DECIZIA (UE) 2022/258 A COMISIEI

din 21 februarie 2022

privind acordarea unei derogări Republicii Elene de la anumite dispoziții ale Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului și ale Directivei (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește Creta

[notificată cu numărul C(2022) 1140]

(Numai textul în limba greacă este autentic)

(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]), în special articolul 64,

având în vedere 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 ([2]), în special articolul 66,

întrucât:

1. PROCEDURĂ

(1) La 3 iunie 2021, Republica Elenă (denumită în continuare „Grecia") a prezentat Comisiei o solicitare de derogare (denumită în continuare „solicitarea") pentru insula Creta, în conformitate cu articolul 64 din Regulamentul (UE) 2019/943 și cu articolul 66 din Directiva (UE) 2019/944. Solicitarea urmărește obținerea unei derogări de la articolul 6, articolul 7 alineatul (1), articolul 8 alineatele (1) și (4), articolele 9, 10, 11 și 13 din Regulamentul (UE) 2019/943, precum și de la articolul 40 alineatele (4)-(7) din Directiva (UE) 2019/944, pentru o perioadă limitată, și anume până la 31 decembrie 2023.

(2) La 1 iulie 2021, Comisia a publicat solicitarea pe site-ul său ([3]) și a invitat statele membre și părțile interesate să transmită observații până la 12 august 2021.

2. INSULA CRETA

(3) Insula Creta din Grecia este situată în Marea Mediterană, la sud de teritoriul continental al Greciei. Până la 3 iulie 2021, aceasta a fost un sistem energetic autonom, care nu era conectat la sistemul național de energie electrică al Greciei continentale.

(4) În conformitate cu Decizia 2014/536/UE a Comisiei ([4]), care a acordat Greciei o derogare de la anumite dispoziții ale Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului ([5]), Creta a fost considerată un mic sistem izolat în sensul articolului 2 punctul 42 din Directiva (UE) 2019/944. Activele de înaltă tensiune din Creta sunt deținute de Public Power Cooperation S.A. („PPC S.A.") și sunt exploatate de operatorul sistemului de distribuție („HEDNO S. A."). Întrucât insula nu era interconectată cu Grecia continentală, Creta nu a putut face parte din piețele grecești pentru ziua următoare, intrazilnice și de echilibrare, lansate în noiembrie 2020.

([1]) JO L 158, 14.6.2019, p. 54.
([2]) JO L 158, 14.6.2019, p. 125.
([3]) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/derogation_decisions2020v1.pdf
([4]) Decizia 2014/536/UE a Comisiei din 14 august 2014 privind acordarea unei derogări Republicii Elene de la anumite dispoziții ale Directivei 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului [notificată cu numărul C(2014) 5902] (JO L 248, 22.8.2014, p. 12).
([5]) Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE (JO L 211, 14.8.2009, p. 55).

(5) În temeiul articolului 4 din Decizia 2014/536/UE a Comisiei, derogările prevăzute nu se mai aplică micilor sisteme izolate și microsistemelor izolate după interconectarea acestora cu sistemul interconectat. În pofida acestui aspect, autoritățile elene au pus capăt derogării acordate prin decizia respectivă în ceea ce privește Creta începând cu 1 ianuarie 2017 ([6]).

Sistemul de energie electrică

(6) Grecia a acordat prioritate conectării rețelei electrice a Cretei la sistemul de energie electrică al Greciei continentale ca proiect de importanță majoră, în vederea asigurării unei aprovizionări sigure și fiabile a insulei cu energie electrică. Mai precis, conectarea rețelei din Creta, astfel cum a fost aprobată de autoritatea elenă de reglementare (RAE) în planurile de dezvoltare a rețelei pe zece ani, care vizează perioadele 2017-2026, 2018-2027 și, respectiv, 2019-2028, urmează să fie pusă în aplicare în două etape.

(7) Prima etapă („etapa I") se referă la conectarea rețelei din partea vestică a Cretei (prefectura Chania) la peninsula Peloponez prin linii HVAC, reprezentând o capacitate nominală de transfer de aproximativ 150 MW. Prin urmare, se preconizează că finalizarea etapei I va acoperi doar o parte din necesarul de energie electrică al Cretei (aproximativ o treime din consumul de energie electrică al Cretei, care prezintă un vârf de 710 MW și un volum anual de 3 TWh) și nu va integra Creta ca parte complet interconectată a sistemului de energie electrică din Grecia. Se estimează că respectiva capacitate de interconexiune dintre sistemul continental de energie electrică și Creta va funcționa la nivelul său maxim sau aproape de acesta, având în vedere că nu acoperă integral necesarul Cretei, iar energia electrică va fi importată în Creta din sistemul interconectat continental ca urmare a costurilor de producție mai mici. Proiectul a fost demarat, în perioada de testare, la 3 iulie 2021 ([7]) și, în perioada de comercializare, la 1 noiembrie 2021 ([8]).

(8) A doua etapă („etapa II") se referă la interconectarea părții centrale a Cretei (prefectura Heraklion) cu Grecia continentală (regiunea Attica) prin intermediul a două cabluri HVDC, reprezentând o capacitate nominală de transfer de aproximativ 1 000 MW. La sfârșitul etapei II, se preconizează că insula Creta va fi pe deplin interconectată la sistemul continental de transport al energiei electrice, iar cererea de energie electrică de pe insulă va fi acoperită integral. Se estimează că respectivele cabluri din etapa II vor deveni operaționale începând din 2023.

(9) Grecia explică faptul că, începând cu demararea exploatării comerciale a capacității de interconexiune dezvoltate în etapa I, rețeaua electrică de înaltă tensiune din Creta ar fi urmat să fie transferată operatorului elen al sistemului de transport („IPTO S.A."), care va deține și va exploata activele respective începând cu această dată. HEDNO S.A. nu ar mai exploata rețeaua de înaltă tensiune a Cretei, dar ar exploata în continuare rețelele de joasă și medie tensiune. Acest transfer a avut loc la 1 august 2021, înainte de începerea exploatării comerciale din etapa I a capacității de interconexiune dintre Creta și sistemul Greciei continentale.

Piața de energie electrică din Creta

(10) În prezent, producătorii și furnizorii de pe insula Creta nu depun nicio ofertă pe piața elenă, iar unitățile sunt dispecerizate în funcție de costurile lor variabile minime. Prețul de închidere angro pentru energia electrică din Creta se calculează lunar, pe baza costurilor variabile și totale ale unităților convenționale de producere a energiei electrice, și anume ale unităților PPC, întrucât operatorul tradițional este singurul producător convențional de energie electrică de pe insulă. În plus, există mai mulți producători de energie din surse regenerabile care au un tarif fix în temeiul unui contract de achiziție de energie electrică sau un tarif fix în funcție de data de începere a exploatării fiecărei unități.

(11) De la finalizarea etapei I până la finalizarea etapei II și a interconectării complete a Cretei la sistemul de energie electrică al Greciei continentale (denumită în continuare „perioada de tranziție"), conexiunea la rețea dintre Creta și sistemul continental de energie electrică va fi congestionată din punct de vedere structural. Fără derogare, sunt posibile următoarele două opțiuni:

([6]) Articolul 137A din Legea nr. 4001/2011 (Monitorul Oficial A 179/22.8.2011).

([7]) A se vedea articolul 108B din Legea nr. 4001/2011 (Monitorul Oficial A 179/22.8.2011), astfel cum a fost adăugat prin articolul 106 din Legea nr. 4821/2021 (Monitorul Oficial A 134/31.7.2021).

([8]) În temeiul articolului 108C din Legea nr. 4001/2011, astfel cum a fost adăugat prin articolul 107 din Legea nr. 4821/2021, operatorul elen al sistemului de transport, IPTO S.A., a fost obligat să asigure exploatarea deplină a interconexiunii Cretei (etapa I) cel târziu până la 30 septembrie 2021. Totuși, această dată a fost amânată pentru 1 noiembrie 2021 prin Decizia RAE nr. 734/28.9.2021 (Monitorul Oficial B 4633/6.10.2021).

(a) integrarea Cretei în zona de ofertare elenă pe piața angro de energie electrică, ceea ce ar implica costuri ridicate de redispecerizare, estimate de IPTO S.A la aproximativ 240 de milioane EUR pe an, pe baza datelor din 2019;

(b) integrarea Cretei pe piața angro de energie electrică ca zonă de ofertare separată. Acest lucru pare a fi o soluție nesustenabilă pentru o perioadă scurtă de timp, întrucât finalizarea etapei II, care se preconizează că va dura doi ani, ar trebui să diminueze orice congestie structurală dintre rețeaua de energie electrică din Creta și rețeaua continentală de energie electrică din Grecia.

(12) În plus, Creta nu dispune de o infrastructură de contorizare adecvată care să permită o integrare adecvată pe piața angro de energie electrică din Grecia înainte de 2023.

(13) În prezent, piața cu amănuntul din Creta este deschisă tuturor furnizorilor activi pe piața elenă, douăzeci dintre aceștia fiind activi în Creta. Întrucât costurile de producție pe insula Creta sunt mai mari decât costurile sistemului elen interconectat de energie electrică, Grecia, din motive de coeziune socială, a optat pentru aplicarea de către furnizori a unui tarif unic pentru fiecare categorie de clienți, pe întreg teritoriul său.

3. **DEROGĂRILE SOLICITATE**

(14) Derogările solicitate de la articolul 6, articolul 7 alineatul (1), articolul 8 alineatele (1) și (4), articolele 9, 10, 11 și 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 și de la articolul 40 alineatele (4)-(7) din Directiva (UE) 2019/944 vizează găsirea unei soluții pentru funcționarea pieței energiei electrice pentru ziua următoare, intrazilnice și de echilibrare din Creta. O astfel de soluție s-ar aplica în perioada de tranziție a interconectării Cretei cu sistemul de energie electrică al Greciei continentale. Prin urmare, derogările vor înceta la data finalizării etapei II ([9]).

(15) Solicitantul propune un „model hibrid” pentru perioada de tranziție, în cadrul căruia capacitatea de interconexiune dintre Creta și sistemul de energie electrică al Greciei continentale va fi tratată ca parte responsabilă cu echilibrarea în sensul articolului 2 punctul 14 din Regulamentul (UE) 2019/943. Această parte va acționa în cea mai mare parte a timpului ca unitate virtuală de producere de energie electrică din perspectiva Cretei și ca sarcină virtuală din perspectiva continentală, importând energie electrică din Grecia continentală în Creta. Acest flux ar putea fi inversat în cazul unei producții mari de energie din surse regenerabile în Creta, depășind sarcina acesteia, pentru a evita orice restricționare a energiei din surse regenerabile. Partea responsabilă cu echilibrarea pentru interconectarea Cretei se va conecta fizic la sistemul Greciei continentale pe partea de înaltă tensiune a stației electrice din Chania. Energia sa electrică retrasă din sistemul Greciei continentale sau injectată în acesta va fi înregistrată de infrastructura de contorizare a stației electrice de înaltă tensiune din Chania.

(16) Modalitățile posibile de participare a entității virtuale responsabile cu echilibrarea pe piața operată în sistemul de energie electrică al Greciei continentale au fost evaluate de RAE în urma unei consultări publice desfășurate în perioada 25 mai 2021-9 iunie 2021.

(17) În „modelul hibrid” propus, bursa elenă de energie electrică, HEnEX, ar urma să prezinte oferte de energie electrică la prețul prevalent pe piață în numele părților de pe piața din Creta pe piața angro a energiei electrice pentru ziua următoare și intrazilnică din Grecia, în conformitate cu previziunile *ex ante* calculate de IPTO S.A. și HEDNO S.A. Grecia propune două opțiuni care au fost prezentate spre consultare publică de către RAE în perioada 25 mai 2021-9 iunie 2021. Aceste două opțiuni stabilesc în detaliu modul în care se poate desfășura licitația în practică, cu sau fără separare între sarcină și producție. Cele două opțiuni sunt următoarele:

(a) Opțiunea 1: HEnEX va transmite ordine prioritare de vânzare sau cumpărare la prețul prevalent pe piață, care corespund în mod explicit cantităților de energie electrică pentru partea responsabilă cu echilibrarea pentru interconectarea Cretei, în numele reprezentanților sarcinii care furnizează energie electrică consumatorilor finali din Creta, în conformitate cu ponderea lor procentuală în aprovizionare, calculată *ex ante* lunar de către HEDNO S.A., în ceea ce privește importurile prognozate în Creta din Grecia continentală, sau de către operatorul de surse regenerabile de energie și garanțiile de origine („DAPEEP”) pentru energia electrică din surse regenerabile, în cazul rar al exporturilor prognozate din Creta către Grecia continentală;

([9]) Grecia nu a solicitat o derogare de la articolul 51 din Regulamentul (UE) 2019/943 (certificarea operatorilor de transport și de sistem) sau de la dispozițiile capitolului VI din Directiva (UE) 2019/944 (separarea operatorilor de transport și de sistem). Într-adevăr, Grecia declară că activele de înaltă tensiune de pe insula Creta, deținute în prezent de PPC și exploatate de HEDNO S.A., vor fi transferate operatorului sistemului de transport, IPTO S.A., care va exercita ulterior dreptul de proprietate și de exploatare asupra acestor active. Acest transfer a avut loc la 1 august 2021, înainte de începerea exploatării comerciale din etapa I a capacității de interconexiune dintre Creta și sistemul Greciei continentale.

(b) Opțiunea 2: HEnEX va transmite ordine prioritare de vânzare sau cumpărare la prețul prevalent pe piață pentru întreaga sarcină și producție locală a Cretei în numele reprezentanților sarcinii, în conformitate cu ponderea lor procentuală în aprovizionare, calculată *ex ante* lunar de către HEDNO S.A. și în numele producătorilor de energie termică, care reflectă programele energetice stabilite de IPTO S.A. pe baza rezultatelor unui program simplificat de dispecerizare, și de DAPEEP pentru energia electrică din surse regenerabile prognozată.

Decontarea financiară a dezechilibrelor va fi imputată *ex post* părților de pe piață din Creta, pe baza unei comparații între programul capacității de interconexiune și fluxul contorizat și o cheie de repartizare calculată de HEDNO S.A.

(18) În cursul consultării publice efectuate de RAE, au fost prezentate 11 contribuții ([10]). Pe baza rezultatelor și a solicitării majorității respondenților de a reduce la minimum impactul financiar al opțiunii care urmează să fie pusă în aplicare, în ceea ce privește garanțiile financiare și garanțiile reale necesare, RAE a selectat, în iunie 2021, punerea în aplicare a opțiunii 2.

(19) Pentru a pune în aplicare modelul hibrid din opțiunea 2 pentru funcționarea pieței angro de energie electrică din Creta și pentru echilibrarea sistemului de energie electrică, aplicabil perioadei de tranziție, Grecia solicită o derogare de la anumite cerințe prevăzute în Regulamentul (UE) 2019/943 și în Directiva (UE) 2019/944 în ceea ce privește sistemul din Creta.

3.1. **Derogare în temeiul articolului 64 din Regulamentul (UE) 2019/943**

(20) Grecia consideră că modelul hibrid propus respectă principiile care reglementează funcționarea piețelor de energie electrică, astfel cum se prevede la articolul 3 din Regulamentul (UE) 2019/943. Din acest motiv, derogările solicitate nu includ articolul 3 din regulamentul respectiv.

3.1.1. *Articolul 6 din Regulamentul (UE) 2019/943*

(21) Articolul 6 din Regulamentul (UE) 2019/943 stabilește normele privind piața de echilibrare. Grecia solicită o derogare de la articolul respectiv în ceea ce privește Creta, având în vedere că în modelul hibrid nu vor funcționa piețe de echilibrare.

3.1.2. *Articolul 7 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/943*

(22) Articolul 7 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/943 se referă la organizarea gestionării piețelor integrate pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice de către operatorii de transport și de sistem (OTS) și de către operatorul pieței de energie electrică desemnat (OPEED), în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei ([11]). Grecia solicită o derogare de la articolul respectiv în ceea ce privește Creta, având în vedere că în modelul hibrid nu vor funcționa piețe intrazilnice și nici piețe pentru ziua următoare.

3.1.3. *Articolul 8 alineatele (1) și (4) din Regulamentul (UE) 2019/943*

(23) Articolul 8 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/943 stabilește obligația OPEED de a permite participanților la piață să tranzacționeze energie până la ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale. Articolul 8 alineatul (4) din regulamentul respectiv prevede obligația de a stabili intervalul de decontare a dezechilibrelor la 15 minute în toate zonele de programare. Grecia solicită o derogare de la aceste articole în ceea ce privește Creta, având în vedere că modelul hibrid nu include tranzacțiile pentru ziua următoare și intrazilnice și niciun interval de decontare a dezechilibrelor de 15 minute pentru Creta.

3.1.4. *Articolul 9 din Regulamentul (UE) 2019/943*

(24) Articolul 9 din Regulamentul (UE) 2019/943 se referă la piețele la termen. Grecia solicită o derogare de la articolul respectiv în ceea ce privește Creta, având în vedere că în modelul hibrid nu vor funcționa piețe la termen.

([10]) Răspunsurile neconfidențiale sunt disponibile pe site-ul RAE.

([11]) 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).

3.1.5. *Articolul 10 din Regulamentul (UE) 2019/943*

(25) Articolul 10 din Regulamentul (UE) 2019/943 se referă la limitele tehnice pentru ofertare. Grecia solicită o derogare de la articolul respectiv, având în vedere că, în modelul hibrid, Creta nu va fi pe deplin integrată pe piața angro de energie electrică din Grecia și că pot fi transmise pentru Creta ordine la prețul prevalent pe piață.

3.1.6. *Articolul 11 din Regulamentul (UE) 2019/943*

(26) Articolul 11 din Regulamentul (UE) 2019/943 se referă la determinarea valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică. Întrucât Creta nu ar fi considerată o zonă de ofertare separată și nici nu ar fi complet integrată în zona de ofertare elenă, Grecia solicită o derogare de la articolul respectiv în ceea ce privește Creta.

3.1.7. *Articolul 13 din Regulamentul (UE) 2019/943*

(27) Articolul 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 se referă la redispecerizare. Întrucât absența funcționării unei piețe de echilibrare în Creta implică neaplicarea normelor de redispecerizare, Grecia solicită o derogare de la articolul respectiv în ceea ce privește Creta.

3.2. **Derogare în temeiul articolului 66 din Directiva (UE) 2019/944**

3.2.1. *Articolul 5 din Directiva (UE) 2019/944*

(28) În solicitarea sa, Grecia a cerut o derogare de la principiul fundamental al prețurilor de furnizare a energiei electrice bazate pe piață, în conformitate cu articolul 5 alineatul (3) din Directiva (UE) 2019/944. Această solicitare a fost retrasă la 15 iulie 2021. Prin urmare, nu este necesară continuarea analizei în prezenta decizie.

3.2.2. *Articolul 40 alineatele (4), (5), (6) și (7) din Directiva (UE) 2019/944*

(29) Articolul 40 din Directiva (UE) 2019/944 stabilește sarcinile operatorilor de transport și de sistem. Alineatele (4)-(7) stabilesc principiile de achiziționare a serviciilor de sistem, inclusiv a serviciilor de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței. Având în vedere absența funcționării unei piețe de echilibrare și a unei achiziții bazate pe piață de servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței în Creta, Grecia solicită o derogare de la articolul 40 alineatele (4)-(7) pentru sarcinile OTS aplicabile Cretei.

3.3. **Durata derogării solicitate**

(30) Grecia solicită derogarea pentru durata perioadei de tranziție, începând cu darea în exploatare a etapei I preconizată pentru al doilea trimestru al anului 2021, până la darea în exploatare a etapei II, preconizată pentru sfârșitul anului 2023.

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

(31) În timpul consultării, Comisia a primit o contribuție din partea autorităților bulgare, care au comunicat că nu ridică obiecții împotriva solicitării de derogare depuse de Grecia.

5. **EVALUARE**

(32) În conformitate cu articolul 64 din Regulamentul (UE) 2019/943, se poate acorda o derogare de la dispozițiile relevante prevăzute 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 membru poate demonstra că are probleme majore la exploatarea micilor sisteme conectate.

(33) În conformitate cu articolul 66 din Directiva (UE) 2019/944, se poate acorda o derogare de la dispozițiile relevante din articolele 7 și 8 și din capitolele IV, V și VI din directiva respectivă dacă statul membru poate demonstra că are probleme majore la exploatarea sistemelor conectate mici și a sistemelor izolate mici. Micile sisteme izolate pot solicita, de asemenea, o derogare de la articolele 4, 5 și 6 din directiva respectivă.

(34) Cu excepția regiunilor ultraperiferice, derogarea trebuie să fie limitată în timp și supusă unor condiții care vizează creșterea concurenței și integrarea cu piața internă a energiei electrice.

(35) În cele din urmă, derogarea trebuie să urmărească să asigure că nu împiedică tranziția către energia din surse regenerabile, mai multă flexibilitate, stocarea energiei, electromobilitate și consumul dispecerizabil.

5.1. **Mic sistem conectat**

(36) Regulamentul (UE) 2019/943 nu prevede derogări automate generalizate pentru micile sisteme conectate sau micile sisteme izolate. Prin urmare, în pofida varietății mari a dimensiunilor și a caracteristicilor tehnice ale sistemelor de energie electrică din Uniune, toate aceste sisteme pot și trebuie să fie exploatate în conformitate cu cadrul de reglementare complet.

(37) Totuși, articolul 64 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/943 prevede o derogare de la aplicarea anumitor dispoziții din regulamentul respectiv, în cazul în care statele membre demonstrează, printre altele, că aplicarea acestor dispoziții în cazul micilor sisteme conectate ar putea conduce la probleme majore în exploatarea lor, în special din cauza condițiilor geografice sau a profilurilor de cerere relevante pentru sistemele în cauză.

(38) În conformitate cu articolul 2 punctul 43 din Directiva (UE) 2019/944, un „mic sistem conectat" înseamnă „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".

(39) Insula Creta este un mic sistem conectat, deoarece consumul său se situa sub pragul de 3 000 GWh în 1996. Odată cu finalizarea etapei I, aproximativ o treime din consumul anual al Cretei va fi acoperit de interconectarea cu sistemul de energie electrică al Greciei continentale.

(40) Astfel, odată cu finalizarea etapei I, Creta se califică drept mic sistem conectat în sensul articolului 64 alineatul (1) litera (a) din Regulamentul (UE) 2019/943.

5.2. **Problemă majoră la exploatarea sistemului**

(41) Termenul „probleme majore" menționat la articolul 64 alineatul (1) litera (a) din Regulamentul (UE) 2019/943 nu a fost definit nici de legiuitor, nici de 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, 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. În plus, aceste probleme majore trebuie să fie legate de exploatarea micilor sisteme izolate și a micilor sisteme conectate.

(42) Grecia evidențiază următoarele probleme legate de funcționarea pieței energiei electrice din Creta, în cazul unei integrări depline a participanților la piața din Creta pe piețele energiei electrice din Grecia care operează în sistemul continental interconectat, prin extinderea zonei de ofertare a Greciei la Creta sau prin crearea unei noi zone de ofertare a Cretei:

(a) deficiențele infrastructurii de contorizare nu vor permite participarea deplină a participanților la piața din Creta pe piețele energiei electrice pentru ziua următoare, intrazilnice și de echilibrare din Grecia. În special, sistemele de contorizare necesare nu sunt instituite și nu vor fi finalizate înainte de 2023;

(b) noua capacitate de interconexiune (etapa I) trebuie să fie gata de utilizare de la data punerii sale în funcțiune, pentru a evita eventuale costuri suplimentare pentru consumatorii greci. Într-adevăr, schimburile de energie electrică pe capacitatea de interconexiune respectivă vor reduce producția de la cele mai costisitoare unități termice din Creta, reducând astfel costul total al energiei electrice furnizate în Creta și costul OSP corespunzător suportat de consumatorii greci. De asemenea, acestea ar reduce emisiile de CO_2;

(c) capacitatea de interconexiune rezultată în urma finalizării etapei I va fi utilizată la nivelul său maxim disponibil și se preconizează că va fi congestionată în cea mai mare parte a timpului, până la finalizarea etapei II. Aplicarea integrală a Regulamentului (UE) 2019/943 și a Directivei (UE) 2019/944 ar duce la integrarea Cretei pe piețele de energie electrică, prin intermediul uneia sau a două zone de ofertare, rezultând următoarele două scenarii:

— o zonă de ofertare: integrarea Cretei pe piața angro de energie electrică prin zona de ofertare din Grecia continentală ar implica costuri ridicate de redispecerizare – estimate de IPTO S.A. la aproximativ 240 de milioane EUR pe an având în vedere o estimare bazată pe datele din 2019 – care ar urma să fie suportate de consumatorii greci;

— două zone de ofertare: integrarea Cretei pe piața angro de energie electrică ca zonă de ofertare separată nu ar fi o soluție sustenabilă. Se preconizează că finalizarea etapei II după o scurtă perioadă de tranziție va diminua orice congestie structurală dintre rețeaua de energie electrică din Creta și rețeaua continentală de energie electrică din Grecia.

(43) Având în vedere cele menționate în considerentele 41 și 42, Grecia constată că trebuie găsită o soluție aplicabilă perioadei de tranziție. Întrucât etapa I a demarat în perioada de testare începând din 3 iulie 2021 și în perioada comercială începând din 1 noiembrie 2021, soluția respectivă trebuie pusă în aplicare fără probleme și într-o perioadă scurtă de timp, fără modificări importante ale cadrului juridic și de reglementare actual, având în vedere necesitatea adaptării participanților la piață și caracterul temporar al soluției. În acest sens, abordarea bazată pe două zone de ofertare pare incompatibilă cu constrângerile de timp, în special atunci când se ia în considerare procesul care trebuie urmat pentru a stabili o nouă zonă de ofertare, în conformitate cu articolul 14 din Regulamentul (UE) 2019/943 și cu articolul 32 din Regulamentul (UE) 2015/1222.

(44) Pe baza unei evaluări efectuate de IPTO S.A. și în urma unei analize a costurilor pentru funcționarea pieței din Creta în cadrul celor trei scenarii, mai exact modelul hibrid sugerat de solicitare, abordarea bazată pe o singură zonă de ofertare și abordarea bazată pe două zone de ofertare, beneficiile anuale rezultate ale modelului hibrid sunt estimate la 156 de milioane EUR. În ceea ce privește celelalte două scenarii, și anume abordarea bazată pe o zonă de ofertare și abordarea bazată pe două zone de ofertare, beneficiul anual este estimat la 121 de milioane EUR și, respectiv, 113 milioane EUR. Prin urmare, Grecia consideră că modelul hibrid propus ar fi abordarea optimă în perioada de tranziție.

(45) Autoritățile elene au subliniat că participarea efectivă a participanților la piața energiei electrice din Creta pe piața energiei electrice din Grecia este împiedicată de lipsa unei infrastructuri de contorizare adecvate pe insulă (a se vedea considerentul 42 de mai sus).

(46) În plus, în timp ce utilizarea noii capacități de interconexiune (etapa I) ar aduce avantaje considerabile, prin reducerea costului energiei electrice furnizate pe insulă și a emisiilor de CO_2, se preconizează că, în cea mai mare parte a timpului, capacitatea de interconexiune va fi congestionată, până la finalizarea etapei II (a se vedea considerentele 7 și 42 de mai sus).

(47) Din aceste motive, integrarea participanților la piața din Creta pe piața energiei electrice din Grecia ar genera costuri ridicate de redispecerizare dacă ar fi realizată prin extinderea zonei de ofertare grecești la Creta (a se vedea considerentele 7 și 42 de mai sus). Pe de altă parte, crearea unei zone de ofertare separate pentru Creta nu este proporțională pentru o perioadă scurtă de timp și având în vedere că finalizarea etapei II ar trebui să diminueze orice congestie structurală între rețeaua de energie electrică din Creta și rețeaua de energie electrică din Grecia continentală (a se vedea considerentele 8 și 43 de mai sus).

(48) Având în vedere cele menționate în considerentele 42-47, precum și în considerentele 7 și 8, Comisia concluzionează că Grecia a demonstrat că are probleme majore la funcționarea sistemului de energie electrică din Creta ca mic sistem conectat, până la finalizarea interconectării complete la rețeaua continentală. Modelul hibrid temporar propus de autoritățile elene vizează abordarea acestor probleme și aduce beneficii semnificative în comparație cu integrarea deplină a sistemului din Creta pe piața energiei electrice din Grecia în cursul perioadei de tranziție.

5.3. **Domeniul de aplicare al derogării**

(49) Pentru a pune în aplicare modelul hibrid pentru insula Creta în perioada de tranziție, sunt necesare derogări de la dispozițiile articolului 6, ale articolului 7 alineatul (1), ale articolului 8 alineatele (1) și (4), ale articolelor 9, 10 și 11 din Regulamentul (UE) 2019/943 și de la dispozițiile articolului 40 alineatele (4)-(7) din Directiva (UE) 2019/944.

(50) Articolul 64 din Regulamentul (UE) 2019/943 nu abordează posibilitatea unei derogări de la articolul 13 din regulamentul menționat. Cu toate acestea, având în vedere derogarea, în cazul în care se acordă o derogare de la articolul 6, articolul 7 alineatul (1) și articolul 8 alineatul (1), articolul 13 nu se aplică *de facto*. Într-adevăr, articolul 2 punctul 26 din Regulamentul (UE) 2019/943 definește „redispecerizarea" drept o măsură, inclusiv de restricționare, activată de unul sau mai mulți operatori de transport și de sistem sau operatori de distribuție prin modificarea producerii, a tiparului de sarcină sau a ambelor, pentru a schimba fluxurile fizice din sistemul electroenergetic și a soluționa o congestie fizică sau a asigura siguranța sistemului. Raționamentul de bază este acela că operatorul de sistem corectează rezultatul pieței pentru a se asigura că acesta este coerent cu capacitățile fizice ale rețelei. În cazul în care cadrul fundamental al pieței nu este încă aplicabil, această corecție nu are valoare adăugată.

(51) În plus, redispecerizarea se efectuează în Grecia continentală utilizând ofertele de echilibrare, în conformitate cu articolul 13 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/943. Prin urmare, absența piețelor de echilibrare în Creta pe durata derogării nu ar permite integrarea în metodologia elenă de redispecerizare.

(52) Astfel, ca urmare a considerentelor 49, 50 și 51, articolul 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 nu se va aplica *de facto*. Cu toate acestea, Comisia nu este abilitată să adopte o decizie cu privire la această dispoziție și, prin urmare, nu va acorda o derogare formală în această privință.

(53) Potrivit modelului hibrid, în Creta, operatorul de sistem și de transport din Grecia, IPTO S.A., nu va achiziționa servicii de echilibrare și servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenței, în conformitate cu articolul 40 alineatele (4)-(7) din Directiva (UE) 2019/944, ca urmare a derogării de la articolul 6 și de la articolul 7 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/943.

(54) Prin urmare, derogarea se aplică numai în cazul Cretei.

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

(55) Conform articolului 64 alineatul (1) al cincilea paragraf din Regulamentul (UE) 2019/943, decizia privind derogarea trebuie să asigure că aceasta nu împiedică tranziția către energia din surse regenerabile, flexibilitate sporită, stocarea energiei, electromobilitate și consumul dispecerizabil.

(56) Până la interconectarea sa cel puțin parțială cu Grecia continentală, în Creta au fost aplicate limitări tehnice, impunând o cotă maximă a surselor regenerabile de energie de 25 % din sarcină, din cauza constrângerilor legate de siguranța în funcționare. Finalizarea etapei I va diminua această limitare impusă surselor regenerabile de energie. Modelul hibrid permite Cretei să își exporte energia electrică în cazul producerii de energie electrică la sarcină redusă și al unei producții mari de energie din surse regenerabile, pentru a evita restricționarea surselor regenerabile de energie.

(57) În ceea ce privește flexibilitatea sporită, stocarea energiei și consumul dispecerizabil, posibilitatea de a oferi servicii de flexibilitate, inclusiv stocare, pentru a sprijini sistemul electric depinde de calitatea semnalelor de preț și de capacitatea acestora de a asigura stimulente eficiente pentru investiții și dispecerizare pentru furnizorii de servicii respectivi. Ca regulă generală, congestia structurală în cadrul unei zone de ofertare, situație care va avea loc în cursul perioadei de tranziție de la etapa I la etapa II, poate conduce la semnale distorsionate în materie de investiții pentru serviciile de flexibilitate specifice locației. Cu toate acestea, într-o abordare bazată pe două zone de ofertare pentru Creta și Grecia continentală, semnalul în materie de investiții ar fi foarte instabil, având în vedere calendarul pentru finalizarea etapei II și interconectarea deplină a Cretei cu Grecia continentală, care va diminua congestia structurală. Prin urmare, întrucât conectarea la sistemul continental va permite furnizarea de servicii de flexibilitate bazate pe piață, o derogare pe termen scurt care permite integrarea rapidă a Cretei în sistemul continental este benefică pentru integrarea consumului dispecerizabil, a stocării energiei și a altor surse de flexibilitate.

(58) Articolul 64 din Regulamentul (UE) 2019/943 nu impune ca deciziile de acordare a unei derogări să maximizeze potențialul de flexibilitate sau de stocare a energiei, ci doar să urmărească să asigure că derogarea nu îl împiedică. Cu alte cuvinte, derogarea nu trebuie să împiedice evoluțiile care, în absența derogării, s-ar produce în mod natural. În acest sens, statutul temporar al derogării și disponibilitatea pentru o funcționare completă a pieței de îndată ce etapa II este finalizată, sunt extrem de importante.

(59) Astfel, deși derogarea nu împiedică tranziția către o flexibilitate sporită, inclusiv stocarea energiei, este important să se ia în considerare necesitatea unor semnale în materie de investiții adecvate și impactul derogării asupra unei posibile stocări sau a altor investiții în materie de flexibilitate.

(60) Având în vedere aspectul său tranzitoriu, modelul hibrid nu are niciun impact semnificativ asupra dezvoltării în continuare a energiei din surse regenerabile, a flexibilității, a stocării energiei, a electromobilității și a consumului dispecerizabil.

(61) În temeiul articolului 64 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/943, Comisia prevede în ce măsură derogarea trebuie să țină cont de aplicarea codurilor de rețea și a orientărilor. Cu excepția dispozițiilor afectate de domeniul de aplicare al derogării detaliat în secțiunea 5.3 de mai sus, codurile de rețea și orientările se aplică în cazul Cretei.

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

(62) Articolul 64 din Regulamentul (UE) 2019/943 prevede în mod expres că derogarea trebuie să fie limitată în timp și să facă obiectul anumitor condiții care vizează creșterea concurenței și integrarea pe piața internă de energie electrică.

(63) Solicitarea de derogare se limitează la perioada de tranziție care se prelungește până la sfârșitul anului 2023 cel târziu.

(64) Se înțelege că, până la sfârșitul anului 2023, se preconizează că respectiva capacitate de interconexiune dintre Creta și sistemul Greciei continentale va fi operațională, împreună cu infrastructura de contorizare adecvată care permite Cretei să facă parte din piețele angro de energie electrică din Grecia. Orice întârziere suplimentară ar necesita o nouă solicitare de derogare.

5.6. **Data intrării în vigoare**

Solicitarea a fost primită înainte de finalizarea etapei I. Pentru a evita modificări rapide și imprevizibile ale cadrului de reglementare, care ar putea afecta grav funcționarea pieței pe insula Creta și, eventual, în Grecia continentală, prezenta decizie ar trebui să se aplice de la data de începere a etapei I,

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

Articolul 1

Se acordă Republicii Elene o derogare de la dispozițiile articolului 6, ale articolului 7 alineatul (1), ale articolului 8 alineatele (1) și (4), ale articolelor 9, 10 și 11 din Regulamentul (UE) 2019/943 și de la dispozițiile articolului 40 alineatele (4)-(7) din Directiva (UE) 2019/944 în ceea ce privește Creta.

Articolul 2

Derogarea acordată în temeiul articolului 1 se aplică până la 31 decembrie 2023 sau până la finalizarea etapei II a interconectării dintre Creta și Grecia continentală, oricare dintre acestea survine mai întâi.

Articolul 3

Republica Elenă informează Comisia Europeană până la sfârșitul anului 2022 cu privire la progresele înregistrate și la planurile restante în direcția finalizării și exploatării comerciale a etapei II a interconectării dintre Creta și Grecia continentală, inclusiv în ceea ce privește implementarea și exploatarea infrastructurii de contorizare adecvate care să permită participarea Cretei pe piața angro și de echilibrare din Grecia.

Articolul 4

Prezenta decizie se adresează Republicii Elene.

Adoptată la Bruxelles, 21 februarie 2022.

Pentru Comisie
Kadri SIMSON
Membru al Comisiei