# DECIZII

## DECIZIA DE PUNERE ÎN APLICARE (UE) 2022/1376 A COMISIEI

**din 26 iulie 2022**

**privind aplicabilitatea articolului 34 din Directiva 2014/25/UE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește generarea și vânzarea angro de energie electrică în Danemarca**

*[notificată cu numărul C(2022) 5046]*

**(Numai textul în limba daneză este autentic)**

**(Text cu relevanță pentru SEE)**

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene,

având în vedere Directiva 2014/25/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 26 februarie 2014 privind achizițiile efectuate de entitățile care își desfășoară activitatea în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale și de abrogare a Directivei 2004/17/CE ([1]), în special articolul 35 alineatul (3),

după consultarea Comitetului consultativ pentru achiziții publice,

întrucât:

### 1. SITUAȚIA DE FAPT

#### 1.1. *CEREREA*

(1) La 24 septembrie 2021, Autoritatea daneză pentru concurență și consumatori (DCCA) (denumită în continuare „solicitantul") a prezentat Comisiei o cerere în temeiul articolului 35 alineatul (1) din Directiva 2014/25/UE (denumită în continuare „cererea"). Cererea este în conformitate cu articolul 1 alineatul (1) din Decizia de punere în aplicare (UE) 2016/1804 a Comisiei ([2]).

(2) Cererea se referă la generarea și vânzarea angro de energie electrică din surse convenționale și din surse regenerabile în Danemarca.

(3) Cu toate acestea, cererea nu include următoarele:

— energia electrică produsă de turbinele eoliene pe uscat și în larg, în afara procedurilor de ofertare;

— energia electrică produsă de turbinele eoliene racordate la o rețea în perioada cuprinsă între 21 februarie 2008 și 31 decembrie 2013 sau ulterior, cu excepția turbinelor eoliene care sunt conectate la propria instalație de consum și a turbinelor eoliene din larg [energia electrică produsă de instalația de consum (secțiunea 41 din Legea privind promovarea energiei din surse regenerabile) și cea produsă de turbinele eoliene din larg în temeiul secțiunii 35 litera (b) din legea respectivă sunt excluse din domeniul de aplicare și, prin urmare, fac în continuare obiectul dispozițiilor Directivei 2014/25/UE];

— energia electrică produsă de turbinele eoliene racordate la o rețea până cel târziu la 20 februarie 2008, cu excepția turbinelor eoliene care primesc suplimente de preț în temeiul secțiunilor 39-41 din Legea privind promovarea energiei din surse regenerabile;

([1]) JO L 94, 28.3.2014, p. 243.

([2]) Decizia de punere în aplicare (UE) 2016/1804 a Comisiei din 10 octombrie 2016 privind normele de aplicare a articolelor 34 și 35 din Directiva 2014/25/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind achizițiile efectuate de entitățile care își desfășoară activitatea în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale (JO L 275, 12.10.2016, p. 39).

— energia electrică produsă de turbinele eoliene racordate la o rețea până cel târziu la 31 decembrie 2002;

— energia electrică produsă de o turbină eoliană complet nouă care utilizează certificate de casare eliberate pentru dezmembrarea turbinelor eoliene (supliment de preț suplimentar); energia electrică produsă din bioenergie (biomasă și biogaz);

— energia electrică produsă de panouri solare fotovoltaice, energia valurilor și energia hidroelectrică;

— energia electrică produsă de alte instalații speciale de producere a energiei din surse regenerabile (energie electrică produsă din surse de energie regenerabile sau tehnologii semnificative pentru extinderea viitoare a energiei electrice din surse regenerabile sau a energiei electrice produse din alte surse de energie regenerabile decât cele menționate);

— energia electrică produsă de centralele termice și electrice descentralizate și de instalații de incinerare;

— energia electrică produsă de alte centrale termice și electrice destinate aprovizionării sistemului centralizat de termoficare;

— energia electrică produsă de centralele electrice industriale racordate la o rețea până cel târziu la 21 martie 2012;

— serviciile auxiliare.

(4) Generarea și vânzarea angro de energie electrică din surse convenționale și din surse regenerabile constituie o activitate legată de furnizarea de energie electrică în conformitate cu articolul 9 din Directiva 2014/25/UE.

(5) În conformitate cu punctul 1 litera (a) din anexa IV la Directiva 2014/25/UE, având în vedere că se poate presupune că accesul la piață este liber în temeiul articolului 34 alineatul (3) primul paragraf din directiva respectivă, Comisia trebuie să adopte o decizie de punere în aplicare referitoare la cerere în termen de 90 de zile lucrătoare.

(6) În conformitate cu punctul 1 al patrulea paragraf din anexa IV la Directiva 2014/25/UE, termenul poate fi prelungit de Comisie cu acordul celor care au prezentat cererea de exceptare. Dat fiind că DCCA a furnizat informații suplimentare la 4 martie 2022, termenul de care dispune Comisia pentru a lua o decizie cu privire la cererea în cauză se stabilește la 31 iulie 2022.

## 2. **CADRUL JURIDIC**

(7) Directiva 2014/25/UE se aplică atribuirii de contracte pentru desfășurarea de activități legate de furnizarea de energie electrică rețelelor fixe destinate furnizării unui serviciu public în domeniul producerii, transportului sau distribuției energiei electrice, cu excepția cazului în care activitatea face obiectul unei exceptări în temeiul articolului 34 din directiva respectivă.

(8) În temeiul articolului 34 din Directiva 2014/25/UE, nu fac obiectul respectivei directive contractele destinate să permită desfășurarea unei activități care intră sub incidența directivei în cazul în care, în statul membru în care este desfășurată, activitatea este expusă direct concurenței pe piețe la care accesul nu este restricționat. Expunerea directă la concurență se evaluează pe baza unor criterii obiective, ținând seama de caracteristicile specifice ale sectorului respectiv ([3]). Această evaluare este, totuși, limitată de faptul că termenele aplicabile sunt scurte, precum și de necesitatea de a se baza pe informațiile aflate la dispoziția Comisiei, care nu pot fi completate prin metode care necesită mai mult timp, cum ar fi, în special, anchete publice destinate operatorilor economici în cauză ([4]). În acest context, deși evaluarea privind faptul că o activitate este expusă direct concurenței trebuie să fie efectuată pe baza unor criterii conforme cu dispozițiile TFUE în materie de concurență, nu este necesar ca aceste criterii să fie identice cu cele vizate de dispozițiile legislației UE în domeniul concurenței ([5]).

([3]) Directiva 2014/25/UE, considerentul 44.
([4]) Ibidem.
([5]) Hotărârea din 27 aprilie 2016 în cauza T-463/14, Österreichische Post AG/Comisia, EU:T:2016:243, punctul 28, și considerentul 44 din Directiva 2014/25/UE.

(9) Accesul la piață se consideră nerestricționat în cazul în care statul membru a implementat și a pus în aplicare legislația relevantă a Uniunii referitoare la deschiderea către concurență a unui anumit sector sau a unei părți a acestuia. Actele legislative în cauză sunt enumerate în anexa III la Directiva 2014/25/UE. În ceea ce privește generarea și vânzarea angro de energie electrică, anexa respectivă face trimitere la Directiva 2009/72/CE, abrogată prin Directiva (UE) 2019/944 ([6]) începând cu 1 ianuarie 2021. Potrivit solicitantului, Danemarca a transpus Directiva (UE) 2019/944 ([7]). În consecință, în conformitate cu articolul 34 alineatul (3) din Directiva 2014/25/UE, se poate presupune că accesul la piață este liber.

(10) Expunerea directă la concurență ar trebui evaluată pe baza mai multor indicatori, niciunul dintre aceștia nefiind neapărat decisiv în sine. În ceea ce privește piața vizată de prezenta decizie, cotele de piață constituie un criteriu care ar trebui luat în considerare, împreună cu alte criterii, cum ar fi presiunea concurențială exercitată de producătorii din țările învecinate sau numărul de ofertanți în cadrul procedurilor de ofertare pentru capacitatea de energie din surse regenerabile.

(11) Scopul prezentei decizii este de a stabili dacă serviciile la care se referă cererea sunt expuse unui nivel de concurență (pe piețe la care accesul nu este restricționat în sensul articolului 34 din Directiva 2014/25/UE) suficient pentru a asigura, chiar și în absența disciplinei impuse de normele detaliate privind achizițiile publice stabilite de Directiva 2014/25/UE, că achizițiile publice necesare pentru desfășurarea activităților respective vor fi efectuate în mod transparent, nediscriminatoriu, pe baza unor criterii care să permită achizitorilor să identifice soluția cea mai avantajoasă, în ansamblu, din punct de vedere economic.

## 3. **EVALUAREA**

(12) Prezenta decizie se bazează pe situația de drept și de fapt din septembrie 2021, astfel cum reiese din informațiile transmise de solicitant și din informațiile puse la dispoziția publicului.

### 3.1. *ACCESUL NERESTRICȚIONAT LA PIAȚĂ*

(13) Accesul la o piață se consideră a fi nerestricționat în cazul în care statul membru vizat a implementat și a pus în aplicare legislația relevantă a Uniunii referitoare la deschiderea către concurență a unui anumit sector sau a unei părți a acestuia. Potrivit solicitantului, Danemarca a transpus Directiva (UE) 2019/944 prin 29 de măsuri naționale. Această afirmație a fost confirmată de Agenția pentru Energie din Danemarca ([8]). Prin urmare, Comisia consideră că sunt îndeplinite *de jure* condițiile pentru accesul liber pe piață.

(14) În ceea ce privește accesul liber *de facto*, Comisia ia act de progresele înregistrate în ceea ce privește liberalizarea pieței daneze de generare a energiei electrice de la deschiderea acesteia către concurență în 1999. Participarea Danemarcei la bursa de energie electrică Nord Pool și dezvoltarea capacităților de interconectare au jucat un rol semnificativ în stimularea presiunii concurențiale. În ceea ce privește generarea din surse regenerabile, în special parcuri eoliene în larg, procedurile de ofertare organizate de autoritățile daneze au atras un număr tot mai mare de participanți.

(15) Comisia concluzionează că accesul pe piață trebuie considerat, *de jure* și *de facto*, ca fiind liber pe teritoriul Danemarcei în sensul prezentei decizii.

([6]) Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (JO L 158, 14.6.2019, p. 125).

([7]) Acest lucru nu aduce atingere evaluării de către Comisie a transpunerii respectivei directive în Danemarca.

([8]) A se vedea pagina 28 din cerere.

3.2. *EVALUAREA DIN PUNCTUL DE VEDERE AL CONCURENȚEI*

3.2.1. DEFINIȚIA PIEȚEI PRODUSULUI

(16) În conformitate cu practica Comisiei privind concentrările economice ([9]), în sectorul energiei electrice se pot distinge următoarele piețe relevante ale produsului: (i) generarea și vânzarea angro; (ii) transportul; (iii) distribuția și (iv) vânzarea cu amănuntul. Deși unele dintre aceste piețe pot fi subdivizate în continuare, până în prezent practica anterioară a Comisiei ([10]) a respins distincția între o piață de generare a energiei electrice și o piață a vânzării angro a energiei electrice, deoarece generarea energiei electrice în sine reprezintă doar un prim pas în lanțul valoric, însă cantitățile de energie electrică generate sunt comercializate prin intermediul pieței angro. Acest lucru a fost confirmat, mai precis, pentru statele nordice ([11]).

(17) În practica sa privind concentrările economice, Comisia a considerat, de asemenea, că piața relevantă a produsului din regiunea nordică includea energia electrică vândută atât prin contracte bilaterale, cât și pe platforma Nord Pool, atât pe piața Elspot (pentru ziua următoare), cât și pe piața Elbas (intrazilnică) ([12]).

(18) Solicitantul susține că în domeniul de aplicare al pieței relevante ar trebui să se includă contractele de achiziție de energie electrică (CAEE) ale întreprinderilor. Acestea sunt contracte bilaterale între un producător de energie electrică și un client (de obicei un mare utilizator de energie electrică) prin care utilizatorul achiziționează energie electrică direct de la producător. Traderii de energie încheie contracte de achiziție de energie electrică (CAEE-uri) cu producători de energie atât din surse convenționale, cât și din surse regenerabile și concurează pentru încheierea CAEE-urilor.

(19) În ceea ce privește alte tranzacții bilaterale, clienții care încheie CAEE-uri trebuie să încheie un acord cu o parte responsabilă cu echilibrarea, pentru a-și gestiona dezechilibrele. În ceea ce privește echilibrarea generării/producției, producătorii de energie electrică (cum ar fi proprietarii de parcuri eoliene în larg) trebuie să coreleze producția de energie electrică în timp real cu producția estimată, adică să adapteze producția efectivă la producția prognozată. Această responsabilitate nu este afectată de modul în care producătorul alege să vândă energia electrică produsă, inclusiv prin CAEE-uri.

(20) În ceea ce privește apartenența energiei electrice din surse convenționale și a celei din surse regenerabile la aceeași piață de produse, Comisia a ajuns la concluzii diferite în funcție de situația de fapt. Aceasta a constatat că producția de energie electrică din surse convenționale și de energie electrică din surse regenerabile în Germania ([13]) și în Italia ([14]) ar trebui considerate ca fiind piețe de produse diferite.

(21) Cu toate acestea, în cazul Țărilor de Jos ([15]), Comisia a constatat că generarea și vânzarea angro de energie electrică din surse convenționale și din surse regenerabile făceau parte din aceeași piață relevantă a produsului. În ceea ce privește regiunea nordică, Comisia a considerat, în practica sa privind concentrările economice, că sursa energiei electrice este irelevantă pentru definirea produsului ([16]).

(22) Solicitantul susține că situația din Danemarca diferă de cele din Germania și din Italia menționate în decizia de mai sus și că este similară cu cea în discuție în Țările de Jos. Solicitantul a furnizat tabele care detaliază similitudinile și diferențele dintre cazul din Danemarca și, respectiv, cazurile din Germania, Italia și Țările de Jos. Solicitantul subliniază că principalele diferențe față de situația din Germania și cea din Italia sunt lipsa unui tarif stabilit prin lege, lipsa accesului prioritar la rețea și faptul că energia electrică din surse regenerabile este vândută pe piața angro la același preț ca cea din surse convenționale.

([9]) Cazul COMP/M.4110 – E.ON/ENDESA din 25.4.2006, punctul 10, p. 3.
([10]) Cazul COMP/M.3696 – E.ON/MOL din 21.1.2005, punctul 223, cazul COMP/M.5467 – RWE/ESSENT din 23.6.2009, punctul 23.
([11]) A se vedea cazul M.8660 Fortum/Uniper din 15 iunie 2018, punctul 18. A se vedea, de asemenea, cazul COMP/M.7927 – EPH/ENEL/SE, punctele 9-12; cazul COMP/M.6984 – EPH/Stredoslovenská Energetika, punctul 15; cazul M.3268 – Sydkraft/ Graninge, punctele 19-20.
([12]) A se vedea cazul M.8660 Fortum/Uniper din 15 iunie 2018, punctul 18. A se vedea, de asemenea, cazul COMP/M.7927 – EPH/ENEL/SE, punctele 9-12; cazul COMP/M.6984 – EPH/Stredoslovenská Energetika, punctul 15; cazul M.3268 – Sydkraft/ Graninge, punctele 19-20.
([13]) JO L 114, 26.4.2012, p. 21, punctele 36-40.
([14]) JO L 271, 5.10.2012, p. 4, punctele 46-50.
([15]) JO L 12, 17.1.2018, p. 53, punctele 19-23.
([16]) A se vedea cazul M.8660 Fortum/Uniper din 15 iunie 2018, punctul 18.

(23) În decizia sa privind concentrarea economică Fortum/Uniper ([17]), Comisia a reamintit că piața relevantă a produsului din regiunea nordică acoperea atât generarea, cât și vânzarea angro de energie electrică, indiferent de sursele de generare și de canalele de tranzacționare, și că aceasta cuprindea energia electrică vândută prin contracte bilaterale și pe bursa nordică de energie electrică, Nord Pool.

(24) În ceea ce privește energia electrică produsă din surse regenerabile, cererea vizează parcurile eoliene în larg Horns Rev 3, Vesterhav Syd, Vesterhav Nord și Kriegers Flask, precum și parcurile eoliene viitoare, inclusiv parcul eolian în larg Thor. Toate schemele de sprijin în cauză au făcut obiectul unor decizii ale Comisiei care au confirmat compatibilitatea acestora cu normele UE privind ajutoarele de stat ([18]).

(25) În plus, primele plătite pentru producția de energie eoliană au scăzut la minimum din cauza creșterii concurenței pentru generare. Pentru toate parcurile eoliene menționate mai sus, Agenția pentru Energie din Danemarca a organizat o procedură de ofertare deschisă pentru generarea de energie electrică din surse regenerabile. La procedura de ofertare pentru Horns Rev 3 (400 MW), organizată în 2015, au participat patru ofertanți, la cea pentru Kriegers Flak (600 MW), organizată în 2016, șapte ofertanți, iar la cea pentru Vesterhav Nord/Syd (350 MW), organizată în 2016, trei ofertanți.

(26) Acoperirea riscurilor se face înaintea procedurilor de ofertare, iar autoritățile daneze dispun în prezent de o mai bună înțelegere a pieței și au stabilit un dialog real pe piață.

(27) Costurile totale ale tehnologiilor din domeniul energiei din surse regenerabile, cum ar fi turbinele eoliene în larg sau tehnologia solară fotovoltaică, au scăzut, de asemenea, în mod semnificativ. În consecință, oferta câștigătoare din 2010 pentru parcul eolian în larg Anholt a constat într-o primă de 105 øre/kWh, în timp ce oferta câștigătoare din 2016 pentru parcul eolian în larg Kriegers Flak a constat într-o primă de 37 øre/kWh.

(28) De asemenea, Danemarca intenționează să lanseze trei noi parcuri eoliene în larg de mari dimensiuni. Primul parc eolian în larg va avea o capacitate de aproximativ 800 MW, în timp ce restul parcurilor eoliene în larg vor avea o capacitate de cel puțin 800 MW. Agenția pentru Energie din Danemarca va lansa o procedură de ofertare pentru fiecare viitor parc eolian în larg.

(29) La fel cum a procedat Comisia în Decizia de punere în aplicare (UE) 2018/71 ([19]) în ceea ce privește producerea și vânzarea angro de energie electrică în Țările de Jos, Comisia remarcă faptul că alocarea subvențiilor este expusă concurenței printr-un proces de ofertare care disciplinează comportamentul producătorilor de energie electrică din surse regenerabile în ceea ce privește politica lor în domeniul achizițiilor publice. Acest context plasează pe același plan generarea de energie electrică din surse convenționale și din surse regenerabile (în ceea ce privește parcurile eoliene în larg care fac obiectul cererii) în Danemarca.

(30) În sensul evaluării condițiilor prevăzute la articolul 34 alineatul (1) din Directiva 2014/25/UE și fără a aduce atingere aplicării dreptului concurenței, Comisia consideră că piața relevantă a produsului este piața pentru generarea și vânzarea angro de energie electrică, inclusiv CAEE-uri, produsă atât din surse convenționale, cât și de parcuri eoliene în larg care fac obiectul cererii de exceptare.

([17]) A se vedea cazul M.8660 Fortum/Uniper din 15 iunie 2018, punctul 18, precum și cazul COMP/M.7927 – EPH/ENEL/SE, punctele 9-12; cazul COMP/M.6984 – EPH/Stredoslovenská Energetika, punctul 15; cazul M.3268 – Sydkraft/Graninge, punctele 19-20.

([18]) Cazurile SA.40305, SA.43751, SA.45974 și SA.57858.

([19]) A se vedea considerentul 21 din Decizia de punere în aplicare (UE) 2018/71 a Comisiei din 12 decembrie 2017 de derogare, în ceea ce privește producerea și vânzarea angro de energie electrică în Țările de Jos, de la aplicarea Directivei 2014/25/UE a Parlamentului European și a Consiliului privind achizițiile efectuate de entitățile care își desfășoară activitatea în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale și de abrogare a Directivei 2004/17/CE (JO L 12, 17.1.2018, p. 53).

3.2.2. DEFINIȚIA PIEȚEI GEOGRAFICE

(31) În 2006, Comisia a definit ([20]), într-o decizie privind concentrările economice, două piețe geografice separate pentru vânzarea angro de energie electrică: cea a Danemarcei de Est („DK2") și cea a Danemarcei de Vest („DK1"), întrucât, la momentul respectiv, nu exista nicio interconexiune directă între cele două zone daneze de ofertare (sau de preț). Comisia a ajuns la aceeași concluzie în decizia privind *DE/DK Interconnector* din 2018 ([21]).

(32) În 2014, Consiliul Concurenței din Danemarca a investigat piața generării și vânzării angro de energie electrică din Danemarca în decizia sa privind centralele electrice virtuale („VPP") ([22]). Prin această decizie, Consiliul Concurenței din Danemarca a abrogat angajamentele anterioare asumate de Elsam A/S în cadrul unei concentrări economice între Elsam A/S și Nesa A/S din anul 2004. Consiliul Concurenței din Danemarca a sprijinit parțial o piață geografică mai mare decât DK1. DK1 este conectată la Norvegia, Suedia și Germania prin conexiuni de transport. Prețul angro al energiei electrice fizice în DK1 a fost diferit de prețurile tuturor zonelor tarifare conectate în mai puțin de 10 % din ore în cursul anului 2013. În majoritatea orelor, DK1 a avut un preț angro egal cu cel puțin un preț înregistrat în zonele tarifare conectate, ceea ce a sprijinit o piață geografică mai largă decât Danemarca de Vest. Cu toate acestea, s-a lăsat deschisă întrebarea dacă exista o piață geografică mai largă decât Danemarca de Vest. În 2019, Consiliul Concurenței din Danemarca ([23]) a indicat că piața generării și vânzării angro de energie electrică avea un domeniu de aplicare național, dar a lăsat deschisă întrebarea dacă trebuie oferită o definiție mai largă sau mai restrânsă a pieței geografice. Această concluzie s-a bazat pe următoarele cazuri precedente: (1) *Decizia în cazul M.8660 Fortum/Uniper*, în care Comisia a concluzionat cu privire la existența unei piețe naționale în Suedia; (2) *Decizia în cazul M.3268 Sydkraft și Graninge*, în care Comisia a constatat că Suedia constituia doar o piață distinctă de Finlanda și Danemarca într-un număr nesemnificativ de ore, ceea ce indica faptul că domeniul de aplicare al pieței angro a energiei electrice era mai extins decât planul național și (3) *decizia privind VPP* adoptată de Consiliul Concurenței danez, în care acesta a identificat indicații privind o piață geografică mai mare decât DK1 ca urmare a evoluțiilor din cadrul pieței generării și vânzării angro de energie electrică în Danemarca. Capacitatea de interconectare dintre Danemarca și țările învecinate a fost extinsă în mod semnificativ începând din 2006. În special interconexiunile Skagerrak (cu Norvegia), Kontiskan (cu Suedia) și Kontek (cu Germania) au fost puse în funcțiune sau extinse. Cablul Cobra (care leagă Danemarca de Țările de Jos) a fost pus în funcțiune în 2019. În Danemarca, Marea Centură conectează în prezent vestul și estul Danemarcei.

(33) Probele furnizate de solicitant ([24]) arată o corelare tot mai mare a prețurilor între Danemarca de Est și Danemarca de Vest, precum și cu zonele tarifare învecinate din Suedia, Norvegia și Germania (SE3, SE4, NO2 și DE). De exemplu, DK1 a avut același preț cu una dintre celelalte zone (DK2, SE3, SE4, NO2 și DE) pentru 91,7 % în 2013 și 96,3 % în 2018; pentru DK2, cifrele au fost de 97,8 % în 2013 și de 98,6 % în 2018. În schimb, orele în care zona DK1 a avut un preț diferit față de celelalte zone au scăzut de la 8,3 % la 3,7 % între 2013 și 2018; pentru DK2, procentul a scăzut de la 2,2 % la 1,4 %.

(34) Potrivit Energinet, Danemarca are o capacitate foarte mare pe liniile de interconexiune cu țările învecinate, ceea ce reprezintă aproximativ 90 % din cererea sa internă maximă. Integrarea strânsă cu țările învecinate cu Danemarca implică faptul că Danemarca are un preț de piață spot separat pentru energia electrică doar pe o perioadă de aproximativ 10 % din timp. În perioada rămasă, prețul angro este comun fie cu Norvegia, fie cu Suedia sau cu Germania.

(35) În 2019, conexiunea internațională dintre Danemarca de Est (DK2) și Germania avea o capacitate de tranzacționare disponibilă de 90 % din capacitatea totală a interconexiunii în direcția exportului și de 95 % în direcția importului. Restul conexiunilor externe au avut o capacitate de tranzacționare disponibilă în direcția exportului cuprinsă între 60 și 88 % din capacitatea totală a interconexiunii. Capacitatea de tranzacționare a fost mai scăzută între Danemarca

([20]) Decizia 2007/353/CE a Comisiei din 14 martie 2006 privind declararea unei concentrări ca fiind compatibilă cu piața comună și cu mecanismele Acordului SEE (Cazul COMP/M.3868 – DONG/Elsam/Energi E2) (JO L 133, 25.5.2007, p. 24), punctele 258-260.

([21]) Rezumatul Deciziei Comisiei din 7 decembrie 2018 referitoare la o procedură inițiată în temeiul articolului 102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene și al articolului 54 din Acordul privind SEE (Cazul AT.40461 – Linia de interconexiune DK/DE) (JO C 58, 14.2.2019, p. 7), punctele 49-50.

([22]) Consiliul Concurenței din Danemarca, *DONG Energys anmodning om ophævelse af VPP tilsagn*, 2014: https://www.kfst.dk/media/13295/20140528-ikkefortrolig-afgoerelse-dong.pdf

([23]) Decizia Consiliului Concurenței din Danemarca din 25 iunie 2019: https://www.kfst.dk/media/54483/20190625-fusion-se-eniig.pdf

([24]) A se vedea cererea, punctele 94-97.

de Vest (DK1) și Norvegia și Suedia în 2019, comparativ cu 2018. Pe de altă parte, capacitatea de tranzacționare față de Germania a fost mai mare pentru ambele zone de ofertare daneze. Conexiunea Cobra a avut o capacitate de tranzacționare disponibilă în direcția exportului și în direcția importului de 87 % din capacitatea totală a interconexiunii în 2019.

(36) Comisia observă existența unor constrângeri tarifare din exterior asupra ambelor zone: DK1 are aceleași prețuri ca și celelalte zone pentru 89,3 % din ore, iar DK2 pentru 98,4 % din ore. Ca referință, la punctul 28 din decizia privind concentrarea economică *Fortum/Uniper*, Comisia a concluzionat că cele patru zone de ofertare suedeze formau o piață geografică unică, deoarece aveau un preț comun timp de 89,7 % din ore. De asemenea, Comisia observă că, potrivit solicitantului, cei mai importanți patru actori, cu cote de piață mai mari de 10 %, sunt prezenți atât în DK1, cât și în DK2.

(37) În sensul evaluării condițiilor prevăzute la articolul 34 alineatul (1) din Directiva 2014/25/UE și fără a aduce atingere aplicării dreptului concurenței, Comisia consideră că poate fi lăsată deschisă întrebarea referitoare la piața geografică relevantă pentru generarea și vânzarea angro de energie electrică, inclusiv CAEE, produsă atât din surse convenționale, cât și din surse regenerabile care fac obiectul cererii, fie în cazul unor piețe separate pentru DK1 și DK2, fie în cazul unei piețe unice naționale daneze.

3.2.3. ANALIZA PIEȚEI

(38) Toate calculele și indicațiile privind cotele de piață referitoare la cota de generare a energiei electrice se bazează pe informațiile furnizate de solicitant.

(39) În analiza sa, Comisia ia în considerare mai mulți factori. Deși cotele de piață reprezintă un aspect important, sunt luate în considerare și presiunea concurențială exercitată de producătorii din țările învecinate și numărul ofertanților din cadrul procedurilor de ofertare pentru capacitatea de energie din surse regenerabile.

(40) Pe piața generării și vânzării angro de energie electrică din Danemarca există în prezent trei actori principali care fac obiectul normelor privind achizițiile publice în temeiul Directivei 2014/25/UE. Aceștia sunt Ørsted A/S (denumită în continuare „Ørsted") (deținută în proporție de 50,1 % de statul danez), filiala daneză a Vattenfall, Vattenfall AB (denumită în continuare „Vattenfall") (deținută în proporție de 100 % de statul suedez) și HOFOR Energiproduktion A/S (denumită în continuare „HOFOR"), deținută în prezent de municipalitatea Copenhaga.

(41) În prezent, există 18 societăți daneze care tranzacționează energie electrică pe Nord Pool. Majoritatea acestor societăți, precum Danske Commodities și Centrica Energy Trading, nu sunt întreprinderi publice în conformitate cu Directiva 2014/25/UE.

(42) În 2018 și 2019, cota Ørsted pe piața combinată DK1-DK2 (în ceea ce privește generarea) a fost de 20-30 % și, respectiv, 10-20 %, cota de piață a Vattenfall a fost de 5-10 % și, respectiv, 10-20 %, iar cota de piață a HOFOR a fost de 0-5 % și, respectiv, 0-5 %. Concurenții mai mari ai acestor societăți, care nu fac obiectul normelor privind achizițiile publice, sunt Vindenergi Danmark (cote de piață 40-50 % și, respectiv, 40-50 %) și Energi Danmark (cote de piață 10-20 % și, respectiv, 10-20 %). Cotele pe piețele DK1 și DK2 s-au situat, în linii mari, în același interval (Ørsted, 20-30 % în DK1 și 10-20 % în DK2 în 2018, 20-30 % în DK1 și 10-20 % în DK2 în 2019, Vattenfall, 5-10 % în DK1 și 0-5 % în DK2 în 2018, 10-20 % în DK1 și 0-5 % în DK2 în 2019, HOFOR, 0-5 % în DK1 și 5-10 % în DK2 în 2019). În cazul unei piețe geografice relevante mai mari decât Danemarca, aceste cote de piață ar fi mai mici.

(43) Importurile și exporturile reprezintă o caracteristică foarte importantă a pieței de energie electrică din Danemarca. În 2018 și 2019, consumul de energie electrică a fost de aproximativ 33,5 TWh. Importurile au reprezentat aproximativ 45,6 % din consumul total în 2018, în timp ce producția națională a acoperit 41 % din consum în 2018 și 48 % în 2019. Și exporturile sunt semnificative, deoarece au reprezentat 73 % și 62 % din producția daneză de energie electrică în 2018 și 2019.

(44) Acest lucru arată amploarea integrării pieței daneze a energiei electrice într-o piață geografică mai largă și, prin urmare, presiunea concurențială exercitată de producătorii de energie electrică aflați, în cea mai mare măsură, dar nu exclusiv, în țările învecinate, asupra producătorilor danezi prin intermediul interconexiunilor transfrontaliere.

(45) În ceea ce privește prețurile spot angro, prețurile din regiunea nordică sunt stabilite la bursa Nord Pool. Prețul orar mediu pe piața spot pentru DK1 și DK2 a fost de 38,50 și, respectiv, 39,84 EUR/MWh în 2019, ceea ce reprezintă o scădere cu 13 % în ambele zone față de 2018. Prețul sistemului a fost de 38,94 EUR/MWh în 2019. Prețul sistemului nordic este prețul spot fictiv care ar fi fost stabilit dacă întreaga regiune nordică ar fi fost o singură zonă de ofertare. În general, DK1 are prețuri mai mici decât DK2 din cauza capacității instalate relativ mari a turbinelor eoliene în DK1, ceea ce contribuie la scăderea prețurilor. Prețul spot mediu în 2019 a fost de 39,28 EUR/MWh în Norvegia, de 37,68 EUR/MWh în Germania și de 38,79 EUR/MWh în Suedia, foarte similar cu prețul din DK1 și DK2.

(46) În Danemarca, aproximativ 6 % din energia electrică este tranzacționată pe piața intrazilnică europeană unică Xbid. Piața intrazilnică se bazează pe tranzacționarea continuă cu tranzacții efectuate în regim „pay-as-bid" (plată la prețul de ofertă), spre deosebire de piața pentru ziua următoare, care se bazează pe licitații cu un preț de închidere unic. Piața intrazilnică este utilizată pentru a ajusta planurile de consum și de producție având în vedere, printre altele, restabilirea echilibrului portofoliilor. Aceasta înseamnă că prețul de pe piața intrazilnică pentru fiecare oră va începe la prețul spot și apoi va crește sau va scădea în funcție de existența unor evenimente neprevăzute în timpul ferestrei de tranzacționare. Prețul mediu anual pentru piața intrazilnică în DK1 a fost de 35,1 EUR/MWh în 2019. În DK2, acesta a fost de 36,7 EUR/MWh. În 2018, prețul mediu în DK1 a fost de 40,4 EUR/MWh, iar în DK2 a fost de 41,9 EUR/MWh.

(47) Calculele suplimentare incluse în cerere ([25]) arată că prețurile din DK1 și DK2 sunt aceleași cu cele din una sau mai multe zone tarifare învecinate, în marea majoritate a timpului. În 2018 și 2019, prețurile în DK1 au fost aceleași ca în altă zonă de tarifare din regiune (DK2, SE3, SE4, NO2 și DE), în 94,8 % și 96,3 % din timp; prețurile în DK2 au fost aceleași ca în altă zonă de tarifare din regiune (DK1, SE3, SE4, NO2 și DE), în 98,8 % și 98,6 % din timp. În plus, corelația dintre cele două zone daneze și sistemul nordic și prețul angro german este destul de ridicată, variind între 64 % și 83 % în perioada 2017-2018.

(48) Danemarca are o capacitate foarte mare pe liniile de interconexiune cu țările învecinate, reprezentând aproximativ 90 % din cererea sa internă maximă. Integrarea strânsă cu țările învecinate cu Danemarca implică faptul că Danemarca are un preț de piață spot separat pentru energia electrică în DK1 și DK2 doar în aproximativ 10 % din timp. În restul timpului, prețul angro în DK1 și DK2 este comun fie cu Norvegia, fie cu Suedia sau cu Germania.

(49) Comisia consideră că aceste elemente indică o convergență foarte puternică a prețurilor energiei electrice în Danemarca cu prețurile din țările din regiunea nordică și din Germania.

3.2.4. CONCLUZIE

(50) Entitățile contractante dețin o cotă de piață limitată pe piața generării și vânzării angro de energie electrică din Danemarca, fiind condiționată de cerere.

(51) Nivelul ridicat al importurilor și exporturilor de energie electrică în comparație cu producția daneză de energie electrică, asociat cu capacitatea de interconectare cu țările învecinate, arată că piața generării și vânzării angro de energie electrică din Danemarca sunt în mare măsură integrate într-o piață transnațională mai largă. Chiar dacă piața geografică nu este neapărat transnațională, importurile de energie electrică în Danemarca exercită în orice caz o presiune concurențială asupra prețurilor angro ale energiei electrice daneze într-un număr semnificativ de ore în fiecare an.

(52) Acest aspect este confirmat și de datele furnizate de solicitant cu privire la prețurile angro, care demonstrează că prețurile daneze sunt foarte asemănătoare cu prețurile la nivelul Nord Pool și cu prețurile din Germania.

(53) Scopul prezentei decizii este de a stabili dacă activitățile de generare și vânzare angro de energie electrică sunt expuse unui nivel de concurență (pe piețe la care accesul este liber) care să asigure, chiar și în absența disciplinei impuse de normele detaliate privind achizițiile prevăzute în Directiva 2014/25/UE, că achizițiile pentru desfășurarea activităților vizate vor fi realizate în mod transparent, nediscriminatoriu și pe baza unor criterii care să permită entității contractante să identifice soluția cea mai avantajoasă, în ansamblu, din punct de vedere economic.

([25]) A se vedea punctul 95 din cerere.

(54) Având în vedere factorii examinați mai sus, Comisia poate concluziona că activitatea de generare și vânzare angro de energie electrică din surse convenționale și din parcuri eoliene în larg care fac obiectul unei proceduri de ofertare în Danemarca este expusă direct concurenței pe o piață la care accesul nu este restricționat, în sensul articolului 34 alineatul (1) din Directiva 2014/25/UE.

## 4. **CONCLUZIE**

(55) În sensul prezentei decizii și fără a aduce atingere aplicării dreptului concurenței, din considerentele 11-53 rezultă că generarea și vânzarea angro de energie electrică din surse convenționale și din parcuri eoliene în larg care fac obiectul unei proceduri de ofertare în Danemarca sunt expuse concurenței pe o piață la care accesul nu este restricționat, în sensul articolului 34 din Directiva 2014/25/UE. În consecință, Directiva 2014/25/UE nu ar trebui să se aplice în continuare în cazul contractelor destinate să permită desfășurarea respectivelor activități în Danemarca.

(56) Directiva 2014/25/UE ar trebui să se aplice în continuare contractelor destinate să permită desfășurarea de activități care sunt excluse în mod specific din cerere.

(57) Prezenta decizie se bazează pe situația de drept și de fapt din perioada octombrie 2021-martie 2022, astfel cum reiese din informațiile transmise de solicitanți. Aceasta poate fi revizuită în cazul în care nu ar mai fi îndeplinite condițiile pentru aplicabilitatea articolului 34 din Directiva 2014/25/UE, în urma unor modificări semnificative ale situației de drept sau de fapt.

(58) Se reamintește faptul că articolul 16 din Directiva 2014/23/UE ([26]) prevede o exceptare de la aplicarea directivei respective pentru concesiuni atribuite de entitățile contractante dacă, în statul membru în care sunt executate concesiunile, s-a stabilit conform articolului 35 din Directiva 2014/25/UE că activitatea este expusă direct concurenței în conformitate cu articolul 34 din directiva respectivă. Întrucât s-a concluzionat că activitatea de producere și vânzare angro de energie electrică care face obiectul cererii este expusă concurenței pe o piață la care accesul nu este restricționat, contractele de concesiune al căror scop este să permită desfășurarea acestor activități în Danemarca vor fi excluse din domeniul de aplicare al Directivei 2014/23/UE.

(59) Măsurile prevăzute în prezenta decizie sunt conforme cu avizul Comitetului consultativ pentru achiziții publice,

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

*Articol unic*

Directiva 2014/25/UE nu se aplică contractelor atribuite de entitățile contractante și care sunt menite să permită generarea și vânzarea angro de energie electrică din surse convenționale și din surse regenerabile în Danemarca, care fac obiectul cererii formulate în temeiul articolului 35 alineatul (1) din Directiva 2014/25/UE.

Prezenta decizie se adresează Regatului Danemarcei.

Adoptată la Bruxelles, 26 iulie 2022.

*Pentru Comisie*
Thierry BRETON
*Membru al Comisiei*

([26]) Directiva 2014/23/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 26 februarie 2014 privind atribuirea contractelor de concesiune (JO L 94, 28.3.2014, p. 1).