche Anpassung des Projekts an den unionsrechtlichen Rahmen gefordert. Eine andere Stellungnahme bezog sich nicht direkt auf den Antrag auf Freistellung, während in der sechsten Stellungnahme eine Ablehnung der Freistellung befürwortet bzw. als zweitbeste Lösung eine zeitliche Begrenzung mit kurzer Dauer vorgeschlagen wurde.
 - Was die Dauer einer möglichen Freistellung betrifft, so sprachen sich zwei von den vier Stellungnahmen zugunsten der Gewährung einer Freistellung dafür aus, dass diese die gesamte Lebensdauer der verbundenen Windparks abdecken sollte, während in einer Stellungnahme die Angabe der Dauer der Freistellung ohne konkrete Angabe zur Dauer gefordert wurde, und in einem weiteren Antrag eine befristete Freistellung gefordert wurde, wobei als Beispiel eine fünfjährige Befristung im Hinblick auf die Entwicklung einer Offshore-Gebotszonenlösung für KF angeführt wurde.

⁽⁵⁾ Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L 197 vom 25.7.2015, S. 24).

⁽⁶⁾ Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (ABl. L 259 vom 27.9.2016, S. 42).

⁽⁷⁾ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem (ABl. L 312 vom 28.11.2017, S. 6).

- In fünf der sechs Stellungnahmen wurde betont, dass ein (an Bedingungen geknüpfter) Ad-hoc-Beschluss über die Freistellung zwar aufgrund der einzigartigen Merkmale im vorliegenden Fall gerechtfertigt sein könne, Freistellungen aber keine geeignete Alternative zur Festlegung eines umfassenderen Rechtsrahmens seien, um eine dauerhafte regulatorische Lösung zu gewährleisten. Eine solche regulatorische Lösung wäre nicht nur für künftige Hybridprojekte nützlich, sondern könnte auch die Möglichkeit bieten, die Freistellung nach einer gewissen Zeit zu ersetzen, und zwar nach der Zeit, die erforderlich ist, um eine Einigung über die regulatorische Behandlung und eine mögliche Neuaushandlung von KF-Verträgen zu erzielen. In der sechsten Stellungnahme wurde eingeräumt, dass sich der Rahmen geändert hat, jedoch wurde betont, dass es bei langfristigen Projekten durchaus normal sei, bestimmte rechtliche Änderungen zu akzeptieren.
- In Bezug auf den Inhalt einer solchen dauerhaften Regulierungslösung, die außerhalb des Anwendungsbereichs dieses Beschlusses über die Freistellung liegt, wird in zwei Stellungnahmen betont, dass die Unterstützung direkt auf marktbasierter Weise (z. B. durch Auktionen) und nicht indirekt über künstlich hohe Strompreise oder betriebliche Sonderbehandlung wie vorrangige Einspeisung und fehlende Ausgleichsmaßnahmen gewährt werden sollte. In einer Stellungnahme wird konkreter ausgeführt, dass die Unterstützung von Offshore-Gebotszonen eine vielversprechende Lösung darstelle, die in Zukunft auch auf KF angewandt werden könnte. Gleichzeitig wird betont, dass bei der Marktgestaltung nicht zwischen Onshore- und Offshore-Anlagen unterschieden werden sollte, wobei anerkannt wird, dass die Verteilungseffekte von Offshore-Gebotszonen eingehender bewertet werden müssen.

5. BEURTEILUNG

- (21) Gemäß Artikel 64 der Elektrizitätsverordnung kann eine Freistellung von den einschlägigen Bestimmungen der Artikel 3 und 6, des Artikels 7 Absatz 1, des Artikels 8 Absätze 1 und 4, der Artikel 9, 10 und 11, der Artikel 14 bis 17, der Artikel 19 bis 27, der Artikel 35 bis 47 und des Artikels 51 der Verordnung gewährt werden, wenn der/die Mitgliedstaat(en) (in diesem Fall sowohl Dänemark als auch Deutschland) nachweisen kann (können), dass beim Betrieb kleiner, isolierter Netze oder kleiner verbundener Netze erhebliche Probleme auftreten.
- (22) Mit Ausnahme von Gebieten in äußerster Randlage ist die Freistellung befristet und an Bedingungen geknüpft, die einen verstärkten Wettbewerb und eine stärkere Integration in den Elektrizitätsbinnenmarkt zum Ziel haben.
- (23) Schließlich hat die Freistellung zum Ziel sicherzustellen, dass der Übergang zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen durch die Freistellung ebenso wenig behindert wird wie der Übergang zu mehr Flexibilität, Energiespeicherung, Elektromobilität und Laststeuerung.

5.1. Kleine isolierte oder kleine Verbundnetze

- (24) Die Elektrizitätsverordnung sieht keine generellen automatischen Freistellungen für kleine verbundene oder kleine isolierte Netze vor. Insofern wird in der Verordnung davon ausgegangen, dass trotz der großen Vielfalt an Umfang und technischen Merkmalen der Elektrizitätsnetze in der EU alle diese Netze im Einklang mit dem Rechtsrahmen in seinem vollem Umfang betrieben werden können und sollten.
- (25) Diese Annahme kann jedoch insofern eingeschränkt werden, als nach Artikel 64 Absatz 1 der Elektrizitätsverordnung eine Freistellung von der Anwendung festgelegter Bestimmungen der Elektrizitätsverordnung möglich ist, wenn die Mitgliedstaaten unter anderem nachweisen, dass die Anwendung dieser Bestimmungen auf kleine isolierte Netze zu erheblichen Problemen führen könnte, insbesondere aufgrund der geografischen Gegebenheiten oder der für die betreffenden Netze relevanten Nachfrageprofile. Dies gilt beispielsweise für bestimmte kleine und isolierte Mittelmeerinseln mit einer sehr geringen Nachfrage im Winter und einem deutlichen Anstieg der Nachfrage in kurzen Zeiträumen der touristischen Saison ⁽⁸⁾.
- (26) Zusätzlich zu den *isolierten* Netzen sieht die Elektrizitätsverordnung die Möglichkeit vor, Freistellungen auch für kleine *verbundene* Netze zu gewähren. Dies wirft die Frage auf, was unter einem Netz im Sinne von Artikel 64 der Elektrizitätsverordnung zu verstehen ist. Bislang betreffen alle Kommissionsentscheidungen, mit denen Freistellungen für isolierte Netze gewährt wurden, Inseln. Die Tatsache, dass das einzige, in Artikel 64 ausdrücklich genannte Netz das von Zypern ist, einer Insel, deren Übertragungsnetz derzeit nicht an die Übertragungsnetze anderer Mitgliedstaaten angeschlossen ist, deutet darauf hin, dass es eindeutig der Faktor der Insellage war, der die Intention des Gesetzgebers bei der Gewährung einer Möglichkeit der Freistellung für kleine isolierte oder kleine verbundene Netze bestimmte.

⁽⁸⁾ Siehe Beschluss 2014/536/EU der Kommission vom 14. August 2014 über die Ausnahme der Hellenischen Republik von bestimmten Vorschriften der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 248 vom 22.8.2014, S. 12).

- (27) Der Begriff „Netz“ selbst wird weder in der Elektrizitätsverordnung noch in der Elektrizitätsrichtlinie definiert. In Artikel 2 Absatz 42 und 43 der Elektrizitätsrichtlinie werden jedoch die Begriffe „kleines isoliertes Netz“ bzw. „kleines Verbundnetz“ definiert. Ein kleines, isoliertes Netz wird definiert als „ein Netz mit einem Verbrauch von weniger als 3 000 GWh im Jahr 1996, bei dem weniger als 5 % seines Jahresverbrauchs durch einen Verbund mit anderen Netzen bezogen wird“, während ein kleines Verbundnetz als „ein Netz mit einem Verbrauch von weniger als 3 000 GWh im Jahr 1996, bei dem mehr als 5 % des Jahresverbrauchs durch einen Verbund mit anderen Netzen bezogen werden“ definiert wird.
- (28) Erstens gehen beide Definitionen davon aus, dass das Netz eine Entität darstellt, innerhalb deren der Stromverbrauch gemessen und definiert werden kann. Zweitens handelt es sich um eine Entität, die mit anderen Netzen verbunden werden kann. Der Begriff „Verbindungsleitung“ in Artikel 2 Absatz 39 der Richtlinie (der von der Verordnung abweicht) wird auch als „Anlage, die der Verbundschaltung von Elektrizitätsnetzen dient“ definiert. Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass ein „Netz“ die folgenden Merkmale aufweisen muss: i) es kann Abnahmestellen umfassen und ii) es kann über elektrische Kabel mit anderen Netzen verbunden werden. Dies scheint eine Auffassung von mehreren sich überschneidenden und miteinander verflochtenen Systemen als „Netz“ auszuschließen. Vielmehr müssen die einzelnen Netze klar von anderen abgegrenzt werden können. Die deutlichste Abgrenzung, die auch in der bisherigen Entscheidungspraxis der Kommission zur Anwendung kam ⁽⁹⁾, ist eine topologische Trennung eines geografischen Gebiets von einem anderen, z. B. ein Meer, das eine Insel von anderen Inseln und dem Festland trennt, oder Berge. Darüber hinaus ist es offensichtlich, dass ein „Netz“ durch bestimmte Elemente verbunden werden muss und nicht aus mehreren völlig unabhängigen und nicht miteinander verbundenen Elementen bestehen kann, sodass beispielsweise eine Kette getrennter und nicht miteinander verbundener Inseln nicht ein einziges, sondern mehrere Netzwerke bilden würde.
- (29) Im vorliegenden Fall liegt das durch Kabel als ein Element des KF verbundene Gebiet mitten im Meer. Während sich die Windparks Baltic 2 und Kriegers Flak auf dem bzw. in der Nähe des Riffs Kriegers Flak befinden, liegt der Windpark Baltic 1 zwischen dem Riff und der deutschen Küste. Die Windparks sind somit deutlich durch die Ostsee vom Festland getrennt. Das Meer trennt jedoch auch die jeweiligen Windparks voneinander. Auch wenn sie über Kabel miteinander verbunden sind, unterscheidet sich dies nicht von ihrer Anbindung an die Festlandssysteme.
- (30) Das KF-Netz bildet jedoch aufgrund des gemeinsamen Betriebs über die MIO eine Einheit. Die MIO fungiert in vielerlei Hinsicht als eine separate Betriebssteuerung: So werden die Kapazitäten autonom berechnet, Abhilfemaßnahmen bei Engpässen vorgeschlagen, Maßnahmen zur Sicherstellung der Spannungsstabilität eingeleitet und Countertrading-Dienste erworben, wenn auch unter Aufsicht der Netzbetreiber — der beiden ÜNB, die Eigentümer der Netzelemente sind. Somit ist das KF von anderen Netzen durch das Meer getrennt und zu einem einzigen Netz durch ein gemeinsames Betriebskonzept und eine gemeinsame Betriebsfunktion verbunden. Darüber hinaus ist keine Überschneidung mit anderen Netzen gegeben und man könnte auch nicht geltend machen, dass die einzelnen Windparks getrennte Netzsysteme bildeten. Keiner der beiden ÜNB kann eine einseitige Kontrolle über die Elemente des KF-Systems ausüben.
- (31) Somit stellt die kombinierte Netzanlage KF zusammen mit den angeschlossenen Windparks ein Netz im Sinne von Artikel 64 der Verordnung dar.
- (32) Ferner handelt es sich bei KF eindeutig um ein „kleines“ Netz. Bei neu geschaffenen Systemen ist es logischerweise ausgeschlossen, sich auf den Verbrauch im Jahr 1996 zu beziehen. Dieses Bezugsjahr stammt nach wie vor aus der ersten Elektrizitätsrichtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁰⁾, allerdings mit einem Schwellenwert von 2 500 GWh. Dieser Wert wurde in späteren Jahren als Bezugspunkt beibehalten, um zu verhindern, dass sich der Status der Systeme auf der Grundlage von Änderungen ihrer jährlichen Verbrauchszahlen ändert.

⁽⁹⁾ Siehe Entscheidung 2004/920/EG der Kommission vom 20. Dezember 2004 über eine Ausnahme von Bestimmungen der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Inselgruppe der Azoren (ABl. L 389 vom 30.12.2004, S. 31); Entscheidung 2006/375/EG der Kommission vom 23. Mai 2006 über die Ausnahme der Inselgruppe Madeira von Bestimmungen der Richtlinie 2003/54/EG (ABl. L 142 vom 30.5.2006, S. 35); Beschluss 2006/653/EG der Kommission vom 25. September 2006 über die Ausnahme der Republik Zypern Bestimmungen der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 270 vom 29.9.2006, S. 72); Entscheidung 2006/859/EG der Kommission vom 28. November 2006 zur Ausnahme der Republik Malta von Bestimmungen der Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 332 vom 30.11.2006, S. 32) und Beschluss 2014/536/EU der Kommission vom 14. August 2014 über die Ausnahme der Hellenischen Republik von bestimmten Vorschriften der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 248 vom 22.8.2014, S. 12).

⁽¹⁰⁾ Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 27 vom 30.1.1997, S. 20).

- (33) Sobald jedoch ein neues Netz fertiggestellt und voll funktionsfähig ist, muss sein Verbrauch zu ebendiesem Zeitpunkt als Grundlage für die Feststellung dienen, ob es sich um ein „kleines“ Netz handelt. Dies trifft auf KF zu. Das KF-Netz weist keinen nennenswerten Verbrauch auf, wobei der Gesamtverbrauch einschließlich der Netzverluste auf etwa 90 GWh geschätzt wird. Auch ist in naher Zukunft kein nennenswerter Anstieg des Verbrauchs (z. B. durch die Wasserstoffherstellung) zu erwarten. Während der Verbrauch in Artikel 2 Absätze 42 und 43 der Verordnung darauf hindeuten könnte, dass der Begriff „kleine Netze“ mit dem „menschlichen Verbrauch“ zusammenhängt und somit auf bewohnte Inseln beschränkt ist, ist die Kommission der Auffassung, dass das Fehlen einer Nachfrage durch Haushalte oder die Industrie die Einstufung als „kleines System“ nicht ausschließt. Da es darüber hinaus keine Mindestschwelle gibt, würde die Bedingung des menschlichen Verbrauchs innerhalb eines Systems kein sinnvolles Abgrenzungskriterium darstellen. Während die Entscheidungen der Kommission im Zusammenhang mit kleinen Netzen in erster Linie darauf abzielen, Abhilfe bei besonderen Herausforderungen für eine stabile und wettbewerbsfähige Versorgung der Netzteilnehmer zu schaffen, schränkt der Wortlaut der Verordnung die Möglichkeit der Freistellung nicht auf derartige Probleme ein. Da in dem Artikel auf erhebliche Probleme „bei dem Betrieb“ eines Netzes Bezug genommen wird, können diese Probleme ebenso auf den Wechselwirkungen zwischen dem Netz und der betreffenden Produktion, als auch auf den Wechselwirkungen mit der Nachfrageseite beruhen.
- (34) Schließlich ist KF, das selbst beträchtliche Verbindungskapazitäten bereitstellt, eindeutig als ein „verbundenes Netz“ zu betrachten.
- (35) KF stellt somit ein kleines verbundenes Netz im Sinne von Artikel 64 Absatz 1 Buchstabe a der Elektrizitätsverordnung dar.

5.2. Erhebliche Probleme beim Netzbetrieb

5.2.1. Was stellt ein erhebliches Problem dar?

- (36) Der Wortlaut von Artikel 64 ist sehr weit gefasst und bezieht sich auf „erhebliche Probleme beim Betrieb der Netze“. Der Begriff „erhebliches Problem“ ist weder rechtlich definiert, noch wurde er von der Kommission in ihrer bisherigen Entscheidungspraxis festgelegt. Die offene Formulierung ermöglicht es der Kommission, alle potenziellen Probleme im Zusammenhang mit der besonderen Situation kleiner Netze zu berücksichtigen, sofern diese einen erheblichen und nicht nur marginalen Umfang aufweisen. Diese Probleme können je nach den geografischen Besonderheiten, der Produktion und dem Verbrauch des betreffenden Netzes erheblich variieren, aber auch im Hinblick auf technische Entwicklungen (z. B. Stromspeicherung und Stromerzeugung in kleinem Umfang).
- (37) In früheren Entscheidungen bezogen sich die zu lösenden Probleme auf die Wahrung der sozialen Kohärenz und/oder auf gleiche Wettbewerbsbedingungen zwischen dem Festland und den Inseln in einer Situation, in der die Netzsicherheit auf der Insel zusätzliche Maßnahmen erforderte oder deutlich höhere Kosten auf der Insel im Vergleich zum Festland implizierte. Der Begriff „Betrieb“ kann daher nicht eng ausgelegt werden, sodass beispielsweise ohne die Freistellung ein sicherer Netzbetrieb nicht möglich wäre. Vielmehr war es stets die gängige Auffassung, dass unter „Problemen“ auch sozioökonomische Probleme für die Nutzer des jeweiligen Netzes zu verstehen sind ⁽¹¹⁾.
- (38) Ferner müssen die betreffenden Probleme im Zusammenhang mit dem Betrieb *des Netzes* auftreten. Insofern ist es schwer vorstellbar, dass im Rahmen einer Begründung ausschließlich Auswirkungen außerhalb des Netzes, z. B. Auswirkungen auf nationale Subventionsregelungen, zu berücksichtigen wären. Dies schließt nicht aus, dass „indirekte“ Auswirkungen, z. B. auf den sicheren Betrieb des Netzsystems, relevant sind.

5.2.2. Der neuartige Charakter des KF-Netzes

- (39) Bei dem KF-Netz handelt es sich um ein neuartiges Netzsystem, das Verbindungskabel zwischen Onshore-Netzen und Offshore-Windparks in zwei verschiedenen Ländern umfasst, ein Kabel, das diese Offshore-Windparks verbindet und dadurch den Stromhandel zwischen beiden Onshore-Systemen ermöglicht, eine Gegentakt-Umspannanlage zwischen zwei verschiedenen Synchrongebieten, zwei verschiedene Spannungsebenen, die über einen Offshore-Stromrichter verbunden sind, und die MIO, mit deren Hilfe autonom (unter der Aufsicht der Betreiber beider ÜNB) verschiedene Systemkomponenten gesteuert werden, wodurch erforderlichenfalls Countertrading oder Einschränkungen ausgelöst werden und die Sollwerte für die Gegentakt-Umspannanlage festgelegt werden.

⁽¹¹⁾ Siehe z. B. Beschluss 2014/536/EU, der sich auf die höheren Kosten für die Elektrizitätserzeugung auf den Inseln bezieht, während die Preise gesetzlich mit den Preisen auf dem Festland identisch sind.

- (40) Die Errichtung eines derartig neuartigen Systems ist ein komplexes Unterfangen, das mit erheblichen Herausforderungen konfrontiert war. Angesichts der hohen Komplexität des Projekts war der Zeitraum von der Projektplanung bis zur endgültigen Realisierung sehr lang.
- (41) Als im Jahr 2010 eine Finanzhilfvereinbarung zwischen der Kommission und den ÜNB unterzeichnet wurde, durch die EU-Mittel in Höhe von 150 Mio. EUR zum KF-Projekt bereitgestellt wurden, sah die Vereinbarung vor, dass der Betriebsstart des KF-Systems für Juni 2016 geplant war.
- (42) Der neuartige Charakter der Anlage machte es jedoch notwendig, die Systemkonfiguration während der Projektlaufzeit zu ändern. Ursprünglich war die Nutzung von HVDC-Kabeln geplant, doch da die Kosten der geplanten Offshore-HVDC-Plattform um etwa 250 % anstiegen ⁽¹²⁾, musste das Netzsystem mithilfe von Offshore-Wechselstromkabeln neu konzipiert werden. Im September 2015 wurde eine überarbeitete Finanzhilfvereinbarung unterzeichnet.
- (43) Diese überarbeitete Struktur führte zu einer erheblichen Verringerung der Übertragungskapazität zusätzlich zu dem, was für die Übertragung der von den Offshore-Windparks erzeugten Windenergie an die Küste erforderlich ist. Dies lässt sich anhand von zwei Beispielen zum Engpassmanagement belegen, die in verschiedenen Präsentationen von Energinet.dk gegenüber der Kommission am 14. November 2012 bzw. am 3. September 2014 vorgestellt wurden:

Abbildung 3

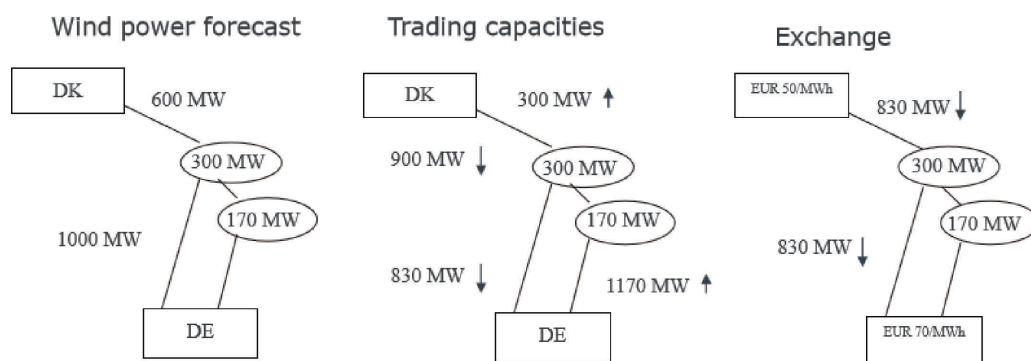
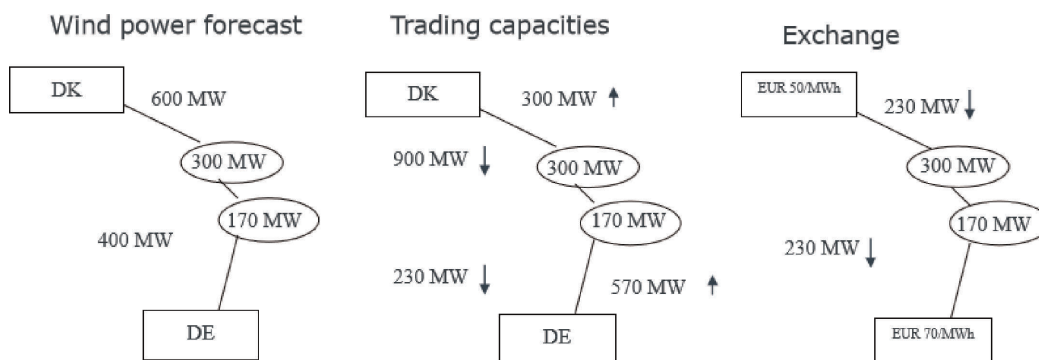
Beispiel auf der Grundlage des Projektplans 2012

Abbildung 4

Beispiel auf der Grundlage des Projektplans 2014

- (44) Aus diesen Beispielen geht hervor, dass die Kapazität des KF-Netzes, das dem Markt für den Handel mit Deutschland zur Verfügung gestellt würde, unter Annahme einer gleichen Windkraftleistung in beiden Szenarien 830 MW bei dem Vorhaben vom Jahr 2012 und 230 MW bei dem Vorhaben vom Jahr 2014 betrug. Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass der tatsächliche Unterschied zwischen beiden Projektkonzepten stark von der Windsituation abhängt ⁽¹³⁾.

⁽¹²⁾ Präsentation des Unternehmens 50Hertz vor der Europäischen Kommission am 9. Mai 2014, Folie 3.

⁽¹³⁾ Auf der Grundlage der von den deutschen und dänischen Behörden am 11. September 2020 übermittelten Informationen sieht der Vergleich der Kapazitätswerte wie folgt aus: Für den Fall, dass die deutschen und dänischen Offshore-Windparks jeweils die gleiche Auslastung aufweisen, hätte sich die auf dem Markt Richtung Deutschland verfügbare Übertragungskapazität im Rahmen des ursprünglichen Projekts von 600 MW (ohne Windkrafterzeugung) auf ~ 855 MW (bei Windkrafterzeugung von ca. 50 % der jeweiligen installierten Kapazität) und dann von ~ 855 MW auf 661 MW (bei maximaler Windenergieerzeugung) verändert, während sie bei der Neugestaltung des Vorhabens zwischen 400 MW (keine Windkrafterzeugung) und 61 MW (Windkrafterzeugung) schwanken würde.

Die auf dem Markt Richtung Dänemark verfügbare Übertragungskapazität hätte sich bei der ursprünglichen Projektkonzeption von 600 MW (ohne Stromerzeugung) auf 0 MW (bei maximaler Stromerzeugung) verändert, während sie nach der überarbeiteten Projektkonzeption 400 MW betragen würde (bei einer Windenergieerzeugung zwischen 0 % und 33 %) und dann zwischen 400 MW und 61 MW (bei maximaler Windenergieerzeugung) schwanken würde.

- (45) Diese erhebliche Änderung der Projektkonzeption zeigt die besondere Herausforderung dieses Projekts. Bei dem neuen Konstruktionsdesign werden ungewöhnlich lange Wechselstromkabel mit einer Gesamtlänge von mehr als 200 km verwendet; üblicherweise wird in solchen Fällen Gleichstromtechnik verwendet (wie ursprünglich geplant). Dies stellt eine Herausforderung für die Spannungsstabilität innerhalb des KF-Systems dar. Um dieser Herausforderung zu begegnen, wurde das MIO-Konzept entwickelt, um die Werte des KF zu überwachen und zu steuern und gegebenenfalls (autonom, aber unter Aufsicht der Übertragungsnetzbetreiber) zu reagieren.
- (46) Die MIO-Reaktionen umfassen die Bereitstellung der erforderlichen Countertrading-Volumina im Falle von Engpässen. Bei hohen Windstärken würden die in den Offshore-Windparks erzeugten Strommengen einen sehr hohen Anteil der Kabelkapazität beanspruchen. Wären in solchen Situationen hohe Mindesthandelsvolumina erforderlich, würden große Countertrading-Volumina häufiger auftreten.
- (47) Beispiele: In Fällen, in denen der Preis in der Zone DE/LU über dem Preis in der DK2-Zone liegt, wäre das Verbindungskabel zwischen den deutschen Windparks und der deutschen Küste überlastet, und die Gewährleistung eines Mindesthandelsvolumens für dieses Kabel würde Countertrading in Richtung DE/LU nach DK erfordern. Müssten in einem solchen Fall mindestens 70 % der Kapazität von 400 MW (d. h. 280 MW) für den Handel bereitgestellt werden, so würde diese Kapazität für Stromflüsse aus der Zone DK 2 (möglicherweise aus der Windenergieerzeugung in Dänemark oder anderen skandinavischen Ländern) in das Gebiet DE/LU genutzt. Die Hinzufügung der 280 MW und der Windenergie aus den Windparks Baltic 1 und Baltic 2, die sich in der Gebotszone DE/LU befinden, würde jedoch die Kapazität des Verbindungskabels zwischen diesen Windparks und der deutschen Küste übersteigen.
- (48) Um diese Kapazität verfügbar zu machen, müsste entweder die Produktion der Windparks reduziert werden (Einschränkungen/abwärts gerichteter Redispatch) oder die Netzbetreiber müssten Countertrading betreiben (Handel mit Strom aus der Zone DE/LU in die Zone DK2). Beide Ansätze würden den physischen Lastfluss an dem Kabel verringern und Überlastungen verhindern. Wie jedoch auch in Artikel 13 der Elektrizitätsverordnung festgelegt wird, darf ein nicht marktbasierendes, abwärts gerichtetes Redispatch von Strom aus erneuerbaren Energiequellen nur dann genutzt werden, wenn keine andere Möglichkeit besteht. Darüber hinaus könnten erhebliche Verkürzungen der Betriebszeiten der Anlagen zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen deren Geschäftsszenario oder die Ziele des Förderprogramms für erneuerbare Energien negativ beeinflussen. Folglich ist die MIO so eingerichtet, dass die Verringerung der Stromerzeugung der Windfarmen nur als letztes Mittel fungiert, bei Engpässen vielmehr zunächst auf Countertrading zurückgegriffen wird.
- (49) Die Anwendung von Artikel 16 Absatz 8 würde daher zu einer Erhöhung des erforderlichen Countertrading führen. Dadurch würde zweifelsohne die Aufrechterhaltung eines stabilen Betriebs des KF-Systems komplexer werden, da häufigere Eingriffe der MIO erforderlich wären und ein höheres Handelsvolumen von der MIO autonom gehandhabt werden müsste. Aus den verfügbaren Informationen geht jedoch nicht hervor, dass diese erhöhte Komplexität die Betriebssicherheit des KF-Systems selbst infrage stellen und damit für sich allein genommen eine Freistellung rechtfertigen würde.
- (50) In diesem Zusammenhang ist jedoch darauf hinzuweisen, dass in der Elektrizitätsverordnung ausdrücklich die besonderen Herausforderungen von innovativen Projekten im Allgemeinen und von Hybrideinrichtungen, die Verbindungsleitungen mit Onshore-Verbindungen kombinieren, im Besonderen anerkannt werden.
- (51) Nach Artikel 3 Buchstabe l der Elektrizitätsverordnung gilt: „Die Marktvorschriften ermöglichen die Entwicklung von Demonstrationsvorhaben zu nachhaltigen und sicheren Energiequellen, -technologien oder -systemen mit geringen CO₂-Emissionen, die verwirklicht und zum Wohle der Gesellschaft genutzt werden.“ Der Rechtsrahmen zielt somit darauf ab, Demonstrationsvorhaben zu erleichtern. In Artikel 2 Absatz 24 der Elektrizitätsverordnung wird „Demonstrationsvorhaben“ wie folgt definiert: „ein Vorhaben, das eine in der Union völlig neue Technologie (first of its kind) demonstriert, die eine wesentliche, weit über den Stand der Technik hinausgehende Innovation darstellt“. Dies trifft eindeutig auf KF zu, bei dem es sich um das erste Projekt handelt, das — wie auch die erheblichen Herausforderungen bei seiner Verwirklichung verdeutlichen — wesentliche Innovationen erforderlich machte, die weit über den Stand der Technik hinausgingen.
- (52) Darüber hinaus heißt es in Erwägungsgrund 66 der Verordnung, dass „Offshore-Strominfrastruktur mit Doppelfunktion (sogenannte Offshore-Hybrideinrichtungen), bei denen die Übertragung von Offshore-Windenergie an Land mit Verbindungsleitungen kombiniert wird, ebenfalls ausgenommen werden können [sollte], z. B. nach den Vorschriften, die für neue Gleichstromverbindungsleitungen sowie“ — wenn die Kosten des Projekts besonders hoch

sind — neue Wechselstromverbindungsleitungen gelten. Kriegers Flak ist wesentlich komplexer als ein durchschnittliches Vorhaben mit Wechselstromverbindungsleitung und wäre daher grundsätzlich für eine Ausnahme nach Artikel 63 in Betracht gekommen. „Bei Bedarf sollte der Regulierungsrahmen den Besonderheiten dieser Einrichtungen gebührend Rechnung tragen, damit Hindernisse für die Verwirklichung von mit Blick auf die Gesellschaft kosteneffizienten Offshore-Hybrideinrichtungen beseitigt werden können.“ Zwar werden in diesem Erwägungsgrund Ausnahmen insbesondere für neue Verbindungsleitungen genannt (wodurch er auf Artikel 63 verweist), doch zeigt die Verwendung von „z. B.“, dass dies nicht der einzige Weg hin zu spezifischen Rahmen für Hybrideinrichtungen im Sinne des Erwägungsgrunds ist. Da es sich bei KF um die erste Hybrideinrichtung handelt, ist klar, dass die Gesetzgeber dieses Projekt bei der Abfassung des Erwägungsgrunds 66 kannten und die Möglichkeit in Betracht zogen, dass ein spezifischer Regelungsrahmen für das Projekt nötig sein könnte.

- (53) Zwar können in einem Erwägungsgrund die rechtlichen Anforderungen der Verordnung für die Billigung spezifischer Rahmenregelungen im Wege von Freistellungen oder Ausnahmen nicht geändert werden und enthält Artikel 3 Buchstabe l keine spezifischen Anforderungen hinsichtlich des Umgangs mit Demonstrationsvorhaben im Regelungsrahmen, doch zeigen beide zusammengenommen den Willen des Gesetzgebers, dass die Kommission die konkrete Situation und die Herausforderungen im Zusammenhang mit Hybrideinrichtungen und Demonstrationsvorhaben berücksichtigen sollte.
- (54) Vor diesem Hintergrund ist KF als ein Demonstrationsvorhaben mit zunehmender Komplexität konfrontiert. Das Ausmaß dieser Komplexität kann noch nicht vollständig nachgewiesen werden, da dieses Projekt das erste seiner Art ist. Dies könnte ausreichen, um als Problem im Sinne von Artikel 64 zu gelten. Diese Frage könnte jedoch offengelassen werden, wenn andere Gründe für eine Freistellung — allein oder in Verbindung mit dem oben beschriebenen komplexen Betrieb und Aufbau des KF-Systems als einer neuartigen Hybrideinrichtung — ausreichen würden.

5.2.3. *Sicherer Betrieb des Gebiets DK2*

- (55) Neben der erhöhten Komplexität des Betriebs des KF-Systems würde sich das zunehmende Countertrading auch auf benachbarte Gebotszonen auswirken. Während es sich bei dem Gebiet DE/LU um eine große Region handelt, ist das Gebiet DK2 erheblich kleiner. Dies führt zu einer eingeschränkteren Verfügbarkeit von Ressourcen für die Aufwärts- und Abwärtsregelung. In dem Antrag auf Freistellung wird geltend gemacht, dass diese Mittel möglicherweise bereits vollständig durch Countertrading für das KF-System genutzt werden.
- (56) Es könnten Zweifel bestehen, ob ein solcher Mangel an technischer Verfügbarkeit von Countertrading-Ressourcen häufig auftreten würde, da das Countertrading in der Regel in Situationen mit starkem Wind stattfinden würde, in denen in der DK2-Zone eine große Anzahl von Windkraftanlagen Strom produziert. Angesichts der großen Bandbreite möglicher Netzsituationen kann dies jedoch nicht vollständig ausgeschlossen werden.
- (57) Dennoch verfügt KF auch über andere Mittel, um Engpässe in seinem Netz zu bewältigen. So könnte die KF-Anlage auch bei mangelnden Countertrading-Ressourcen weiterhin sicher betrieben werden, wenn die Leistung der Windparks, die Teil des KF-Systems sind, reduziert würde. Dies ist, soweit dies zur Gewährleistung der Betriebssicherheit erforderlich ist, nach Artikel 13 der Elektrizitätsverordnung ausdrücklich zulässig.
- (58) Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass Steigerungen der Systemkosten allein — sei es aufgrund höherer Countertrading-Kosten oder höherer Kosten für die Beschaffung von Reserven für das DK2-Gebiet — als solche keine Grundlage für Freistellungen nach Artikel 64 darstellen können. In diesem Zusammenhang ist auch festzuhalten, dass die Kommission in ihrem jüngsten Verpflichtungsbeschluss in der Sache AT.40461 *DE/DK Interconnector* (Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Dänemark), in dem systematische Beschränkungen grenzüberschreitender Kapazitäten nach den EU-Wettbewerbsvorschriften untersucht wurden, der Auffassung war, dass die zusätzlichen Kosten, die sich aus einem erhöhten Countertrading- oder Redispatch-Bedarf ergeben, nicht als Rechtfertigung für die Beschränkung grenzüberschreitender Stromflüsse akzeptiert werden können ⁽¹⁴⁾.

5.2.4. *Vertrauensschutz*

- (59) In dem Antrag auf eine Freistellung wird dargelegt, dass die ersten Gespräche über das KF-Projekt bereits 2007 begonnen hätten und dass das Projekt seitdem immer auf der Grundlage eines spezifischen Konzepts für das Engpassmanagement geplant worden sei, bei dem nur die Kapazitäten dem Markt zugewiesen werden, die nach Abzug der Windprognosen in der Day-Ahead-Phase verbleiben.

⁽¹⁴⁾ Siehe Beschluss der Kommission vom 7. Dezember 2018 in der Sache AT.40461 — Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Dänemark: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX%3A52018XC0404>
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX%3A52018XC0404>

- (60) In dem Antrag wird ferner erklärt, dass der Rechtsrahmen seit 2007 erheblich geändert worden sei und dass insbesondere die Elektrizitätsverordnung durch die Einführung von Artikel 16 Absatz 8 neue Anforderungen gegenüber den bestehenden Rechtsvorschriften enthalte. In dem Freistellungsantrag wird argumentiert, dass die Investitionsentscheidung von 2016 unter der Annahme getroffen wurde, dass Offshore-Windparks von dem Grundsatz des vorrangigen Dispatch auf Basis der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁵⁾ profitieren könnten, was zur Folge hätte, dass die Kapazitäten für den grenzüberschreitenden Handel verringert werden könnten.
- (61) Vor diesem Hintergrund möchte die Kommission betonen, dass der Grundsatz der Maximierung grenzüberschreitender Kapazitäten kein neues Konzept ist und dass diese Argumente deshalb nicht akzeptiert werden können. Erstens stützt er sich auf die Grundprinzipien des EU-Rechts, insbesondere auf Artikel 18 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV), der jede Diskriminierung aus Gründen der Staatsangehörigkeit verbietet, und auf Artikel 35 des Vertrags, der mengenmäßige Ausfuhrbeschränkungen sowie alle Maßnahmen gleicher Wirkung verbietet. Zweitens wurde in Artikel 16 Absatz 3 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates ⁽¹⁶⁾ die Verpflichtung zur Maximierung der Verbindungskapazität festgelegt, wonach „den Marktteilnehmern [...] unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung gestellt [wird]“. In Anhang 1.7 der genannten Verordnung ist außerdem festgelegt, dass „die ÜNB die Verbindungskapazität nicht beschränken [dürfen], um einen Engpass innerhalb der eigenen Regelzone zu beheben“. Darüber hinaus entschied die Kommission am 14. April 2010 in der Sache AT.39351 *Swedish Interconnectors* ⁽¹⁷⁾, Verpflichtungen des schwedischen ÜNB zu akzeptieren, da er der vorläufigen Beurteilung der Kommission zufolge seine beherrschende Stellung auf dem schwedischen Markt missbraucht habe, indem er die grenzüberschreitende Kapazität zur Behebung interner Engpässe eingeschränkt habe, was gegen Artikel 102 AEUV verstoße. Eine ähnliche vorläufige Schlussfolgerung, die zu Verpflichtungen führte, wurde in der Sache AT.40461 Verbindungsleitung zwischen Deutschland und Dänemark ⁽¹⁸⁾ für die Grenze zwischen Westdänemark (DK1) und der Zone Deutschland-Luxemburg getroffen.
- (62) Ausgehend von den vorstehenden Grundsätzen hätten die Marktteilnehmer sich des Grundsatzes der Maximierung der grenzüberschreitenden Kapazitäten bewusst sein müssen. In jedem Fall wurde spätestens seit April 2010 auf der Grundlage der Sache AT.39351 *Swedish Interconnectors* die Auslegung der bestehenden Vorschriften über grenzüberschreitende Kapazitäten durch die Kommission eindeutig festgelegt. Entgegen der Behauptung im Freistellungsantrag war es ferner auch nach Anhang 1 Nummer 1.7 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 nicht möglich, die zonenübergreifende Kapazität aus Gründen der Betriebssicherheit, der Kostenwirksamkeit oder der Minimierung negativer Auswirkungen auf den Elektrizitätsinnenmarkt unbeschränkt zu verringern. Stattdessen wurde eine solche Beschränkung, wenn sie ausnahmsweise zulässig war, eindeutig „nur so lange geduldet [...], bis eine langfristige Lösung gefunden wird“. Somit war die Schaffung eines ganzen Systems, das auf einer dauerhaften Verringerung der Kapazität beruht, nach der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 eindeutig nicht zulässig.
- (63) Das Verhältnis zwischen der Verpflichtung zur Maximierung der grenzüberschreitenden Kapazität nach der Elektrizitätsverordnung und der Gewährung eines vorrangigen Dispatch und eines vorrangigen Zugangs zu Energie aus erneuerbaren Quellen nach der Richtlinie 2009/28/EG wurde jedoch zumindest von einigen Marktteilnehmern als nicht ganz klar empfunden. Die Antragsteller wiesen darauf hin, dass dieses Thema wiederholt von den Vorhabenträgern in ihren Kontakten mit der Europäischen Kommission hinsichtlich dieses besonderen neuartigen Vorhabens zur Sprache gebracht wurde. Auch die ÜNB, die an dem KF-Projekt arbeiteten, übersahen nicht einfach die möglichen Probleme mit ihrer geplanten Herangehensweise an das Engpassmanagement. Vielmehr stellten sie den Dienststellen der Europäischen Kommission wiederholt ihren geplanten Ansatz vor. Nach Ansicht des Antragstellers hat die Tatsache, dass die Dienststellen der Europäischen Kommission seit 2010 in zahlreichen Kontakten mit den Projektträgern nicht um eine Änderung der Struktur des KF-Projekts gebeten hatten, um die Anwendung des Maximierungsprinzips zu gewährleisten, zur Verwirrung des Vorhabenträgers hinsichtlich der für dieses Projekt geltenden Regeln beigetragen.
- (64) Im Finanzhilfesantrag 2010 für das KF-Projekt ⁽¹⁹⁾ wurde dargelegt, dass eine korrekte Auslegung der vorrangigen Einspeisung gefunden werden müsse, um die Tragfähigkeit des Vorhabens zu gewährleisten. In der gemeinsamen Durchführbarkeitsstudie, die den Kommissionsdienststellen vorgelegt wurde, hieß es, dass die Grundannahme darin bestehe, dass Kapazitäten an den Verbindungsleitungen, die für den Transport von Windenergie voraussichtlich nicht erforderlich sind, dem Spotmarkt zur Verfügung gestellt werden können. Bei der erwarteten zusätzlichen Übertragungskapazität für den Handel handelte es sich somit nur um die Kapazität, die nach dem Transport der Offshore-Windenergieerzeugung an die Küste übrig bleibe.

⁽¹⁵⁾ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (ABl. L 140 vom 5.6.2009, S. 16).

⁽¹⁶⁾ Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15).

⁽¹⁷⁾ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:52010XC0601><https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX:52010XC0601>

⁽¹⁸⁾ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX%3A52018XC0404><https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/ALL/?uri=CELEX%3A52018XC0404>

⁽¹⁹⁾ S. 16, Risiko 7.

- (65) In der Studie heißt es ferner, dass gemäß der Richtlinie 2009/28/EG alle Länder vorrangigen Zugang zum Netz für erneuerbare Energiequellen hätten. Darüber hinaus sähen die deutschen Rechtsvorschriften vor, dass Windkraftanlagen jederzeit Strom in das nationale deutsche Übertragungsnetz einspeisen können. Bei unzureichender Übertragungskapazität könnten jedoch Probleme mit den formalen Anforderungen an den Zugang zum Stromnetz mittels Maßnahmen des Countertrading oder des Regelreservemarkts gelöst werden. Das heißt also, dass sowohl das Problem des Engpassmanagements als auch eine mögliche Lösung mittels Countertrading bereits diskutiert wurden.
- (66) Dennoch wurde der Ansatz für das Engpassmanagement — auch mit den Dienststellen der Europäischen Kommission — weiterhin erörtert. In sehr ähnlichen Präsentationen vom 14. November 2012 und (auf Basis des überarbeiteten Projektplans) vom 3. September 2014 hat Energinet.dk, der ÜNB, ausdrücklich erklärt, dass das Modell für das Engpassmanagement wesentlicher Bestandteil der Grundlage für die Investitionsentscheidung sei. In beiden Präsentationen wurde ausdrücklich auf mögliche widersprüchliche Auslegungen des vorrangigen Zugangs nach Artikel 16 der Richtlinie 2009/28/EG einerseits und des Maximierungsprinzips nach Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 andererseits hingewiesen.
- (67) In den Präsentationen wurde klar beschrieben, wie die ÜNB diesen Konflikt für das KF-Projekt lösen wollten, und zwar dahin gehend, dass die Kapazität für die Erzeugung von Windkraft für das Onshore-Netz auf Basis der Day-Ahead-Prognose reserviert würde und die verbleibende Kapazität für die Marktkopplung zur Verfügung gestellt [womit zugleich die für den Handel verfügbare Kapazität festgelegt würde] und in gleicher Weise genutzt würde wie die Kapazität für andere Verbindungsleitungen. Zwar wurde in der Präsentation von 2014 die im Vergleich zum früheren Projektplan verringerte Kapazität für den Markt nicht (schriftlich) hervorgehoben, doch wurde diese Tatsache auch nicht verborgen. Im Gegenteil: Beide Präsentationen folgten genau derselben Struktur, und bei einem Vergleich tritt der Unterschied deutlich zutage.
- (68) So wurde seit 2010 in Sitzungen mit den nationalen Regulierungsbehörden und den Dienststellen der Europäischen Kommission wiederholt auf die Bedeutung des Ansatzes für das Engpassmanagement hingewiesen, wobei hervorgehoben wurde, dass unterschiedliche rechtliche Anforderungen aus sekundärrechtlichen Vorschriften als widersprüchlich angesehen werden könnten. Zumindest in den späteren Präsentationen wurde auch klar dargelegt, wie die Projektpartner diese Frage lösen wollten und wie sich dies auf die grenzüberschreitende Kapazität auswirken würde. In jenen Jahren unterstützten die nationalen Behörden und die Kommission weiterhin das Projekt, auch mit erheblichen finanziellen Beiträgen, ohne Änderungen der Projektstruktur zu verlangen.
- (69) Die Kommission stellt ferner fest, dass das vorgeschlagene Konzept ausführlich mit den betroffenen nationalen Behörden erörtert wurde und dass keine der beteiligten nationalen Regulierungsbehörden Einwände gegen das vorgesehene Engpassmanagementkonzept erhoben hat. Vielmehr wurde das Konzept von allen Regulierungsbehörden der betreffenden Region „Hansa“ im Rahmen der Genehmigung der Kapazitätsberechnungsmethode der Region Hansa genehmigt.
- (70) Selbstverständlich kann die bloße Tatsache, dass die nationalen Behörden und die Kommission über mehrere Jahre hinweg keine rechtlichen Bedenken hinsichtlich eines Vorhabens geäußert haben, keinesfalls als Rechtfertigung für die Gewährung einer Freistellung für das Vorhaben angesehen werden. Darüber hinaus ist, wie auch in einer Antwort auf die Konsultation hervorgehoben, bei Vorhaben mit sehr langen Umsetzungsfristen mit bestimmten Änderungen (oder Klarstellungen) der rechtlichen Anforderungen zu rechnen. Angesichts der Komplexität des Themas und der ausführlichen Diskussionen über den Rechtsrahmen kann die Kommission jedoch nicht ausschließen, dass die Projektpartner möglicherweise davon ausgegangen sind, dass sie das Projekt wie geplant durchführen könnten. Dies wird auch in mehreren Stellungnahmen an die Kommission bestätigt, auch solchen, in denen die Freistellung eher kritisch gesehen wird. Hätten die nationalen Regulierungsbehörden, Ministerien oder die Kommission Einwände erhoben, hätte das Projekt möglicherweise vor Beginn seines Betriebs angepasst werden können, z. B. durch eine Erhöhung der Onshore-Verbindungskapazität, um höhere Handelsströme zu bewältigen (wie ursprünglich geplant, aber bei der Änderung des Vorhabens verworfen).
- (71) Der Grund dafür, dass das Engpassmanagement als *wesentlicher* Bestandteil der Investitionsentscheidung genannt wurde, war, dass bei der Investitionsentscheidung die Interessen aller Beteiligten berücksichtigt werden mussten. Dazu gehörte auch die Rolle der Offshore-Windkraftanlagen, die über verschiedene nationale Fördersysteme subventioniert wurden. Es liegt auf der Hand, dass durch die Gewährung einer Maximalkapazität für den Handel die Wahrscheinlichkeit erhöht würde, dass die Offshore-Windkraftanlagen eingeschränkt werden.

- (72) Soweit die Einschränkung nicht marktbasiert ist, haben diese Erzeugungsanlagen nach Artikel 13 Absatz 7 selbstverständlich Anspruch auf vollständigen finanziellen Ausgleich für entgangene Einnahmen aus Förderregelungen und auf dem Day-Ahead-Markt. In Fällen, in denen die Einkommensverluste höher ausfallen könnten (z. B. durch den Intraday-Markt oder Systemdienste), sieht die Verordnung keine Ausgleichspflicht vor (obwohl sich eine solche Verpflichtung aus dem nationalen Recht ergeben könnte). In jedem Fall würde eine erhebliche Zunahme der Einschränkungen für Offshore-Windparks die Grundannahmen des Vorhabens beträchtlich ändern, die darauf abzielten, die Möglichkeiten für Offshore-Windparks zu vergrößern, Strom an Land zu transportieren sowie die Zuverlässigkeit der Stromversorgung in der Zone DK 2 und die Handelskapazität zu erhöhen, ohne jedoch die Situation der bestehenden Offshore-Windparks oder die Priorität ihrer Zufuhr im Rahmen des jeweiligen nationalen Rahmens erheblich zu verändern. Wäre den Projektpartnern bewusst gewesen, dass trotz der vorrangigen Zugangsrechte von Windparks Maximalkapazitäten für den Handel zur Verfügung gestellt werden müssen, wäre das Projekt daher möglicherweise niemals durchgeführt worden.
- (73) Trotz regelmäßiger Kontakte mit nationalen Regulierungsbehörden, Ministerien und der Kommission, in denen der geplante Ansatz erläutert wurde, ist es möglich, dass die Projektpartner die Rechtslage missverstanden haben könnten. Wegen dieses Umstands und angesichts der besonderen Aufmerksamkeit, die den Herausforderungen für dieses besondere Demonstrationsvorhaben für Hybrideinrichtungen zu widmen ist, könnte die Anwendung rechtlicher Vorschriften, die umfassende Änderungen der Projektgrundlagen erfordern würden (und die, wenn sie früher absehbar gewesen wären, die Verwirklichung des Projekts verhindern oder die Grundlagen des Projekts hätten ändern können), tatsächlich als erhebliche Probleme für den Betrieb des kleinen Verbundsystems verursachend angesehen werden.
- (74) Die Kommission kann daher den Schluss ziehen, dass die vollständige Anwendung von Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung auf das KF-System erhebliche Probleme für den Betrieb eines kleinen Verbundnetzes mit sich bringen würde.

5.3. Umfang der Freistellung

- (75) Die Freistellung gilt für die Berechnung und Zuweisung zonenübergreifender Kapazität auf der KF-Verbindungsleitung, wobei von den Anforderungen des Artikels 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung insofern abgewichen wird, als darin eine Mindestschwelle von 70 % der *gesamten* Übertragungskapazität der KF-Verbindungsleitung festgelegt wird. Stattdessen soll Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung insoweit gelten, als mindestens 70 % der *Restkapazität* zur Verfügung gestellt werden, d. h. mindestens 70 % der verbleibenden Kapazität nach Abzug der Menge, die benötigt wird, um die Erzeugung von den Windparks Baltic 1, Baltic 2 und Kriegers Flak zu ihren jeweiligen Onshore-Systemen zu transportieren, und zwar auf der Grundlage von Tagesprognosen für die Stromerzeugung in diesen Parks.
- (76) Wird in anderen Bestimmungen auf die Mindestschwelle gemäß Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung Bezug genommen, so ist dies so zu verstehen, dass sie sich auf die in diesem Beschluss festgelegte Mindestschwelle bezieht. Dies gilt auch für Stromnetzkodizes und Leitlinien, einschließlich CACM, FCA und EB, sowie für die Modalitäten, Bedingungen und Methoden, die auf diesen Verordnungen der Kommission beruhen.
- (77) Alle anderen Anforderungen des Artikels 16 der Elektrizitätsverordnung, insbesondere die Anforderung, unter Einhaltung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen zur Verfügung zu stellen, bleiben anwendbar.

5.4. Keine Behinderung des Übergangs zu Energie aus erneuerbaren Quellen, zu mehr Flexibilität, Energiespeicherung, Elektromobilität und Laststeuerung

- (78) Artikel 64 der Elektrizitätsverordnung sieht vor, dass der Beschluss sicherstellen soll, dass der Übergang zur Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen ebenso wenig behindert wird wie der Übergang zu mehr Flexibilität, Energiespeicherung, Elektromobilität und Laststeuerung.
- (79) Mit dem Beschluss über eine Freistellung soll ein erstes Demonstrationsvorhaben dieser Art ermöglicht werden, das auf eine bessere Integration erneuerbarer Energien in das Elektrizitätssystem abzielt. Sie behindert daher nicht den Übergang zu erneuerbaren Energien. Sie hat auch keine spürbaren Auswirkungen auf die Elektromobilität oder die Laststeuerung.
- (80) In Bezug auf mehr Flexibilität und Energiespeicherung ist darauf hinzuweisen, dass die Möglichkeit von Flexibilitätsdiensten (einschließlich Speicherung) zur Unterstützung des elektrischen Netzes unmittelbar davon abhängt, dass diesen Dienstleistern präzise und klare Signale hinsichtlich Investitionen und Dispatch gegeben werden. Wenn innerhalb einer Gebotszone strukturelle Engpässe bestehen, führt dies zu verzerrten Investitionssignalen für standortspezifische Flexibilitätsdienste. Beispielsweise könnten Investitionen in die Wasserstoffherstellung oder die Batteriespeicheranlagen innerhalb des KF-Systems in einem Rechtsrahmen, der die Engpässe zwischen dem

KF-System und beiden Onshore-Systemen korrekt widerspiegelt, rentabler sein. Angesichts der erheblichen technologischen Herausforderungen für Offshore-Investitionen bedeutet dies nicht automatisch, dass solche Investitionen im Falle einer getrennten Offshore-Gebotszone für das KF-System rentabel wären, aber es ist klar, dass sich der Ansatz im Zusammenhang mit dem Freistellungsbeschluss auf solche Investitionspotenziale im Vergleich zur Einrichtung einer Offshore-Gebotszone negativ auswirken kann.

- (81) Andererseits schreibt Artikel 64 der Elektrizitätsverordnung nicht vor, dass Freistellungsbeschlüsse das Flexibilitäts- oder Energiespeicherungspotenzial maximieren müssen, sondern lediglich, dass durch die Freistellung der Übergang nicht behindert wird. Mit anderen Worten: Die Freistellung darf Entwicklungen, die ohne die Freistellung natürlicherweise eintreten würden, nicht verhindern. Es ist jedoch nicht sicher, ob das KF-System ohne eine Freistellung als gesonderte Offshore-Gebotszone betrieben würde. Wie auch von den Teilnehmern der Konsultation hervorgehoben wurde, könnte eine Offshore-Gebotszone zwar erhebliche Vorteile für das Funktionieren des Marktes, die Transparenz und die effiziente Nutzung von Netzanlagen mit sich bringen, aber auch eine gewisse Komplexität nach sich ziehen, z. B. hinsichtlich der Verteilung von Kosten und Nutzen. Ohne die Einrichtung einer Offshore-Gebotszone ist es fraglich, ob die vollständige Umsetzung von Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung im Zusammenhang mit dem KF-Projekt ohne weiteres Zutun deutlichere Investitionssignale für Flexibilitätsdienste oder Speicherung liefern würde.
- (82) Auch wenn die Freistellung den Übergang zu mehr Flexibilität, auch bei der Energiespeicherung, nicht behindert, ist es wichtig, der Notwendigkeit angemessener Investitionssignale und ihrer Auswirkungen auf mögliche Investitionen in Speichereinrichtungen oder andere Flexibilitätsinvestitionen in Bezug auf die Freistellungsbedingungen Rechnung zu tragen.

5.5. Befristung der Freistellung und Bedingungen, die einen verstärkten Wettbewerb und eine stärkere Integration in den Elektrizitätsbinnenmarkt zum Ziel haben

- (83) In Artikel 64 der Elektrizitätsverordnung ist ausdrücklich vorgesehen, dass die Freistellung befristet und an Bedingungen geknüpft ist, die einen verstärkten Wettbewerb und eine stärkere Integration in den Elektrizitätsbinnenmarkt zum Ziel haben.

5.5.1. Befristung

- (84) Eine Befristung kann daher nicht nur durch den Grundsatz der Verhältnismäßigkeit gerechtfertigt sein, z. B. wenn eine kürzere Freistellung die betreffenden Probleme lösen könnte oder wenn eine längere Freistellung zu einer unverhältnismäßigen Belastung für die Marktteilnehmer führen würde. Die Verordnung sieht eine *obligatorische* Befristung zu mehreren Zwecken vor. In erster Linie geht die Verordnung davon aus, dass der allgemeine Rechtsrahmen auf alle Situationen im Binnenmarkt angewandt werden kann und dass eine solche allgemeine Anwendung für die Gesellschaft von Vorteil ist. In Artikel 64 wird zwar anerkannt, dass Freistellungen für bestimmte Situationen erforderlich sein können, doch können diese Freistellungen die Komplexität des Gesamtsystems erhöhen und auch in benachbarten Gebieten Hindernisse für die Integration darstellen. Darüber hinaus stützt sich die Begründung der Freistellungen im Allgemeinen auf den zum betreffenden Zeitpunkt geltenden technischen und rechtlichen Rahmen sowie auf eine bestimmte Netztopologie. All diese Situationen unterliegen zwangsläufig Änderungen. Schlussendlich ist es wichtig, dass die Marktteilnehmer in der Lage sind, regulatorische Änderungen rechtzeitig im Voraus abzusehen. Daher müssen alle Freistellungen befristet sein.
- (85) Die einzige Situation, in der die Verordnung allgemeine Freistellungen ohne zeitliche Begrenzung vorsieht, betrifft Gebiete in äußerster Randlage im Sinne des Artikels 349 AEUV, die aus offensichtlichen physikalischen Gründen nicht mit dem Energiemarkt der Union verbunden werden können. Dies ist leicht zu verstehen, da diese Regionen keine Auswirkungen auf den Elektrizitätsbinnenmarkt haben. Da KF kein Gebiet in äußerster Randlage ist, muss die Geltungsdauer der Freistellung klar und vorhersehbar begrenzt werden.
- (86) In dem Antrag auf Freistellung wird eine Befristung auf der Grundlage des Betriebs und der Anbindung der drei Offshore-Windparks vorgeschlagen. Vom Wortlaut her scheint der Antrag also nicht unbefristet zu sein. Diese Bedingung ist jedoch nicht präzise genug hinsichtlich dessen, was noch unter dem „Betrieb“ der ursprünglichen Windparks zu verstehen ist, und ermöglicht es Dritten nicht, den Rechtsrahmen rechtzeitig im Voraus abzusehen.

- (87) Im Interesse der Klarheit sollte deutlich erkennbar sein, ob ein an das KF-System angeschlossener Offshore-Windpark noch zu den ursprünglichen Windparks gehört oder nicht. Daher sollte in jedem Fall eine Bedingung hinzugefügt werden, dass ab dem Zeitpunkt, zu dem einer der drei Windparks — abgesehen von der üblichen Wartung oder Instandsetzung mit begrenzter Dauer — stillgelegt oder erheblichen Änderungen unterzogen wird (was zumindest dann der Fall ist, wenn ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist oder wenn die Erzeugungskapazität des Windparks um mehr als 5 % erhöht wird), die Stromerzeugung dieses Windparks vor der Berechnung der Restkapazität nicht mehr von der gesamten Übertragungskapazität abgezogen wird, wodurch sich die für den Handel verfügbare Kapazität in der Verbindungsleitung erhöht.
- (88) Wenn jedoch einer oder zwei der Windparks den Betrieb einstellen oder anderweitig von der Freistellung profitieren, darf sich dies nicht negativ auf die wirtschaftliche Lage der übrigen Windparks oder den Betrieb des Systems auswirken. Somit wird die Freistellung nicht einfach deshalb aufgehoben, weil die Erzeugung eines der Windparks nicht mehr im Voraus von der gesamten Übertragungskapazität abgezogen werden kann, sondern nur, wenn *alle drei* Windparks nicht mehr in den Genuss dieses Abzugs kommen.
- (89) In Bezug auf die angemessene Dauer der Freistellung stellt die Kommission fest, dass die sofortige Anwendung der Vorschriften, von denen eine Freistellung beantragt wird, erhebliche Änderungen der rechtlichen und gewerblichen Regelungen für KF mit möglichen negativen Auswirkungen auf den Betrieb der Windparks erfordern würde.
- (90) Andererseits stellt die Kommission fest, dass eine Gewährung der Freistellung für die gesamte Zeit, während der die Windparks betrieben werden und miteinander verbunden bleiben, bedeuten könnte, dass die Freistellung angesichts der durchschnittlichen Lebensdauer von Offshore-Windparks 20 Jahre oder länger gelten würde. Eine derart lange Freistellung könnte zu erheblichen Nachteilen für die Marktintegration führen.
- (91) Darüber hinaus ist es wichtig, dass die Freistellung für KF nicht zu einem unveränderlichen und unflexiblen, eher störenden Element des sich entwickelnden Regulierungsrahmens für Offshore-Anlagen führt. Um ausreichende Flexibilität zu gewährleisten, gleichzeitig aber allen Projektbeteiligten und anderen Marktteilnehmern angemessene Sicherheit und Berechenbarkeit zu bieten, sollte festgelegt werden, dass der mit diesem Freistellungsbeschluss genehmigte Rechtsrahmen regelmäßig überprüft wird.
- (92) Die Kommission muss daher einen Ausgleich zwischen den legitimen Interessen der Projektpartner von KF und der benachbarten Mitgliedstaaten, die Vertrauen in die Rechtmäßigkeit der für das neuartige Projekt entwickelten Regulierungslösung gezeigt haben, sowie den Interessen der Verbraucher und Produzenten in der EU schaffen, die von dem Grundsatz der Maximierung grenzüberschreitender Stromflüsse profitieren möchten.
- (93) Die Kommission trägt der Tatsache Rechnung, dass die Entwicklung und Umsetzung einer Regulierungslösung, die keine Freistellung erfordert, zwar möglich ist ⁽²⁰⁾, aber viel Zeit in Anspruch nehmen und ebenfalls eine erhebliche Komplexität mit sich bringen würde. Gleiches gilt für die notwendigen vertraglichen Anpassungen der neuen regulatorischen Behandlung im Einklang mit den EU-Vorschriften. Da der Rechtsrahmen für Offshore-Hybrideinrichtungen derzeit erörtert wird, sollte darüber hinaus ausreichend Zeit vorgesehen werden, um sicherzustellen, dass mit solchen Anpassungen nicht begonnen werden muss, bevor eine solide und klare Grundlage sichergestellt ist. Daher erscheint es angemessen, die Freistellung für einen Zeitraum von 10 Jahren zu gewähren.
- (94) Es kann jedoch nicht völlig ausgeschlossen werden, dass dennoch eine kontinuierliche Freistellung erforderlich wird, um das wirtschaftliche Gleichgewicht aufrechtzuerhalten und die Tragfähigkeit des KF-Systems auch über diesen Zeitraum von 10 Jahren hinaus zu gewährleisten. Die Kommission kann also diesen Zeitraum verlängern, wenn dies gerechtfertigt ist. Die Freistellung, einschließlich etwaiger Verlängerungen, sollte einen Zeitraum von 25 Jahren nicht überschreiten, da dies über die erwartete Restlaufzeit der Windparks hinausgehen würde.
- (95) Die Überprüfung eines Verlängerungsantrags durch die Kommission muss eine Bewertung umfassen, ob eine Änderung der Projektstruktur in einer Weise möglich ist, die eine vollständige Integration des KF-Systems in den allgemeinen Rechtsrahmen, z. B. durch die Festlegung von Offshore-Gebotszonen, ermöglicht. Bei einer solchen Änderung der Projektstruktur würde das in dem Beschluss über die Freistellung konstatierte wirtschaftliche Gleichgewicht gebührend berücksichtigt werden. Ein detailliertes Verfahren für die Beantragung und Gewährung einer solchen Verlängerung ist in Abschnitt 5.5.3 beschrieben.

⁽²⁰⁾ In der Konsultation wiesen die Interessenträger insbesondere auf die Möglichkeit hin, für das Projekt eine Offshore-Gebotszone einzurichten.

5.5.2. Sonstige Bedingungen

- (96) Was weitere Bedingungen betrifft, würde die Auferlegung einer Vergrößerung der für den Handel verfügbaren Mindestkapazität bei einem ansonsten unveränderten Vorhaben unmittelbar dazu beitragen, dass sich das Problem, das durch die Freistellung gelöst werden soll, zu den Zeiten, in denen die Kabel im KF-System überlastet sind, wieder einstellt. Andererseits gilt in Fällen, in denen solche Kabel nicht überlastet sind, in jedem Fall das Maximierungsprinzip, sodass die maximale technisch machbare Kapazität bis zur gesamten Übertragungskapazität des Übertragungsnetzes bereits zur Verfügung gestellt werden muss.
- (97) Allerdings kann längerfristig ein Spielraum für die Vergrößerung der verfügbaren Kapazität nicht völlig ausgeschlossen werden. Insbesondere war in den früheren Plänen für das Projekt noch der Bau zusätzlicher Gleichstromkabel vorgesehen, und diese Pläne wurden aufgrund von Kostensteigerungen um das Zweieinhalbfache bei den erforderlichen Komponenten (siehe Erwägungsgründe 40-42 oben) aufgegeben. Daher ist nicht ausgeschlossen, dass solche Investitionen in Zukunft getätigt werden könnten. So war in der KF-Finanzhilfvereinbarung die Möglichkeit vorgesehen, einen schwedischen Windpark in das KF-System zu integrieren, und es wurde die Möglichkeit einer Kapazitätserweiterung in einem solchen Szenario angesprochen.
- (98) Führen neue technologische Entwicklungen, Marktentwicklungen oder Investitionen in neue Offshore-Windparks in der Nähe von KF zu einer Modernisierung des bestehenden Systems oder zum Bau neuer Kabel, wodurch die für den Handel zur Verfügung stehenden Kapazitäten finanziell tragfähig werden (unter Berücksichtigung der Notwendigkeit, den sicheren Betrieb des KF-Systems und der angrenzenden Systeme zu gewährleisten), so sollten solche Investitionen getätigt werden. Im Falle von Verlängerungsanträgen muss die Kommission bei ihrer Bewertung auch berücksichtigen, ob solche Investitionen in zusätzliche Kapazitäten nach vernünftigem Ermessen zu erwarten sind.
- (99) Wenn die Anbieter von Flexibilitätsdiensten konkretes Interesse an der Durchführung von Projekten innerhalb von oder in der Nähe des KF-Systems zeigen, durch die die verfügbare Handelskapazität durch Inanspruchnahme von Flexibilitätsdiensten (z. B. Speicherung überschüssiger Windenergie in Offshore-Batterien) erhöht werden könnte, sollten solche Investitionen von den betreffenden nationalen Behörden gebührend berücksichtigt werden, wobei ihr Potenzial, die verfügbare Handelskapazität bis zu dem in Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung festgelegten Mindestwert zu erhöhen, genutzt werden sollte.

5.5.3. Verfahren für etwaige Verlängerungsanträge

- (100) Damit die Kommission beurteilen kann, ob die Freistellung im Hinblick auf mögliche künftige Klarstellungen und Änderungen des Rechtsrahmens für Hybridprojekte noch erforderlich ist, müssen die nationalen Behörden der Kommission rechtzeitig vor Ablauf des Freistellungszeitraums mitteilen, ob sie die Verlängerung der Freistellung für erforderlich halten. Sollten die nationalen Behörden eine Verlängerung der vorliegenden Freistellung beantragen wollen, so ist rechtzeitig vor Ablauf des Freistellungszeitraums ein gemeinsamer Antrag zu stellen, um eine gründliche Analyse des Verlängerungsantrags und eine frühzeitige Unterrichtung der Marktteilnehmer über den künftigen Rechtsrahmen für KF zu ermöglichen. Ein solcher Antrag muss eine Kosten-Nutzen-Analyse umfassen, in der die Auswirkungen der Freistellung sowohl auf das KF-System als auch auf regionaler und europäischer Ebene aufgezeigt werden, wobei zumindest die Möglichkeiten einer Verlängerung der Freistellung in ihrer derzeitigen Form, der Erhöhung der verfügbaren Kapazität durch zusätzliche Investitionen und der vollständigen Integration des KF-Systems in den zum Zeitpunkt des Verlängerungsantrags geltenden allgemeinen Rechtsrahmen für Offshore-Hybrideinrichtungen verglichen werden.
- (101) Bei der Entscheidung über einen Verlängerungsantrag trägt die Kommission den wirtschaftlichen Interessen der angeschlossenen Windparks und der beteiligten Netzbetreiber, aber auch den weiteren sozioökonomischen Auswirkungen der Freistellung auf regionaler und europäischer Ebene gebührend Rechnung. Bei der Überprüfung soll insbesondere festgestellt werden, ob und wie das KF-System in einen umfassenderen Rechtsrahmen für Hybrideinrichtungen integriert werden sollte.
- (102) Um Änderungen des Rechtsrahmens sowie Technologie- und Marktentwicklungen ausreichend Rechnung zu tragen, sollten etwaige Verlängerungen (sofern sie gewährt werden) zeitlich begrenzt sein.
- (103) Kommt die Kommission zu dem Schluss, dass für eine Verlängerung Änderungen des in diesem Beschluss dargelegten Regulierungskonzepts oder andere Bedingungen erforderlich sind, um den Wettbewerb oder die Marktintegration zu erhöhen, ist ausreichend Zeit für ihre Umsetzung einzuräumen, wobei die anderen Marktteilnehmer auch rechtzeitig über mögliche Änderungen der verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität zu unterrichten sind —

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

Artikel 1

Der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak (Kriegers Flak Combined Grid Facility) wird eine Freistellung von Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 gewährt. Bei der Berechnung zur Ermittlung, ob das Mindestniveau der verfügbaren Kapazität für den zonenübergreifenden Handel erreicht ist, ist als Kapazitätsgrundlage für die Berechnung der Mindestkapazität die Restkapazität (und nicht die Gesamtübertragungskapazität) heranzuziehen, also die Kapazität, die nach Abzug der Kapazität, die erforderlich ist, um die prognostizierte Stromerzeugung der Windparks, die an die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak angeschlossen sind, in der Day-Ahead-Phase zu den jeweiligen nationalen Onshore-Systemen zu transportieren, übrig bleibt.

Artikel 16 Absatz 1 der Verordnung (EU) 2019/943 bleibt uneingeschränkt anwendbar, und die maximale Kapazität der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak und der Übertragungsnetze, die von der grenzüberschreitenden Kapazität der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak beeinflusst werden, wird den Marktteilnehmern bis zur gesamten Netzkapazität der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak zur Verfügung gestellt, wobei die Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb eingehalten werden.

Artikel 2

Die Freistellung nach Artikel 1 umfasst alle Bezugnahmen auf die Mindestkapazität, die nach Artikel 16 Absatz 8 der Verordnung (EU) 2019/943 in der Verordnung (EU) 2019/943 selbst und in auf dieser Verordnung beruhenden Kommissionsverordnungen für den Handel bereitzustellen ist.

Artikel 3

Die Freistellung nach Artikel 1 gilt für 10 Jahre nach Erlass des Kommissionsbeschlusses. Dieser Zeitraum kann von der Kommission gemäß Artikel 4 verlängert werden. Die Gesamtdauer der Freistellung, einschließlich etwaiger Verlängerungen, darf 25 Jahre nicht überschreiten.

Wird in einem der drei Windparks, die an die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak angeschlossen sind, der Betrieb — außer aus Gründen der üblichen Wartung oder Instandsetzung mit begrenzter Dauer — stillgelegt oder erheblichen Änderungen unterzogen, wird die für diesen Windpark prognostizierte Stromerzeugung nicht mehr gemäß Artikel 1 abgezogen, wodurch sich die für den Handel verfügbare Kapazität in der Verbindungsleitung erhöht. Unterbrechungen der Erzeugung aufgrund von niedrigen Marktpreisen oder von Anweisungen der Netzbetreiber sind nicht zu berücksichtigen. Änderungen gelten zumindest dann als wesentlich, wenn ein neuer Netzanschlussvertrag erforderlich ist oder wenn die Erzeugungskapazität des Windparks um mehr als 5 % erhöht wird.

Artikel 4

Die dänischen und die deutschen Behörden können bei der Kommission eine Verlängerung des Freistellungszeitraums gemäß Artikel 3 beantragen. Ein solcher Antrag muss rechtzeitig vor Ablauf des Freistellungszeitraums gestellt werden. Jeder Antrag auf Verlängerung der Freistellung muss eine Kosten-Nutzen-Analyse des im Rahmen der Freistellung gewählten Regulierungskonzepts, einschließlich einer quantitativen Analyse, umfassen. Ferner muss er eine Analyse möglicher Alternativlösungen enthalten, insbesondere die Integration der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak in den zu diesem Zeitpunkt geltenden allgemeinen Rechtsrahmen für Offshore-Hybrideinrichtungen, die Schaffung einer getrennten Offshore-Gebotszone für die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak und/oder die Tötigung zusätzlicher Investitionen zur Erhöhung der verfügbaren Übertragungskapazität. Kommt die Kommission im Anschluss an einen Antrag auf Verlängerung zu dem Schluss, dass für eine Verlängerung Änderungen des in diesem Beschluss dargelegten Regulierungskonzepts oder andere Bedingungen erforderlich sind, um den Wettbewerb oder die Marktintegration zu erhöhen, ist ausreichend Zeit für deren Umsetzung einzuräumen, wobei die anderen Marktteilnehmer auch rechtzeitig über mögliche Änderungen der verfügbaren grenzüberschreitenden Kapazität zu unterrichten sind.

Artikel 5

Wenn die Anbieter von Flexibilitätsdiensten ein konkretes Interesse an der Durchführung von Projekten zeigen, durch die die verfügbare Handelskapazität in der kombinierten Netzlösung Kriegers Flak durch Inanspruchnahme von Flexibilitätsdiensten erhöht werden könnte, werden solche Investitionen von den dänischen und deutschen Behörden gebührend berücksichtigt, wobei ihr Potenzial, die verfügbare Handelskapazität bis zu dem in Artikel 16 Absatz 8 der Elektrizitätsverordnung festgelegten Mindestwert zu erhöhen, genutzt werden sollte. Werden solche Investitionen in die kombinierte Netzlösung Kriegers Flak vorgeschlagen, aber nicht ermöglicht, so setzen die nationalen Behörden die Kommission davon in Kenntnis.

Artikel 6

Dieser Beschluss ist an das Königreich Dänemark und an die Bundesrepublik Deutschland gerichtet.

Brüssel, den 11. November 2020

Für die Kommission
Kadri SIMSON
Mitglied der Kommission
