DECIZII

DECIZIA (UE) 2020/2123 A COMISIEI

din 11 noiembrie 2020

de acordare a unei derogări privind soluția comună de acces la rețea Kriegers Flak în temeiul articolului 64 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului pentru Republica Federală Germania și Regatul Danemarcei

[notificată cu numărul C(2020) 7948]

(Numai textele în limbile daneză și germană sunt autentice)

(Text cu relevanță pentru SEE)

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene,

având în vedere Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică ([1]) (denumit în continuare „Regulamentul privind energia electrică"), în special articolul 64,

după ce a informat statele membre cu privire la cerere,

întrucât:

1. PROCEDURA

(1) La 1 iulie 2020, autoritățile daneze și germane au prezentat Comisiei Europene o cerere de acordare a unei derogări privind soluția comună de acces la rețea Kriegers Flak („KF") în temeiul articolului 64 din Regulamentul privind energia electrică.

(2) La 7 iulie, Comisia Europeană a publicat cererea de derogare pe site-ul său ([2]) și a invitat statele membre și părțile interesate să transmită observații până la 31 august 2020. În cadrul reuniunii Grupului de lucru pentru energie al Consiliului din 13 iulie 2020, statele membre au fost informate, de asemenea, că a fost depusă o cerere de derogare și că pot fi transmise observații.

2. SOLUȚIA COMUNĂ DE ACCES LA REȚEA KRIEGERS FLAK

(3) Kriegers Flak, ca zonă geografică, se referă la un recif din Marea Baltică, care acoperă zonele economice ale Danemarcei, Germaniei și Suediei. Reciful creează ape de adâncime relativ mică, iar în 2007 Danemarca, Germania și Suedia au fost interesate să dezvolte parcuri eoliene în zonă. Inițial, operatorii de transport și de sistem („OTS") din cele trei state membre au evaluat posibilitatea de a crea un proiect comun care să conecteze proiectele de dezvoltare din zonă. În 2010, proiectul de construcție a unui parc eolian conectat la două țări (un așa-numit „proiect hibrid") era avut în vedere doar de operatorii de sistem danezi și germani.

(4) În conformitate cu cererea de derogare, obiectivul principal al proiectării soluției KF ca proiect hibrid a fost acela de a spori gradul de utilizare a conexiunilor dintre parcurile eoliene și rețeaua lor terestră respectivă, prin punerea la dispoziție a acestei capacități de tranzacționare interzonale atunci când aceasta nu era pe deplin necesară pentru transportul energiei electrice generate de parcuri eoliene către țărm.

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

(5) La sfârșitul anului 2010, Energinet.dk (OTS-ul danez) și 50Hertz (OST-ul german pentru această zonă) au semnat un acord de grant pentru o contribuție de 150 de milioane EUR din Programul energetic european pentru redresare („PEER”). În 2013, KF a fost inclus și în prima listă de proiecte de interes comun („PIC”), anexată la Regulamentul delegat (UE) nr. 1391/2013 al Comisiei ([3]). Conceptul KF, inclusiv conceptul privind tratamentul prevăzut al fluxurilor de energie electrică în caz de congestie („gestionarea congestiilor”), a făcut obiectul unor discuții ample cu autoritățile naționale de reglementare în domeniul energiei implicate și a fost, de asemenea, evidențiat în contactele cu Comisia Europeană.

(6) KF, ca proiect mai amplu, combină următoarele elemente (a se vedea și figura 1 de mai jos):

(a) Parcurile Baltic 1 și Baltic 2, ambele situate în zonele germane ale Mării Baltice. Baltic 1 a fost pus în funcțiune în 2011 și are o capacitate de 48 MW. Baltic 2 a fost pus în funcțiune în 2015 și are o capacitate de 288 MW.

(b) Parcul eolian denumit Kriegers Flak, situat în zonele daneze din Marea Baltică. Punerea în funcțiune a acestui parc eolian cu o capacitate de 600 MW este planificată pentru 2022.

(c) Racordarea la rețea de la parcurile eoliene germane la țărmul german, cu o capacitate de aproximativ 400 MW, folosind curentul alternativ la o tensiune de 150 kV pe o distanță de 136 km, a fost pusă în funcțiune în 2011 și, respectiv, 2015.

(d) Racordarea la rețea de la parcul eolian danez la țărmul danez (în zona de ofertare daneză 2), cu o capacitate de 680 MW, folosind curent alternativ la o tensiune de 220 kV pe o distanță de 77-80 km, a fost pusă în funcțiune în 2019.

(e) O stație de conversie „back-to-back” în Bentwisch, Germania, care conectează în mod asincron zonele nordice și continentale sincrone.

(f) Două cabluri de curent alternativ de înaltă tensiune care conectează parcurile eoliene Kriegers Flak și Baltic 2, cu o capacitate de 400 MW pe o distanță de 24,5 km.

(g) Pentru a conecta platformele Kriegers Flak și Baltic 2, a fost necesară extinderea ambelor platforme offshore.

(h) Un controler principal pentru exploatarea capacității de interconexiune („MIO”). MIO controlează fluxul de sarcină prin stația de conversie „back-to-back” în timp real, inițiază comercializarea în contrapartidă, în cazul în care se produce o congestie din cauza generării unei cantități de energie eoliană mai mari decât cea estimată, inițiază restricționarea capacităților parcurilor eoliene offshore atunci când aceasta este necesară ca soluție de ultimă instanță și adaptează valorile de referință pentru tensiune și putere reactivă la stația „back-to-back”, pentru a asigura stabilitatea tensiunii. De asemenea, oferă estimări în fiecare oră privind capacitatea de transport care trebuie pusă la dispoziție pe piață.

(7) Dintre activele de mai sus, cererea de derogare consideră că parcurile eoliene nu fac parte în mod oficial din proiectul KF [care, prin urmare, este considerat a fi limitat la activele rețelei de transport cuprinse la literele (c)-(h)].

([3]) Regulamentul delegat (UE) nr. 1391/2013 al Comisiei din 14 octombrie 2013 de modificare a Regulamentului (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene în ceea ce privește lista proiectelor de interes comun a Uniunii (JO L 349, 21.12.2013, p. 28).

Figura 1

Harta zonei proiectului KF și principalele elemente ale sistemului



(8) În plus, numai activele de la literele (e)-(h) sunt direct legate de „punerea în comun” a rețelelor naționale. Prin urmare, numai aceste active (marcate drept „active KF CGS” în figurile 1 și 2) au fost cofinanțate din fonduri UE.

Figura 2

Active KF CGS



3. DEROGĂRILE SOLICITATE

(9) Toate derogările solicitate vizează alocarea capacității sistemului KF la granița zonei de ofertare dintre zonele Danemarca 2 (DK2) și zonele germano-luxemburgheze (DE-LU), prioritate având parcurile eoliene offshore conectate direct la sistemul KF.

(10) Solicitanții solicită o derogare pentru sistemul KF de la o serie de cerințe descrise mai jos, toate referitoare la capacitatea de tranzacționare minimă disponibilă în temeiul articolului 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică.

3.1. **Articolul 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică**

(11) Articolul 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică prevede că operatorii de transport și de sistem nu limitează volumul capacității de interconectare care urmează a fi pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie în interiorul propriei lor zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare. Acest alineat se consideră a fi respectat în cazul în care, pentru frontierele care utilizează o metodă bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, cel puțin 70 % din capacitatea de transport care respectă limitele de siguranță în funcționare după scăderea contingențelor, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, este disponibilă pentru comerțul interzonal. Autoritățile germane și daneze solicită ca acest procent minim să nu se aplice capacității globale de transport, cu respectarea limitelor de siguranță în funcționare după scăderea contingențelor. În schimb, acesta ar trebui să se aplice numai capacității rămase după scăderea întregii capacități care se preconizează că va fi necesară pentru transportul producției de la parcurile eoliene conectate la sistemul KF către țărm („capacitate reziduală”).

(12) Astfel, dacă au o capacitate de transport de 400 MW, capacitatea de 320 MW era deja necesară pentru transportul energiei eoliene către țărm, iar în temeiul cererii de derogare numai 80 MW fac obiectul cerințelor prevăzute la articolul 16 alineatul (8). Prin urmare, în cazul în care cel puțin 70 % din capacitatea de 80 MW a fost pusă la dispoziție pentru comerțul interzonal, acest lucru ar trebui considerat suficient, în opinia autorităților germane și daneze, pentru a se conforma cerințelor prevăzute la articolul 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică. Capacitatea scăzută din capacitatea totală înainte de calcularea capacității de tranzacționare minime disponibile în intervalul de timp pentru ziua următoare se bazează pe estimările privind producția de energie eoliană efectuate de ambii OTS în etapa zilei următoare. Capacitatea neutilizată după alocarea capacității pentru ziua următoare se pune la dispoziție pe piața intrazilnică.

(13) Trebuie remarcat faptul că această abordare, așa cum se subliniază în cerere, este inclusă în prezent în metodologia de calcul al capacităților a regiunii de calcul al capacităților Hansa pentru intervalele de timp pentru ziua următoare și intrazilnice. Regiunea de calcul al capacităților Hansa include proiectul Kriegers Flak. La 16 decembrie 2018, autoritățile naționale de reglementare din regiunea Hansa au convenit asupra metodologiei de calcul al capacităților pentru regiunea Hansa. Metodologia de calcul al capacităților a regiunii de calcul al capacităților Hansa pentru intervalul de timp specific pieței la termen și o metodologie actualizată pentru intervalele de timp specifice pieței pentru ziua următoare și intrazilnice nu au putut fi convenite încă de autoritățile naționale de reglementare competente din regiune, în special deoarece nu s-a ajuns la un acord cu privire la abordarea privind calculul capacităților pentru interconexiunea Kriegers Flak. Astfel, termenul pentru stabilirea unui acord a fost prelungit în speranța obținerii unei clarificări prin prezenta procedură de derogare ([4]).

3.2. **Articolele 12, 14, 15 și 16 din Regulamentul privind energia electrică**

(14) Articolele 12, 14, 15 și 16 din Regulamentul privind energia electrică fac trimitere, în mai multe cazuri, la nivelul minim al capacității disponibile, astfel cum se prevede la articolul 16 alineatul (8). Autoritățile germane și daneze solicită derogarea astfel încât nivelul minim de capacitate din aceste articole să reflecte nivelul minim astfel cum a fost calculat mai sus, reprezentând astfel 70 % din capacitatea reziduală.

(15) Comisia nu consideră că acestea reprezintă cereri de derogare separate. Este important de remarcat că articolul 64 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică nu permite derogări de la dispozițiile articolului 12 din Regulamentul privind energia electrică. Cu toate acestea, în măsura în care o derogare de la articolul 16 alineatul (8) conduce la un calcul diferit al nivelului minim al capacității, toate trimiterile la această valoare minimă din regulament trebuie înțelese ca referindu-se la valoarea stabilită în decizia de derogare.

([4]) A se vedea Decizia 6/2020 a ACER din 7 februarie 2020 privind solicitarea autorităților de reglementare din regiunea de calcul al capacităților Hansa de prelungire a perioadei de stabilire a unui acord privind metodologia de calcul al capacităților pe termen lung, 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. **Coduri de rețea și orientări**

(16) Pe baza cererii, derogarea ia, de asemenea, în considerare procesele respective de calculare a capacităților în temeiul Regulamentului (UE) 2015/1222 al Comisiei ([5]) de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare „CACM”), al Regulamentului (UE) 2016/1719 al Comisiei ([6]) de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung („FCA”) și al Regulamentului (UE) 2017/2195 al Comisiei ([7]) de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică („EB”). În măsura în care se solicită derogări de la metodologiile adoptate în temeiul acestor regulamente ale Comisiei, aceste cereri nu sunt considerate cereri de derogare separate, ci sunt asociate în mod intrinsec cererii de derogare de la Regulamentul privind energia electrică. În măsura în care, din cauza unei derogări, o dispoziție din Regulamentul privind energia electrică nu se aplică sau se aplică doar parțial unui proiect, nu se vor aplica nici metodologiile adoptate în temeiul unei legislații de nivel inferior care fac trimitere la dispoziția respectivă din Regulamentul privind energia electrică sau se bazează pe aceasta.

(17) Cererea de derogare prevede, de asemenea, că rezervarea capacității pieței pe termen lung se bazează pe capacitatea rămasă după scăderea puterii instalate în centralele eoliene. Rezervarea capacității pe celelalte unități de timp ale pieței se bazează pe capacitatea rămasă după scăderea injecției de energie eoliană estimate. Deși cererea prevede că restricționarea parcurilor eoliene offshore (care este înțeleasă ca referindu-se numai la parcurile eoliene Baltic 1 și 2 și Kriegers Flak), cauzată de rezervarea capacității de tranzacționare transfrontaliere interzonale, trebuie evitată în toate unitățile de timp ale pieței, Comisia înțelege că această cerere este consecința intenționată a celorlalte derogări solicitate și a abordării descrise în ceea ce privește calculul și alocarea capacităților, și nu o cerere de derogări separate. În special, cererea stabilește în mod expres că o capacitate alocată ar trebui să fie fermă și, prin urmare, nicio capacitate de transport alocată nu trebuie să fie restricționată pentru a împiedica restricționarea parcurilor eoliene offshore.

3.4. **Durata derogării solicitate**

(18) În cererea de derogare se solicită ca derogarea să producă efecte odată cu punerea în funcțiune a KF preconizată în T3/2020 și să se aplice „atât timp cât parcurile eoliene Baltic 1, Baltic 2 și Kriegers Flak sunt conectate la KF”. Aceasta se referă ulterior la o limitare în timp „atât timp cât aceste parcuri eoliene offshore sunt operaționale și conectate la sistem”.

(19) Comisia înțelege că acest lucru se referă la parcurile eoliene astfel cum există în prezent sau, în ceea ce privește parcul eolian Kriegers Flak, planificate a fi operaționale în viitorul apropiat. Astfel, în cazul parcurilor eoliene noi, chiar și ca investiții subsecvente parcurilor existente, producția lor estimată nu va fi scăzută din capacitatea totală de transport înainte de calcularea capacității reziduale.

4. **OBSERVAȚII PRIMITE ÎN CURSUL PERIOADEI DE CONSULTARE**

(20) În cursul perioadei de consultare, Comisia a primit observații de la cinci părți interesate diferite, precum și de la un stat membru.

— Patru dintre cele șase observații erau favorabile derogării solicitate sau cel puțin au exprimat o înțelegere față de aceasta, deși două dintre ele solicitau limitări de timp clare ale derogării, una în vederea adaptării rapide a proiectului la cadrul juridic al UE. O altă observație nu a abordat cererea de derogare în sine, în timp ce cea de a șasea observație susținea respingerea derogării și, ca o a doua opțiune, stabilirea unui termen scurt pentru aceasta.

— În ceea ce privește durata unei posibile derogări, dintre cele patru observații în favoarea acordării unei derogări, două au susținut că derogarea trebuie să acopere întreaga durată de viață a parcurilor eoliene conectate, în timp ce una solicita ca durata derogării să fie specificată fără a se propune o durată concretă, iar o altă observație solicita ca derogarea să fie temporară, oferind exemplul unei limite de timp de cinci ani, în vederea dezvoltării unei soluții privind zona de ofertare offshore pentru KF.

([5]) Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (JO L 197, 25.7.2015, p. 24).

([6]) Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (JO L 259, 27.9.2016, p. 42).

([7]) Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (JO L 312, 28.11.2017, p. 6).

— Cinci dintre cele șase observații au subliniat faptul că, deși o decizie de derogare ad-hoc (condiționată) ar putea fi justificată având în vedere caracteristicile unice în cazul respectiv, derogările nu erau o alternativă adecvată pentru stabilirea unui cadru de reglementare mai larg pentru a asigura o soluție de reglementare de durată. O astfel de soluție de reglementare ar fi nu numai utilă pentru viitoarele proiecte hibride, ci ar putea permite, de asemenea, înlocuirea derogării după o anumită perioadă de timp care este necesară pentru a se ajunge la un acord cu privire la tratamentul de reglementare și o posibilă renegociere a contractelor KF. În cea de a șasea observație se arată că au avut loc modificări ale cadrului de reglementare, dar se subliniază că este normal ca proiectele pe termen lung să poată exista cu anumite modificări de reglementare apărute pe parcursul perioadei lor de implementare.

— În ceea ce privește conținutul unei astfel de soluții de reglementare de durată, care se află în afara domeniului de aplicare al prezentei decizii de derogare, două observații evidențiază faptul că sprijinul ar trebui acordat direct într-o manieră bazată pe piață (cum ar fi prin intermediul licitațiilor), mai degrabă decât indirect, prin prețuri la energie electrică majorate în mod artificial sau tratamente operaționale speciale, cum ar fi dispecerizarea prioritară și lipsa de responsabilitate în materie de echilibrare. Una dintre observații este detaliată, susținând zonele de ofertare offshore ca o soluție promițătoare care ar putea fi aplicată în viitor și în cazul KF, subliniind că organizarea pieței nu ar trebui să facă diferența între producția pe uscat și cea în larg, recunoscând, în același timp, necesitatea de a se evalua mai detaliat efectele distributive ale zonelor de ofertare offshore.

5. **EVALUARE**

(21) În conformitate cu articolul 64 din Regulamentul privind energia electrică, se poate acorda o derogare de la dispozițiile relevante menționate la articolele 3 și 6, articolul 7 alineatul (1), articolul 8 alineatele (1) și (4), articolele 9, 10 și 11, articolele 14-17, articolele 19-27, articolele 35-47 și articolul 51 din regulament în cazul în care statul (statele) membru (membre) (în acest caz, atât Danemarca, cât și Germania) poate (pot) demonstra că are (au) probleme majore la exploatarea micilor sisteme izolate și ale micilor sisteme conectate.

(22) Cu excepția regiunilor ultraperiferice, derogarea este limitată în timp și face obiectul unor condiții care vizează creșterea concurenței și integrarea în piața internă a energiei electrice.

(23) În cele din urmă, derogarea urmărește să asigure că nu împiedică tranziția către energia din surse regenerabile, flexibilitate sporită, stocarea energiei, electromobilitate și consumul dispecerizabil.

5.1. **Mic sistem izolat sau mic sistem conectat**

(24) Regulamentul privind energia electrică nu prevede derogări automate generalizate pentru micile sistemele conectate sau izolate. Prin urmare, regulamentul se sprijină pe ipoteza că, în pofida varietății mari a dimensiunilor și a caracteristicilor tehnice ale sistemelor electroenergetice din UE, toate aceste sisteme pot și ar trebui să fie exploatate în conformitate cu cadrul de reglementare complet.

(25) Totuși, această ipoteză poate fi infirmată și, prin urmare, în temeiul articolului 64 alineatul (1) din Regulamentul privind energia electrică, este posibilă o derogare de la aplicarea anumitor dispoziții din Regulamentul privind energia electrică, dacă statele membre demonstrează, printre altele, că aplicarea acestor dispoziții în cazul micilor sisteme izolate ar putea duce la probleme majore, în special din cauza condițiilor geografice sau a profilurilor de cerere relevante pentru sistemele în cauză. De exemplu, s-a constatat că acest lucru este valabil pentru anumite insule mediteraneene mici și izolate, unde cererea este foarte scăzută în timpul iernii și unde există creșteri semnificative ale cererii în timpul sezoanelor turistice scurte ([8]).

(26) Pe lângă sistemele *izolate*, Regulamentul privind energia electrică prevede posibilitatea acordării de derogări și pentru micile sisteme *conectate*. Acest lucru ridică întrebări cu privire la ceea ce constituie un *sistem* în sensul articolului 64 din Regulamentul privind energia electrică. Până în prezent, toate deciziile Comisiei de acordare a unor derogări pentru sistemele izolate se referă la insule. Faptul că singurul sistem menționat în mod expres la articolul 64 este din Cipru, o insulă al cărei sistem de transport nu este în prezent conectat la sistemele de transport ale altor state membre, arată că insulele erau probabil și ceea ce legiuitorul a avut în vedere atunci când a inclus posibilitate de derogare pentru micile sisteme izolate sau micile sisteme conectate.

([8]) A se vedea Decizia 2014/536/UE a Comisiei din 14 august 2014 de acordare a unei derogări de la anumite dispoziții ale Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului pentru Republica Elenă (JO L 248, 22.8.2014, p. 12).

(27) Termenul „sistem” ca atare nu este definit nici de Regulamentul privind energia electrică, nici de Directiva privind energia electrică. Cu toate acestea, la articolul 2 alineatele (42) și (43) din Directiva privind energia electrică sunt definite noțiunile de „mic sistem izolat” și, respectiv, „mic sistem conectat”. Micile sisteme izolate sunt definite drept „orice sistem cu un consum mai mic de 3 000 GWh în anul 1996, în cazul căruia mai puțin de 5 % din consumul anual se obține prin interconectarea cu alte sisteme”, în timp ce micile sisteme conectate se referă la „orice sistem cu un consum mai mic de 3 000 GWh în anul 1996, în cazul căruia mai mult de 5 % din consumul anual se obține prin interconectarea cu alte sisteme”.

(28) În primul rând, ambele definiții se sprijină astfel pe ipoteza că sistemul este un element în cadrul căruia poate fi măsurat și definit un consum de energie electrică. În al doilea rând, este un element care poate fi interconectat cu alte sisteme. Noțiunea de „capacitate de interconexiune” de la articolul 2 alineatul (39) din directivă (care diferă de cea din regulament) este, de asemenea, definită drept „echipamentul folosit pentru interconectarea sistemelor electrice”. În acest context, este clar că „sistemul” trebuie să fie un element care (i) poate include punctele de consum; și (ii) poate fi conectat la alte sisteme prin cabluri electrice. Aceasta pare să excludă o interpretare în sensul mai multor sisteme suprapuse și interconectate ca „sistem”. Mai degrabă, un sistem trebuie să fie separabil în mod clar de altul. Cea mai clară separare, și aceasta este, de asemenea, cea care a fost utilizată în practica decizională a Comisiei până în prezent ([9]), este o separare topologică a unei zone geografice de o altă zonă geografică, cum ar fi o mare care separă o insulă de alte insule și continent sau munți. În plus, este clar că un „sistem” trebuie să fie constituit din elemente interconectate, și nu poate fi format din mai multe elemente complet independente și neasociate și, prin urmare, un lanț de insule separate și neinterconectate nu ar forma unul, ci mai multe sisteme.

(29) În cazul de față, zona conectată prin cabluri ca parte a KF se află în mijlocul mării. În timp ce parcurile eoliene Baltic 2 și Kriegers Flak sunt situate în reciful Kriegers Flak sau în apropierea acestuia, parcul eolian Baltic 1 este situat între recif și țărmul german. Astfel, parcurile eoliene sunt separate în mod clar de zona continentală de Marea Baltică. Cu toate acestea, marea separă și parcurile eoliene între ele. Deși acestea sunt conectate prin cabluri între ele, aceasta nu diferă de conectarea lor la sistemele continentale.

(30) Cu toate acestea, sistemul KF constituie o entitate formată din elemente interconectate prin exploatarea comună prin intermediul MIO. MIO acționează în mai multe moduri ca un operator de sistem separat, fiind responsabil în mod autonom de calcularea capacității, de propunerea de măsuri de remediere în caz de congestie, de luarea de măsuri pentru asigurarea stabilității tensiunii și de achiziționarea de servicii de comercializare în contrapartidă, deși sub supravegherea operatorilor de sistem, și anume cei doi OTS care dețin elementele de rețea. Astfel, KF este *separat de alte sisteme de mare* și *este constituit din elemente interconectate într-un sistem unic de un concept operațional comun și de o funcție de exploatare comună*. În plus, acesta nu se suprapune cu alte sisteme și nu se poate susține că parcurile eoliene individuale formează sisteme separate. Niciunul dintre cei doi OTS nu poate controla în mod unilateral elementele sistemului KF.

(31) Astfel, instalația comună de acces la rețea KF constituie, împreună cu parcurile eoliene conectate, un sistem în sensul articolului 64 din regulament.

(32) De asemenea, KF este în mod clar un sistem „mic”. În cazul sistemelor nou create, este exclus în mod logic să se facă trimitere la consumul din 1996. Acest an de referință datează de la Directiva 96/92/CE a Parlamentului European și a Consiliului ([10]) (prima Directivă privind energia electrică), deși încă cu un prag de 2 500 GWh. Acesta a fost menținut ca punct de referință în anii următori, pentru a preveni schimbarea statutului sistemelor pe baza modificărilor cifrelor lor privind consumul anual.

([9]) A se vedea Decizia 2004/920/CE a Comisiei din 20 decembrie 2004 privind o derogare de la anumite dispoziții ale Directivei 2003/54/CE a Parlamentului European și a Consiliului privind arhipelagul Azore (JO L 389, 30.12.2004, p. 31); Decizia 2006/375/CE a Comisiei din 23 mai 2006 privind derogarea de la anumite dispoziții ale Directivei 2003/54/CE privind arhipelagul Madeira (JO L 142, 30.5.2006, p. 35); Decizia 2006/653/CE a Comisiei din 25 septembrie 2006 de acordare a unei derogări de la anumite dispoziții ale Directivei 2003/54/CE a Parlamentului European și a Consiliului pentru Republica Cipru (JO L 270, 29.9.2006, p. 72); Decizia 2006/859/CE a Comisiei din 28 noiembrie 2006 de acordare a unei derogări de la anumite dispoziții ale Directivei 2003/54/CE a Parlamentului European și a Consiliului pentru Malta (JO L 332, 30.11.2006, p. 32) și Decizia 2014/536/UE a Comisiei din 14 august 2014 de acordare a unei derogări de la anumite dispoziții ale Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului pentru Republica Elenă (JO L 248, 22.8.2014, p. 12).

([10]) Directiva 96/92/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 19 decembrie 1996 (JO L 27, 30.1.1997, p. 20)

(33) Cu toate acestea, odată ce un sistem nou a fost finalizat și devine pe deplin operațional, consumul său în acel moment trebuie folosit drept bază pentru a se stabili dacă sistemul este „mic". În această situație se găsește KF. Sistemul KF nu are un consum semnificativ, consumul total incluzând pierderile din rețea estimate la aproximativ 90 GWh. De asemenea, nu există o creștere semnificativă a consumului (de exemplu, prin producția de hidrogen) preconizată în viitorul apropiat. În timp ce consumul prevăzut la articolul 2 alineatele (42) și (43) din regulament poate sugera că noțiunea de „mici sisteme" este legată de consumul „uman" și, astfel, limitată la insulele locuite, Comisia consideră că lipsa cererii domestice sau industriale nu exclude calificarea drept „mic sistem". Mai mult, întrucât nu există un prag minim, impunerea obligației de a exista consum uman în interiorul unui sistem nu ar oferi niciun criteriu de separare semnificativ. În timp ce deciziile Comisiei cu privire la micile sisteme vizează, în principal, soluționarea unor provocări specifice legate de deservirea stabilă și competitivă a locuitorilor din sistem, formularea din regulament nu limitează posibilitatea de derogare la astfel de probleme. Într-adevăr, având în vedere că articolul se referă la probleme majore „pentru exploatarea" unui sistem, aceste probleme pot să se bazeze, de asemenea, pe interacțiunea dintre sistem și producția din cadrul acestuia ca în interacțiunea cu cererea.

(34) În sfârșit, KF, care oferă la rândul său o capacitate semnificativă de interconexiune, este în mod clar un sistem „conectat".

(35) Astfel, KF este un mic sistem conectat în sensul articolului 64 alineatul (1) litera (a) din Regulamentul privind energia electrică.

5.2. **Problemă majoră la exploatarea sistemului**

5.2.1. *Ce este o problemă majoră?*

(36) Formularea articolului 64 este foarte amplă, referindu-se la „probleme majore la exploatarea sistemului". Noțiunea de „probleme majore" nu este definită din punct de vedere juridic, nici de către Comisie în practica sa decizională. Formularea deschisă permite Comisiei să ia în considerare toate problemele potențiale legate de situația specială a micilor sisteme, cu condiția ca acestea să fie majore, și nu doar marginale. Astfel de probleme pot varia semnificativ în funcție de particularitățile geografice, de producția și de consumul sistemului în cauză, dar și în funcție de evoluțiile tehnice (precum stocarea și generarea la scară mică a energiei electrice).

(37) În deciziile anterioare, problemele care au trebuit rezolvate au avut legătură cu menținerea coerenței sociale și/sau a condițiilor de concurență echitabile între continent și insule, în situația în care securitatea sistemului de pe insulă a necesitat măsuri suplimentare sau a implicat costuri semnificativ mai mari pe o insulă față de continent. Prin urmare, „exploatarea" nu poate fi înțeleasă în sens restrâns, cum ar fi ca o impunere ca exploatarea sistemului în condiții de siguranță să nu fie posibilă în lipsa derogării. În schimb, întotdeauna s-a considerat că „problemele" includ și problemele socioeconomice pentru utilizatorii sistemului în cauză ([11]).

(38) În plus, problemele în cauză trebuie să se producă la exploatarea *sistemului*. Astfel, pare dificil de imaginat o justificare care să se bazeze exclusiv pe impactul produs în afara sistemului, de exemplu impactul asupra sistemelor naționale de subvenții. Aceasta nu exclude relevanța efectelor „indirecte", de exemplu, asupra exploatării în siguranță a sistemului.

5.2.2. *Sistemul KF ca premieră*

(39) Sistemul KF reprezintă o premieră, fiind un sistem care combină cablurile de legătură dintre sistemele terestre și parcurile eoliene offshore situate în două țări diferite, un cablu care conectează acele parcuri eoliene offshore, permițând astfel comerțul cu energie electrică între ambele sisteme terestre, o stație de conversie „back-to-back" între două zone sincrone diferite, două niveluri diferite de tensiune conectate printr-un transformator offshore și MIO (sub supravegherea operatorilor din partea celor doi OTS) care controlează în mod autonom diferitele elemente ale sistemului, determinând comercializarea în contrapartidă sau restricționarea, atunci când este necesar, și stabilind valorile de referință pentru stația de conversie de tip „back-to-back".

([11]) A se vedea, de exemplu, Decizia 2014/536/UE, care se referă la costurile mai ridicate de producere a energiei electrice în insule, deși, prin lege, prețurile sunt egale cu cele de pe continent.

(40) Înființarea primului astfel de sistem este un proces complex și s-a confruntat cu provocări majore. Având în vedere complexitatea ridicată a proiectului, perioada de la planificarea proiectului până la realizarea finală a fost foarte lungă.

(41) Atunci când, în 2010, a fost semnat un acord de grant între Comisie și operatorii de transport și de sistem prin care se alocă 150 de milioane EUR din fondurile UE proiectului KF, acordul prevedea că data planificată de începere a exploatării sistemului KF este în luna iunie 2016.

(42) Cu toate acestea, fiind o premieră în domeniul său, pe parcursul proiectului a apărut necesitatea de a se modifica configurația sistemului. Inițial, a fost planificată utilizarea cablurilor HVDC, dar, întrucât platforma HVDC offshore planificată a devenit cu aproximativ 250 % mai scumpă decât se preconizase ([12]), a fost necesară reproiectarea sistemului cu ajutorul cablurilor de curent alternativ offshore. În septembrie 2015, a fost semnat un acord de grant revizuit.

(43) Această structură revizuită a dus la o reducere semnificativă a capacității de transport suplimentare față de ceea ce este necesar pentru a transporta energia eoliană generată de parcurile eoliene offshore către țărm. Acest lucru poate fi demonstrat prin compararea a două exemple de management al congestiilor descrise în cadrul a diferite prezentări susținute de Energinet.dk în fața Comisiei, la 14 noiembrie 2012 și, respectiv, la 3 septembrie 2014:

Figura 3

Exemplu bazat pe planul de proiect pentru 2012

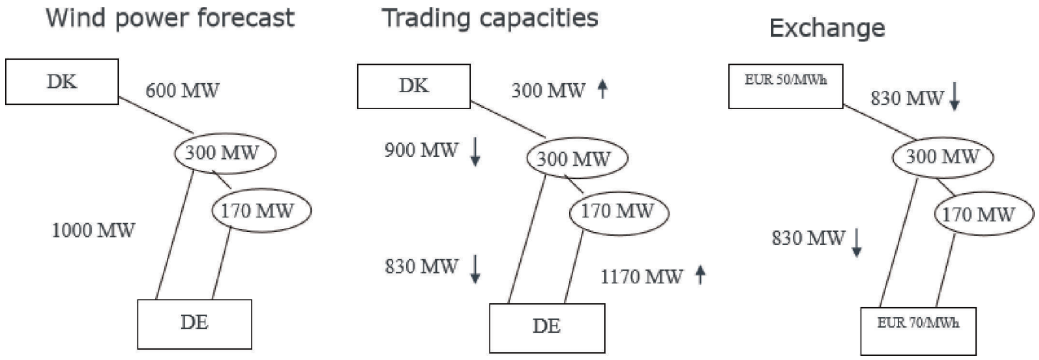
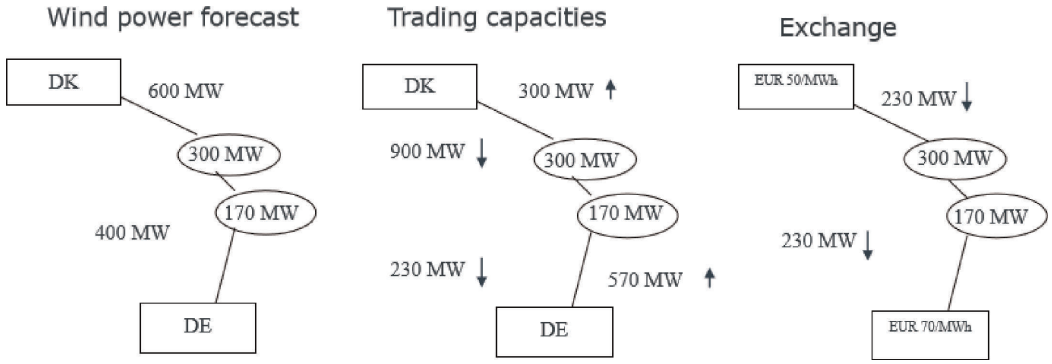


Figura 4

Exemplu bazat pe planul de proiect pentru 2014



(44) Aceste exemple arată că, presupunând că producția de energie eoliană este egală în ambele scenarii, capacitatea sistemului KF pusă la dispoziție pe piață pentru tranzacționare către Germania a fost de 830 MW în cadrul proiectului din 2012 și de 230 MW în cadrul proiectului din 2014. Cu toate acestea, ar trebui remarcat faptul că diferența efectivă dintre cele două configurații ale proiectului depinde în mare măsură de regimul eolian ([13]).

([12]) Prezentare susținută de 50Hertz în fața Comisiei Europene la 9 mai 2014, slide-ul 3.

([13]) Pe baza informațiilor furnizate de autoritățile germane și daneze la 11 septembrie 2020, valorile capacității sunt comparate după cum urmează: În cazul parcurilor eoliene offshore germane și daneze, fiecare având aceeași rată de utilizare, capacitatea de transport disponibilă pentru piața germană ar fi variat în cazul configurației inițiale a proiectului de la 600 MW (în cazul în care nu există producție de energie eoliană) la ~ 855 MW (în cazul în care producția de energie eoliană este de aproximativ 50 % din capacitățile instalate respective) și apoi de la ~ 855 MW la 661 MW (în cazul producției maxime de energie eoliană), în timp ce, în configurația revizuită a proiectului, aceasta ar varia de la 400 MW (în cazul în care nu există producție de energie eoliană) la 61 MW (în cazul producerii de energie eoliană).
Capacitatea de transport de care dispune piața către Danemarca ar fi variat în cazul configurației inițiale a proiectului de la 600 MW

(45) Această modificare semnificativă a concepției proiectului demonstrează provocarea deosebită pe care o presupune acest proiect. Noul concept presupune utilizarea de cabluri de curent alternativ neobișnuit de lungi, cu o lungime totală a legăturii CA mai mare de 200 km, o lungime la care, de obicei, s-ar utiliza tehnologia CC (conform planificării inițiale). Aceasta creează provocări pentru stabilitatea tensiunii în sistemul KF. Pentru a aborda această provocare, a fost elaborat conceptul unui MIO pentru a monitoriza și a controla activele KF și pentru a reacționa (în mod autonom, dar sub supravegherea operatorilor OTS), după cum este necesar.

(46) Reacțiile MIO includ achiziționarea volumelor de comercializare în contrapartidă necesare în cazul apariției congestiei. În situații de vânt puternic, producția de la parcurile eoliene offshore ar acoperi deja o parte foarte mare a cablurilor. Dacă ar fi necesare volume comerciale minime ridicate în astfel de situații, ar apărea mai frecvent volume mari de comercializare în contrapartidă.

(47) De exemplu: În situațiile în care prețul din zona DE/LU este mai mare decât prețul din zona DK2, cablul de legătură dintre parcurile eoliene din Germania și țărmul german ar fi congestionate, iar asigurarea unui volum minim de schimburi comerciale prin acest cablu ar impune comercializarea în contrapartidă în direcția DE/LU către DK. Dacă, într-o astfel de situație, ar trebui să fie pusă la dispoziție pentru tranzacționare cel puțin 70 % din capacitatea de 400 MW (astfel, 280 MW), această capacitate ar fi utilizată pentru energia electrică transportată din zona DK 2 (probabil de la generarea de energie eoliană în Danemarca sau alte țări scandinave) către zona DE/LU. Cu toate acestea, adăugarea celor 280 MW și a energiei eoliene de la parcurile eoliene din Baltic 1 și Baltic 2, situate în zona de ofertare DE/LU, ar depăși capacitatea cablului de legătură dintre parcurile eoliene respective și țărmul german.

(48) Astfel, pentru ca această capacitate să fie disponibilă, fie producția de la parcurile eoliene ar trebui redusă (restricționare/redispecerizare descendentă), fie operatorii de sistem ar trebui să se implice în comercializarea în contrapartidă (comercializarea energiei electrice din zona DE/LU către zona DK2). Ambele abordări ar reduce fluxul fizic prin cablul și ar împiedica supraîncărcarea. Cu toate acestea, astfel cum se prevede, de asemenea, la articolul 13 din Regulamentul privind energia electrică, se recurge la redispecerizarea descendentă nebazată pe piață a energiei electrice din surse regenerabile de energie numai dacă nu este disponibilă nicio altă opțiune. În plus, reducerile semnificative ale orelor de funcționare a activelor de producere de energie din surse regenerabile ar putea avea un impact negativ asupra rentabilității sau asupra obiectivelor programului de sprijinire a producerii de energie din surse regenerabile. Astfel, MIO este configurat pentru a reduce producția parcurilor eoliene numai în ultimă instanță și pentru a aborda problema congestiei prin comercializarea în contrapartidă.

(49) Prin urmare, aplicarea articolului 16 alineatul (8) ar determina creșterea volumului de comercializare în contrapartidă necesar. Acest lucru ar determina, fără îndoială, creșterea complexității menținerii operațiunilor stabile ale sistemului KF, întrucât ar fi necesare intervenții mai frecvente ale MIO, iar volumele comerciale mai mari ar trebui gestionate în mod autonom de MIO. Cu toate acestea, pe baza informațiilor disponibile, nu reiese că această complexitate sporită ar pune în discuție securitatea operațională a sistemului KF în sine și că, prin urmare, ar justifica o derogare pe cont propriu.

(50) Totuși, în acest sens, este important să se sublinieze că Regulamentul privind energia electrică recunoaște în mod explicit provocările specifice ale proiectelor inovatoare în general și ale celor hibride care combină interconexiunile și conexiunile terestre, în special.

(51) Articolul 3 litera (l) din Regulamentul privind energia electrică prevede că „normele pieței permit dezvoltarea de proiecte demonstrative în domeniul unor surse de energie, tehnologii sau sisteme durabile, sigure și cu emisii scăzute de dioxid de carbon, care trebuie să fie realizate și utilizate în beneficiul societății”. Astfel, cadrul legislativ vizează facilitarea proiectelor demonstrative. Articolul 2 alineatul (24) din Regulamentul privind energia electrică definește un proiect demonstrativ drept „un proiect care demonstrează că o tehnologie este o premieră în Uniune și reprezintă o inovație semnificativă care depășește cu mult stadiul actual al tehnologiei”. Acest lucru este valabil în mod evident pentru KF, care este primul astfel de proiect și, după cum a fost demonstrat și de provocările majore legate de realizarea sa, a necesitat o inovare semnificativă care depășește cu mult stadiul actual al tehnologiei.

(52) În plus, considerentul 66 al regulamentului prevede că „[i]nfrastructura de energie electrică offshore cu dublă funcționalitate (așa-numitele «active hibride offshore») care combină transportul de energie eoliană offshore către țărm și liniile de interconexiune ar trebui să fie, de asemenea, eligibilă pentru scutire, de exemplu în conformitate cu normele aplicabile noilor capacități de interconexiune de curent continuu”, în condițiile în care costurile proiectului sunt deosebit de mari. Kriegers Flak este semnificativ mai complex decât un proiect obișnuit de interconexiune de curent alternativ și, prin urmare, ar fi fost, în principiu, eligibil pentru o scutire în temeiul articolului 63. „Atunci

(în cazul în care nu există producție) la 0 MW (în cazul producției maxime), în timp ce, în configurația revizuită a proiectului, aceasta ar fi fost de 400 MW (în cazul unei producții de energie eoliană cuprinse între 0 % și 33 %), iar apoi ar varia de la 400 MW la 61 MW (în cazul în care producția de energie eoliană este maximă).

când este necesar, cadrul de reglementare ar trebui să ia în considerare în mod corespunzător situația specifică a acestor active pentru a depăși obstacolele din calea obținerii unor active hibride offshore rentabile din punct de vedere social." Deși acest considerent menționează în mod expres derogările pentru capacitățile de interconexiune noi, referindu-se astfel la articolul 63, utilizarea „ca atare" arată că aceasta nu este singura cale către cadrele specifice pentru activele hibride pe care considerentul dorește să le evidențieze. Întrucât KF este primul activ hibrid, este clar că legiuitorii cunoșteau acest proiect la elaborarea considerentului 66 și au considerat că există posibilitatea ca proiectul să necesite un cadru de reglementare specific.

(53) Deși un considerent nu poate modifica cerințele juridice în temeiul regulamentului pentru acordarea de cadre specifice prin derogări sau scutiri, iar articolul 3 litera (l) nu prevede cerințe specifice cu privire la modul în care cadrele de reglementare tratează proiectele demonstrative, cele două, împreună, arată voința legiuitorului ca CE să ia act în mod special de situația specifică și de provocările asociate activelor hibride și proiectelor demonstrative.

(54) În acest context, KF ca proiect demonstrativ se confruntă cu o complexitate crescută. Amploarea acestei complexități nu poate fi încă demonstrată pe deplin, deoarece acest proiect este o premieră. Acest lucru ar putea fi suficient pentru a constitui o problemă în temeiul articolului 64. Totuși, această chestiune ar putea rămâne deschisă dacă alte motive de derogare ar fi suficiente, separat sau împreună cu funcționarea complexă și configurația de mai sus a sistemului KF, ca prim activ hibrid de acest tip.

5.2.3. *Funcționarea în condiții de siguranță a zonei DK 2*

(55) Pe lângă complexitatea sporită a funcționării sistemului KF, volumul crescut al comercializării în contrapartidă ar avea, de asemenea, un impact asupra zonelor de ofertare învecinate. În timp ce zona DE/LU este o zonă mare, zona DK2 este considerabil mai mică. Din acest motiv, disponibilitatea resurselor pentru reglajul crescător și descrescător este mai limitată. În cererea de derogare se susține că resursele respective ar putea fi deja utilizate integral prin comercializare în contrapartidă pentru sistemul KF.

(56) Ar putea apărea întrebarea dacă această lipsă de disponibilitate tehnică a resurselor pentru comercializarea în contrapartidă ar fi frecventă, întrucât comercializarea în contrapartidă ar avea loc, de obicei, în situații de vânt puternic, cu un număr mare de active generatoare de energie eoliană care produc în zona DK2, dar, având în vedere gama largă de posibile situații în rețea, acest lucru nu poate fi exclus în totalitate.

(57) Cu toate acestea, KF are la dispoziție și alte mijloace pentru a gestiona congestia din rețeaua sa. De exemplu, în cazul lipsei de disponibilitate a resurselor de comercializare în contrapartidă, instalația KF ar putea fi în continuare exploatată în condiții de siguranță, dacă producția parcurilor eoliene care fac parte din sistemul KF în sine ar fi redusă. Dacă este necesar să se asigure siguranța în funcționare, acest lucru este permis în mod expres de articolul 13 din Regulamentul privind energia electrică.

(58) În plus, ar trebui remarcat faptul că numai creșterea costurilor sistemului, fie că este vorba de creșterea costurilor pentru comercializarea în contrapartidă sau de creșterea costurilor pentru achiziționarea rezervelor pentru zona DK2, nu poate constitui, ca atare, o bază pentru derogări în temeiul articolului 64. În această privință, trebuie remarcat, de asemenea, că în recenta decizie privind angajamentele în cauza AT.40461 – *Capacitatea de interconexiune DE/DK*, care a examinat limitările sistematice ale capacităților transfrontaliere în temeiul normelor de concurență ale UE, Comisia a considerat că costurile suplimentare rezultate ca urmare a creșterii nevoilor de comercializare în contrapartidă sau de redispecerizare nu au putut fi acceptate ca justificare pentru limitarea fluxurilor transfrontaliere ([14]).

5.2.4. *Așteptările legitime*

(59) În cele din urmă, cererea de derogare stabilește că primele discuții privind proiectul KF au început deja din 2007 și că, de atunci, proiectul a fost întotdeauna planificat pe baza unei abordări specifice a gestionării congestiilor, care alocă pe piață numai capacitățile care rămân după scăderea estimărilor privind energia eoliană în etapa corespunzătoare pieței pentru ziua următoare.

([14]) A se vedea Decizia Comisiei din 7 decembrie 2018 în cauza AT.40461 – Capacitatea de interconexiune DE/DK: https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/40461/40461_461_3.pdf

(60) De asemenea, cererea stabilește că, începând cu anul 2007, au avut loc modificări semnificative ale cadrului de reglementare și că, în special, Regulamentul privind energia electrică, prin introducerea articolului 16 alineatul (8), a stabilit noi cerințe în comparație cu legislația existentă. Cererea de derogare susține că decizia privind investițiile din 2016 a fost luată pe baza ipotezei conform căreia parcurile eoliene offshore ar putea beneficia de principiul dispecerizării prioritare, pe baza Directivei 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului ([15]), și că acest lucru a avut drept consecință faptul că ar putea fi redusă capacitatea de tranzacționare transfrontalieră.

(61) Comisia ar dori să sublinieze în acest context că principiul maximizării capacității transfrontaliere nu este un concept nou și că, prin urmare, aceste argumente nu pot fi acceptate. În primul rând, se bazează pe principiile fundamentale ale dreptului Uniunii și, în special, pe articolul 18 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene (TFUE) care interzice orice discriminare exercitată pe motiv de cetățenie sau naționalitate și pe articolul 35 din TFUE, care interzice restricțiile cantitative la export și toate măsurile cu efect echivalent. În al doilea rând, articolul 16 alineatul (3) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului ([16]) a impus obligația de a maximiza capacitatea de interconectare, prevăzând că „[p]articipanții la piață trebuie să dispună de capacitatea maximă a interconexiunilor și/sau a rețelelor de transport care afectează fluxurile transfrontaliere, cu respectarea normelor de siguranță pentru exploatarea fiabilă a rețelei". În plus, anexa I punctul 1.7 la regulamentul respectiv prevede că operatorii de transport și de sistem „nu limitează capacitatea de interconexiune pentru a rezolva o congestie situată în interiorul zonei proprii de control". În plus, la 14 aprilie 2010, Comisia a decis în cauza AT.39351 – *Capacități de interconexiune suedeze* ([17]) să accepte angajamente din partea OTS-ului suedez pentru că, pe baza evaluării preliminare a Comisiei, acesta abuzase de poziția sa dominantă pe piața suedeză prin limitarea capacității transfrontaliere de soluționare a congestiei interne, contrar articolului 102 din TFUE. O concluzie preliminară similară care a dus la angajamente a fost stabilită în cauza AT.40461 – Capacitatea de interconexiune DE/DK ([18]) pentru frontiera de vest a Danemarcei (DK1) și zona germană/luxemburgheză.

(62) Pe baza principiilor prezentate mai sus, operatorii pieței ar fi trebuit să cunoască principiul maximizării capacității transfrontaliere. În orice caz, cel târziu din aprilie 2010, pe baza cauzei AT.39351 *Capacități de interconexiune suedeze*, interpretarea dată de Comisie normelor existente referitoare la capacitatea transfrontalieră a devenit clară. În sfârșit, contrar celor afirmate în cererea de derogare, punctul 1.7 din anexa I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 nu a permis *ad infinitum* nici reducerea capacității interzonale din motive de siguranță în funcționare, eficiența din punctul de vedere al costurilor sau reducerea la minimum a efectelor negative asupra pieței interne a energiei electrice. În schimb, în cazul în care o astfel de limitare ar fost permisă în mod excepțional, aceasta, în mod clar, nu a fost „tolerată decât până în momentul în care este găsită o soluție pe termen lung". Astfel, în mod clar, Regulamentul (CE) nr. 714/2009 nu a permis crearea unui întreg sistem care se bazează pe o reducere permanentă.

(63) Cu toate acestea, relația dintre obligația de a maximiza capacitatea transfrontalieră în temeiul Regulamentului privind energia electrică și acordarea de prioritate în ceea ce privește dispecerizarea și accesul la energie din surse regenerabile în temeiul Directivei 2009/28/CE a fost percepută, cel puțin de către unii participanți la piață, ca nefiind pe deplin clară, iar solicitanții subliniază că această problemă a fost semnalată în mod repetat de către inițiatorii proiectului în contactele lor cu Comisia Europeană în ceea ce privește acest proiect premieră. De asemenea, operatorii de transport și de sistem implicați în proiectul KF nu au ignorat pur și simplu posibila provocare legată de abordarea avută în vedere în ceea ce privește gestionarea congestiilor. Mai degrabă, aceștia au prezentat serviciilor Comisiei Europene în mod repetat abordarea planificată de ei. În opinia solicitantului, faptul că serviciile Comisiei Europene nu au solicitat, din 2010, în numeroase contacte cu inițiatorii proiectului, modificarea structurii proiectului KF într-un mod care să asigure aplicarea principiului maximizării, a contribuit la confuzia inițiatorului proiectului cu privire la normele aplicabile pentru acest proiect.

(64) Cererea de grant din 2010 pentru proiectul KF ([19]) a stabilit deja că trebuie găsită o „interpretare corectă a alimentării prioritare" pentru a se asigura viabilitatea proiectului. Studiul comun de fezabilitate, care a fost transmis serviciilor Comisiei, a susținut că „ipoteza de bază este aceea potrivit căreia capacitatea interconexiunilor nepreconizate a fi necesare pentru transportul energiei eoliene poate fi pusă la dispoziția pieței la vedere". Capacitatea de transport suplimentară preconizată pentru tranzacționare a fost, prin urmare, doar capacitatea rămasă după transportarea producției de energie eoliană offshore către țărm.

([15]) Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE (JO L 140, 5.6.2009, p. 16).

([16]) Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 (JO L 211, 14.8.2009, p. 15).

([17]) https://ec.europa.eu/competition/antitrust/cases/dec_docs/39351/39351_1223_4.pdf

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

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

(65) În studiu s-a mai afirmat că „în conformitate cu Directiva 2009/28/CE, toate țările au acces prioritar la rețeaua electrică pentru sursele regenerabile de energie. Legislația națională germană prevede, de asemenea, obligația ca turbinele eoliene să poată alimenta în orice moment rețeaua națională germană de transport. Cu toate acestea, în cazul în care capacitatea de transport este insuficientă, cerințele formale de acces la rețeaua electrică pot fi îndeplinite prin intermediul măsurilor de comercializare în contrapartidă sau de echilibrare a pieței." Astfel, au fost deja discutate atât problema gestionării congestiilor, cât și soluția posibilă prin comercializarea în contrapartidă.

(66) Cu toate acestea, abordarea gestionării congestiilor a rămas în discuție, inclusiv cu serviciile Comisiei Europene. În cadrul prezentărilor foarte similare din 14 noiembrie 2012 și (pe baza planului de proiect revizuit) din 3 septembrie 2014, Energinet.dk, operatorul de transport și de sistem, a stabilit în mod expres că „modelul de gestionare a congestiilor este o parte esențială a bazei deciziei privind investiția". Ambele prezentări au semnalat în mod expres posibilele interpretări contradictorii ale accesului prioritar în baza articolului 16 din Directiva 2009/28/CE, pe de o parte, și ale principiului maximizării în temeiul articolului 16 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, pe de altă parte.

(67) Descriind în mod clar modul în care operatorii OTS intenționau să soluționeze acest conflict pentru proiectul KF, prezentările au descris că respectiva „capacitate de producere de energie eoliană în rețeaua terestră va fi rezervată pe baza prognozei pentru ziua următoare", iar „capacitatea rămasă urmează să fie alocată cuplării piețelor [definind astfel capacitatea de tranzacționare disponibilă] și utilizată în mod similar capacității prin alte interconexiuni". Deși prezentarea din 2014 nu a evidențiat (în scris) capacitatea redusă a pieței în comparație cu planul de proiect anterior, acest lucru nu a fost ascuns. Dimpotrivă, ambele prezentări urmează exact aceeași structură și, dacă ar fi susținute în paralel, s-ar vedea în mod clar diferența.

(68) Astfel, începând cu anul 2010, importanța abordării gestionării congestiilor a fost stabilită în mod repetat în cadrul reuniunilor cu autoritățile naționale de reglementare și cu serviciile Comisiei Europene, subliniindu-se faptul că cerințele juridice diferite din legislația secundară ar putea fi considerate ca fiind în contradicție. Cel puțin prezentările ulterioare stabilesc, de asemenea, în mod clar, abordarea planificată pe care părțile la proiect intenționează să o adopte pentru a rezolva această problemă și impactul pe care aceasta l-ar avea asupra capacității transfrontaliere. În acești ani, autoritățile naționale și Comisia au continuat să sprijine proiectul, inclusiv prin contribuții financiare importante, fără a solicita modificarea structurii proiectului.

(69) Potrivit observațiilor Comisiei, conceptul propus a fost discutat pe larg cu autoritățile naționale vizate și niciuna dintre autoritățile naționale de reglementare implicate nu a ridicat obiecții cu privire la conceptul de gestionare a congestiilor avut în vedere. Dimpotrivă, conceptul a fost aprobat de toate autoritățile de reglementare din regiunea „Hansa" în cauză în contextul aprobării metodei de calcul al capacităților din regiunea Hansa.

(70) Desigur, simplul fapt că autoritățile naționale și Comisia nu au exprimat, timp de mai mulți ani, preocupări de ordin juridic în ceea ce privește un proiect nu poate fi considerat în niciun caz drept o justificare pentru acordarea unei derogări pentru proiect. În plus, după cum s-a subliniat, de asemenea, într-un răspuns la consultare, sunt preconizate anumite modificări ale cerințelor de reglementare (sau clarificări cu privire la acestea) pentru proiecte cu perioade de punere în aplicare foarte lungi. Cu toate acestea, având în vedere complexitatea temei și discuțiile ample privind cadrul de reglementare, Comisia nu poate exclude faptul că părțile la proiect și-au asumat în mod rezonabil faptul că ar putea continua proiectul conform planificării. Acest lucru este recunoscut, de asemenea, în mai multe observații transmise Comisiei, inclusiv acelea care văd derogarea mai degrabă în mod critic. În plus, dacă autoritățile naționale de reglementare, ministerele sau Comisia ar fi formulat obiecții, proiectul ar fi putut fi adaptat înainte de începerea punerii sale în funcțiune, de exemplu prin creșterea capacității de racordare pe uscat pentru a permite fluxurile crescute de tranzacționare (astfel cum se planificase inițial, dar apoi s-a renunțat când proiectul a fost modificat).

(71) Motivul pentru care gestionarea congestiilor a fost menționată ca o parte *esențială* pentru decizia de investiție a fost că această decizie a trebuit să țină seama de interesele tuturor părților implicate. Aceasta a inclus rolul instalațiilor eoliene offshore care au primit subvenții prin intermediul diferitelor sisteme naționale de sprijin. Este clar că, dacă ar trebui să se acorde capacitatea maximă de tranzacționare, acest lucru ar duce la o creștere a probabilității de restricționare a instalațiilor eoliene offshore.

(72) Desigur, în măsura în care restricționarea nu este bazată pe piață, articolul 13 alineatul (7) conferă instalațiilor de producere a energiei electrice o compensație financiară integrală pentru pierderile de venituri din schemele de sprijin și pe piața pentru ziua următoare. În cazul în care pierderea veniturilor ar fi mai mare decât aceasta (de exemplu, de pe piața intrazilnică sau serviciile de sistem), regulamentul nu prevede nicio obligație de compensare (deși o astfel de obligație ar putea decurge din legislația națională). În orice caz, o creștere semnificativă a gradului de restricționare a parcurilor eoliene offshore ar modifica în mod considerabil ipotezele de bază ale proiectului, care vizau sporirea opțiunilor pentru parcurile eoliene offshore de transportare a energiei electrice către țărm, creșterea fiabilității alimentării cu energie electrică a zonei DK 2 și creșterea capacității de tranzacționare, dar fără a schimba în mod semnificativ situația parcurilor eoliene offshore existente sau prioritatea acordată alimentării în temeiul cadrelor naționale respective. Dacă părțile la proiect ar fi cunoscut că trebuia să se pună la dispoziție capacitatea maximă necesară pentru tranzacționare, în pofida drepturilor de acces prioritar ale parcurilor eoliene, probabil, proiectul nu ar fi fost realizat niciodată.

(73) În contextul contactelor periodice cu autoritățile naționale de reglementare, ministere și Comisie, în care se explică abordarea planificată, este plauzibil să se considere că părțile la proiect au înțeles greșit situația juridică. Ținând seama de acest lucru și având în vedere atenția deosebită care trebuie acordată provocărilor cu care se confruntă proiectele demonstrative pentru activele hibride, aplicarea cerințelor juridice care ar impune modificări majore ale elementelor fundamentale ale proiectului și care, dacă ar fi fost clare mai devreme, ar fi putut stopa realizarea proiectului sau modifica elementele fundamentele ale acestuia, ar putea fi considerată într-adevăr a fi generatoare de probleme semnificative pentru funcționarea micului sistem conectat.

(74) Astfel, Comisia poate concluziona că aplicarea deplină a articolului 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică pentru sistemul KF ar crea probleme semnificative pentru funcționarea unui mic sistem conectat.

5.3. **Domeniul de aplicare al derogării**

(75) Derogarea se aplică calculării și alocării capacității interzonale prin interconexiunea KF, fiind o derogare de la cerințele prevăzute la articolul 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică, în măsura în care acesta stabilește un prag minim de 70 % din capacitatea *totală* de transport a interconexiunii KF. În schimb, articolul 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică se aplică în măsura în care cel puțin 70 % din capacitatea *rezidual*ă se pune la dispoziție, și anume 70 % din capacitatea rămasă după scăderea a ceea ce este necesar pentru transportul producției de la parcurile eoliene Baltic 1, Baltic 2 și Kriegers Flak până la sistemele lor terestre respective, pe baza estimărilor zilnice privind producția de energie electrică de la parcurile respective.

(76) În cazul în care alte dispoziții se referă la „pragul minim", astfel cum este prevăzut la articolul 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică, acest lucru se interpretează ca referindu-se la pragul minim astfel cum este stabilit în prezenta decizie. Acest lucru se aplică, de asemenea, codurilor rețelei de electricitate și orientărilor, inclusiv CACM, FCA și EB, precum și termenilor, condițiilor și metodologiilor bazate pe aceste regulamente ale Comisiei.

(77) Toate celelalte cerințe prevăzute la articolul 16 din Regulamentul privind energia electrică, în special cerința de a pune la dispoziție nivelul maxim de capacitate a interconexiunilor care respectă standardele pentru exploatarea în siguranță a rețelei, rămân aplicabile.

5.4. **Nu există obstacole în calea tranziției către energia din surse regenerabile, o flexibilitate sporită, stocarea energiei, electromobilitate și consumul dispecerizabil**

(78) Articolul 64 din Regulamentul privind energia electrică prevede că decizia urmărește să asigure că nu împiedică tranziția către energia din surse regenerabile, flexibilitate sporită, stocarea energiei, electromobilitate și consumul dispecerizabil.

(79) Decizia de derogare are ca scop realizarea unui proiect demonstrativ premieră care vizează o mai bună integrare a energiei din surse regenerabile în sistemul de energie electrică. Prin urmare, aceasta nu împiedică tranziția către surse de energie regenerabile. De asemenea, nu are un impact semnificativ asupra electromobilității sau a consumului dispecerizabil.

(80) În ceea ce privește flexibilitatea sporită și stocarea energiei, este important de remarcat faptul că posibilitatea ca serviciile de flexibilitate (inclusiv stocarea) să sprijine sistemul electric depinde în mod direct de furnizarea de semnale exacte și clare în materie de investiții și de dispecerizare către furnizorii de servicii respectivi. În cazul în care, într-o zonă de ofertare, există congestii structurale, aceasta are ca rezultat denaturarea semnalelor în materie de investiții pentru serviciile de flexibilitate specifice locului. De exemplu, investițiile în producția de hidrogen sau în stocarea în baterii în sistemul KF ar putea deveni mai viabile într-un cadru de reglementare care să reflecte în mod

corect congestiile dintre sistemul KF și ambele sisteme terestre. Având în vedere provocările tehnologice semnificative legate de investițiile offshore, aceasta nu înseamnă în mod automat că astfel de investiții ar fi viabile în cazul unei zone de ofertare offshore separate pentru sistemul KF, dar este clar că abordarea în temeiul deciziei de derogare poate avea un impact negativ asupra unor potențialului unor astfel de investiții comparativ cu stabilirea unei zone de ofertare offshore.

(81) Pe de altă parte, articolul 64 din Regulamentul privind energia electrică nu solicită decizii de derogare pentru a maximiza potențialul de flexibilitate sau de stocare a energiei, ci doar pentru a urmări „să asigure că nu [o] împiedică". Cu alte cuvinte, derogarea nu împiedică evoluțiile care, în absența derogării, s-ar produce în mod natural. Cu toate acestea, nu este sigur dacă sistemul KF ar funcționa, în absența unei derogări, ca zonă de ofertare offshore separată. După cum au subliniat și respondenții la consultare, o zonă de ofertare offshore ar putea avea avantaje semnificative în ceea ce privește funcționarea pieței, transparența și utilizarea eficientă a activelor rețelei, dar ar aduce și anumite aspecte complexe, de exemplu în ceea ce privește distribuirea costurilor și a beneficiilor. Fără înființarea unei zone de licitație offshore, nu este clar dacă punerea în aplicare pe deplin a articolului 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică ar furniza în sine, în contextul proiectului KF, semnale mai exacte în materie de investiții pentru serviciile de flexibilitate sau stocare.

(82) Astfel, deși derogarea nu împiedică tranziția către o flexibilitate sporită care include stocarea energiei, este important să se ia în considerare necesitatea unor semnale în materie de investiții adecvate și impactul acesteia asupra unei posibile stocări sau a altor investiții în materie de flexibilitate în ceea ce privește condițiile de derogare.

5.5. **Limitarea derogării în timp și condițiile care vizează creșterea concurenței și integrarea pe piața internă de energie electrică**

(83) Articolul 64 din Regulamentul privind energia electrică prevede în mod expres că derogarea este limitată în timp și că aceasta face obiectul unor condiții care vizează creșterea concurenței și integrarea pe piața internă de energie electrică.

5.5.1. *Limitarea în timp*

(84) Prin urmare, o limitare a timpului ar fi justificată nu numai de principiul proporționalității, de exemplu, dacă o derogare mai restrânsă ar putea aborda problemele în cauză sau dacă o derogare mai amplă ar conduce la o sarcină disproporționată pentru participanții la piață. Regulamentul prevede o limitare *obligatorie* în mai multe scopuri. În primul rând, regulamentul presupune că este posibilă aplicarea cadrului de reglementare general tuturor situațiilor de pe piața internă și că o astfel de aplicare generală este benefică pentru societate. Deși articolul 64 recunoaște că pot fi necesare derogări pentru situații specifice, acestea sunt susceptibile să sporească complexitatea sistemului în ansamblu și pot fi obstacole în calea integrării și în zonele învecinate. În plus, justificarea derogării se bazează în general pe cadrul tehnic și de reglementare din acel moment și pe topologia unei rețele date. Toate aceste situații trebuie să se schimbe. În sfârșit, este important ca participanții la piață să poată anticipa modificările în materie de reglementare cu suficient timp înainte. Prin urmare, toate derogările trebuie să fie limitate în timp.

(85) Singura situație în care regulamentul prevede posibilități de derogare generală fără limitări în timp privește regiunile ultraperiferice în sensul articolului 349 din TFUE care nu pot fi interconectate cu piața energetică a Uniunii din motive fizice evidente. Acest lucru este ușor de înțeles, întrucât aceste regiuni nu au niciun impact asupra pieței interne a energiei electrice. Întrucât KF nu este o regiune ultraperiferică, este necesară, prin urmare, o limitare clară și previzibilă în timp a derogării.

(86) Cererea de derogare propune o limitare bazată pe funcționarea și conectarea celor trei parcuri eoliene offshore. Prin urmare, formularea nu pare să fie nelimitată în timp. Totuși, această condiție nu este suficient de precisă în ceea ce privește „funcționarea" parcurilor eoliene inițiale și nu permite terților să anticipeze cu suficient timp în avans cadrul de reglementare.

(87) Pentru a se evita orice îndoială, ar trebui să se poată identifica în mod clar dacă un parc eolian offshore conectat la sistemul KF constituie sau nu unul dintre parcurile eoliene inițiale. Astfel, ar trebui să se adauge în orice caz o condiție ca, de la data la care oricare dintre cele trei parcuri eoliene încetează să funcționeze din alte motive decât cele legate de operațiunile uzuale de întreținere sau reparații cu o durată limitată sau face obiectul unor modificări semnificative, situație care se consideră că apare cel puțin atunci când este necesar un nou acord de racordare sau când capacitatea de producție a parcului eolian a crescut cu mai mult de 5 %, producția parcului eolian respectiv nu se mai scade din capacitatea totală de transport înainte de calcularea capacității reziduale, sporind astfel capacitatea de tranzacționare disponibilă prin interconexiune.

(88) Cu toate acestea, în cazul în care unul sau două dintre parcurile eoliene încetează să funcționeze sau beneficiază în alt mod de derogare, acest lucru nu va avea un impact negativ asupra situației comerciale a altor parcuri eoliene sau asupra funcționării sistemului. Astfel, derogarea nu încetează doar ca urmare a faptului că una dintre producțiile parcurilor eoliene nu mai poate să fie scăzută *ex ante* din capacitatea totală de transport, ci numai dacă *toate* cele trei parcuri eoliene nu mai au dreptul la această scădere.

(89) În ceea ce privește durata adecvată a derogării, Comisia remarcă faptul că aplicarea imediată a normelor de la care se solicită o derogare ar necesita modificări semnificative ale dispozițiilor de reglementare și comerciale ale KF, cu posibile consecințe negative asupra funcționării parcurilor eoliene.

(90) Pe de altă parte, Comisia observă că acordarea derogării atât timp cât parcurile eoliene funcționează și rămân conectate ar putea însemna că derogarea s-ar aplica timp de 20 ani sau mai mult, având în vedere durata medie de viață a parcurilor eoliene offshore. O astfel de derogare de lungă durată ar putea duce la dezavantaje semnificative privind integrarea pieței.

(91) În plus, este important ca derogarea pentru KF să nu creeze un element nemodificabil și inflexibil, oarecum străin, în elaborarea cadrului de reglementare offshore. Pentru a asigura o flexibilitate suficientă și, în același timp, a oferi certitudine și predictibilitate tuturor părților implicate în proiect și altor participanți la piață, ar trebui să se stabilească revizuiri periodice ale cadrului de reglementare aprobat în prezenta decizie de derogare.

(92) Astfel, Comisia trebuie să găsească un echilibru între interesele legitime ale partenerilor de proiect ai KF și cele ale statelor membre învecinate care au avut încredere în legalitatea soluției de reglementare elaborate pentru primul proiect de acest tip și interesele consumatorilor și producătorilor din UE pentru a beneficia de principiul maximizării fluxurilor transfrontaliere.

(93) Comisia ține seama de faptul că este posibilă elaborarea și punerea în aplicare a unei soluții de reglementare care nu prevede o derogare ([20]), dar aceasta va necesita o perioadă de timp considerabilă și ar avea, de asemenea, o complexitate considerabilă. Același lucru este valabil și pentru adaptările contractuale necesare la noul tratament în materie de reglementare care respectă normele UE. În plus, întrucât cadrul de reglementare pentru activele hibride offshore este în prezent în discuție, ar trebui să se acorde suficient timp pentru a se asigura că astfel de adaptări nu trebuie să înceapă înainte de a se asigura o bază solidă și clară. Prin urmare, este oportun să se acorde derogarea cel puțin pentru o perioadă de 10 ani.

(94) Cu toate acestea, nu se poate exclude pe deplin faptul că va fi în continuare necesară o derogare continuă pentru menținerea echilibrului economic și pentru asigurarea viabilității sistemului KF, chiar și după această perioadă de 10 ani. Astfel, Comisia poate prelungi acest termen în situațiile în care acest lucru se justifică. Derogarea, inclusiv eventualele prelungiri, nu ar trebui să depășească o perioadă de 25 de ani, deoarece această perioadă ar depăși durata de viață rămasă preconizată a parcurilor eoliene.

(95) Examinarea de către Comisia Europeană a oricărei cereri de prelungire include o evaluare care să stabilească dacă este posibil ca structura proiectului să fie modificată într-un mod care să permită integrarea deplină a sistemului KF în cadrul de reglementare general, de exemplu prin definirea zonelor de ofertare offshore. Orice astfel de modificare a structurii proiectului ar trebui să țină seama în mod corespunzător de echilibrul economic, astfel cum a fost stabilit în temeiul deciziei de derogare. O procedură detaliată pentru aplicarea și acordarea unei astfel de prelungiri este stabilită în secțiunea 5.5.3.

([20]) În cadrul consultărilor, părțile interesate au subliniat în special posibilitatea de a dezvolta o zonă de ofertare offshore pentru proiect.

5.5.2. *Alte condiții*

(96) În ceea ce privește condițiile suplimentare care urmează să fie impuse, impunerea unei majorări a capacității de tranzacționare minime disponibile într-un proiect de altfel neschimbat ar contribui în mod direct la reapariția problemei care trebuie rezolvată prin derogare în acele ore în care cablurile sistemului KF sunt congestionate. Pe de altă parte, în cazul în care aceste cabluri nu sunt congestionate, principiul maximizării se aplică în orice caz și, prin urmare, trebuie deja pusă la dispoziție capacitatea maximă fezabilă din punct de vedere tehnic, până la capacitatea totală de transport a sistemului de transport.

(97) Acestea fiind spuse, posibilitatea de majorare a capacității disponibile nu poate fi exclusă pe deplin pe termen lung. În special, planurile anterioare pentru proiect încă prevedeau construirea de cabluri suplimentare de curent continuu, dar aceste planuri au fost abandonate din cauza majorării de 2,5 ori a costurilor componentelor necesare (a se vedea considerentele 40-42 de mai sus). Prin urmare, nu este exclus ca astfel de investiții să poată fi realizate în viitor. În special, acordul de grant pentru KF prevede posibilitatea de a integra un parc eolian suedez în sistemul KF și a semnalat posibilitatea majorării capacității într-un astfel de scenariu.

(98) În cazul în care noile evoluții tehnologice sau de piață sau investițiile în noi parcuri eoliene offshore în apropierea KF fac viabile din punct de vedere financiar o modernizare a sistemului existent sau construirea de noi cabluri care sporesc capacitatea disponibilă pentru tranzacționare (ținând seama de necesitatea de a asigura funcționarea în condiții de siguranță a sistemului KF și a sistemelor adiacente), astfel de investiții ar trebui realizate. În cazul cererilor de prelungire, evaluarea Comisiei include, de asemenea, analizarea posibilității ca astfel de investiții în capacități suplimentare să fie preconizate în mod rezonabil.

(99) În cazul în care furnizorii de servicii de flexibilitate dau dovadă de un interes concret în realizarea de proiecte în cadrul sistemului KF sau în apropierea acestuia care ar putea determina creșterea capacității de tranzacționare disponibile prin utilizarea serviciilor de flexibilitate (de exemplu, stocarea energiei eoliene în exces în baterii offshore), astfel de investiții sunt luate în considerare în mod corespunzător de către autoritățile naționale în cauză, utilizând potențialul acestora de a crește capacitatea de tranzacționare disponibilă până la valoarea minimă prevăzută la articolul 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică.

5.5.3. *Procedura privind eventualele cereri de prelungire*

(100) Pentru a permite Comisiei să evalueze dacă derogarea este în continuare necesară în vederea unor posibile clarificări viitoare și modificări ale cadrului juridic pentru proiecte hibride, autoritățile naționale trebuie să raporteze Comisiei, cu suficient timp înainte de sfârșitul perioadei de derogare, dacă ele consideră că prelungirea derogării este necesară. În cazul în care autoritățile naționale doresc să solicite prelungirea prezentei derogări, va fi prezentată o cerere comună cu suficient timp înainte de sfârșitul perioadei de derogare pentru a permite o analiză aprofundată a cererii de prelungire și o informare timpurie a participanților la piață cu privire la viitorul cadru de reglementare pentru KF. Orice astfel de cerere include o analiză cost-beneficiu care demonstrează efectele derogării atât asupra sistemului KF, cât și la nivel regional și la nivelul UE, care compară cel puțin posibilitățile de continuare a derogării în forma sa actuală, creșterea capacității disponibile prin efectuarea de investiții suplimentare și integrarea deplină a sistemului KF în cadrul de reglementare general pentru activele hibride offshore, după cum este aplicabil la momentul cererii de prelungire.

(101) Ori de câte ori decide cu privire la o cerere de prelungire, Comisia ține seama în mod corespunzător de interesele economice ale parcurilor eoliene conectate și ale operatorilor de sistem implicați, dar și de impactul socioeconomic mai larg al derogării la nivel regional și european. În special, revizuirea stabilește dacă și în ce mod sistemul KF ar trebui integrat într-un cadru de reglementare mai larg pentru activele hibride.

(102) Pentru a ține seama suficient de modificările cadrului de reglementare, precum și de evoluțiile tehnologice și ale pieței, orice prelungiri (dacă sunt acordate) ar trebui să fie limitate în timp.

(103) În cazul în care Comisia ajunge la concluzia că, pentru a acorda o prelungire, sunt necesare modificări ale abordării în materie de reglementare, astfel cum se prevede în prezenta decizie, sau că sunt necesare alte condiții pentru a spori concurența sau integrarea pieței, se acordă suficient timp pentru punerea lor în aplicare, oferind, de asemenea, un preaviz cu suficient timp în avans altor participanți de pe piață cu privire la modificările posibile ale capacității transfrontaliere disponibile,

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

Articolul 1

Se acordă instalației comune de acces la rețea Kriegers Flak o derogare de la dispozițiile articolului 16 alineatul (8) din Regulamentul (UE) 2019/943. Pentru a calcula dacă se ating nivelurile minime de capacitate disponibilă pentru tranzacționarea interzonală, baza de capacitate care urmează să fie utilizată pentru calcularea capacității minime este capacitatea reziduală după scăderea capacității necesare pentru transportul producției estimate de energie electrică a parcurilor eoliene conectate la instalația comună de acces la rețea Kriegers Flak în etapa pieței pentru ziua următoare către sistemele naționale terestre respective, și nu capacitatea totală de transport.

Articolul 16 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/943 rămâne pe deplin aplicabil, iar nivelul maxim de capacitate a instalației comune de acces la rețea Kriegers Flak și a rețelelor de transport afectate de capacitatea transfrontalieră a instalației comune de acces la rețea Kriegers Flak, mergând până la capacitatea totală a rețelei din cadrul instalației comune de acces la rețea Kriegers Flak, se pune la dispoziția participanților la piață care respectă standardele de siguranță pentru exploatarea sigură a rețelei.

Articolul 2

Derogarea prevăzută la articolul 1 include toate trimiterile la capacitatea minimă care urmează să fie pusă la dispoziție pentru tranzacționare în temeiul articolului 16 alineatul (8) din Regulamentul (UE) 2019/943, din Regulamentul (UE) 2019/943 și din regulamentele Comisiei bazate pe prezentul regulament.

Articolul 3

Derogarea acordată în temeiul articolului 1 se aplică pe o perioadă de până la 10 ani de la adoptarea deciziei Comisiei. Această perioadă poate fi prelungită de Comisie în temeiul articolului 4. Durata totală a derogării, inclusiv eventualele prelungiri, nu trebuie să depășească 25 de ani.

În cazul în care oricare dintre cele trei parcuri eoliene conectate la instalația comună de acces la rețea Kriegers Flak încetează să funcționeze din alte motive decât cele legate de operațiunile uzuale de întreținere sau reparații cu o durată limitată sau în cazul în care parcul eolian respectiv face obiectul unor modificări semnificative, estimarea privind energia electrică care urmează să fie produsă de acest parc eolian nu se mai scade în temeiul articolului 1, determinând astfel creșterea capacității de tranzacționare disponibile prin interconexiune. Întreruperile producției cauzate de prețurile scăzute de pe piață sau de instrucțiunile operatorilor de sistem nu trebuie luate în considerare. Modificările sunt considerate semnificative cel puțin în cazul în care este necesar un nou contract de racordare sau în cazul în care capacitatea de producție a parcului eolian a crescut cu peste 5 %.

Articolul 4

Autoritățile daneze și germane pot solicita Comisiei să prelungească perioada de derogare prevăzută la articolul 3. Orice astfel de cerere trebuie depusă cu suficient timp înainte de sfârșitul perioadei de derogare. Orice cerere de prelungire a derogării include o analiză a costurilor și a beneficiilor abordării de reglementare alese în temeiul derogării, inclusiv o analiză cantitativă. De asemenea, va furniza o analiză cu privire la posibilele soluții alternative, în special integrarea instalației comune de acces la rețea Kriegers Flak în sistemul general reglementat pentru activele hibride offshore aplicabil la acel moment, crearea unei zone de licitare offshore separate pentru instalația comună de acces la rețea Kriegers Flak și/sau efectuarea de investiții suplimentare pentru creșterea capacității de transport disponibile. În cazul în care Comisia, ca urmare a unei cereri de prelungire, ajunge la concluzia că sunt necesare modificări ale abordării în materie de reglementare, astfel cum se prevede în prezenta decizie, sau că sunt necesare alte condiții pentru a spori concurența sau integrarea pieței, se acordă suficient timp pentru punerea lor în aplicare și, de asemenea, un preaviz cu suficient timp în avans altor participanți de pe piață cu privire la eventualele modificări ale capacității transfrontaliere disponibile.

Articolul 5

În cazul în care furnizorii de servicii de flexibilitate dau dovadă de un interes concret în realizarea de proiecte care ar putea spori capacitatea de tranzacționare disponibilă din cadrul instalației comune de acces la rețea Kriegers Flak utilizând serviciile de flexibilitate, aceste investiții sunt luate în considerare în mod corespunzător de către autoritățile daneze și germane, valorificând potențialul acestora de a spori capacitatea de tranzacționare disponibilă până la valoarea minimă prevăzută la articolul 16 alineatul (8) din Regulamentul privind energia electrică. În cazul în care se propun astfel de investiții, dar acestea nu sunt permise în instalația comună de acces la rețea Kriegers Flak, autoritățile naționale informează Comisia în acest sens.

Articolul 6

Prezenta decizie se adresează Regatului Danemarcei și Republicii Federale Germania.

Adoptată la Bruxelles, 11 noiembrie 2020.

Pentru Comisie
Kadri SIMSON
Membru al Comisiei