

# DECYZJE

## DECYZJA KOMISJI (UE) 2020/2123

z dnia 11 listopada 2020 r.

**w sprawie przyznania Republice Federalnej Niemiec i Królestwu Danii odstępstwa na podstawie art. 64 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 w odniesieniu do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak**

*(notyfikowana jako dokument nr C(2020) 7948)*

**(Jedynie teksty w języku duńskim i niemieckim są autentyczne)**

**(Tekst mający znaczenie dla EOG)**

KOMISJA EUROPEJSKA,

uwzględniając Traktat o funkcjonowaniu Unii Europejskiej,

uwzględniając rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej <sup>(1)</sup> („rozporządzenie w sprawie energii elektrycznej”), w szczególności jego art. 64,

po uprzednim powiadomieniu państw członkowskich o złożonym wniosku,

a także mając na uwadze, co następuje:

### 1. PROCEDURA

- (1) W dniu 1 lipca 2020 r. władze duńskie i niemieckie złożyły do Komisji Europejskiej wniosek na podstawie art. 64 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej o przyznanie odstępstwa w odniesieniu do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak (ang. Kriegers Flak combined grid solution, zwanego dalej „KF”).
- (2) W dniu 7 lipca Komisja Europejska opublikowała wniosek o odstępstwo na swojej stronie internetowej <sup>(2)</sup> i zachęciła państwa członkowskie i zainteresowane strony do przedstawiania uwag do dnia 31 sierpnia 2020 r. Na posiedzeniu działającej w ramach Rady Grupy Roboczej ds. Energii, które odbyło się w dniu 13 lipca 2020 r., poinformowano też państwa członkowskie o złożeniu wniosku o odstępstwo oraz o możliwości przedstawiania uwag.

### 2. HYBRYDOWE POŁĄCZENIE MIĘDZYSYSTEMOWE KRIEGERS FLAK

- (3) Kriegers Flak jako obszar geograficzny określa rafę na Morzu Bałtyckim leżącą w strefach ekonomicznych Danii, Niemiec i Szwecji. Dzięki rafie okoliczne wody są stosunkowo płytkie, w związku z czym w 2007 r. Dania, Niemcy i Szwecja wyraziły zainteresowanie budową farm wiatrowych na tym obszarze. Początkowo operatorzy systemów przesyłowych („OSP”) ze wszystkich trzech państw członkowskich dokonali oceny możliwości utworzenia wspólnego projektu łączącego inwestycje na tym obszarze. Od 2010 r. projekt budowy farmy wiatrowej połączonej z dwoma krajami (tzw. „projekt hybrydowy”) był kontynuowany tylko przez duńskich i niemieckich operatorów systemów.
- (4) Zgodnie z wnioskiem o odstępstwo głównym celem opracowania KF jako projektu hybrydowego było zwiększenie wykorzystania połączeń między farmami wiatrowymi a ich odpowiednimi sieciami lądowymi dzięki udostępnianiu tych zdolności przesyłowych dla obrotu międzystrefowego wtedy, gdy nie są całkowicie wykorzystywane do przesyłania na ląd energii elektrycznej wytwarzanej przez farmy wiatrowe.

<sup>(1)</sup> Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54.

<sup>(2)</sup> [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation\\_decisions2020v1.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf)

- (5) W drugiej połowie 2010 r. Energinet.dk (duński OSP) i 50Hertz (niemiecki OSP na tym obszarze) podpisały umowę o udzielenie dotacji dotyczącą wkładu w wysokości 150 mln EUR z Europejskiego programu energetycznego na rzecz naprawy gospodarczej („EPENG”). W 2013 r. KF umieszczono również na pierwszej liście projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania, załączonej do rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) nr 1391/2013 <sup>(3)</sup>. Koncepcja KF, w tym koncepcja dotycząca planowanego traktowania przepływów energii elektrycznej w przypadku ograniczeń przesyłowych („zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi”), była przedmiotem intensywnych rozmów z zaangażowanymi krajowymi organami regulacji energetyki, a także została przedstawiona w rozmowach z Komisją Europejską.
- (6) KF jako szerzej zakrojony projekt łączy następujące elementy (zob. również rys. 1 poniżej):
- farmy Baltic 1 i Baltic 2, obie zlokalizowane na niemieckich obszarach Morza Bałtyckiego. Baltic 1, o mocy 48 MW, oddano do użytku w 2011 r. Baltic 2, o mocy 288 MW, oddano do użytku w 2015 r.;
  - farma wiatrowa, również zwana „Kriegers Flak”, zlokalizowana na duńskich obszarach Morza Bałtyckiego. Oddanie do użytku tej farmy wiatrowej o mocy 600 MW planowane jest na 2022 r.;
  - przyłączenie niemieckich farm wiatrowych do sieci na wybrzeżu niemieckim, o mocy ok. 400 MW, wykorzystujące prąd zmienny o napięciu 150 kV na odległości 136 km, oddane do użytku, odpowiednio, w latach 2011 i 2015;
  - przyłączenie duńskiej farmy wiatrowej do sieci na wybrzeżu duńskim (na obszarze rynkowym Dania 2), o mocy 680 MW, wykorzystujące prąd zmienny o napięciu 220 kV na odległości 77–80 km, oddane do użytku w 2019 r.;
  - stacja przekształtnikowa „back-to-back” w Bentwisch, w Niemczech, asynchronicznie łącząca nordyckie i kontynentalne obszary synchroniczne;
  - dwa kable wysokiego napięcia prądu zmiennego łączące farmy wiatrowe Kriegers Flak i Baltic 2, o mocy 400 MW na odległości 24,5 km;
  - w celu połączenia platform Kriegers Flak i Baltic 2 konieczne było powiększenie obu platform morskich;
  - główny system sterowania funkcjonowaniem połączenia wzajemnego („MIO”). MIO kontroluje w czasie rzeczywistym obciążenie przepływów przez stację przekształtnikową „back-to-back”, uruchamia kontrzakupy w przypadku wystąpienia ograniczenia przesyłowego ze względu na wytworzenie wyższej niż prognozowana ilości energii z wiatru, w razie konieczności – jako rozwiązanie ostateczne – wywołuje ograniczenie wytwarzania energii przez morskie farmy wiatrowe oraz dostosowuje ustawienia wartości napięcia i mocy biernej na stacji przekształtnikowej w celu zapewnienia stabilności napięcia. Generuje również co godzinę prognozy dotyczące pozostałej zdolności przesyłowej do udostępnienia na rynku.
- (7) Jeżeli chodzi o powyższe aktywa, we wniosku o odstępstwo farmy wiatrowe nie są uznawane za formalną część projektu KF (uznano bowiem, że projekt ogranicza się do aktywów sieci przesyłowej systemu c)–h)).

<sup>(3)</sup> Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) nr 1391/2013 z dnia 14 października 2013 r. zmieniające rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 347/2013 w sprawie wytycznych dotyczących transeuropejskiej infrastruktury energetycznej w odniesieniu do unijnej listy projektów będących przedmiotem wspólnego zainteresowania (Dz.U. L 349 z 21.12.2013, s. 28).

Rysunek 1

### Mapa obszaru projektu KF oraz główne elementy systemu



- (8) Oprócz tego tylko aktywa e)–h) są bezpośrednio związane z „połączeniem” sieci krajowych. Tylko te aktywa (oznaczone na rysunkach 1 i 2 jako „KF CGS assets” [aktywa hybrydowego połączenia międzysystemowego KF]) były zatem współfinansowane ze środków UE.

Rysunek 2

### Aktywa hybrydowego połączenia międzysystemowego KF



### 3. ODSTĘPSTWA, KTÓRYCH DOTYCZY WNIOSEK

- (9) Wszystkie odstępstwa, których dotyczy wnioski, mają na celu alokację zdolności przesyłowych na granicy między obszarem rynkowym Dania 2 (DK2) a niemiecko-luksemburskimi (DE–LU) obszarami rynkowymi, przy czym priorytet przyznano morskim farmom wiatrowym bezpośrednio połączonym z systemem KF.

- (10) Wnioskodawcy ubiegają się o odstępstwo dla systemu KF od szeregu wymogów opisanych poniżej; wszystkie te wymogi związane są z minimalną zdolnością dostępną w obrocie, zgodnie z art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej.

### 3.1. Art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej

- (11) Art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej stanowi, że operatorzy systemów przesyłowych nie mogą ograniczać wielkości zdolności połączeń wzajemnych, która ma być udostępniona uczestnikom rynku, w celu zaradzenia ograniczeniom przesyłowemu w ramach ich własnego obszaru rynkowego lub jako sposób zarządzania przepływami wynikającymi z transakcji zawieranych wewnątrz obszarów rynkowych. Uznaje się, że przepisy tego ustępu są spełnione jeśli, w przypadku granic, na których stosuje się podejście oparte na skoordynowanych zdolnościach przesyłowych netto, co najmniej 70 % zdolności przesyłowych przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu po odliczeniu zdarzeń losowych, zgodnie z wytycznymi w sprawie alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, jest dostępne do obrotu międzystrefowego. Władze niemieckie i duńskie wnoszą o to, aby ten minimalny odsetek nie miał zastosowania do całkowitych zdolności przesyłowych przy uwzględnieniu granic bezpieczeństwa pracy systemu po odliczeniu zdarzeń losowych. Minimalny odsetek powinien mieć zastosowanie tylko do zdolności pozostałych po odliczeniu całkowitych oczekiwanych zdolności wymaganych do przesyłu na ląd wytworzonej energii z farm wiatrowych przyłączonych do systemu KF („pozostałe zdolności”).
- (12) Jeżeli zatem 320 MW ze zdolności przesyłowej wynoszącej 400 MW potrzebnych było już w celu przesyłu energii wiatrowej na ląd, zgodnie z wnioskiem o odstępstwo jedynie 80 MW podlega wymogom określonym w art. 16 ust. 8. W rezultacie jeżeli co najmniej 70 % z 80 MW zostałyby udostępnione do obrotu międzystrefowego, w opinii władz niemieckich i duńskich należy to uznać za wystarczające w celu spełnienia wymogów określonych z art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej. Zdolności przesyłowe odliczone od całkowitych zdolności przesyłowych przed wyznaczeniem minimalnej zdolności udostępnianej do obrotu na rynku dnia następnego opierają się na prognozach obu OSP dotyczących produkcji energii wiatrowej na etapie dnia następnego. Zdolność nie wykorzystana po dokonaniu alokacji zdolności przesyłowych dnia następnego jest udostępniana na rynku dnia bieżącego.
- (13) Należy zauważyć, że – jak opisano we wniosku – podejście to jest obecnie uwzględnione w metodzie wyznaczania zdolności przesyłowych w odniesieniu do przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hanza. Region wyznaczania zdolności przesyłowych Hanza obejmuje projekt Kriegers Flak. Metoda wyznaczania zdolności przesyłowych dla regionu Hanza została uzgodniona między krajowymi organami regulacyjnymi regionu Hanza w dniu 16 grudnia 2018 r. Metody wyznaczania zdolności przesyłowych na rynku terminowym dla regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hanza oraz zaktualizowanej metody dla przedziałów czasowych dnia następnego i dnia bieżącego nie można było jeszcze uzgodnić z właściwymi krajowymi organami regulacyjnymi regionu, w szczególności dlatego, że nie udało się dojść do porozumienia w sprawie podejścia do wyznaczania zdolności przesyłowych na połączeniu wzajemnym Kriegers Flak. Przedłużono zatem termin osiągnięcia porozumienia w nadziei, że trwająca procedura dotycząca odstępstwa przyniesie jasność w tym zakresie <sup>(4)</sup>.

### 3.2. Art. 12, 14, 15 i 16 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej

- (14) Art. 12, 14, 15 i 16 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej zawierają szereg odniesień do minimalnego poziomu dostępnych zdolności, określonego w art. 16 ust. 8. Władze niemieckie i duńskie wnoszą o odstępstwo w zakresie, w jakim minimalny poziom zdolności określony w tych artykułach odzwierciedla minimalny poziom wyznaczony powyżej, czyli 70 % pozostałych zdolności.
- (15) Komisja nie uznaje tego za osobny wniosek o odstępstwo. Istotny jest fakt, że w art. 64 ust. 1 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej nie zezwala się na odstępstwa od art. 12 tego rozporządzenia. Jednak w zakresie, w jakim odstępstwo od art. 16 ust. 8 powoduje inne obliczenie minimalnego poziomu zdolności, wszystkie odniesienia do tej minimalnej wartości w rozporządzeniu należy rozumieć jako odniesienia do wartości określonej w decyzji o przyznaniu odstępstwa.

<sup>(4)</sup> Zob. decyzja ACER nr 6/2020 z dnia 7 lutego 2020 r. w sprawie wniosku organów regulacyjnych regionu wyznaczania zdolności przesyłowych Hanza o przedłużenie okresu na osiągnięcie porozumienia w sprawie metody wyznaczania długoterminowych zdolności przesyłowych, [https://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2006-2020%20on%20extension%20Hansa\\_LT\\_CCM.pdf](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. Kodeksy sieci i wytyczne

- (16) Na podstawie wniosku odstępstwo uwzględnia się również w odpowiednich procesach obliczania zdolności zgodnie z rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1222 <sup>(5)</sup> ustanawiającym wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, rozporządzeniem Komisji (UE) 2016/1719 <sup>(6)</sup> ustanawiającym wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych oraz rozporządzeniem Komisji (UE) 2017/2195 <sup>(7)</sup> ustanawiającym wytyczne dotyczące bilansowania. W zakresie, w jakim wnosi się o odstępstwa od metod przyjętych na podstawie tych rozporządzeń Komisji, wnioski takie nie są uważane za odrębne wnioski o odstępstwo, lecz są nierozdzielnie związane z wnioskiem o odstępstwo od rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej. W zakresie, w jakim ze względu na odstępstwo przepis rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej nie ma zastosowania do projektu lub ma zastosowanie jedynie częściowo, metody przyjęte na podstawie przepisów wykonawczych odnoszących się do odpowiedniego przepisu rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej lub opartych na nim również nie mają zastosowania.
- (17) Wniosek o odstępstwo stanowi ponadto, że rezerwa zdolności na rynku długoterminowym opiera się na zdolności pozostałej po odliczeniu zainstalowanej mocy siłowni wiatrowych. Rezerwa zdolności w pozostałych podstawowych okresach handlowych opiera się na zdolności pozostałej po odliczeniu prognozowanego zastrzyku energii wiatrowej. Chociaż we wniosku określono, że należy unikać ograniczania wytwarzania w morskich farmach wiatrowych (co rozumie się jako odniesienie wyłącznie do farm wiatrowych Baltic 1 i 2 oraz Kriegers Flak) spowodowanego rezerwacją transgranicznych zdolności przesyłowych dla obrotu międzystrefowego we wszystkich podstawowych okresach handlowych, Komisja rozumie, że wniosek ten jest zamierzonym skutkiem pozostałych odstępstw, o które wniesiono, oraz opisanego podejścia do obliczania i alokacji zdolności, a nie wnioskiem o odrębne odstępstwa. W szczególności we wniosku wyraźnie określono, że alokowana zdolność powinna być niezawodna, w związku z czym nie należy ograniczać żadnej z alokowanych zdolności, aby zapobiec ograniczeniu wytwarzania energii w morskich farmach wiatrowych.

### 3.4. Czas trwania odstępstwa, którego dotyczy wniosek

- (18) Wniosek o odstępstwo przewiduje, że odstępstwo zacznie obowiązywać wraz z oddaniem do użytku KF, co ma nastąpić w trzecim kwartale 2020 r., i będzie obowiązywać „dopóki farmy wiatrowe Baltic 1, Baltic 2 i Kriegers Flak będą przyłączone do KF”. W dalszej części wniosku odniesiono się do ograniczenia czasowego: „dopóki te morskie farmy wiatrowe będą sprawne i przyłączone do systemu”.
- (19) Komisja rozumie, że chodzi tu o farmy wiatrowe, które już istnieją, lub o farmę wiatrową Kriegers Flak, która ma rozpocząć pracę w najbliższej przyszłości. Tak więc w przypadku nowych farm wiatrowych, nawet jako inwestycji kontynuacyjnych w stosunku do istniejących, ich prognozowana produkcja nie byłaby odliczana od całkowitych zdolności przesyłowych przed obliczeniem pozostałych zdolności.

## 4. UWAGI OTRZYMANE W OKRESIE KONSULTACJI

- (20) Podczas konsultacji Komisja otrzymała uwagi od pięciu różnych zainteresowanych stron, jak również od jednego państwa członkowskiego.
- Cztery z sześciu pism były przychylne lub przynajmniej wyrażały zrozumienie dla odstępstwa, o które wniesiono, chociaż w dwóch z tych pism wniesiono o wyraźne ograniczenia czasowe dla odstępstwa, z czego w przypadku jednego celem było szybkie dostosowanie projektu do ram prawnych UE. Kolejne pismo nie zawierało uwag na temat samego wniosku o odstępstwo, natomiast w szóstym piśmie opowiedziano się za odrzuceniem odstępstwa oraz za określeniem krótkiego ograniczenia czasowego jako drugim preferowanym rozwiązaniem.
  - Jeżeli chodzi o czas obowiązywania ewentualnego odstępstwa, z czterech pism, w których poparto przyznanie odstępstwa, w dwóch z nich opowiedziano się za tym, aby odstępstwo obejmowało cały okres eksploatacji przyłączonych farm wiatrowych, podczas gdy w jednym z pism wniesiono o określenie czasu trwania odstępstwa bez zaproponowania konkretnego czasu, a w drugim wniesiono o to, aby odstępstwo miało charakter tymczasowy i podano przykład pięcioletniego ograniczenia czasowego, z myślą o opracowaniu rozwiązania dotyczącego morskiego obszaru rynkowego dla KF.

<sup>(5)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiające wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi (Dz.U. L 197 z 25.7.2015, s. 24).

<sup>(6)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2016/1719 z dnia 26 września 2016 r. ustanawiające wytyczne dotyczące długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych (Dz.U. L 259 z 27.9.2016, s. 42).

<sup>(7)</sup> Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiające wytyczne dotyczące bilansowania (Dz.U. L 312 z 28.11.2017, s. 6).

- W pięciu z sześciu pism podkreślono, że chociaż (warunkowa) decyzja o przyznaniu odstępstwa ad hoc może być uzasadniona ze względu na wyjątkowe cechy danego przypadku, odstępstwa nie stanowią odpowiedniej alternatywy dla ustanowienia szerszych ram regulacyjnych w celu zapewnienia trwałego rozwiązania regulacyjnego. Takie rozwiązanie regulacyjne byłoby przydatne nie tylko w przypadku przyszłych projektów hybrydowych, ale mogłoby również pozwolić na zastąpienie odstępstwa po określonym czasie niezbędnym do uzgodnienia podejścia regulacyjnego i ewentualnej ponownej negocjacji umów z KF. W szóstym piśmie uznano, że nastąpiły zmiany w ramach, ale podkreślono, że w przypadku projektów długoterminowych naturalne jest, aby w okresie realizacji projektu wprowadzono pewne zmiany regulacyjne.
- W odniesieniu do treści takiego trwałego rozwiązania regulacyjnego, które wykracza poza zakres niniejszej decyzji o przyznaniu odstępstwa, w dwóch pismach podkreślono, że wsparcia należy udzielać bezpośrednio w sposób oparty na rynku (np. w drodze aukcji), a nie pośrednio przez sztucznie zawyżone ceny energii elektrycznej lub specjalny operacyjny sposób traktowania, taki jak dysponowanie priorytetowe i brak obowiązku bilansowania. Jedno z pism zawiera więcej szczegółowych informacji i poparto w nim morskie obszary rynkowe jako obiecujące rozwiązanie, które w przyszłości można by zastosować także w odniesieniu do KF; podkreślono, że struktura rynku nie powinna wprowadzać rozróżnienia między wytwarzaniem na lądzie i na morzu, a jednocześnie uznano potrzebę bardziej szczegółowej oceny efektów dystrybucyjnych morskich obszarów rynkowych.

## 5. OCENA

- (21) Zgodnie z art. 64 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej odstępstwo od odpowiednich przepisów art. 3 i 6, art. 7 ust. 1, art. 8 ust. 1 i 4, art. 9, 10 i 11, art. 14–17, art. 19–27, art. 35–47 i art. 51 rozporządzenia może zostać przyznane, jeżeli państwa członkowskie (w tym przypadku zarówno Dania, jak i Niemcy) są w stanie wykazać, że doświadczają istotnych problemów w eksploatacji małych systemów wydzielonych i małych systemów połączonych.
- (22) Z wyjątkiem regionów najbardziej oddalonych odstępstwo jest ograniczone w czasie i podlega warunkom mającym na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej.
- (23) Ponadto odstępstwo ma na celu zapewnienie, aby nie utrudniało ono przejścia na odnawialne źródła energii, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru.

### 5.1. Małe systemy wydzielone lub małe systemy połączone

- (24) Rozporządzenie w sprawie energii elektrycznej nie przewiduje uogólnionych automatycznych odstępstw dla małych systemów połączonych ani małych systemów wydzielonych. W rozporządzeniu założono zatem, że niezależnie od dużego zróżnicowania pod względem wielkości i właściwości technicznych systemów elektroenergetycznych w UE wszystkie takie systemy mogą i powinny być eksploatowane zgodnie z pełnymi ramami regulacyjnymi.
- (25) Założenie to można jednak obalić, a tym samym zgodnie z art. 64 ust. 1 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej odstępstwo od stosowania niektórych przepisów rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej jest możliwe, jeżeli państwa członkowskie wykażą, między innymi, że stosowanie tych przepisów do małych systemów wydzielonych może prowadzić do istotnych problemów, w szczególności ze względu na warunki geograficzne lub profile popytu istotne dla danych systemów. Stwierdzono to na przykład w przypadku niektórych małych i odizolowanych wysp Morza Śródziemnego, gdzie popyt w zimie jest bardzo niski, a w krótkich sezonach turystycznych znacznie wzrasta <sup>(8)</sup>.
- (26) Oprócz systemów *wydzielonych* w rozporządzeniu w sprawie energii elektrycznej przewidziano możliwość przyznania odstępstw również na rzecz małych systemów *połączonych*. Rodzi to pytanie o to, co stanowi *system* w rozumieniu art. 64 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej. Do chwili obecnej wszystkie decyzje Komisji przyznające odstępstwa dla systemów wydzielonych dotyczą wysp. Fakt, że jedynym systemem wyraźnie wymienionym w art. 64 jest system Cypru, wyspy, której system przesyłowy nie jest obecnie połączony z systemami przesyłowymi innych państw członkowskich, wskazuje, że to właśnie wyspy miał prawdopodobnie na myśli również prawodawca, przewidując możliwość przyznania odstępstwa dla małych systemów wydzielonych lub małych systemów połączonych.

<sup>(8)</sup> Zob. decyzja Komisji 2014/536/UE z dnia 14 sierpnia 2014 r. w sprawie przyznania Republice Greckiej odstępstwa od niektórych przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE (Dz.U. L 248 z 22.8.2014, s. 12).

- (27) Samego terminu „system” nie zdefiniowano ani w rozporządzeniu w sprawie energii elektrycznej, ani w dyrektywie w sprawie energii elektrycznej. W art. 2 pkt 42 i 43 dyrektywy w sprawie energii elektrycznej zdefiniowano jednak odpowiednio terminy „mały system wydzielony” i „mały system połączony”. Mały system wydzielony zdefiniowano jako „system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 3 000 GWh i w którym mniej niż 5 % rocznego zużycia uzyskuje się przez wzajemne połączenie z innymi systemami”, podczas gdy mały system połączony to „system, który w 1996 r. osiągnął zużycie mniejsze niż 3 000 GWh i w którym więcej niż 5 % rocznego zużycia uzyskuje się przez wzajemne połączenie z innymi systemami”.
- (28) Po pierwsze, w obu definicjach zakłada się zatem, że system jest czymś, w czym można mierzyć i określać zużycie energii elektrycznej. Po drugie, jest to coś, co może być połączone z innymi systemami. Termin „połączenie wzajemne” w art. 2 pkt 39 dyrektywy (inaczej niż w rozporządzeniu) jest również zdefiniowany jako „urządzenie stosowane do łączenia systemów elektroenergetycznych”. W tym kontekście oczywiste jest, że „system” musi być czymś, co (i) może obejmować punkty poboru oraz (ii) może być połączone z innymi systemami za pomocą kabli elektrycznych. Wydaje się, że wyklucza to rozumienie kilku nakładających się na siebie i powiązanych ze sobą systemów jako „systemu”. Jeden system musi być raczej wyraźnie oddzielony od drugiego. Najwyraźniejszy podział, i to również ten stosowany dotychczas w praktyce Komisji <sup>(9)</sup>, polega na topologicznym oddzieleniu jednego obszaru geograficznego od drugiego, np. morza oddzielającego wyspę od innych wysp oraz kontynentu lub gór. Ponadto oczywiste jest, że „system” musi być czymś połączony i nie może składać się z kilku całkowicie niezależnych i niepowiązanych ze sobą elementów, a zatem łańcuch oddzielnych i niepowiązanych ze sobą wysp nie tworzyłby jednego, lecz kilka systemów.
- (29) W omawianym przypadku obszar połączony kablami w ramach KF leży na środku morza. Podczas gdy farmy wiatrowe Baltic 2 i Kriegers Flak znajdują się na rafie Kriegers Flak lub w jej pobliżu, farma wiatrowa Baltic 1 znajduje się pomiędzy rafą a niemieckim wybrzeżem. Farmy wiatrowe są więc wyraźnie oddzielone od kontynentu przez Morze Bałtyckie. Morze oddziela jednak od siebie także farmy wiatrowe. Chociaż są one połączone ze sobą kablami, nie różni się to od ich połączenia z systemami na kontynencie.
- (30) System KF tworzy jednak podmiot utrzymywany wspólnie przez wspólną operację za pośrednictwem MIO. MIO działa pod wieloma względami jako odrębny operator systemu, autonomicznie wyciszający zdolność, proponujący działania zaradcze w przypadku ograniczeń przesyłowych, podejmujący działania w celu zapewnienia stabilności napięcia oraz nabywający usługi kontraktów, aczkolwiek pod nadzorem operatorów systemu, obu OSP będących właścicielami elementów sieci. A zatem KF jest *oddzielony od innych systemów przez morze i połączony jako jeden system wspólną koncepcją operacyjną i wspólną funkcją operacyjną*. Co więcej, nie pokrywa się on z innymi systemami i nie można też twierdzić, że poszczególne farmy wiatrowe tworzą odrębne systemy. Żaden z dwóch OSP nie może jednostronnie sterować elementami systemu KF.
- (31) W związku z tym hybrydowe połączenie międzysystemowe KF wraz z połączonymi farmami wiatrowymi stanowi system w rozumieniu art. 64 rozporządzenia.
- (32) KF jest również wyraźnie „małym” systemem. W przypadku nowo utworzonych systemów logiczne jest wykluczenie odniesienia do zużycia w 1996 r. Ten rok referencyjny nadal pochodzi z pierwszej dyrektywy w sprawie energii elektrycznej 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady <sup>(10)</sup>, chociaż wciąż z progiem wynoszącym 2 500 GWh. Zachowano go jako punkt odniesienia w późniejszych latach, aby zapobiec zmianie statusu systemów na podstawie zmian w ich rocznych danych liczbowych dotyczących zużycia.

<sup>(9)</sup> Zob. decyzja Komisji 2004/920/WE z dnia 20 grudnia 2004 r. dotycząca odstępstw od stosowania niektórych przepisów dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do Azorów (Dz.U. L 389 z 30.12.2004, s. 31); decyzja Komisji 2006/375/WE z dnia 23 maja 2006 r. dotycząca odstępstw od stosowania niektórych przepisów dyrektywy 2003/54/WE w odniesieniu do archipelagu Madery (Dz.U. L 142 z 30.5.2006, s. 35); decyzja Komisji 2006/653/WE z dnia 25 września 2006 r. przyznająca Republice Cypryjskiej odstępstwo od niektórych przepisów dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. L 270 z 29.9.2006, s. 72); decyzja Komisji 2006/859/WE z dnia 28 listopada 2006 r. przyznająca Malcie odstępstwo od niektórych przepisów dyrektywy 2003/54/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz.U. L 332 z 30.11.2006, s. 32) oraz decyzja Komisji 2014/536/UE z dnia 14 sierpnia 2014 r. w sprawie przyznania Republice Greckiej odstępstwa od niektórych przepisów dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/72/WE (Dz.U. L 248 z 22.8.2014, s. 12).

<sup>(10)</sup> Dyrektywa 96/92/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 grudnia 1996 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 27 z 30.1.1997, s. 20).

- (33) Jednak po sfinalizowaniu nowego systemu i osiągnięciu przez niego pełnej sprawności jego zużycie na dany moment należy wykorzystać jako podstawę do określenia, czy system jest „mały”. Tak jest w przypadku KF. System KF nie ma znaczącego zużycia, a całkowite zużycie łącznie ze stratami w sieci szacuje się na około 90 GWh. W najbliższej przyszłości nie przewiduje się ponadto znaczącego wzrostu zużycia (np. w związku z produkcją wodoru). Chociaż zużycie w art. 2 pkt 42 i 43 rozporządzenia może sugerować, że pojęcie „małych systemów” jest związane ze zużyciem „przez ludzi” i tym samym ograniczone do zamieszkałych wysp, Komisja jest zdania, że brak popytu ze strony gospodarstw domowych lub przemysłu nie wyklucza zakwalifikowania go jako „małego systemu”. Ponadto, ponieważ nie istnieje minimalny próg, wymóg zużycia przez ludzi wewnątrz systemu nie zapewniłby żadnego sensownego kryterium rozdziału. Podczas gdy decyzje Komisji dotyczące małych systemów mają na celu głównie rozwiązanie szczególnych wyzwań w zakresie stabilnych i konkurencyjnych dostaw dla mieszkańców systemu, brzmienie rozporządzenia nie ogranicza możliwości przyznania odstępstwa do tego rodzaju problemów. Co więcej, ponieważ w artykule tym jest mowa o istotnych problemach „w eksploatacji” systemu, problemy te mogą równie dobrze wynikać z interakcji między systemem a znajdującą się w nim produkcją, jak z interakcji z popytem.
- (34) Ponadto KF, który sam zapewnia znaczące zdolności połączeń wzajemnych, jest wyraźnie „połączony”.
- (35) Zatem KF jest małym systemem połączonym w rozumieniu art. 64 ust. 1 lit. a) rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej.

## 5.2. Istotny problem w eksploatacji systemu

### 5.2.1. Co stanowi istotny problem?

- (36) Brzmienie art. 64 jest bardzo szerokie, jest w nim bowiem mowa o „istotnych problemach w eksploatacji” systemu. Termin „istotne problemy” nie jest prawnie zdefiniowany, a Komisja nie przedstawiła definicji tego terminu w swojej praktyce decyzyjnej. Otwarte sformułowanie pozwala Komisji na uwzględnienie wszystkich potencjalnych problemów związanych ze szczególną sytuacją małych systemów, pod warunkiem że są one istotne, a nie jedynie marginalne. Problemy takie mogą się znacznie różnić w zależności od specyfiki geograficznej, produkcji i zużycia danego systemu, ale także od rozwoju technicznego (np. magazynowania energii elektrycznej i wytwarzania małych ilości).
- (37) W poprzednich decyzjach problemy, które należało rozwiązać, dotyczyły utrzymania spójności społecznej lub równych warunków konkurencji między kontynentem a wyspami w sytuacji, gdy bezpieczeństwo systemu na wyspie wymagało dodatkowych środków lub wiązało się ze znacznie wyższymi kosztami na wyspie w porównaniu z kontynentem. W związku z tym „eksploatacji” nie można rozumieć w sposób zawężający, np. jako wymogu, aby bez odstępstwa bezpieczna eksploatacja systemu nie była możliwa. Zawsze uważano natomiast, że „problemy” obejmują również problemy społeczno-gospodarcze dla użytkowników danego systemu <sup>(11)</sup>.
- (38) Ponadto problemy, o których mowa, muszą pojawić się w związku z eksploatacją systemu. Trudno jest zatem wyobrazić sobie uzasadnienie, które opierałoby się wyłącznie na skutkach występujących poza systemem, np. skutkach dla krajowych programów dotacji. Nie wyklucza to znaczenia skutków „pośrednich”, na przykład dla bezpiecznej eksploatacji systemu.

### 5.2.2. System KF jako pierwszy w swoim rodzaju

- (39) System KF jest pierwszym tego typu systemem obejmującym kable łączące systemy lądowe z morskimi farmami wiatrowymi znajdującymi się w dwóch różnych państwach, kabel łączący te morskie farmy wiatrowe, umożliwiający tym samym handel energią elektryczną pomiędzy obydwoma systemami lądowymi, stację przekształtnikową „back-to-back” pomiędzy dwoma różnymi obszarami synchronicznymi, dwa różne poziomy napięć połączone przez morski transformator oraz MIO autonomicznie (pod nadzorem operatorów z obu OSP) sterujący poszczególnymi elementami systemu, aktywujący kontraktakupy lub ograniczenie w stosownych przypadkach oraz ustawiający wartości dla przekształtnika „back-to-back”.

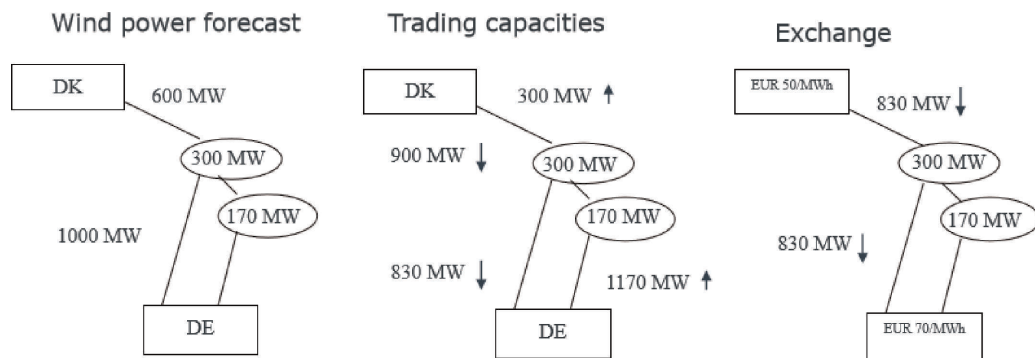
<sup>(11)</sup> Zob. np. decyzja 2014/536/UE, w której odniesiono się do wyższych kosztów wytwarzania energii elektrycznej na wyspach, podczas gdy ceny są z mocy prawa równe cenom na głównej części terytorium.



- (40) Stworzenie pierwszego takiego systemu jest złożonym przedsięwzięciem i wiązało się z istotnymi wyzwaniami. Ze względu na dużą złożoność projektu czas od planowania projektu do jego ostatecznej realizacji był bardzo długi.
- (41) Kiedy w 2010 r. podpisano umowę o udzielenie dotacji między Komisją a OSP przewidującą wkład w wysokości 150 mln EUR z funduszy UE do projektu KF, umowa ta przewidywała, że początek eksploatacji systemu KF planowano na czerwiec 2016 r.
- (42) Pionierski charakter projektu pociągnął jednak za sobą konieczność zmiany konfiguracji systemu w trakcie realizacji projektu. Początkowo planowano wykorzystanie kabli HVDC, ale ponieważ planowana platforma morska HVDC stała się o około 250 % droższa niż przewidywano <sup>(12)</sup>, konieczne było przeprojektowanie systemu z wykorzystaniem morskich kabli AC. Zmienioną umowę o udzielenie dotacji podpisano we wrześniu 2015 r.
- (43) Ta zmieniona struktura spowodowała znaczne zmniejszenie zdolności przesyłowych, oprócz tego, co jest niezbędne do przesyłu wiatru generowanego przez morskie farmy wiatrowe na brzeg. Można to wykazać, porównując dwa przykłady zarządzania ograniczeniami przesyłowymi przedstawione w różnych prezentacjach Energinet.dk dla Komisji, odpowiednio 14 listopada 2012 r. i 3 września 2014 r.:

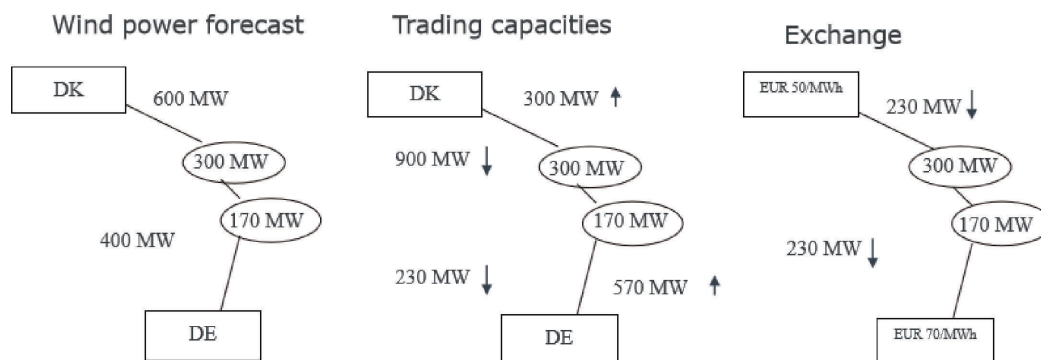
Rysunek 3

## Przykład na podstawie planu projektu z 2012 r.



Rysunek 4

## Przykład na podstawie planu projektu z 2014 r.



- (44) Przykłady te pokazują, że przy założeniu jednakowej produkcji energii wiatrowej w obu scenariuszach, zdolność systemu KF udostępniona na rynku z myślą o handlu w kierunku Niemiec wynosiła 830 MW w projekcie z 2012 r. i 230 MW w projekcie z 2014 r. Należy jednak zauważyć, że efektywna różnica pomiędzy założeniami obydwu projektów zależy w dużym stopniu od wiatru <sup>(13)</sup>.

<sup>(12)</sup> Prezentacja 50Hertz dla Komisji Europejskiej z dnia 9 maja 2014 r., slajd 3.

<sup>(13)</sup> Na podstawie informacji przekazanych przez władze niemieckie i duńskie w dniu 11 września 2020 r. wartości zdolności można porównać w następujący sposób: W przypadku niemieckich i duńskich morskich farm wiatrowych, z których każda ma taki sam stopień wykorzystania, dostępne na rynku zdolności w kierunku Niemiec wahałyby się w ramach początkowych założeń projektu od 600 MW (w przypadku braku produkcji energii wiatrowej) do ~855 MW (w przypadku produkcji energii wiatrowej wynoszącej około 50 % odpowiednich zainstalowanych zdolności), a następnie od ~855 MW do 661 MW (w przypadku maksymalnej produkcji energii wiatrowej), podczas gdy w ramach zmienionych założeń projektu wahałyby się od 400 MW (w przypadku braku produkcji energii wiatrowej) do 61 MW (w przypadku produkcji energii wiatrowej). Dostępne na rynku zdolności w kierunku Danii wahałyby się w ramach początkowych założeń projektu od 600 MW (w przypadku braku produkcji) do 0 MW (w przypadku maksymalnej produkcji), podczas gdy w ramach zmienionych założeń projektu wynosiłyby 400 MW (w przypadku produkcji energii wiatrowej wynoszącej od 0 % do 33 %), a następnie wahałyby się od 400 MW do 61 MW (w przypadku maksymalnej produkcji energii wiatrowej).

- (45) Ta znacząca zmiana w koncepcji projektu wskazuje na szczególne wyzwanie, jakim jest ten projekt. W nowej koncepcji zastosowano niezwykle długie kable AC, o łącznej długości połączenia AC przekraczającej 200 km – na której to zwykle stosuje się technologię DC (jak początkowo planowano). Stwarza to wyzwania dla stabilności napięcia wewnątrz systemu KF. Aby sprostać temu wyzwaniu, opracowano koncepcję MIO w celu monitorowania i kontrolowania aktywów KF oraz reagowania (autonomicznie, ale pod nadzorem OSP) w stosowanych przypadkach.
- (46) Reakcje MIO obejmują zapewnienie niezbędnych wolumenów kontraktów w przypadku wystąpienia ograniczeń przesyłowych. W warunkach silnego wiatru produkcja z morskich farm wiatrowych już teraz wypełniłaby bardzo dużą część kabli. Gdyby w takich sytuacjach wymagane były wysokie minimalne wolumeny handlu, częściej występowałyby duże wolumeny kontraktów.
- (47) Przykładowo: W sytuacjach, gdy cena na obszarze DE/LU jest wyższa niż cena na obszarze DK2, kabel łączący niemieckie farmy wiatrowe z niemieckim wybrzeżem byłby przeciążony i zapewnienie minimalnego wolumenu handlu na tym kablu wymagałoby kontraktów w stronę DE/LU w kierunku DK. Jeżeli w takiej sytuacji konieczne byłoby udostępnienie do handlu co najmniej 70 % zdolności 400 MW (a zatem 280 MW), zdolność ta zostałaby wykorzystana do przesyłania energii elektrycznej ze strefy DK2 (być może z wytwarzania energii wiatrowej w Danii lub innych państwach skandynawskich) do strefy DE/LU. Dodanie 280 MW i energii wiatrowej z farm wiatrowych Baltic 1 i Baltic 2, które znajdują się w obszarze rynkowym DE/LU, przekroczyłoby jednak zdolność przesyłową kabla łączącego te farmy wiatrowe z niemieckim wybrzeżem.
- (48) Zatem aby udostępnić te zdolności, należałoby albo zmniejszyć produkcję z farm wiatrowych (ograniczenie/redysponowanie prowadzące do obniżenia mocy), albo operatorzy systemu musieliby zaangażować się w kontrakty (handel energią elektryczną ze strefy DE/LU do strefy DK2). Oba podejścia ograniczyłyby fizyczny przepływ na kablu i zapobiegłyby przeciążeniu. Ponadto, jak określono jednak w art. 13 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej, nierynkowe redysponowanie prowadzące do obniżenia mocy w przypadku energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii stosuje się jedynie w przypadku, gdy nie ma innej możliwości. Co więcej, znaczne skrócenie godzin pracy aktywów związanych z wytwarzaniem energii ze źródeł odnawialnych mogłoby mieć negatywny wpływ na ich uzasadnienie biznesowe lub cele programu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii. W związku z tym MIO utworzono w celu zmniejszenia produkcji farm wiatrowych tylko w ostateczności, a w pierwszej kolejności w celu rozwiązania problemu ograniczeń przesyłowych poprzez kontrakty.
- (49) W związku z tym zastosowanie art. 16 ust. 8 zwiększyłoby ilość potrzebnych kontraktów. To z kolei bez wątpienia zwiększyłoby złożoność utrzymania stabilnej eksploatacji systemu KF, ponieważ wymagane byłoby częstsze interwencje ze strony MIO, który musiałby obsługiwać większe wolumeny handlowe w sposób autonomiczny. Na podstawie dostępnych informacji nie wydaje się jednak, aby ta zwiększona złożoność miała zagrozić bezpieczeństwu operacyjnemu samego systemu KF i sama w sobie uzasadniać odstąpienie.
- (50) W tym względzie należy jednak podkreślić, że w rozporządzeniu w sprawie energii elektrycznej wyraźnie uznano szczególne wyzwania związane ogólnie z innowacyjnymi projektami oraz z aktywami hybrydowymi obejmującymi w szczególności połączenia międzysystemowe i połączenia lądowe.
- (51) Art. 3 lit. l) rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej stanowi, że „zasady rynkowe umożliwiają rozwój projektów demonstracyjnych dotyczących zrównoważonych, bezpiecznych i niskoemisyjnych źródeł energii, technologii lub systemów, które mają być realizowane i wykorzystywane z korzyścią dla społeczeństwa”. W związku z tym ramy legislacyjne mają na celu ułatwienie realizacji projektów demonstracyjnych. W art. 2 pkt 24 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej definiuje się projekt demonstracyjny jako „projekt polegający na zademonstrowaniu technologii określonego rodzaju po raz pierwszy w Unii oraz stanowiący istotną innowację, która znacznie odbiega od aktualnego stanu techniki”. Jest to wyraźnie widoczne w przypadku KF, który jest pierwszym tego rodzaju projektem i – jak wykazały także istotne wyzwania w jego realizacji – wymagał istotnej innowacji, która znacznie odbiegała od aktualnego stanu techniki.
- (52) Ponadto motyw 66 rozporządzenia stanowi, że „[m]orska infrastruktura elektroenergetyczna spełniająca dwie funkcje (tzw. »morskie aktywa hybrydowe«), łącząca przesył morskiej energii wiatrowej na ląd i połączenia wzajemne, również powinna kwalifikować się do zwolnienia, tak jak w ramach zasad mających zastosowanie do nowych połączeń wzajemnych prądu stałego”, jak również, w przypadku gdy koszty projektu są szczególnie wysokie, do połączeń wzajemnych prądu zmiennego. Kriegers Flak jest znacznie bardziej złożony niż przeciętny projekt połączenia wzajemnego prądu zmiennego, a zatem zasadniczo kwalifikowałby się do zwolnienia na podstawie art. 63. „W razie

konieczności ramy regulacyjne powinny należycie uwzględnić szczególną sytuację tych aktywów, aby przezwyciężyć bariery w realizacji społecznie efektywnych kosztowo morskich aktywów hybrydowych”. Chociaż w motywie tym wyraźnie wspomina się o zwolnieniach dla nowych połączeń wzajemnych, odnosząc się tym samym do art. 63, zastosowanie sformułowania „tak jak” pokazuje, że nie jest to jedyna ścieżka prowadząca do szczególnych ram dotyczących aktywów hybrydowych, którą chciano podkreślić w tym motywie. Ponieważ KF jest pierwszym aktywnem hybrydowym, jasne jest, że prawodawcy byli świadomi tego projektu przy opracowywaniu motywu 66 i uznali, że projekt ten może wymagać szczególnych ram regulacyjnych.

- (53) Chociaż za pomocą motywu nie można zmienić wynikających z rozporządzenia wymogów prawnych dotyczących przyznawania szczególnych ram poprzez odstępstwa lub zwolnienia, a w art. 3 lit. l) nie określono żadnych szczególnych wymogów dotyczących sposobu, w jaki należy traktować projekty demonstracyjne w ramach regulacyjnych, oba te elementy łącznie wskazują na wolę prawodawcy, aby Komisja zwróciła szczególną uwagę na wyjątkową sytuację i wyzwania związane z aktywami hybrydowymi i projektami demonstracyjnymi.
- (54) W tym kontekście KF jako projekt demonstracyjny stoi w obliczu zwiększonej złożoności. Pełne wykazanie zakresu tej złożoności nie jest jeszcze możliwe, ponieważ to pierwszy tego rodzaju projekt. Mogłoby to wystarczyć, aby zakwalifikować to jako problemy zgodne z art. 64. Kwestię tę można by jednak pozostawić otwartą, gdyby inne powody uzasadniające odstępstwo były wystarczające – indywidualnie lub w połączeniu z opisaną powyżej złożoną eksploatacją i ustanowieniem systemu KF jako pierwszego w swoim rodzaju aktywa hybrydowego.

#### 5.2.3. Bezpieczna eksploatacja obszaru DK2

- (55) Oprócz zwiększonej złożoności eksploatacji systemu KF, zwiększona liczba kontraktów miałaby również wpływ na sąsiednie obszary rynkowe. Podczas gdy strefa DE/LU jest duża, strefa DK2 jest znacznie mniejsza. Skutkuje to bardziej ograniczoną dostępnością zasobów do regulacji prowadzącej do zwiększenia lub obniżenia mocy. We wniosku o odstępstwo argumentuje się, że zasoby te można by wykorzystać w pełni już poprzez kontrakty na rzecz systemu KF.
- (56) Mogłyby pojawić się wątpliwości, czy taki brak technicznej dostępności zasobów do kontraktów będzie częsty, ponieważ do kontraktów dochodzi zazwyczaj w warunkach silnego wiatru, gdy w strefie DK2 pracuje duża liczba aktywów wytwarzających energię wiatrową, ale biorąc pod uwagę szeroki zakres możliwych sytuacji w sieci, nie można tego całkowicie wykluczyć.
- (57) Niemniej KF dysponuje również innymi środkami umożliwiającymi zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi w swojej sieci. Przykładowo w przypadku braku dostępności zasobów do kontraktów bezpieczna eksploatacja obiektu KF nadal byłaby możliwa, gdyby nastąpiło zmniejszenie produkcji farm wiatrowych wchodzących w skład samego systemu KF. Wyraźnie dopuszczono to w art. 13 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej, gdy wymaga tego zapewnienie bezpieczeństwa pracy systemu.
- (58) Ponadto należy zauważyć, że sam wzrost kosztów systemowych, czy to z powodu zwiększonych kosztów kontraktów, czy też zwiększonych kosztów związanych z nabywaniem rezerw dla obszaru DK2, nie może jako taki stanowić podstawy dla odstępstwa na podstawie art. 64. W tym względzie należy również zauważyć, że w niedawnej decyzji dotyczącej zobowiązań w sprawie AT.40461 *Interkonektor DE/DK*, w której zbadano systematyczne ograniczenia transgranicznych zdolności przesyłowych zgodnie z unijnymi regułami konkurencji, Komisja uznała, że nie można przyjąć dodatkowych kosztów wynikających ze zwiększonych potrzeb w zakresie kontraktów lub redysponowania jako uzasadnienia ograniczenia przepływów transgranicznych <sup>(14)</sup>.

#### 5.2.4. Uzasadnione oczekiwania

- (59) Co więcej, wniosek o odstępstwo stanowi, że pierwsze rozmowy na temat projektu KF rozpoczęły się już w 2007 r. i że od tego czasu projekt zawsze planowano w oparciu o szczególne podejście do zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, które umożliwia alokację na rynek tylko tych zdolności, które pozostają po odliczeniu prognoz dotyczących wiatru na etapie dnia następnego.

<sup>(14)</sup> Zob. decyzja Komisji z dnia 7 grudnia 2018 r. w sprawie AT.40461 – Interkonektor DE/DK: [https://ec.europa.eu/competition/anti-trust/cases/dec\\_docs/40461/40461\\_461\\_3.pdf](https://ec.europa.eu/competition/anti-trust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf).

- (60) We wniosku stwierdza się również, że od 2007 r. nastąpiły istotne zmiany w ramach regulacyjnych, a w szczególności w rozporządzeniu w sprawie energii elektrycznej, poprzez wprowadzenie art. 16 ust. 8, określającego nowe wymogi w porównaniu z obowiązującym prawodawstwem. We wniosku o odstąpienie argumentuje się, że decyzję inwestycyjną z 2016 r. podjęto przy założeniu, że morskie farmy wiatrowe mogłyby korzystać z zasady dysponowania priorytetowego na podstawie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE<sup>(15)</sup>, co w rezultacie mogłoby doprowadzić do zmniejszenia zdolności do obrotu transgranicznego.
- (61) W tym kontekście Komisja pragnie podkreślić, że zasada maksymalizacji transgranicznych zdolności przesyłowych nie jest nową koncepcją i dlatego też nie można przyjąć tych argumentów. Po pierwsze, opiera się ona na podstawowych przepisach prawa Unii, a w szczególności na art. 18 Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej („TFUE”), w którym zakazano wszelkiej dyskryminacji ze względu na przynależność państwową, oraz na art. 35 TFUE, w którym zakazano ograniczeń ilościowych w wywozie i wszelkich środków o skutku równoważnym. Po drugie, w art. 16 ust. 3 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009<sup>(16)</sup> nałożono obowiązek maksymalizacji zdolności połączeń wzajemnych i określono, że „[u]czestnikom rynku udostępniane są maksymalne zdolności połączeń wzajemnych lub sieci przesyłowych mających wpływ na przepływy transgraniczne, przy zachowaniu standardów bezpieczeństwa eksploatacji sieci”. Ponadto załącznik 1.7 do tego rozporządzenia stanowi, że OSP „nie ograniczają zdolności połączenia wzajemnego w celu rozwiązania ograniczeń w swoich własnych rejonach sterowania, chyba że robią to z wymienionych wyżej powodów lub ze względu na bezpieczeństwo operacyjne”. Ponadto w dniu 14 kwietnia 2010 r. Komisja podjęła decyzję w sprawie AT.39351 Swedish Interconnectors<sup>(17)</sup> o przyjęciu zobowiązań ze strony szwedzkiego OSP za nadużycie, zgodnie ze wstępną oceną Komisji, pozycji dominującej na rynku szwedzkim polegające na ograniczeniu transgranicznych zdolności przesyłowych w celu rozwiązania problemu wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, z naruszeniem art. 102 TFUE. Podobny wstępny wniosek, prowadzący do zobowiązań, sformułowano w sprawie AT.40461 Interkonektor DE/DK<sup>(18)</sup> dotyczącej granicy między zachodnią Danią (DK1) a obszarem Niemcy/Luksemburg.
- (62) Mając na uwadze przedstawione powyżej zasady, operatorzy rynkowi powinni być świadomi zasady maksymalizacji transgranicznych zdolności przesyłowych. W każdym razie najpóźniej od kwietnia 2010 r., w związku ze sprawą AT.39351 Swedish Interconnectors, interpretacja istniejących zasad odnoszących się do transgranicznych zdolności przesyłowych przez Komisję stała się jasna. Co więcej, wbrew temu, co stwierdzono we wniosku o odstąpienie, w pkt 1.7 załącznika I do rozporządzenia (WE) nr 714/2009 również nie zezwolono *ad infinitum* na ograniczenie międzyobszarowych zdolności przesyłowych ze względu na bezpieczeństwo operacyjne, opłacalność lub minimalizację negatywnego wpływu na rynek wewnętrzny energii elektrycznej. Zamiast tego tam, gdzie takie ograniczenie mogło zostać wyjątkowo dozwolone, było ono wyraźnie tolerowane „jedynie do czasu znalezienia rozwiązania długoterminowego”. W związku z tym stworzenie całego systemu opartego na stałej redukcji było wyraźnie niedopuszczalne na podstawie rozporządzenia (WE) nr 714/2009.
- (63) Związek między obowiązkiem maksymalizacji transgranicznych zdolności przesyłowych na podstawie rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej a przyznaniem dysponowania priorytetowego i priorytetowego dostępu do energii ze źródeł odnawialnych na podstawie dyrektywy 2009/28/WE był jednak postrzegany co najmniej przez niektórych uczestników rynku jako nie do końca jasny, a wnioskodawcy zwracają uwagę, że kwestia ta była wielokrotnie poruszana przez projektodawców w kontaktach z Komisją Europejską w odniesieniu do tego konkretnego, pierwszego w swoim rodzaju projektu. OSP pracujący nad projektem KF również nie przeoczyli po prostu możliwości wyzwania dla ich zamierzonego podejścia do zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Wielokrotnie przedstawiali raczej swoje planowane podejście służbom Komisji Europejskiej. Zdaniem wnioskodawcy fakt, że od 2010 r. służby Komisji Europejskiej nie wnosiły w licznych kontaktach z projektodawcami o zmianę struktury projektu KF w sposób zapewniający stosowanie zasady maksymalizacji, zwiększył dezorientację projektodawców odnośnie do zasad mających zastosowanie do tego projektu.
- (64) We wniosku o dotację z 2010 r. dla projektu KF<sup>(19)</sup> określono, że należy znaleźć „prawidłową interpretację priorytetowego przyłączenia”, aby zapewnić wykonalność projektu. We wspólnym studium wykonalności, które przedłożono służbom Komisji, stwierdzono, że podstawowym założeniem jest to, że zdolność na połączeniach wzajemnych, która zgodnie z przewidywaniami nie będzie wymagana do transportu energii wiatrowej, może zostać udostępniona na rynku kasowym. Oczekiwane dodatkowe zdolności przesyłowe dostępne do obrotu były zatem jedynie zdolnościami pozostałymi po transporcie morskiej produkcji energii wiatrowej na ląd.

<sup>(15)</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U. L 140 z 5.6.2009, s. 16).

<sup>(16)</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylające rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 (Dz.U. L 211, 14.8.2009, s. 15).

<sup>(17)</sup> [https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/39351/39351\\_1223\\_4.pdf](https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_4.pdf)

<sup>(18)</sup> [https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec\\_docs/40461/40461\\_461\\_3.pdf](https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf)

<sup>(19)</sup> S. 16, ryzyko 7.

- (65) W badaniu stwierdzono również, że „na podstawie dyrektywy 2009/28/WE wszystkie państwa mają priorytetowy dostęp do sieci w odniesieniu do odnawialnych źródeł energii. W niemieckim ustawodawstwie krajowym wymaga się ponadto, aby turbiny wiatrowe mogły w każdej chwili zasilać niemiecką krajową sieć przesyłową. Jednak w przypadku niewystarczającej zdolności przesyłowej formalne wymogi dotyczące dostępu do sieci mogą zostać rozwiązane za pomocą kontraktów lub środków z zakresu rynku bilansującego”. A zatem omówiono już zarówno kwestię zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, jak i możliwe rozwiązanie w drodze kontraktów.
- (66) Niemniej podejście do zarządzania ograniczeniami przesyłowymi było nadal przedmiotem dyskusji, w tym ze służbami Komisji Europejskiej. W bardzo podobnych prezentacjach z dnia 14 listopada 2012 r. oraz (na podstawie zmienionego planu projektu) 3 września 2014 r. OSP, Energinet.DK, wyraźnie określił, że „model zarządzania ograniczeniami przesyłowymi jest istotną częścią podstawy decyzji inwestycyjnej”. W obu prezentacjach wyraźnie zwrócono uwagę na możliwe sprzeczne interpretacje priorytetowego dostępu na podstawie art. 16 dyrektywy 2009/28/WE z jednej strony i zasady maksymalizacji na podstawie art. 16 rozporządzenia (WE) nr 714/2009 z drugiej strony.
- (67) W prezentacjach jasno opisano sposób, w jaki OSP zamierzali rozwiązać ten konflikt w odniesieniu do projektu KF, i podano, że „zdolność do wytwarzania energii wiatrowej do sieci lądowej będzie zarezerwowana na podstawie prognozy na dzień następny” oraz że „pozostała zdolność ma zostać przekazana na potrzeby łączenia rynków [czym zdefiniowano zdolność dostępną do obrotu] i wykorzystana w taki sam sposób jak zdolność na innych połączeniach wzajemnych”. Podczas prezentacji w 2014 r. nie podkreślono (na piśmie) zmniejszonej zdolności dla rynku w porównaniu z wcześniejszym planem projektu, ale nie zostało to również zatajone. Przeciwnie, obie prezentacje mają dokładnie taką samą strukturę i jeżeli przeprowadzi się je równolegle, wyraźnie widać różnicę.
- (68) W związku z tym od 2010 r. na spotkaniach z krajowymi organami regulacyjnymi i służbami Komisji Europejskiej wielokrotnie podkreślano znaczenie podejścia do zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, zaznaczając, że odmienne wymogi prawne w stosunku do prawodawstwa wtórnego mogą być postrzegane jako sprzeczne. Przy najmniej w późniejszych prezentacjach jasno określono również planowane podejście, jakie strony projektu zamierzają przyjąć w celu rozwiązania tej kwestii, oraz wpływ, jaki miałyby to na transgraniczne zdolności przesyłowe. Na przestrzeni lat organy krajowe i Komisja nadal wspierały projekt, w tym poprzez znaczący wkład finansowy, bez żądania zmian w strukturze projektu.
- (69) Komisja zauważa również, że dogłębnie omówiono proponowaną koncepcję z zainteresowanymi organami krajowymi i że żaden z zainteresowanych krajowych organów regulacyjnych nie zgłosił zastrzeżeń co do planowanej koncepcji zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. Zamiast tego koncepcję zatwierdziły wszystkie organy regulacyjne przedmiotowego regionu „Hanza” w kontekście zatwierdzenia metody obliczania zdolności regionu Hanza.
- (70) Oczywiście sam fakt, że organy krajowe i Komisja przez wiele lat nie zgłaszały zastrzeżeń prawnych w odniesieniu do projektu, nie może być w żaden sposób postrzegany jako uzasadnienie przyznania odstępstwa dla tego projektu. Ponadto, jak podkreślono również w odpowiedzi na konsultacje, w przypadku projektów o bardzo długim okresie realizacji należy spodziewać się pewnych zmian w wymogach regulacyjnych (lub wyjaśnień do nich). Jednak biorąc pod uwagę złożoność tematu i obszernie dyskusje na temat ram regulacyjnych, Komisja nie może wykluczyć, że strony projektu mogły racjonalnie założyć, że będą mogły zrealizować projekt zgodnie z planem. Przyznano to również w kilku pismach skierowanych do Komisji, w tym tych, w których przedstawiono dość krytyczny pogląd na odstępstwo. Ponadto gdyby krajowe organy regulacyjne, ministerstwa lub Komisja zgłosiły zastrzeżenia, projekt można byłoby ewentualnie dostosować przed rozpoczęciem eksploatacji, np. poprzez zwiększenie zdolności połączeń na lądzie w celu uwzględnienia zwiększonych przepływów do obrotu (jak początkowo planowano, ale następnie zrezygnowano po wprowadzeniu zmian do projektu).
- (71) Powodem, dla którego zarządzanie ograniczeniami przesyłowymi wymieniono jako *zasadniczy* element decyzji inwestycyjnej, było to, że w decyzji inwestycyjnej należało uwzględnić interesy wszystkich zainteresowanych stron. Dotyczyło to również roli morskich elektrowni wiatrowych, które otrzymały dotacje w ramach różnych krajowych systemów wsparcia. Oczywiście jest, że gdyby konieczne było przyznanie maksymalnej zdolności na handel, spowodowałoby to zwiększenie prawdopodobieństwa ograniczenia wytwarzania energii w morskich elektrowniach wiatrowych.

- (72) Rzecz jasna w zakresie, w jakim ograniczenie ma charakter nierynkowy, w art. 13 ust. 7 uprawniono te instalacje wytwórcze do pełnej rekompensaty finansowej utraconych przychodów z systemów wsparcia i na rynku dnia następnego. W przypadkach, w których utracone przychody mogłyby być wyższe (np. z rynku dnia bieżącego lub usług systemowych), w rozporządzeniu nie przewidziano obowiązku rekompensaty (choć taki obowiązek mógłby wynikać z prawa krajowego). W każdym razie znaczny wzrost ograniczeń dotyczących morskich farm wiatrowych znacząco zmieniłby podstawowe założenia projektu, którego celem jest zwiększenie możliwości przesyłu energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych na ląd, zwiększenie niezawodności dostaw energii elektrycznej do strefy DK2 oraz zwiększenie zdolności do obrotu, nie zmieniając jednak znacząco sytuacji istniejących morskich farm wiatrowych ani priorytetu nadawanego ich przyłączeniu na podstawie odpowiednich ram krajowych. Gdyby strony projektu wiedziały o konieczności udostępnienia maksymalnej zdolności do obrotu niezależnie od priorytetowych praw dostępu farm wiatrowych, mogłyby nigdy nie dojść do realizacji tego projektu.
- (73) W kontekście regularnych kontaktów z krajowymi organami regulacyjnymi, ministerstwami i Komisją, podczas których wyjaśniono planowane podejście, jest prawdopodobne, że strony projektu mogły źle zrozumieć sytuację prawną. Biorąc to pod uwagę, a także uwzględniając szczególną uwagę, jaką należy zwrócić na wyzwania stojące przed tym konkretnym projektem demonstracyjnym dotyczącym aktywów hybrydowych, zastosowanie wymogów prawnych, które wymagałyby znacznych zmian w podstawowych elementach projektu i które, gdyby wcześniej były jasne, mogłyby powstrzymać realizację projektu lub zmienić jego podstawowe elementy, mogłyby być rzeczywiście postrzegane jako stwarzające istotne problemy dla eksploatacji małego systemu połączonego.
- (74) Komisja może zatem stwierdzić, że pełne zastosowanie art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej do systemu KF spowodowałoby istotne problemy w eksploatacji małego systemu połączonego.

### 5.3. Zakres odstępstwa

- (75) Odstępstwo ma zastosowanie do obliczania i alokacji zdolności międzyobszarowej połączenia wzajemnego KF, stanowiąc odstępstwo od wymogów art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej w zakresie, w jakim określono w nim minimalny próg 70 % całkowitej zdolności przesyłowej połączenia wzajemnego KF. Zamiast tego stosuje się art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej, mianowicie udostępnia się co najmniej 70 % pozostałych zdolności, czyli co najmniej 70 % zdolności pozostałych po odliczeniu tego, co jest potrzebne do przetransportowania produkcji z farm wiatrowych Baltic 1, Baltic 2 i Kriegers Flak do ich odpowiednich systemów lądowych, na podstawie dziennych prognoz dotyczących wytwarzania energii elektrycznej z tych farm.
- (76) W przypadku gdy w innych przepisach jest mowa o „minimalnym progu” określonym w art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej, należy interpretować je jako odnoszące się do minimalnego progu określonego w niniejszej decyzji. Dotyczy to również kodeksów sieci energii elektrycznej i wytycznych, w tym dotyczących alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi, długoterminowej alokacji zdolności przesyłowych oraz bilansowania, jak również warunków i metod opartych na wspomnianych rozporządzeniach Komisji.
- (77) Wszystkie pozostałe wymogi z art. 16 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej, w szczególności wymóg udostępnienia maksymalnego poziomu zdolności połączeń wzajemnych zgodnego ze standardami bezpieczeństwa eksploatacji sieci, nadal mają zastosowanie.

### 5.4. Brak przeszkód w przejściu na odnawialne źródła energii, większej elastyczności, magazynowaniu energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru

- (78) Art. 64 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej stanowi, że decyzja ma na celu zapewnienie, aby nie utrudniała ona przejścia na odnawialne źródła energii, większej elastyczności, magazynowania energii, elektromobilności i odpowiedzi odbioru.
- (79) Decyzja o przyznaniu odstępstwa ma umożliwić realizację pierwszego w swoim rodzaju projektu demonstracyjnego, który ma służyć poprawie włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego. Nie stanowi zatem utrudnienia w przejściu na odnawialne źródła energii. Nie ma również zauważalnego wpływu na elektromobilność i odpowiedź odbioru.
- (80) W odniesieniu do zwiększonej elastyczności i magazynowania energii należy zauważyć, że możliwość świadczenia usług na rzecz elastyczności (w tym magazynowania) w celu wsparcia systemu elektrycznego zależy bezpośrednio od dostarczania przedmiotowym usługodawcom dokładnych i jasnych sygnałów co do inwestycji i dysponowania. Jeżeli w obszarze rynkowym występują strukturalne ograniczenia przesyłowe, powoduje to zniekształcenie sygnałów inwestycyjnych dla specyficznych dla danego miejsca usług na rzecz elastyczności. Przykładowo inwestycje w produkcję wodoru lub magazynowanie w akumulatorach w systemie KF mogłyby być bardziej opłacalne w ramach

regulacyjnych, które prawidłowo odzwierciedlają ograniczenia przesyłowe między systemem KF a obydwoma systemami lądowymi. Ze względu na istotne wyzwania technologiczne związane z morskimi inwestycjami nie oznacza to automatycznie, że takie inwestycje byłyby opłacalne w przypadku oddzielnego morskiego obszaru rynkowego dla systemu KF, ale jest oczywiste, że podejście przyjęte w decyzji o przyznaniu odstępstwa może mieć negatywny wpływ na taki potencjał inwestycyjny w porównaniu z ustanowieniem morskiego obszaru rynkowego.

- (81) Z drugiej strony w art. 64 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej nie wymaga się, aby decyzje o przyznaniu odstępstwa służyły maksymalizacji potencjału w zakresie elastyczności lub magazynowania energii – mają na celu jedynie zapewnienie, by odstępstwo tego nie utrudniało. Innymi słowy odstępstwo nie zapobiega rozwojowi sytuacji, które nastąpiły w sposób naturalny bez niego. Nie jest jednak pewne, czy w przypadku braku odstępstwa system KF będzie eksploatowany jako oddzielny morski obszar rynkowy. Jak podkreślali również respondenci biorący udział w konsultacjach, morski obszar rynkowy może mieć istotne zalety dla funkcjonowania rynku, przejrzystości i efektywnego wykorzystania aktywów sieciowych, ale wiąże się również z pewnymi komplikacjami, np. w zakresie podziału kosztów i korzyści. Bez ustanowienia morskiego obszaru rynkowego nie jest jasne, czy pełne wdrożenie art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej samo w sobie zapewniłoby bardziej dokładne sygnały inwestycyjne dla usług na rzecz elastyczności lub magazynowania w kontekście projektu KF.
- (82) W związku z tym, o ile odstępstwo nie utrudnia przejścia na zwiększoną elastyczność, w tym w zakresie magazynowania energii, ważne jest, aby w odniesieniu do warunków odstępstwa uwzględnić potrzebę odpowiednich sygnałów inwestycyjnych i ich wpływ na ewentualne magazynowanie lub inne inwestycje w zakresie elastyczności.

#### **5.5. Ograniczenie odstępstwa w czasie i na warunkach mających na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej**

- (83) Art. 64 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej wyraźnie stanowi, że odstępstwo jest ograniczone w czasie i podlega warunkom mającym na celu zwiększenie konkurencji i integracji z rynkiem wewnętrznym energii elektrycznej.

##### *5.5.1. Ograniczenie czasowe*

- (84) Ograniczenie czasowe może być zatem uzasadnione nie tylko zasadą proporcjonalności, np. jeżeli krótsze odstępstwo mogłoby rozwiązać dane problemy lub jeżeli dłuższe odstępstwo prowadziłoby do nieproporcjonalnego obciążenia uczestników rynku. Rozporządzenie przewiduje *obowiązkowe* ograniczenie w kilku celach. Przede wszystkim w rozporządzeniu założono, że ogólne ramy regulacyjne można stosować do wszystkich sytuacji na rynku wewnętrznym i że takie ogólne zastosowanie jest korzystne dla społeczeństwa. Chociaż w art. 64 uznaje się, że odstępstwa mogą być wymagane w szczególnych sytuacjach, to jednak mogą one zwiększyć złożoność całego systemu i utrudniać integrację również na obszarach sąsiadujących. Ponadto uzasadnienie odstępstwa jest zasadniczo oparte na ówczesnych ramach technicznych i regulacyjnych oraz na topologii danej sieci. Wszystkie te sytuacje z pewnością ulegną zmianie. Co więcej, ważne jest, aby uczestnicy rynku byli w stanie przewidzieć zmiany regulacyjne z odpowiednim wyprzedzeniem. Dlatego też wszystkie odstępstwa muszą być ograniczone czasowo.
- (85) Jedyna sytuacja, w której rozporządzenie przewiduje ogólne możliwości odstępstwa bez ograniczeń czasowych, dotyczy regionów najbardziej oddalonych w rozumieniu art. 349 TFUE, których nie można połączyć z unijnym rynkiem energii z oczywistych względów fizycznych. Jest to łatwo zrozumiałe, ponieważ regiony te nie mają żadnego wpływu na rynek wewnętrzny energii elektrycznej. Ponieważ KF nie jest regionem najbardziej oddalonym, konieczne jest zatem jasne i przewidywalne ograniczenie czasu obowiązywania odstępstwa.
- (86) We wniosku o odstępstwo proponuje się ograniczenie czasowe z uwzględnieniem eksploatacji i połączenia trzech morskich farm wiatrowych. Sformułowanie nie wydaje się zatem sugerować braku ograniczenia w czasie. Warunek ten nie jest jednak wystarczająco precyzyjny, jeżeli chodzi o to, co nadal stanowi „eksploatację” pierwotnych farm wiatrowych, i nie pozwala stronom trzecim przewidzieć z odpowiednim wyprzedzeniem ram regulacyjnych.

- (87) Dla uniknięcia wątpliwości należy jasno określić, czy morska farma wiatrowa połączona z systemem KF nadal stanowi jedną z pierwotnych farm wiatrowych, czy też nie. W związku z tym należy dodać warunek, że od dnia, w którym którakolwiek z trzech farm wiatrowych zaprzestanie eksploatacji z powodu innego niż zwykła konserwacja lub naprawy o ograniczonym czasie trwania, albo zostanie poddana znaczącym modyfikacjom, co uważa się za mające miejsce co najmniej w przypadku, gdy wymagana jest nowa umowa przyłączeniowa lub gdy zdolności wytwórcze farmy wiatrowej zwiększą się o ponad 5 %, produkcja z tej farmy wiatrowej nie będzie już odliczana od całkowitych zdolności przesyłowych przed obliczeniem pozostałych zdolności, co zwiększy zdolności dostępne do obrotu na połączeniu wzajemnym.
- (88) Jeżeli jednak jedna lub dwie z farm wiatrowych zaprzestaną eksploatacji lub w inny sposób skorzystają z odstępstwa, nie wpłynie to niekorzystnie na sytuację handlową pozostałych farm wiatrowych ani na eksploatację systemu. Odstępstwo nie zostanie zatem uchylone tylko dlatego, że produkcja jednej z farm wiatrowych nie kwalifikuje się już do odliczenia *ex ante* od całkowitej zdolności przesyłowej, lecz tylko wtedy, gdy wszystkie trzy farmy wiatrowe nie będą kwalifikować się już do tego odliczenia.
- (89) Jeżeli chodzi o odpowiedni czas obowiązywania odstępstwa, Komisja zauważa, że natychmiastowe zastosowanie zasad, od których wnosi się o odstępstwo, wymagałoby wprowadzenia istotnych zmian w ustaleniach regulacyjnych i handlowych dotyczących KF, co mogłoby mieć negatywne skutki dla eksploatacji farm wiatrowych.
- (90) Z drugiej strony Komisja zauważa, że przyznanie odstępstwa na czas, gdy farmy wiatrowe działają i pozostają połączone, może oznaczać, że odstępstwo będzie obowiązywać przez 20 lat lub dłużej, biorąc pod uwagę średni okres eksploatacji morskich farm wiatrowych. Tak długie odstępstwo może prowadzić do znacznych niekorzystnych warunków dla integracji rynku.
- (91) Ponadto ważne jest, aby odstępstwo dla KF nie stworzyło niezmiennego i nieelastycznego, w pewnym stopniu obcego elementu w rozwijających się morskich ramach regulacyjnych. Aby zapewnić wystarczającą elastyczność, a jednocześnie odpowiednią pewność i przewidywalność dla wszystkich stron projektu i innych uczestników rynku, należy ustanowić regularne przeglądy ram zatwierdzonych w niniejszej decyzji o przyznaniu odstępstwa.
- (92) Komisja musi zatem znaleźć równowagę między prawnie uzasadnionymi interesami partnerów projektu KF i sąsiadujących państw członkowskich, którzy zaufali legalności rozwiązania regulacyjnego opracowanego dla pierwszego w swoim rodzaju projektu, a interesami konsumentów i producentów z UE, którzy chcą skorzystać z zasady maksymalizacji przepływów transgranicznych.
- (93) Komisja bierze pod uwagę fakt, że opracowanie i wdrożenie rozwiązania regulacyjnego, które nie wymaga odstępstwa, jest możliwe <sup>(20)</sup>, ale będzie wiązało się ze znacznym nakładem czasu i znaczną złożonością. To samo dotyczy koniecznych dostosowań umownych do nowego podejścia regulacyjnego zgodnego z przepisami UE. Co więcej, ponieważ ramy regulacyjne dotyczące morskich aktywów hybrydowych są obecnie przedmiotem dyskusji, należy przewidzieć wystarczająco dużo czasu, aby zapewnić, by takie dostosowania nie musiały rozpocząć się przed zapewnieniem solidnych i jasnych podstaw. Właściwe wydaje się zatem przyznanie odstępstwa na okres 10 lat.
- (94) Nie można jednak całkowicie wykluczyć, że w celu utrzymania równowagi gospodarczej i zapewnienia rentowności systemu KF nawet po upływie tego 10-letniego okresu nadal konieczne będzie utrzymanie odstępstwa. Komisja może zatem przedłużyć ten okres w uzasadnionych przypadkach. Odstępstwo, uwzględniając ewentualne przedłużenia, nie powinno przekraczać okresu 25 lat, ponieważ wykraczałoby poza oczekiwany pozostały okres eksploatacji farm wiatrowych.
- (95) Przegląd Komisji dotyczący wszelkich wniosków o przedłużenie musi obejmować ocenę, czy możliwa jest zmiana struktury projektu w sposób umożliwiający pełną integrację systemu KF z ogólnymi ramami regulacyjnymi, np. przez określenie morskich obszarów rynkowych. Każda taka zmiana w strukturze projektu uwzględniałaby w należyty sposób równowagę gospodarczą ustanowioną na mocy decyzji o przyznaniu odstępstwa. Szczegółową procedurę wnoszenia o przedłużenie i jego przyznawania określono w pkt 5.5.3.

<sup>(20)</sup> W trakcie konsultacji zainteresowane strony zwróciły uwagę w szczególności na możliwość utworzenia morskiego obszaru rynkowego dla projektu.



### 5.5.2. Inne warunki

- (96) W odniesieniu do dalszych warunków, które mają zostać nałożone, narzucenie zwiększenia minimalnej zdolności dostępnej do obrotu na niezmienny pod innymi względami projekt bezpośrednio przyczyniłoby się do przywrócenia problemu, który ma zostać rozwiązany w drodze odstępowania, w tych godzinach, w których kable w systemie KF są przeciążone. Z drugiej strony, gdy takie kable nie są przeciążone, w każdym przypadku ma zastosowanie zasada maksymalizacji, a zatem należy już udostępnić maksymalną technicznie osiągalną zdolność aż do całkowitej zdolności przesyłowej systemu przesyłowego.
- (97) W związku z powyższym nie można całkowicie wykluczyć możliwości zwiększenia dostępnej zdolności w dłuższej perspektywie czasowej. W szczególności wcześniejsze plany projektu nadal przewidywały budowę dodatkowych kabli prądu stałego, a z planów tych zrezygnowano ze względu na 2,5-krotny wzrost kosztów wymaganych komponentów (zob. motywy 40–42 powyżej). Nie jest więc wykluczone, że w przyszłości może dojść do takich inwestycji. W umowie o udzielenie dotacji KF przewidziano w szczególności możliwość włączenia szwedzkiej farmy wiatrowej do systemu KF i nawiązano do możliwości zwiększenia zdolności w takim scenariuszu.
- (98) W przypadku gdy nowe osiągnięcia technologiczne lub rozwój sytuacji rynkowej lub inwestycje w nowe morskie farmy wiatrowe w pobliżu KF spowodują, że modernizacja istniejącego systemu lub budowa nowych kabli zwiększających zdolność dostępną do obrotu jest finansowo opłacalna (biorąc pod uwagę potrzebę zapewnienia bezpiecznej eksploatacji systemu KF i sąsiednich systemów), należy wdrożyć takie inwestycje. W przypadku wniosków o przedłużenie ocena Komisji obejmuje również to, czy można racjonalnie oczekiwać takich inwestycji w dodatkową zdolność, czy też nie.
- (99) Jeżeli dostawcy usług na rzecz elastyczności wykażą konkretne zainteresowanie realizacją projektów w ramach systemu KF lub w jego pobliżu, które mogłyby zwiększyć dostępną zdolność do obrotu dzięki wykorzystaniu usług na rzecz elastyczności (np. składowaniu nadwyżek produkcji energii wiatrowej w akumulatorach morskich), przedmiotowe organy krajowe należy rozważyć takie inwestycje, wykorzystując swój potencjał do zwiększenia dostępnej zdolności do obrotu do wartości minimalnej określonej w art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej.

### 5.5.3. Procedura dotycząca ewentualnych wniosków o przedłużenie

- (100) Aby Komisja mogła ocenić, czy odstępowanie jest nadal konieczne w świetle ewentualnych przyszłych wyjaśnień i zmian ram prawnych dotyczących projektów hybrydowych, organy krajowe informują Komisję z odpowiednim wyprzedzeniem przed końcem okresu obowiązywania odstępowania, czy uznają przedłużenie odstępowania za konieczne. Jeżeli organy krajowe pragną złożyć wniosek o przedłużenie niniejszego odstępowania, wspólny wniosek składa się z odpowiednim wyprzedzeniem przed końcem okresu obowiązywania odstępowania, aby umożliwić dokładną analizę wniosku o przedłużenie i wczesne poinformowanie uczestników rynku o przyszłych ramach regulacyjnych dla KF. Każdy taki wniosek zawiera ocenę kosztów i korzyści wykazującą wpływ odstępowania zarówno na system KF, jak i na poziomie regionalnym oraz europejskim, porównując co najmniej możliwości kontynuowania odstępowania w jego obecnej formie, zwiększenia dostępnej zdolności poprzez przeprowadzenie dodatkowych inwestycji oraz pełnej integracji systemu KF z ogólnymi ramami regulacyjnymi dotyczącymi morskich aktywów hybrydowych, mającymi zastosowanie w momencie składania wniosku o przedłużenie.
- (101) Przy podejmowaniu decyzji w sprawie wniosku o przedłużenie Komisja należy uwzględnić interesy gospodarcze połączonych farm wiatrowych i zaangażowanych operatorów systemu, ale również szersze zakrojone skutki społeczno-gospodarcze odstępowania na poziomie regionalnym i europejskim. W ramach przeglądu ustala się w szczególności, czy i w jaki sposób system KF należy włączyć do szerszych ram regulacyjnych dotyczących aktywów hybrydowych.
- (102) W celu dostatecznego uwzględnienia zmian w ramach regulacyjnych, jak również osiągnięć technologicznych lub rozwoju sytuacji rynkowej, wszelkie przedłużenia (jeżeli zostaną przyznane) powinny być ograniczone czasowo.
- (103) Jeżeli Komisja dojdzie do wniosku, że w celu przyznania przedłużenia wymagane są zmiany w podejściu regulacyjnym określonym w niniejszej decyzji lub że dla zwiększenia konkurencji lub integracji rynku niezbędne są inne warunki, należy zapewnić wystarczająco dużo czasu na ich wprowadzenie w życie, a także należy powiadomić z odpowiednim wyprzedzeniem innych uczestników rynku o możliwych zmianach dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych,

PRZYJMUJE NINIEJSZĄ DECYZJĘ:

#### Artykuł 1

Hybrydowemu połączeniu międzysystemowemu Kriegers Flak przyznaje się odstępstwo od przepisów art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943. Przy obliczaniu, czy osiągnięto minimalne poziomy zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego, podstawą zdolności, którą należy zastosować do obliczenia minimalnej zdolności, jest zdolność pozostała po odliczeniu zdolności niezbędnej do przetransportowania prognozowanej produkcji energii elektrycznej przez farmy wiatrowe przyłączone do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak na etapie dnia następnego do odpowiednich krajowych systemów ładowych, a nie całkowita zdolność przesyłowa.

Art. 16 ust. 1 rozporządzenia (UE) 2019/943 nadal ma w pełni zastosowanie, a maksymalny poziom zdolności hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak oraz sieci przesyłowych, na które mają wpływ transgraniczne zdolności przesyłowe hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak, aż do całkowitej zdolności sieci hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak, jest udostępniany uczestnikom rynku spełniającym normy bezpieczeństwa w zakresie bezpiecznej eksploatacji sieci.

#### Artykuł 2

Odstępstwo na mocy art. 1 obejmuje wszystkie odniesienia do minimalnej zdolności, którą należy udostępnić do obrotu na podstawie art. 16 ust. 8 rozporządzenia (UE) 2019/943, zawarte w rozporządzeniu (UE) 2019/943 i rozporządzeniach Komisji wydanych na podstawie tego rozporządzenia.

#### Artykuł 3

Odstępstwo na mocy art. 1 ma zastosowanie przez 10 lat od przyjęcia decyzji Komisji. Komisja może przedłużyć ten okres zgodnie z art. 4. Całkowity czas obowiązywania odstępstwa, łącznie z wszelkimi przedłużeniami, nie może przekroczyć 25 lat.

W przypadku gdy którakolwiek z trzech farm wiatrowych przyłączonych do hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak zaprzestanie eksploatacji z powodu innego niż zwykła konserwacja lub naprawy o ograniczonym czasie trwania albo zostanie poddana znaczącym modyfikacjom, prognozy dotyczące energii elektrycznej, którą ma wytwarzać dana farma wiatrowa, nie są już odliczane na podstawie art. 1, co zwiększa dostępną zdolność do obrotu na połączeniu wzajemnym. Nie uwzględnia się przerw w produkcji spowodowanych niskimi cenami rynkowymi lub instrukcjami wydawanymi przez operatorów systemu. Modyfikacje uznaje się za znaczące co najmniej w przypadku, gdy wymagana jest nowa umowa przyłączeniowa lub gdy zdolności wytwórcze farmy wiatrowej zwiększą się o ponad 5 %.

#### Artykuł 4

Władze duńskie i niemieckie mogą wnieść do Komisji o przedłużenie okresu obowiązywania odstępstwa określonego w art. 3. Każdy taki wniosek należy złożyć z odpowiednim wyprzedzeniem przed końcem okresu obowiązywania odstępstwa. Każdy wniosek o przedłużenie odstępstwa musi zawierać analizę kosztów i korzyści podejścia regulacyjnego wybranego w ramach odstępstwa, w tym analizę ilościową. Ponadto wniosek musi zawierać analizę dotyczącą możliwych rozwiązań alternatywnych, w szczególności włączenia hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak do ogólnego regulowanego systemu morskich aktywów hybrydowych mającego wówczas zastosowanie, utworzenia odrębnego morskiego obszaru rynkowego dla hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak lub przeprowadzenia dodatkowych inwestycji w celu zwiększenia dostępnych zdolności przesyłowych. Jeżeli Komisja, po otrzymaniu wniosku o przedłużenie, uzna, że wymagane są zmiany w podejściu regulacyjnym określonym w niniejszej decyzji lub że dla zwiększenia konkurencji lub integracji rynku niezbędne są inne warunki, należy zapewnić wystarczająco dużo czasu na ich wprowadzenie w życie, a także należy powiadomić z odpowiednim wyprzedzeniem innych uczestników rynku o możliwych zmianach dostępnych transgranicznych zdolności przesyłowych.

#### Artykuł 5

Jeżeli dostawcy usług na rzecz elastyczności wykażą konkretne zainteresowanie realizacją projektów, które mogłyby zwiększyć dostępną zdolność do obrotu w hybrydowym połączeniu międzysystemowym Kriegers Flak dzięki wykorzystaniu usług na rzecz elastyczności, władze duńskie i niemieckie należyce rozważą takie inwestycje, wykorzystując ich potencjał do zwiększenia dostępnej zdolności do obrotu do wartości minimalnej określonej w art. 16 ust. 8 rozporządzenia w sprawie energii elektrycznej. W przypadku gdy takie inwestycje są proponowane, ale nie są możliwe w ramach hybrydowego połączenia międzysystemowego Kriegers Flak, władze krajowe informują o tym Komisję.

*Artykuł 6*

Niniejsza decyzja skierowana jest do Królestwa Danii oraz Republiki Federalnej Niemiec.

Sporządzono w Brukseli dnia 11 listopada 2020 r.

*W imieniu Komisji*  
Kadri SIMSON  
Członek Komisji

---