Acest document are doar scop informativ și nu produce efecte juridice. Instituțiile Uniunii nu își asumă răspunderea pentru conținutul său. Versiunile autentice ale actelor relevante, inclusiv preambulul acestora, sunt cele publicate în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene și disponibile pe site-ul EUR-Lex. Aceste texte oficiale pot fi consultate accesând linkurile integrate în prezentul document.

►B REGULAMENTUL (UE) 2019/943 AL PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI AL CONSILIULUI

din 5 iunie 2019

privind piața internă de energie electrică

(reformare)

(Text cu relevanță pentru SEE)

(JO L 158, 14.6.2019, p. 54)

Astfel cum a fost modificat prin:

		Jurnalul Oficial		
		NR.	Pagina	Data
►M1	Regulamentul (UE) 2022/869 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 mai 2022	L 152	45	3.6.2022
►M2	Regulamentul (UE) 2024/1747 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iunie 2024	L 1747	1	26.6.2024

▼B

REGULAMENTUL (UE) 2019/943 AL PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI AL CONSILIULUI

din 5 iunie 2019

privind piaţa internă de energie electrică

(reformare)

(Text cu relevanţă pentru SEE)

CAPITOLUL I

OBIECT, DOMENIU DE APLICARE ȘI DEFINIȚII

Articolul 1

Obiectul și domeniul de aplicare

Prezentul regulament are drept obiective:

▼M2

(a) stabilirea unui fundament pentru realizarea eficientă a obiectivelor uniunii energetice și a obiectivului de realizare a neutralităţii climatice cel târziu până în 2050 și, în special, a cadrului privind clima și energia pentru 2030, permiţând pieţei să emită semnale pentru creșterea eficienţei, a cotei ce revine energiei din surse regenerabile, a siguranţei alimentării, a integrării sistemului cu implicarea mai multor purtători de energie, a flexibilităţii, a sustenabilităţii, a decarbonizării și a inovării;

(b) stabilirea unor principii fundamentale pentru buna funcţionare a pieţelor integrate ale energiei electrice, care să asigure accesul nediscriminatoriu la piaţă al tuturor furnizorilor de resurse și clienţilor de energie electrică, să permită dezvoltarea pieţelor la termen ale energiei electrice pentru a permite furnizorilor și consumatorilor să se acopere sau să se protejeze împotriva riscului de volatilitate viitoare a preţurilor la energia electrică, să capaciteze și să protejeze consumatorii, să asigure competitivitatea pe piaţa mondială, să sporească securitatea aprovizionării și flexibilitatea prin răspunsul părţii de consum, stocarea energiei și alte soluţii de flexibilitate din surse nefosile, să asigure eficienţa energetică, să faciliteze agregarea cererii și a ofertei distribuite, precum și care să permită integrarea pieţei și a sectorului și remunerarea bazată pe piaţă a energiei electrice produse din surse regenerabile;

▼B

(c) stabilirea de norme echitabile pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, pentru a îmbunătăţi concurenţa pe piaţa internă de energie electrică, luând în considerare caracteristicile specifice ale pieţelor naţionale și regionale, inclusiv instituirea unui mecanism de compensare pentru fluxurile transfrontaliere de energie electrică, stabilirea de principii armonizate privind tarifele pentru transportul transfrontalier și alocarea capacităţilor de interconectare disponibile între sistemele de transport naţionale;

(d) facilitarea realizării unei pieţe angro funcţionale și transparente, care să contribuie la un nivel ridicat al siguranţei alimentării cu energie electrică și să prevadă mecanisme de armonizare a normelor pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică;

▼M2

(e) sprijinirea investiţiilor pe termen lung în producerea de energie din surse regenerabile, în flexibilitate și în reţele pentru asigurarea unui nivel accesibil din punct de vedere financiar al facturilor la energie ale consumatorilor și reducerea dependenţei acestora de fluctuaţiile preţurilor de pe piaţa energiei electrice pe termen scurt, în special de preţurile combustibililor fosili pe termen mediu și lung;

(f) stabilirea unui cadru pentru adoptarea de măsuri de abordare a crizelor preţurilor energiei electrice.

▼B

Articolul 2

Definiţii

Se aplică următoarele definiţii:

1. „capacitate de interconexiune” înseamnă o linie de transport care traversează sau trece peste graniţa dintre statele membre și care face legătura între sistemele de transport ale statelor membre;

2. „autoritate de reglementare” înseamnă o autoritate de reglementare desemnată de fiecare stat membru în temeiul articolului 57 alineatul (1) din Directiva (UE) 2019/944;

3. „flux transfrontalier” înseamnă un flux fizic de energie electrică într-o reţea de transport a unui stat membru, care rezultă din impactul activităţii producătorilor, a clienţilor sau atât a producătorilor, cât și a clienţilor din afara acelui stat membru asupra reţelei sale de transport;

4. „congestie” înseamnă o situaţie în care nu pot fi satisfăcute toate solicitările participanţilor la piaţă de a tranzacţiona între zone din reţea, deoarece acestea ar afecta semnificativ fluxurile fizice pe elemente de reţea care nu pot face faţă fluxurilor respective;

5. „capacitate de interconexiune nouă” înseamnă o capacitate de interconexiune care nu era finalizată la 4 august 2003;

6. „congestie structurală” înseamnă o congestie în sistemul de transport care poate fi definită fără ambiguitate, este previzibilă, este stabilă geografic de-a lungul timpului și reapare frecvent în condiţii normale de funcţionare a sistemului electroenergetic;

7. „operator al pieţei” înseamnă o entitate care furnizează un serviciu prin care ofertele de vânzare de energie electrică sunt corelate cu ofertele de cumpărare de energie electrică;

8. „operator al pieţei de energie electrică desemnat” sau „OPEED” înseamnă un operator al pieţei desemnat de autoritatea competentă să îndeplinească sarcini referitoare la cuplarea unică a pieţelor pentru ziua următoare sau a pieţelor intrazilnice;

9. „valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică” înseamnă o estimare în EUR/MWh a preţului maxim al energiei electrice pe care clienţii sunt dispuși să îl plătească pentru evitarea unei întreruperi a alimentării cu energie electrică;

10. „echilibrare” înseamnă toate acţiunile și procesele, în toate intervalele de timp, prin care operatorii de transport și de sistem asigură, în mod constant, atât menţinerea frecvenţei sistemului în limitele de stabilitate predefinite, cât și conformitatea cu volumul rezervelor necesare cu privire la calitatea cerută;

▼B

11. „energie de echilibrare” înseamnă energia utilizată de operatorii de transport și de sistem pentru echilibrare;

12. „furnizor de servicii de echilibrare” înseamnă un participant la piață care furnizează operatorilor de transport și de sistem fie energie de echilibrare, fie capacitate de echilibrare sau atât energie de echilibrare, cât și capacitate de echilibrare;

13. „capacitate de echilibrare” înseamnă un volum de capacitate pe care un furnizor de servicii de echilibrare a convenit îl păstreze și în privința căruia furnizorul de servicii de echilibrare a convenit să prezinte oferte pentru un volum corespunzător de energie de echilibrare operatorului de transport și de sistem pe durata contractului;

14. „parte responsabilă cu echilibrarea” înseamnă un participant la piață sau reprezentantul desemnat al acestuia care deține responsabilitatea pentru dezechilibrele sale pe piața de energie electrică;

15. „interval de decontare a dezechilibrelor” înseamnă perioada de timp pentru care se calculează dezechilibrul părților responsabile cu echilibrarea;

16. „preț de dezechilibru” înseamnă prețul, fie pozitiv, fie zero, fie negativ, în fiecare interval de decontare a dezechilibrelor pentru un dezechilibru în orice direcție;

17. „zonă a prețului de dezechilibru” înseamnă zona în care se calculează un preț de dezechilibru;

18. „proces de precalificare” înseamnă procesul de verificare a respectării de către un furnizor de capacitate de echilibrare a cerințelor stabilite de operatorii de transport și de sistem;

19. „capacitate de rezervă” înseamnă volumul rezervelor pentru asigurarea stabilității frecvenței, al rezervelor pentru restabilirea frecvenței sau al rezervelor de înlocuire care trebuie să fie la dispoziția operatorului de transport și de sistem;

20. „dispecerizare prioritară” înseamnă, în legătură cu modelul de autodispecerizare, dispecerizarea centralelor electrice pe baza unor criterii diferite de ordinea economică a ofertelor și, în legătură cu modelul de dispecerizare centralizată, dispecerizarea centralelor electrice pe baza unor criterii care sunt diferite de ordinea economică a ofertelor și de constrângerile rețelei, acordând prioritate dispecerizării anumitor tehnologii de producere;

21. „regiune de calcul al capacităților” înseamnă zona geografică în care se aplică calculul coordonat al capacităților;

▼M2

22. „mecanism de asigurare a capacității” înseamnă o măsură prin care se asigură atingerea nivelului necesar de adecvare a resurselor prin remunerarea resurselor pentru disponibilitatea acestora, cu excepția măsurilor legate de serviciile auxiliare sau de gestionarea congestiilor;

▼B

23. „cogenerare de înaltă eficiență” înseamnă cogenerarea care îndeplinește criteriile prevăzute în anexa II la Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului ([1]);

([1]) Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE (JO L 315, 14.11.2012, p. 1).

▼B

24. „proiect demonstrativ” înseamnă un proiect care demonstrează că o tehnologie este o premieră în Uniune și reprezintă o inovaţie semnificativă care depășește cu mult stadiul actual al tehnologiei;

25. „participant la piaţă” înseamnă o persoană fizică sau juridică, care cumpără, vinde sau produce energie electrică, care este implicat în agregare sau care este un operator de consum dispecerizabil sau de servicii de stocare a energiei, inclusiv prin plasarea de ordine de tranzacţionare pe una sau mai multe pieţe de energie electrică, inclusiv pe pieţele de echilibrare a energiei;

26. „redispecerizare” înseamnă o măsură, inclusiv de restricţionare, activată de unul sau mai mulţi operatori de transport și de sistem sau operatori de distribuţie prin modificarea producerii, a tiparului de sarcină sau a ambelor, pentru a schimba fluxurile fizice din sistemul electroenergetic și a soluţiona o congestie fizică sau a asigura siguranţa sistemului;

27. „comercializarea în contrapartidă” înseamnă un schimb interzonal, iniţiat de operatorii de sistem între două zone de ofertare pentru a soluţiona cazurile de congestie fizică;

28. „instalaţie de producere a energiei electrice” înseamnă o instalaţie care convertește energia primară în energie electrică și care este compusă dintr-unul sau mai multe module de producere a energiei electrice conectate la o reţea;

29. „model de dispecerizare centralizată” înseamnă un model de programare și de dispecerizare prin care programele de producere și programele de consum, precum și dispecerizarea instalaţiilor de producere a energiei electrice și a locurilor de consum, cu referire la instalaţiile dispecerizabile, sunt determinate de un operator de transport și de sistem în cadrul unui proces integrat de programare;

30. „model de autodispecerizare” înseamnă un model de programare și de dispecerizare prin care programele de producere și programele de consum, precum și dispecerizarea instalaţiilor de producere a energiei electrice și a locurilor de consum sunt determinate de agenţii de programare ai instalaţiilor respective;

31. „produs standard de echilibrare” înseamnă un produs de echilibrare armonizat, definit de toţi operatorii de transport și de sistem pentru schimbul de servicii de echilibrare;

32. „produs specific de echilibrare” înseamnă un produs de echilibrare, diferit de un produs standard de echilibrare;

33. „operator delegat” înseamnă o entitate căreia i-au fost delegate obligaţii sau atribuţii specifice încredinţate operatorului de transport și de sistem sau operatorului pieţei de energie electrică desemnat, în temeiul prezentului regulament sau al altor acte juridice ale Uniunii, de către respectivul operator de transport și de sistem sau OPEED sau căreia acestea i-au fost alocate de către un stat membru sau o autoritate de reglementare;

34. „client” înseamnă client în sensul definiţiei de la articolul 2 punctul 1 din Directiva (UE) 2019/944;

▼B

35. „client final” înseamnă client final în sensul definiției de la articolul 2 punctul 3 din Directiva (UE) 2019/944;

36. „client angro” înseamnă client angro în sensul definiției de la articolul 2 punctul 2 din Directiva (UE) 2019/944;

37. „client casnic” înseamnă client casnic în sensul definiției de la articolul 2 punctul 4 din Directiva (UE) 2019/944;

38. „întreprindere mică” înseamnă întreprindere mică în sensul definiției de la articolul 2 punctul 7 din Directiva (UE) 2019/944;

39. „client activ” înseamnă client activ în sensul definiției de la articolul 2 punctul 8 din Directiva (UE) 2019/944;

40. „piețe de energie electrică” înseamnă piețe de energie electrică în sensul definiției de la articolul 2 punctul 9 din Directiva (UE) 2019/944;

41. „furnizare” înseamnă furnizare în sensul definiției de la articolul 2 punctul 12 din Directiva (UE) 2019/944;

42. „contract de furnizare a energiei electrice” înseamnă contract de furnizare a energiei electrice în sensul definiției de la articolul 2 punctul 13 din Directiva (UE) 2019/944;

43. „agregare” înseamnă agregare în sensul definiției de la articolul 2 punctul 18 din Directiva (UE) 2019/944;

44. „consum dispecerizabil” înseamnă consum dispecerizabil în sensul definiției de la articolul 2 punctul 20 din Directiva (UE) 2019/944;

45. „sistem de contorizare inteligentă” înseamnă sistem de contorizare inteligentă în sensul definiției de la articolul 2 punctul 23 din Directiva (UE) 2019/944;

46. „interoperabilitate” înseamnă interoperabilitate în sensul definiției de la articolul 2 punctul 24 din Directiva (UE) 2019/944;

47. „distribuție” înseamnă distribuție în sensul definiției de la articolul 2 punctul 28 din Directiva (UE) 2019/944;

48. „operator de distribuție” înseamnă operator de distribuție în sensul definiției de la articolul 2 punctul 29 din Directiva (UE) 2019/944;

49. „eficiență energetică” înseamnă eficiență energetică în sensul definiției de la articolul 2 punctul 30 din Directiva (UE) 2019/944;

50. „energie din surse regenerabile” sau „energie regenerabilă” înseamnă energie din surse regenerabile în sensul definiției de la articolul 2 punctul 31 din Directiva (UE) 2019/944;

51. „producere distribuită” înseamnă producere distribuită în sensul definiției de la articolul 2 punctul 32 din Directiva (UE) 2019/944;

52. „transport” înseamnă transport în sensul definiției de la articolul 2 punctul 34 din Directiva (UE) 2019/944;

53. „operator de transport și de sistem” înseamnă operator de transport și de sistem în sensul definiției de la articolul 2 punctul 35 din Directiva (UE) 2019/944;

54. „utilizator al sistemului” înseamnă utilizator al sistemului în sensul definiției de la articolul 2 punctul 36 din Directiva (UE) 2019/944;

55. „producere” înseamnă producere în sensul definiției de la articolul 2 punctul 37 din Directiva (UE) 2019/944;

▼B

56. „producător” înseamnă producător în sensul definiției de la articolul 2 punctul 38 din Directiva (UE) 2019/944;

57. „sistem interconectat” înseamnă sistem interconectat în sensul definiției de la articolul 2 punctul 40 din Directiva (UE) 2019/944;

58. „mic sistem izolat” înseamnă mic sistem izolat în sensul definiției de la articolul 2 punctul 42 din Directiva (UE) 2019/944;

59. „mic sistem conectat” înseamnă mic sistem conectat în sensul definiției de la articolul 2 punctul 43 din Directiva (UE) 2019/944;

60. „serviciu de sistem” înseamnă serviciu de sistem în sensul definiției de la articolul 2 punctul 48 din Directiva (UE) 2019/944;

61. „serviciu de sistem care nu are ca scop stabilitatea frecvenței” înseamnă serviciu de sistem care nu are ca scop stabilitatea frecvenței în sensul definiției de la articolul 2 punctul 49 din Directiva (UE) 2019/944;

62. „stocare de energie” înseamnă stocare de energie în sensul definiției de la articolul 2 punctul 59 din Directiva (UE) 2019/944;

63. „centru de coordonare regional” înseamnă un centru de coordonare regional înființat în temeiul articolului 35 din prezentul regulament;

64. „piață angro de energie” înseamnă piață angro de energie în sensul definiției de la articolul 2 punctul 6 din Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului ([2]);

65. „zonă de ofertare” înseamnă cea mai mare zonă geografică în care participanții la piață pot face schimb de energie fără alocarea de capacități;

66. „alocare a capacității” înseamnă atribuirea de capacitate interzonală;

67. „zonă de control” înseamnă o parte coerentă a sistemului interconectat, exploatată de un singur operator de sistem, și include sarcini fizice conectate și/sau unități generatoare, dacă există;

68. „capacitate netă de transport coordonată” înseamnă o metodă de calculare a capacității pe baza principiului evaluării și definirii ex ante și a unui schimb maxim de energie între zone de ofertare adiacente;

69. „element critic de rețea” înseamnă un element de rețea, fie în cadrul unei zone de ofertare, fie între zone de ofertare, luat în considerare în cadrul procesului de calculare a capacității, care limitează volumul de energie electrică ce poate fi schimbat;

70. „capacitate interzonală” înseamnă capacitatea sistemului interconectat de a permite transferul de energie între zone de ofertare;

71. „unitate generatoare” înseamnă un singur generator de energie electrică care aparține unei unități de producție;

([2]) Regulamentul (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie (JO L 326, 8.12.2011, p. 1).

▼M2

72. „oră de vârf” înseamnă o oră în care, pe baza previziunilor operatorilor de transport și de sistem și, după caz, ale OPEED, consumul brut de energie electrică sau consumul brut de energie electrică produsă din alte surse decât energia din surse regenerabile sau prețul angro al energiei electrice pentru ziua următoare se preconizează că va fi cel mai ridicat, ținând seama de schimburile interzonale;

73. „reducere a vârfurilor de sarcină” înseamnă capacitatea participanților la piață de a reduce consumul de energie electrică din rețea în orele de vârf la cererea operatorului de sistem;

74. „produs de reducere a vârfurilor de sarcină” înseamnă un produs bazat pe piață, prin care participanții la piață pot oferi operatorilor de sistem o reducere a vârfurilor de sarcină;

75. „centru virtual regional” înseamnă o regiune nefizică care acoperă mai multe zone de ofertare pentru care se stabilește un preț de referință pe baza unei metodologii;

76. „contract bidirecțional pentru diferență” înseamnă un contract între un operator al unei instalații de producere a energiei electrice și o contraparte, de obicei o entitate publică, care asigură atât o protecție a remunerației minime, cât și o limitare a remunerației în exces;

77. „contract de achiziție de energie electrică” sau „PPA” înseamnă un contract în temeiul căruia o persoană fizică sau juridică acceptă să achiziționeze energie electrică de la un producător de energie electrică, pe baza pieței;

78. „dispozitiv de măsurare dedicat” înseamnă un dispozitiv conectat la un activ sau încorporat în acesta, care furnizează servicii de răspuns al părții de consum sau servicii de flexibilitate pe piața energiei electrice sau operatorilor de sistem;

79. „flexibilitate” înseamnă capacitatea unui sistem de energie electrică de a se adapta la variabilitatea modelelor de producție și de consum și la disponibilitatea rețelei, în intervalele de timp relevante ale pieței.

▼B

CAPITOLUL II

NORME GENERALE PENTRU PIAȚA DE ENERGIE ELECTRICĂ

Articolul 3

Principiile de funcționare a piețelor de energie electrică

Statele membre, autoritățile de reglementare, operatorii de transport și de sistem, operatorii de distribuție, operatorii pieței și operatorii delegați se asigură că piețele de energie electrică funcționează în conformitate cu următoarele principii:

(a) prețurile se formează în funcție de cerere și ofertă;

(b) normele pieței încurajează formarea liberă a prețurilor și evită acțiunile care împiedică formarea prețurilor în funcție de cerere și ofertă;

(c) normele pieței facilitează dezvoltarea unei producții de energie mai flexibile, durabile, cu emisii scăzute de carbon, și o cerere mai flexibilă;

▼B

(d) clienţii sunt în măsură să beneficieze de oportunităţile de pe piaţă și de creșterea concurenţei pe pieţele cu amănuntul și pot acţiona ca participanţi la piaţa de energie și la tranziţia energetică;

(e) participarea la piaţă a clienţilor finali și a întreprinderilor mici este posibilă prin agregarea producerii de la mai multe instalaţii de producere a energiei electrice sau a sarcinii de la mai multe locuri de consum dispecerizabil pentru a face oferte comune pe piaţa de energie electrică și pentru a fi exploatate în comun în sistemul electroenergetic, în conformitate cu dreptul Uniunii în materie de concurenţă;

(f) normele pieţei permit decarbonizarea sistemului electroenergetic și, astfel, a economiei, inclusiv prin facilitarea integrării energiei electrice din surse regenerabile de energie și prin oferirea de stimulente pentru eficienţa energetică;

(g) normele pieţei oferă stimulente adecvate pentru investiţii în producere, în special pentru investiţii pe termen lung într-un sistem electroenergetic durabil și cu emisii scăzute de dioxid de carbon, în stocarea energiei, în eficienţă energetică și în consum dispecerizabil, pentru a răspunde nevoilor pieţei și pentru a facilita concurenţa loială și pentru a garanta astfel siguranţa alimentării;

(h) se înlătură treptat obstacolele din calea fluxurilor transfrontaliere de energie electrică între zone de ofertare sau state membre și a tranzacţiilor transfrontaliere pe pieţele de energie electrică și pieţele serviciilor conexe;

(i) normele pieţei asigură cooperarea regională acolo unde aceasta ar fi eficace;

(j) producerea, stocarea energiei și consumul dispecerizabil în condiţii de siguranţă și durabilitate participă la piaţă în condiţii de egalitate, în conformitate cu cerinţele prevăzute în dreptul Uniunii;

(k) toţi producătorii sunt responsabili în mod direct sau indirect de vânzarea energiei electrice pe care o produc;

(l) normele pieţei 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 societăţii;

(m) normele pieţei permit dispecerizarea eficientă a activelor de producere, a stocării energiei și a consumului dispecerizabil;

(n) normele pieţei permit intrarea și ieșirea întreprinderilor producătoare de energie electrică și a întreprinderilor de stocare a energiei și a întreprinderilor furnizoare de energie electrică pe baza evaluării efectuate de întreprinderile respective cu privire la viabilitatea economică și financiară a operaţiunilor lor;

(o) pentru a permite protecţia participanţilor la piaţă împotriva riscurilor de volatilitate a preţurilor pe baza pieţei, și pentru a reduce incertitudinea referitoare la randamentul viitor al investiţiilor, produsele de acoperire a riscurilor pe termen lung sunt tranzacţionabile la bursă într-un mod transparent, iar contractele de furnizare pe termen lung sunt negociabile pe pieţele extrabursiere, sub rezerva respectării dreptului Uniunii în materie de concurenţă;

▼B

(p) normele pieței facilitează comerțul cu produse în întreaga Uniune, iar schimbările în materie de reglementare iau în considerare efectele atât pe termen scurt, cât și pe termen lung, asupra pieţelor la termen și asupra produselor;

(q) participanții la piață au dreptul de a obține accesul la rețelele de transport și la rețelele de distribuție, în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii.

Articolul 4

Tranziția echitabilă

Comisia sprijină statele membre care adoptă o strategie națională pentru reducerea progresivă a capacității existente de producere și extracție pe bază de cărbune și a altor combustibili fosili solizi, prin toate mijloacele disponibile, pentru a permite o tranziție echitabilă în regiunile afectate de schimbări structurale. Comisia acordă asistență statelor membre în abordarea efectelor sociale și economice ale tranziției la o energie curată.

Comisia lucrează în strânsă colaborare cu părțile interesate din regiunile cu utilizare intensivă a cărbunelui și cu emisii ridicate de dioxid de carbon, facilitează accesul la fondurile și programele disponibile și utilizarea acestora și încurajează schimbul de bune practici, inclusiv discuțiile privind foile de parcurs industriale și necesitățile în materie de recalificare.

Articolul 5

Responsabilitatea în materie de echilibrare

(1) Toți participanții la piață sunt responsabili pentru dezechilibrele pe care le cauzează în sistem (denumită în continuare „responsabilitatea în materie de echilibrare”). În acest scop, participanții la piață fie sunt părți responsabile cu echilibrarea, fie își deleagă prin contract responsabilitatea unei părți responsabile cu echilibrarea la alegerea lor. Fiecare parte responsabilă cu echilibrarea poartă răspunderea financiară pentru dezechilibrele sale și depune eforturi pentru a fi echilibrată sau contribuie la echilibrarea sistemului electroenergetic.

(2) Statele membre pot prevedea derogări de la responsabilitatea în materie de echilibrare numai în ceea ce privește:

(a) proiectele demonstrative pentru tehnologii inovatoare, sub rezerva aprobării de către autoritatea de reglementare, cu condiția ca respectivele derogări să se limiteze la durata și amploarea necesare pentru realizarea scopurilor demonstrative;

(b) instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie, cu o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW;

(c) instalațiile care beneficiază de sprijin aprobat de Comisie în conformitate cu normele Uniunii în materie de ajutoare de stat în temeiul articolelor 107, 108 și 109 din TFUE și puse în funcțiune înainte de 4 iulie 2019.

Statele membre pot, fără a aduce atingere articolelor 107 și 108 din TFUE, să ofere stimulente participanților la piață care beneficiază integral sau parțial de o scutire de la responsabilitatea în materie de echilibrare să își asume integral responsabilitatea în materie de echilibrare.

▼B

(3) Atunci când acordă o derogare în conformitate cu alineatul (2), un stat membru se asigură că responsabilitatea financiară pentru dezechilibre revine unui alt participant la piaţă.

(4) Pentru instalaţiile de producere a energiei electrice puse în funcţiune începând de la 1 ianuarie 2026, alineatul (2) litera (b) se aplică numai instalaţiilor de producere care utilizează surse regenerabile de energie și care au o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 200 kW.

Articolul 6

Piaţa de echilibrare

(1) Pieţele de echilibrare, inclusiv procesele de precalificare, sunt organizate în așa fel încât:

(a) să se asigure în mod eficace nediscriminarea participanţilor la piaţă, ţinând seama de diferitele necesităţi tehnice ale sistemului electroenergetic și de diferitele capacităţi tehnice ale surselor de producere a energiei, de stocare a energiei și a consumului dispecerizabil;

(b) să se asigure că serviciile sunt definite într-o manieră transparentă și neutră din punct de vedere tehnologic și că acestea sunt achiziţionate printr-o procedură transparentă, bazată pe piaţă;

(c) să se asigure accesul nediscriminatoriu la toţi participanţii la piaţă, individual sau prin agregare, inclusiv la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie variabile, la consumul dispecerizabil și la serviciile de stocare a energiei;

(d) să se respecte necesitatea de a integra ponderea din ce în ce mai mare de producere variabilă, creșterea consumului dispecerizabil și apariţia unor noi tehnologii.

(2) Preţul energiei de echilibrare nu este predeterminat în contractele privind capacitatea de echilibrare. Procesele de achiziţie sunt transparente, în conformitate cu articolul 40 alineatul (4) din Directiva (UE) 2019/944 respectând în același timp confidenţialitatea informaţiilor sensibile din punct de vedere comercial.

(3) Pieţele de echilibrare asigură siguranţa în funcţionare, permiţând, în același timp, utilizarea la maximum și alocarea eficientă a capacităţii interzonale de la un interval de timp la altul în conformitate cu articolul 17.

(4) Decontarea energiei de echilibrare pentru produsele de echilibrare standard și produsele de echilibrare specifice se bazează pe preţuri marginale, de tip „pay-as-cleared”, cu excepţia cazului în care toate autorităţile de reglementare aprobă o metodă alternativă de stabilire a preţurilor pe baza unei propuneri comune a tuturor operatorilor de sistem și de transport, în urma unei analize care demonstrează că metoda alternativă de stabilire a preţurilor este mai eficientă.

Participanţilor la piaţă trebuie să li se permită să liciteze cât mai aproape posibil de timpul real, iar ora de închidere a porţii pentru energia de echilibrare nu poate precede ora de închidere a porţii pieţei intrazilnice interzonale.

▼B

Operatorul de transport și de sistem care aplică un model de dispecerizare centralizată poate stabili norme suplimentare în conformitate cu orientările privind echilibrarea sistemului de energie electrică adoptate în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

(5) Dezechilibrele se decontează la un preţ care reflectă valoarea energiei în timp real.

(6) O zonă a preţului de dezechilibru trebuie să fie egală cu o zonă de ofertare, cu excepţia cazului unui model de dispecerizare centralizată, caz în care o zonă a preţului de dezechilibru poate constitui o parte a unei zone de ofertare.

(7) Dimensionarea capacităţii de rezervă se realizează de operatorii de transport și de sistem și se facilitează la nivel regional.

(8) Achiziţiile de capacitate de echilibrare se realizează de operatorul de transport și de sistem și pot fi facilitate la nivel regional. Rezerva privind capacitatea transfrontalieră în acest scop poate fi limitată. Achiziţiile de capacitate de echilibrare se bazează pe piaţă și sunt organizate în așa fel încât să fie nediscriminatorii pentru participanţii la piaţă în procesul de precalificare, în conformitate cu articolul 40 alineatul (4) din Directiva (UE) 2019/944, indiferent dacă participanţii la piaţă participă în mod individual sau prin agregare.

Achiziţiile de capacitate de echilibrare se bazează pe o piaţă primară, cu excepţia cazului și în măsura în care autoritatea de reglementare a aprobat o derogare prin care permite utilizarea altor forme de achiziţii bazate pe piaţă din cauza lipsei concurenţei pe piaţa serviciilor de echilibrare. Derogările de la obligaţia de efectuare a achiziţiilor de capacitate de echilibrare prin utilizarea pieţelor primare se revizuiesc la fiecare trei ani.

(9) Achiziţiile de capacitate de echilibrare ascendentă și de capacitate de echilibrare descendentă se efectuează separat, cu excepţia cazului în care autoritatea de reglementare aprobă o derogare de la acest principiu întrucât o evaluare realizată de operatorul de transport și de sistem a demonstrat că aceasta ar conduce la o eficienţă economică mai ridicată. Contractele de capacitate de echilibrare se încheie cu cel mult o zi înainte de furnizarea capacităţii de echilibrare, pentru o durată contractuală de maximum o zi, cu excepţia cazului și în măsura în care autoritatea de reglementare a aprobat încheierea de contracte mai devreme sau durate mai lungi ale contractului pentru a asigura siguranţa alimentării sau pentru a îmbunătăţi eficienţa economică.

Atunci când este acordată o derogare, pentru cel puţin 40 % din produsele standard de echilibrare și cel puţin 30 % din toate produsele utilizate pentru capacitatea de echilibrare, contractele de capacitate de echilibrare se încheie pentru nu mai mult de o zi înainte de furnizarea capacităţii de echilibrare, iar durata contractuală este de maximum o zi. Contractarea părţii rămase din capacitatea de echilibrare se execută cu cel mult o lună înainte de furnizarea capacităţii de echilibrare și are o durată contractuală de maximum o lună.

(10) La cererea operatorului de transport și de sistem, autoritatea de reglementare poate decide să prelungească durata contractuală a părţii rămase de capacitate de echilibrare menţionate la alineatul (9) pentru o durată maximă de douăsprezece luni, cu condiţia ca o astfel de decizie să fie limitată în timp, iar efectele pozitive în ceea ce privește reducerea costurilor pentru clienţii finali să depășească efectele negative asupra pieţei. Cererea include:

▼B

(a) perioada de timp pe parcursul căreia s-ar aplica scutirea;

(b) cantitatea capacității de echilibrare pentru care s-ar aplica scutirea;

(c) o analiză a impactului scutirii asupra participării resurselor de echilibrare; și

(d) justificarea scutirii, prin care să se demonstreze că această scutire ar conduce la costuri mai mici pentru clienții finali.

(11) În pofida alineatului (10), de la 1 ianuarie 2026, duratele contractuale sunt de maximum șase luni.

(12) Până la 1 ianuarie 2028, autoritățile de reglementare raportează Comisiei și ACER cu privire la proporția din puterea totală care face obiectul unor contracte cu o durată mai mare de o zi sau cu o perioadă de achiziție mai mare de o zi.

(13) Operatorii de transport și de sistem sau operatorii delegați de aceștia publică, cât mai curând posibil, dar cu o întârziere de maximum 30 de minute după livrare, echilibrul actual al sistemului în cadrul zonelor lor de programare, prețurile de dezechilibru estimate și prețurile estimate ale energiei de echilibrare.

(14) În cazul în care produsele de echilibrare standard nu sunt suficiente pentru a asigura siguranța în funcționare sau în cazul în care unele resurse de echilibrare nu pot participa la piața de echilibrare prin produse de echilibrare standard, operatorii de transport și de sistem pot propune derogări de la alineatele (2) și (4) pentru produse de echilibrare specifice care sunt activate la nivel local fără a le schimba cu alți operatori de transport și de sistem, iar autoritățile de reglementare pot aproba astfel de derogări.

Propunerile de derogări includ o descriere a măsurilor propuse pentru reducerea la minimum a utilizării anumitor produse care fac obiectul eficienței economice, o demonstrație a faptului că produsele specifice nu creează ineficiențe și denaturări semnificative pe piața de echilibrare fie din interiorul, fie din afara zonei de programare, precum și, după caz, norme și informații privind procesul de transformare a ofertelor de energie de echilibrare din produse specifice de echilibrare în oferte de energie de echilibrare din produse standard de echilibrare.

Articolul 7

Piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice

▼M2

(1) Operatorii de transport și de sistem și OPEED organizează în comun gestionarea piețelor integrate pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222. Operatorii de transport și de sistem și OPEED cooperează la nivelul Uniunii sau, dacă este necesar, la nivel regional, cu scopul de a maximiza eficiența și eficacitatea tranzacționării pentru ziua următoare și a tranzacționării intrazilnice a energiei electrice în Uniune. Această obligație de cooperare nu aduce atingere aplicării dreptului Uniunii în materie de concurență. În exercitarea funcțiilor pe care le dețin în materie de tranzacționare a energiei electrice, operatorii de transport și de sistem și OPEED sunt supuși supravegherii

▼M2

reglementare de către autoritățile de reglementare în temeiul articolului 59 din Directiva (UE) 2019/944 și de către ACER în temeiul articolelor 4 și 8 din Regulamentul (UE) 2019/942 și sunt supuși obligațiilor în materie de transparență și supraveghere eficace împotriva manipulării pieței prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 1227/2011.

▼B

(2) Piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice:

(a) sunt organizate în așa fel încât să fie nediscriminatorii;

(b) maximizează capacitatea tuturor participanților la piață de a gestiona dezechilibrele;

▼M2

(c) maximizează posibilitățile tuturor participanților la piață de a participa la tranzacționarea interzonală și intrazonală în mod nediscriminatoriu și cât mai aproape posibil de timpul real, în cadrul tuturor zonelor de ofertare;

(ca) să fie organizate astfel încât să se asigure partajarea lichidității între toate OPEED-urile, în orice moment, atât pentru tranzacționarea interzonală, cât și pentru tranzacționarea intrazonală. Pentru piața pentru ziua următoare, în intervalul cuprins între o oră înainte de ora de închidere a porții până la ultimul moment în care este permisă tranzacționarea pe piața pentru ziua următoare, OPEED transmit toate ordinele pentru produsele pentru ziua următoare și produsele cu aceleași caracteristici către cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare, pe de o parte, și nu organizează tranzacționarea cu produse pentru ziua următoare sau cu produse cu aceleași caracteristici în afara cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare, pe de altă parte. Pentru piața intrazilnică, în intervalul cuprins între ora de deschidere a porții pentru cuplarea unică a piețelor intrazilnice până la ultimul moment în care tranzacționarea intrazilnică este permisă într-o anumită zonă de ofertare, OPEED transmit toate ordinele pentru produse intrazilnice și produse cu aceleași caracteristici cuplării unice a piețelor intrazilnice, pe de o parte, și nu organizează tranzacționarea cu produse intrazilnice sau cu produse cu aceleași caracteristici în afara cuplării piețelor intrazilnice, pe de altă parte. Respectivele obligații se aplică OPEED și întreprinderilor care exercită, direct sau indirect, controlul asupra unui OPEED, precum și întreprinderilor care exercită, direct sau indirect, controlul sau sunt controlate de un OPEED;

▼B

(d) oferă prețuri care să reflecte principiile fundamentale ale pieței, inclusiv valoarea energiei în timp real, pe care participanții la piață să se poată baza atunci când contractează produse de acoperire a riscurilor pe termen mai lung;

(e) asigură siguranța în funcționare, permițând, în același timp, utilizarea la maximum a capacității de transport;

▼M2

(f) sunt transparente și, dacă este cazul, furnizează informații de către unități de generare, protejând în același timp confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial și asigurând caracterul anonim al tranzacționării;

▼B

(g) nu fac nicio distincție între tranzacțiile realizate în interiorul unei zone de ofertare și cele realizate între zone de ofertare; și

(h) sunt organizate în așa fel încât să asigure faptul că toți participanții la piață pot avea acces la piață în mod individual sau prin agregare.

▼M2

Articolul 7a

Produs de reducere a vârfurilor de sarcină

(1) În cazul în care se declară o criză a prețurilor energiei electrice la nivel regional sau la nivelul Uniunii în conformitate cu articolul 66a din Directiva (UE) 2019/944, statele membre pot solicita operatorilor de sistem să propună achiziționarea de produse de reducere a vârfurilor de sarcină pentru a obține o reducere a cererii de energie electrică în timpul orelor de vârf. Achizițiile respective se limitează la durata stabilită în decizia de punere în aplicare adoptată în temeiul articolului 66a alineatul (1) din Directiva (UE) 2019/944.

(2) În cazul în care se formulează o cerere în temeiul alineatului (1), operatorii de sistem, după consultarea părților interesate, prezintă autorității de reglementare din statul membru în cauză, spre aprobare, o propunere de stabilire a dimensionării și a condițiilor pentru achiziționarea și activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină.

(3) Autoritatea de reglementare în cauză evaluează propunerea de produs de reducere a vârfurilor de sarcină menționată la alineatul (2) în ceea ce privește realizarea unei reduceri a cererii de energie electrică și impactul asupra prețului angro al energiei electrice în timpul orelor de vârf. Evaluarea respectivă ține seama în mod corespunzător de necesitatea ca produsul de reducere a vârfurilor de sarcină să nu denatureze în mod nejustificat funcționarea piețelor energiei electrice și nu cauzează o redirecționare a serviciilor de răspuns al părții de consum către produse de reducere a vârfurilor de sarcină. Pe baza acestei evaluări, autoritatea de reglementare poate solicita operatorului de sistem să își modifice propunerea.

(4) Propunerea de produs de reducere a vârfurilor de sarcină menționată la alineatul (2) respectă următoarele cerințe:

(a) dimensionarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină:

(i) se bazează pe o analiză a necesității unui serviciu suplimentar pentru a garanta securitatea aprovizionării fără a pune în pericol stabilitatea rețelei, a impactului său asupra pieței și a costurilor și beneficiilor preconizate ale acestuia;

(ii) ține seama de previziunile privind cererea, de previziunile privind energia electrică produsă din surse regenerabile, de previziunile privind alte surse de flexibilitate din cadrul sistemului, cum ar fi stocarea energiei, și de impactul dispecerizării evitate asupra prețurilor angro; și

(iii) este limitată pentru a se asigura că costurile estimate nu depășesc beneficiile preconizate ale produsului de reducere a vârfurilor de sarcină;

(b) achiziționarea unui produs de reducere a vârfurilor de sarcină se bazează pe criterii obiective, transparente, bazate pe piață și nediscriminatorii, se limitează la răspunsul părții de consum și nu exclude accesul activelor participante la alte piețe;

(c) achiziționarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină are loc prin intermediul unei proceduri de ofertare concurențiale, care poate avea caracter continuu, selecția bazându-se pe costul cel mai scăzut al îndeplinirii unor criterii tehnice și de mediu predefinite și permite participarea efectivă a consumatorilor, direct sau prin agregare;

▼M2

(d) dimensiunea ofertei minime nu este mai mare de 100 kW, inclusiv prin agregare;

(e) contractele pentru un produs de reducere a vârfurilor de sarcină nu se încheie cu mai mult de o săptămână înainte de activarea acestuia;

(f) activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină nu reduce capacitatea interzonală;

(g) activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină are loc înaintea deschiderii pieței pentru ziua următoare sau în intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și poate fi efectuată pe baza unui preț predefinit al energiei electrice;

(h) activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină nu implică pornirea producției bazate pe combustibili fosili situate în aval de punctul de contorizare, pentru a evita creșterea emisiilor de gaze cu efect de seră.

(5) Reducerea efectivă a consumului care rezultă din activarea unui produs de reducere a vârfurilor de sarcină se măsoară în raport cu o valoare de referință, reflectând consumul de energie electrică preconizat fără activarea produsului de reducere a vârfurilor de sarcină. În cazul în care un operator de sistem achiziționează un produs de reducere a vârfurilor de sarcină, operatorul respectiv elaborează o metodologie de referință după consultarea participanților la piață, ține seama, după caz, de actele de punere în aplicare adoptate în temeiul articolului 59 alineatul (1) litera (e) și transmite metodologia respectivă spre aprobare autorității de reglementare în cauză.

(6) Autoritatea de reglementare în cauză aprobă propunerea operatorilor de sistem care doresc să achiziționeze un produs de reducere a vârfurilor de sarcină și metodologia de referință prezentată în conformitate cu alineatele (2) și (5) sau solicită operatorilor de sistem să modifice propunerea sau metodologia de referință în cazul în care respectiva propunere sau respectiva metodologie nu îndeplinește cerințele prevăzute la alineatele (2), (4) și (5).

(7) În termen de șase luni de la încheierea unei crize a prețurilor energiei electrice la nivel regional sau la nivelul Uniunii astfel cum se menționează la alineatul (1), ACER, după consultarea părților interesate, evaluează impactul utilizării produselor de reducere a vârfurilor de sarcină pe piața energiei electrice din Uniune. Evaluarea respectivă ține seama în mod corespunzător de necesitatea ca produsele de reducere a vârfurilor de sarcină să nu denatureze în mod nejustificat funcționarea piețelor energiei electrice și să nu cauzeze o redirecționare a serviciilor de răspuns al părții de consum către produse de reducere a vârfurilor de sarcină. ACER poate emite recomandări pe care autoritățile de reglementare le iau în considerare în evaluarea lor realizată în temeiul alineatului (3).

(8) Până la 30 iunie 2025, după consultarea părților interesate, ACER evaluează impactul dezvoltării de produse de reducere a vârfurilor de sarcină pe piața energiei electrice din Uniune în condiții normale de piață. Evaluarea respectivă ține seama în mod corespunzător de necesitatea ca produsele de reducere a vârfurilor de sarcină să nu denatureze în mod nejustificat funcționarea piețelor energiei electrice și să nu cauzeze o redirecționare a serviciilor de răspuns al părții de consum către produse de reducere a vârfurilor de sarcină. Pe baza acestei evaluări, Comisia poate prezenta o propunere legislativă de modificare a prezentului regulament pentru a introduce produse de reducere a vârfurilor de sarcină în afara situațiilor de criză a prețurilor energiei electrice la nivel regional sau la nivelul Uniunii.

▼M2

Articolul 7b

Dispozitivul de măsurare dedicat

(1) Fără a aduce atingere articolului 19 din Directiva (UE) 2019/944, operatorii de transport și de sistem, operatorii de distribuţie și participanţii la piaţă relevanţi, inclusiv agregatorii independenţi, pot utiliza, cu acordul clientului final, date provenite de la dispozitivele de măsurare dedicate pentru a asigura observabilitatea și decontarea serviciilor de răspuns al părţii de consum și a serviciilor de flexibilitate, inclusiv date provenite de la instalaţiile de stocare de energie.

În sensul prezentului articol, utilizarea datelor provenite de la dispozitivele de măsurare dedicate respectă articolele 23 și 24 din Directiva (UE) 2019/944 și alte acte legislative relevante ale Uniunii, inclusiv legislaţia privind protecţia datelor și a vieţii private, în special Regulamentul (UE) 2016/679 al Parlamentului European și al Consiliului ([3]). În cazul în care aceste date sunt utilizate în scopuri de cercetare, informaţiile sunt agregate și anonimizate.

(2) În cazul în care un client final nu dispune de un contor inteligent instalat sau în cazul în care contorul inteligent al unui client final nu furnizează datele necesare pentru a furniza servicii de răspuns al părţii de consum sau servicii de flexibilitate, inclusiv prin intermediul unui agregator independent, operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuţie acceptă datele provenite de la un dispozitiv de măsurare dedicat, dacă sunt disponibile, pentru decontarea serviciilor de răspuns al părţii de consum și a serviciilor de flexibilitate, inclusiv datele provenite de la stocarea de energie, și nu discriminează respectivul client final atunci când aceștia achiziţionează servicii de flexibilitate. Respectiva obligaţie se aplică sub rezerva respectării normelor și cerinţelor instituite de către statele membre în temeiul alineatului (3).

(3) Statele membre stabilesc normele și cerinţele pentru un proces de validare a datelor dispozitivului de măsurare dedicat pentru a verifica și a asigura calitatea și coerenţa datelor relevante, precum și interoperabilitatea, în conformitate cu articolele 23 și 24 din Directiva (UE) 2019/944 și cu alte acte legislative relevante ale Uniunii.

▼B

Articolul 8

Tranzacţionarea pe pieţele pentru ziua următoare și pe pieţele intrazilnice

▼M2

(1) OPEED permit participanţilor la piaţă să tranzacţioneze energie cât mai aproape posibil de timpul real și cel puţin până la ora de închidere a porţii pieţei intrazilnice interzonale. De la 1 ianuarie 2026, ora de închidere a porţii pieţei intrazilnice interzonale este cu cel mult 30 de minute înainte de ora reală.

([3]) Regulamentul (UE) 2016/679 al Parlamentului European și al Consiliului din 27 aprilie 2016 privind protecţia persoanelor fizice în ceea ce privește prelucrarea datelor cu caracter personal și privind libera circulaţie a acestor date și de abrogare a Directivei 95/46/CE (Regulamentul general privind protecţia datelor) (JO L 119, 4.5.2016, p. 1).

▼M2

(1a) La cererea operatorului de transport și de sistem interesat, autoritatea de reglementare în cauză poate acorda o derogare de la cerința prevăzută la alineatul (1) până la 1 ianuarie 2029. Operatorul de transport și de sistem transmite cererea autorității de reglementare în cauză. Respectiva cerere include:

(a) o evaluare a impactului, ținând seama de feedbackul primit de la OPEED și de la participanții la piață în cauză, demonstrând impactul negativ al unei astfel de măsuri asupra securității aprovizionării în sistemul național de energie electrică, asupra rentabilității, inclusiv în ceea ce privește platformele de echilibrare existente în conformitate cu Regulamentul (UE) 2017/2195, asupra integrării energiei din surse regenerabile și asupra emisiilor de gaze cu efect de seră; și

(b) un plan de acțiune cu scopul de a reduce, cel târziu de la 1 ianuarie 2029, ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale la 30 de minute înainte de ora reală.

(1b) La cererea operatorului de transport și de sistem interesat, autoritatea de reglementare în cauză poate acorda o nouă derogare de la cerința prevăzută la alineatul (1), pentru o perioadă de până la doi ani și jumătate de la data de expirare a perioadei menționate la alineatul (1a). Operatorul de transport și de sistem interesat transmite cererea autorității de reglementare în cauză, ENTSO pentru energie electrică și ACER până la 30 iunie 2028. Respectiva cerere include:

(a) o nouă evaluare a impactului, ținând seama de feedbackul primit de la participanții la piață și de la OPEED, care să justifice necesitatea unei noi derogări, bazată pe riscurile la adresa securității aprovizionării în sistemului național de energie electrică, a rentabilității și a integrării energiei din surse regenerabile și a emisiilor de gaze cu efect de seră; și

(b) un plan de acțiune revizuit pentru a reduce ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale la 30 de minute înainte de ora reală de la data pentru care se solicită prelungirea, și care începe nu mai târziu de data solicitată pentru derogare.

ACER emite un aviz despre impactul transfrontalier al unei noi derogări în termen de șase luni de la primirea unei cereri pentru o astfel de derogare. Autoritatea de reglementare în cauză ține seama de acest aviz înainte de a decide cu privire la o cerere pentru o nouă derogare.

(1c) Până la 1 decembrie 2027, după consultarea OPEED, a ENTSO pentru energie electrică, a ACER și a părților interesate relevante, Comisia prezintă Parlamentului European și Consiliului un raport de evaluare a impactului punerii în aplicare a reducerii orei de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale stabilite în temeiul prezentului articol, a costurilor și a beneficiilor, a fezabilității și a soluțiilor practice pentru reducerea în continuare a acesteia, pentru a permite participanților la piață să tranzacționeze energie cât mai aproape posibil de timpul real. Raportul ține cont de impactul asupra securității sistemului de energie electrică, de eficiența din punctul de vedere al costurilor, de beneficiile integrării energiei din surse regenerabile și de reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră.

▼B

(2) OPEED oferă participanţilor la piaţă posibilitatea de tranzacţiona energie în intervale de timp cel puţin la fel de scurte ca intervalul de decontare a dezechilibrelor, atât pe pieţele pentru ziua următoare, cât și pe pieţele intrazilnice.

▼M2

(3) OPEED furnizează produse pentru tranzacţionare pe pieţele pentru ziua următoare și pe pieţele intrazilnice care să fie de dimensiuni suficient de mici, dimensiunea ofertei minime fiind de 100 kW sau mai puţin, pentru a permite participarea eficace a răspunsului părţii de consum, a stocării energiei și a surselor regenerabile de energie de mici dimensiuni, inclusiv participarea directă a clienţilor, precum și prin agregare.

▼B

(4) Până la 1 ianuarie 2021, intervalul de decontare a dezechilibrelor este de 15 minute în toate zonele de programare, cu excepţia cazului în care autorităţile de reglementare au acordat o derogare sau o scutire. Derogările pot fi acordate numai până la 31 decembrie 2024.

De la 1 ianuarie 2025, intervalul de decontare a dezechilibrelor nu depășește 30 de minute în cazul în care a fost acordată o scutire de către toate autorităţile de reglementare dintr-o zonă sincronă.

▼M2

Articolul 9

Pieţele la termen

(1) În conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/1719, operatorii de transport și de sistem emit drepturi de transport pe termen lung sau pun în aplicare măsuri echivalente pentru a permite participanţilor la piaţă, inclusiv proprietarilor de instalaţii de producere a energiei electrice care utilizează energie regenerabilă, să își acopere riscurile în materie de preţ, cu excepţia cazului în care o evaluare a pieţei la termen efectuată de către autorităţile de reglementare competente cu privire la graniţele zonelor de ofertare indică faptul că există suficiente oportunităţi de acoperire a riscurilor în zonele de ofertare vizate.

(2) Drepturile de transport pe termen lung se alocă periodic în mod transparent și nediscriminatoriu, pe baza pieţei, prin intermediul unei platforme unice de alocare. Frecvenţa alocării și scadenţele capacităţii interzonale pe termen lung sprijină funcţionarea eficientă a pieţelor la termen ale Uniunii.

(3) Structura pieţelor la termen ale Uniunii cuprinde instrumentele necesare pentru îmbunătăţirea capacităţii participanţilor la piaţă de a acoperi riscurile de preţ pe piaţa internă a energiei electrice.

(4) Până la 17 ianuarie 2026, Comisia, după consultarea părţilor interesate relevante, efectuează o evaluare a impactului măsurilor posibile pentru atingerea obiectivului menţionat la alineatul (3). Această evaluare a impactului se referă, printre altele, la:

(a) posibile modificări ale frecvenţei alocării pentru drepturile de transport pe termen lung;

(b) posibile modificări ale scadenţelor drepturilor de transport pe termen lung, în special scadenţele prelungite până la cel puţin trei ani;

▼M2

(c) posibile modificări ale naturii drepturilor de transport pe termen lung;

(d) modalităţi de consolidare a pieţei secundare; și

(e) posibila introducere a unor centre virtuale regionale pentru pieţele la termen.

(5) În ceea ce privește centrele virtuale regionale pentru pieţele la termen, evaluarea impactului efectuată în temeiul alineatului (4) se referă la următoarele:

(a) definirea domeniului geografic de aplicare adecvat al centrelor virtuale regionale, inclusiv zonele de ofertare care constituie respectivele centre și situaţiile specifice zonelor de ofertare care aparţin de două sau mai multe centre virtuale, cu scopul de a maximiza corelarea dintre preţurile de referinţă și preţurile zonelor de ofertare care constituie centre virtuale regionale;

(b) nivelul de interconectivitate a energiei electrice al statelor membre, în special al statelor membre care se situează sub nivelul definit de obiectivele de interconectare electrică pentru 2020 și 2030 prevăzute la articolul 4 litera (d) punctul 1 din Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului ([4]);

(c) metodologia de calculare a preţurilor de referinţă pentru centrele virtuale regionale pentru pieţele la termen, cu scopul de a maximiza corelările de preţuri dintre preţul de referinţă și preţurile zonelor de ofertare care alcătuiesc un centru virtual regional;

(d) posibilitatea ca zonele de ofertare să facă parte din mai mult de un centru virtual regional;

(e) moduri de a maximiza oportunităţile de tranzacţionare pentru produsele de acoperire a riscului care fac referire la centrele virtuale regionale pentru pieţele la termen, precum și pentru drepturile de transport pe termen lung dinspre zonele de ofertare către centrele virtuale regionale;

(f) moduri de asigurare a faptului că platforma unică de alocare menţionată la alineatul (2) oferă alocarea și facilitează tranzacţionarea drepturilor de transport pe termen lung;

(g) implicaţiile acordurilor interguvernamentale preexistente și drepturile care decurg din acestea.

(6) Pe baza rezultatului evaluării asupra impactului menţionate la alineatul (4) de la prezentul articol, Comisia adoptă, până la 17 iulie 2026, un act de punere în aplicare pentru a preciza mai în detaliu măsurile și instrumentele necesare pentru realizarea obiectivelor menţionate la alineatul (3) de la prezentul articol și caracteristicile exacte ale respectivelor măsuri și instrumente. Respectivul act de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menţionată la articolul 67 alineatul (2).

([4]) Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului din 11 decembrie 2018 privind guvernanţa uniunii energetice și a acţiunilor climatice, de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 663/2009 și (CE) nr. 715/2009 ale Parlamentului European și ale Consiliului, a Directivelor 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE și 2013/30/UE ale Parlamentului European și ale Consiliului, a Directivelor 2009/119/CE și (UE) 2015/652 ale Consiliului și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 525/2013 al Parlamentului European și al Consiliului (JO L 328, 21.12.2018, p. 1).

▼M2

(7) Platforma unică de alocare, instituită în conformitate cu Regulamentul (UE) 2016/1719 acţionează în calitate de entitate care permite alocarea și care facilitează tranzacţionarea drepturilor de transport pe termen lung în numele operatorilor de transport și de sistem. Aceasta are forma juridică menţionată în anexa II la Directiva (UE) 2017/1132 a Parlamentului European și a Consiliului ([5]).

(8) În cazul în care o autoritate de reglementare competentă consideră că nu există suficiente oportunităţi de acoperire a riscului pentru participanţii la piaţă și după consultarea autorităţilor competente desemnate în temeiul articolului 67 din Directiva 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului ([6]) în cazul în care pieţele la termen se referă la instrumente financiare, astfel cum sunt definite la articolul 4 alineatul (1) punctul 15 din directiva respectivă, aceasta poate solicita burselor de energie sau operatorilor de transport și de sistem să pună în aplicare măsuri suplimentare, cum ar fi activităţile de formare a pieţei, pentru a îmbunătăţi lichiditatea pieţele la termen.

(9) Sub rezerva respectării dreptului Uniunii în materie de concurenţă, precum și a Regulamentelor (UE) nr. 648/2012 ([7]) și (UE) nr. 600/2014 ([8]) ale Parlamentului European și ale Consiliului și a Directivei 2014/65/UE, operatorii de piaţă pot să dezvolte produse de acoperire a riscului la termen, inclusiv produse de acoperire a riscului pe termen lung, pentru a oferi participanţilor la piaţă, inclusiv proprietarilor de instalaţii de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile, posibilităţi adecvate de acoperire a riscurilor financiare rezultate din fluctuaţiile preţurilor. Statele membre nu impun cerinţa ca astfel de activităţi de acoperire a riscului să se limiteze la tranzacţiile din interiorul unui stat membru sau al unei zone de ofertare.

▼B

Articolul 10

Limitele tehnice pentru ofertare

(1) Nu există o limită maximă și nici o limită minimă a preţului angro al energiei electrice. Această dispoziţie se aplică, printre altele, ofertării și compensării în toate intervalele de timp și include energia de echilibrare și preţurile de dezechilibru, fără a aduce atingere limitelor tehnice de preţ care pot fi aplicate în intervalul de echilibrare și în intervalele de timp pentru ziua următoare și intrazilnice, în conformitate cu alineatul (2).

([5]) Directiva (UE) 2017/1132 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 iunie 2017 privind anumite aspecte ale dreptului societăţilor comerciale (JO L 169, 30.6.2017, p. 46).

([6]) Directiva 2014/65/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 15 mai 2014 privind pieţele instrumentelor financiare și de modificare a Directivei 2002/92/CE și a Directivei 2011/61/UE (JO L 173, 12.6.2014, p. 349).

([7]) Regulamentul (UE) nr. 648/2012 al Parlamentului European și al Consiliului din 4 iulie 2012 privind instrumentele financiare derivate extrabursiere, contrapărţile centrale și registrele centrale de tranzacţii (JO L 201, 27.7.2012, p. 1).

([8]) Regulamentul (UE) nr. 600/2014 al Parlamentului European și al Consiliului din 15 mai 2014 privind pieţele instrumentelor financiare și de modificare a Regulamentului (UE) nr. 648/2012 (JO L 173, 12.6.2014, p. 84).

▼B

(2) OPEED pot aplica limite armonizate ale preţurilor maxime și minime de închidere pentru intervalele de timp pentru ziua următoare și intrazilnice. Limitele respective sunt suficient de ridicate pentru a nu restricţiona în mod inutil comerţul, sunt armonizate pentru piaţa internă și ţin seama de valoarea maximă a pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică. OPEED pun în aplicare un mecanism transparent pentru ajustarea automată a limitelor tehnice pentru ofertare în timp util în cazul în care se preconizează atingerea limitelor stabilite. Limitele superioare ajustate rămân aplicabile până când sunt necesare creșteri suplimentare în cadrul mecanismului respectiv.

(3) Operatorii de transport și de sistem nu iau niciun fel de măsuri cu scopul de a modifica preţurile angro.

(4) Autorităţile de reglementare sau, în cazul în care un stat membru a desemnat o altă autoritate competentă în acest scop, respectivele autorităţi competente desemnate, identifică politicile și măsurile aplicate pe teritoriul lor care ar putea contribui în mod indirect la restricţionarea formării preţurilor angro, inclusiv limitarea ofertelor legate de activarea energiei de echilibrare, mecanismele de asigurare a capacităţii, măsurile luate de către operatorii de transport și de sistem, măsurile care urmăresc să conteste rezultatele de pe piaţă sau să prevină abuzul de poziţie dominantă sau zonele de ofertare ineficient definite.

(5) În cazul în care o autoritate de reglementare sau o altă autoritate competentă desemnată a identificat o politică sau o măsură care ar putea contribui la restricţionarea formării preţurilor angro, aceasta ia toate măsurile adecvate pentru eliminarea politicii sau a măsurii respective sau, dacă nu este posibil, pentru atenuarea impactului politicii sau a măsurii respective asupra comportamentului de ofertare. Statele membre transmit Comisiei un raport până la 5 ianuarie 2020, care descrie în detaliu măsurile și acţiunile pe care le-au întreprins sau intenţionează să le întreprindă.

Articolul 11

Valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică

(1) Până la 5 iulie 2020, în cazul în care acest lucru este necesar pentru stabilirea unui standard de fiabilitate în conformitate cu articolul 25, autorităţile de reglementare sau, în cazul în care un stat membru a desemnat o altă autoritate competență în acest scop, respectivele autorităţi competente desemnate, stabilesc o estimare unică a valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică pentru teritoriul lor. Estimarea respectivă se pune la dispoziţia publicului. Autorităţile de reglementare sau alte autorităţi competente desemnate pot stabili estimări diferite per zonă de ofertare dacă au mai multe zone de ofertare pe teritoriul lor. În cazul în care o zonă de ofertare este compusă din teritorii aparţinând mai multor state membre, autorităţile de reglementare sau celelalte autorităţi competente desemnate în cauză stabilesc o estimare unică a valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică pentru respectiva zonă de ofertare. La stabilirea estimării unice a valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică, autorităţile de reglementare sau alte autorităţi competente desemnate aplică metodologia menţionată la articolul 23 alineatul (6).

(2) Autorităţile de reglementare și autorităţile competente desemnate își actualizează estimarea valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică cel puţin o dată la cinci ani sau mai devreme, în cazul în care constată o modificare semnificativă.

▼B

Articolul 12

Dispecerizarea producerii și consumul dispecerizabil

(1) Dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice și consumul dispecerizabil sunt nediscriminatorii, transparente și, cu excepția cazului în care se prevede altfel la alineatele (2)-(6), se bazează pe piață.

(2) Fără a aduce atingere articolelor 107, 108 și 109 din TFUE, statele membre se asigură că la dispecerizarea instalațiilor de producere a energiei electrice, operatorii de sistem acordă prioritate instalațiilor de producere care utilizează surse regenerabile de energie, în măsura în care funcționarea sigură a sistemului electroenergetic național permite acest lucru, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii și în cazul în care respectivele instalații de producere a energiei electrice sunt:

(a) fie instalații de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie și care au o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW;

(b) fie proiecte demonstrative pentru tehnologii inovatoare, sub rezerva aprobării de către autoritatea de reglementare, cu condiția ca o astfel de prioritate să se limiteze la durata și amploarea necesare pentru a îndeplini scopurile demonstrative.

(3) Un stat membru poate decide să nu aplice dispecerizarea prioritară, astfel cum se menționează la alineatul (2) litera (a), pentru instalațiile de producere a energiei electrice care au început să funcționeze la cel puțin șase luni după luarea deciziei, sau să aplice o capacitate minimă mai mică decât cea prevăzută la alineatul (2) litera (a), sub rezerva următoarelor condiții:

(a) statul membru are piețe intrazilnice și alte piețe angro și piețe de echilibrare care funcționează bine, iar aceste piețe sunt pe deplin accesibile tuturor participanților la piață, în conformitate cu prezentul regulament;

(b) normele de redispecerizare și gestionarea congestiilor sunt transparente pentru toți participanții la piață;

(c) contribuția națională a statelor membre la obiectivul global obligatoriu al Uniunii privind ponderea energiei din surse regenerabile de energie în temeiul articolului 3 alineatul (2) din Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului ([9]) și al articolului 4 litera (a) punctul 2 din Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului ([10]) este cel puțin egală cu rezultatul corespunzător al formulei prevăzute în anexa II la Regulamentul (UE) 2018/1999, iar cota de energie din surse regenerabile a statului membru nu se situează sub punctele sale de referință în temeiul articolului 4 litera (a) punctul 2 din Regulamentul (UE) 2018/1999 sau, alternativ, ponderea energiei din surse regenerabile a statului membru în consumul final brut de energie electrică este de cel puțin 50 %;

([9]) Directiva (UE) 2018/2001 a Parlamentului European și a Consiliului din 11 decembrie 2018 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile (JO L 328, 21.12.2018, p. 82).

([10]) Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului din 11 decembrie 2018 privind guvernanța uniunii energetice și a acțiunilor climatice, de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 663/2009 și (CE) nr. 715/2009 ale Parlamentului European și ale Consiliului, a Directivelor 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE și 2013/30/UE ale Parlamentului European și ale Consiliului, a Directivelor 2009/119/CE și (UE) 2015/652 ale Consiliului și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 525/2013 al Parlamentului European și al Consiliului (JO L 328, 21.12.2018, p. 1).

▼B

(d) statul membru a notificat Comisiei derogarea planificată, indicând în detaliu modul în care sunt îndeplinite condiţiile prevăzute la literele (a), (b) și (c); și

(e) statul membru a publicat derogarea planificată, inclusiv prezentarea detaliată a motivelor pentru care a acordat derogarea, ţinând seama în mod corespunzător de protecţia informaţiilor sensibile din punct de vedere comercial, dacă este cazul.

Orice derogare evită modificările retroactive care afectează instalaţiile de producere ce beneficiază deja de dispecerizarea prioritară, în pofida oricărui acord între un stat membru și o instalaţie de producere pe bază voluntară.

Fără a aduce atingere articolelor 107, 108 și109 din TFUE, statele membre pot oferi stimulente instalaţiilor eligibile pentru dispecerizarea prioritară pentru a renunţa în mod voluntar la dispecerizarea prioritară.

(4) Fără a aduce atingere articolelor 107, 108 și 109 din TFUE, statele membre pot prevedea dispecerizarea prioritară a energiei electrice produse la instalaţiile de producere a energiei electrice care utilizează cogenerare de înaltă eficienţă, cu o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW.

(5) Pentru instalaţiile de producere a energiei electrice puse în funcţiune începând cu 1 ianuarie 2026, alineatul (2) litera (a) se aplică numai instalaţiilor de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile și care au o putere instalată de producere de energie electrică mai mică de 200 kW.

(6) Fără a aduce atingere contractelor încheiate înainte de 4 iulie 2019, instalaţiile de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile sau cogenerare de înaltă eficienţă, care au fost puse în funcţiune înainte de 4 iulie 2019 și, când au fost puse în funcţiune, făceau obiectul dispecerizării prioritare în temeiul articolului 15 alineatul (5) din Directiva 2012/27/UE sau în temeiul articolului 16 alineatul (2) din Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului ([11]), continuă să beneficieze de dispecerizare prioritară. Dispecerizarea prioritară nu se mai aplică acestor instalaţii de producere a energiei electrice de la data la care instalaţia de producere a energiei electrice suferă modificări semnificative, astfel cum se consideră a fi cazul cel puţin în situaţia în care este necesară încheierea unui nou contract de racordare sau crește capacitatea de producere a instalaţiei de producere a energiei electrice.

(7) Dispecerizarea prioritară nu pune în pericol funcţionarea sigură a sistemului electroenergetic, nu trebuie să fie utilizată ca justificare pentru restricţionarea capacităţilor interzonale dincolo de ceea ce este prevăzut la articolul 16 și se bazează pe criterii transparente și nediscriminatorii.

Articolul 13

Redispecerizarea

(1) Redispecerizarea producerii și redispecerizarea consumului dispecerizabil se bazează pe criterii obiective, transparente și nediscriminatorii. Acestea sunt deschise tuturor tehnologiilor de producere, tuturor serviciilor de stocare a energiei și de consum dispecerizabil, inclusiv operatorilor pieţei situaţi în alte state membre, cu excepţia cazului în care acest lucru nu este fezabil din punct de vedere tehnic.

([11]) 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).

▼B

(2) Resursele redispecerizate sunt selectate dintre instalaţiile de producere, serviciile de stocare a energiei sau consum dispecerizabil utilizând mecanisme de piaţă și sunt compensate financiar. Ofertele de energie de echilibrare utilizate pentru redispecerizare nu stabilesc preţul energiei de echilibrare.

(3) Redispecerizarea producerii, a stocării energiei și a consumului dispecerizabil care nu se bazează pe piaţă poate fi utilizată numai dacă:

(a) nu este disponibilă nicio alternativă bazată pe piaţă;

(b) au fost utilizate toate resursele disponibile bazate pe piaţă;

(c) numărul instalaţiilor de producere a energiei electrice, al instalaţiilor de stocare de energie sau al instalaţiilor de consum dispecerizabil disponibile este prea mic pentru a asigura o concurenţă efectivă în zona în care sunt situate instalaţii adecvate pentru furnizarea serviciului respectiv; sau

(d) situaţia actuală a reţelei conduce la congestie în mod periodic și previzibil, astfel încât redispecerizarea bazată pe piaţă ar duce la prezentarea periodică de oferte strategice, care ar crește nivelul congestiei interne, iar statul membru în cauză fie a adoptat un plan de acţiune pentru a aborda această congestie, fie se asigură că nivelul minim al capacităţii pentru comerţul interzonal este în conformitate cu articolul 16 alineatul (8).

(4) Operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuţie relevanţi transmit autorităţii de reglementare competente, cel puţin o dată pe an, un raport cu privire la:

(a) nivelul de dezvoltare și eficacitate al mecanismelor de redispecerizare bazate pe piaţă pentru instalaţiile de producere a energiei electrice, de stocare a energiei electrice și de consum dispecerizabil;

(b) motivele, volumele în MWh și tipurile de surse de producere care fac obiectul redispecerizării;

(c) măsurile luate pentru a reduce necesitatea redispecerizării descendente a instalaţiilor de producere care utilizează surse de energie regenerabile sau cogenerare de înaltă eficienţă în viitor, inclusiv investiţiile în digitalizarea infrastructurii reţelei și în serviciile care sporesc flexibilitatea.

Autoritatea de reglementare transmite raportul către ACER și publică un rezumat al datelor menţionate la primul paragraf literele (a), (b) și (c), precum și recomandări de îmbunătăţire, dacă este necesar.

(5) Sub rezerva cerinţelor referitoare la menţinerea fiabilităţii și a siguranţei reţelei, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii stabilite de autorităţile de reglementare, operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuţie:

▼B

(a) garantează capacitatea rețelelor de transport și a rețelelor de distribuție de a transporta energie electrică produsă din surse regenerabile sau prin cogenerare de înaltă eficiență cu un grad minim posibil de redispecerizare, fără ca acest lucru să îi împiedice să ia în calcul la planificarea rețelei un grad limitat de redispecerizare, atunci când operatorul de transport și de sistem sau operatorul de distribuție poate demonstra în mod transparent că acesta este mai eficient din punct de vedere economic și nu depășește 5 % din energia electrică produsă anual în instalații care utilizează surse regenerabile de energie și care sunt direct conectate la rețeaua lor respectivă, cu excepția unor dispoziții contrare prevăzute de un stat membru în care energia electrică din instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie sau energia electrică produsă prin cogenerare de înaltă eficiență reprezintă mai mult de 50 % din consumul anual final brut de energie electrică;

(b) iau măsuri operaționale adecvate legate de rețele și de piață pentru a reduce la minimum redispecerizarea descendentă a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie sau prin cogenerare de înaltă eficiență;

(c) se asigură că rețelele lor sunt suficient de flexibile, astfel încât să le poată gestiona.

(6) În cazul în care se utilizează redispecerizare descendentă care nu se bazează pe piață, se aplică următoarele principii:

(a) instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie fac obiectul redispecerizării descendente numai dacă nu există alte alternative sau numai dacă alte soluții ar conduce la costuri disproporționate semnificative sau la riscuri severe în ceea ce privește siguranța rețelei;

(b) energia electrică produsă în cadrul unui proces care utilizează cogenerare de înaltă eficiență face obiectul redispecerizării descendente numai dacă, în afară de redispecerizarea descendentă a instalațiilor de producere a energiei electrice care utilizează surse regenerabile de energie, nu există alte alternative sau numai dacă alte soluții ar conduce la costuri disproporționate sau la riscuri severe în ceea ce privește siguranța rețelei;

(c) energia electrică autoprodusă provenită de la instalații de producere care utilizează surse regenerabile de energie sau cogenerare de înaltă eficiență care nu este introdusă în rețeaua de transport sau de distribuție nu sunt supuse redispecerizării descendente decât dacă nicio altă soluție nu ar rezolva aspectele legate de siguranța rețelei;

(d) redispecerizarea descendentă în temeiul literelor (a), (b) și (c) trebuie să fie justificată temeinic și transparent. Justificarea se include în raportul prevăzut la alineatul (3).

(7) În cazul în care se face uz de redispecerizare care nu se bazează pe piață, aceasta face obiectul unei compensații financiare plătite de către operatorul de sistem care solicită redispecerizarea operatorului instalației de producere, al instalației de stocare a energiei sau al instalației de consum dispecerizabil care a făcut obiectul redispecerizării, cu excepția cazului în care producătorii acceptă un contract de racordare în temeiul căruia livrarea energiei nu este garantată în mod ferm. Această compensație financiară este cel puțin egală valoarea mai ridicată a următoarelor elemente sau cu o combinație a acestora, în cazul în care aplicarea doar a valorii mai ridicate ar duce la o compensație nejustificat de mică sau nejustificat de mare:

(a) costurile de exploatare suplimentare cauzate de redispecerizare, cum ar fi costuri suplimentare cu combustibilul în cazul redispecerizării ascendente, furnizarea de căldură de rezervă în cazul redispecerizării descendente instalațiilor de producere a energiei electrice care utilizează cogenerarea de înaltă eficiență;

▼B

(b) veniturile nete din vânzarea de energie electrică pe piaţa pentru ziua următoare pe care instalaţia de producere a energiei electrice, instalaţia de stocare a energiei sau instalaţia de consum dispecerizabil le-ar fi generat în absenţa solicitării de redispecerizare; în cazul în care se acordă sprijin financiar pentru instalaţiile de producere a energiei electrice, instalaţiile de stocare a energiei sau instalaţiile de consum dispecerizabil pe baza volumului de energie electrică produs sau consumat, sprijinul financiar care s-ar fi acordat în absenţa cererii de redispecerizare se consideră parte a veniturilor nete.

CAPITOLUL III

ACCESUL LA REȚEA ȘI GESTIONAREA CONGESTIILOR

SECŢIUNEA 1

Alocarea capacităţii

Articolul 14

Revizuirea zonelor de ofertare

(1) Statele membre iau toate măsurile corespunzătoare pentru abordarea congestiilor. Graniţele zonelor de ofertare se bazează pe congestiile structurale pe termen lung din reţeaua de transport. Zonele de ofertare nu conţin astfel de congestii structurale, cu excepţia cazului în care acestea nu au un impact asupra zonelor de ofertare învecinate sau, ca scutire temporară, impactul acestora asupra zonelor de ofertare învecinate este atenuat prin intermediul unor măsuri de remediere, iar respectivele congestii structurale nu conduc la reduceri ale capacităţii de tranzacţionare interzonale în conformitate cu cerinţele de la articolul 16. Configuraţia zonelor de ofertare din Uniune trebuie să fie concepută în așa fel încât să se maximizeze eficienţa economică și oportunităţile de tranzacţionare interzonale în conformitate cu articolul 16, menţinându-se în același timp siguranţa alimentării.

(2) Din trei în trei ani, ENTSO pentru energie electrică raportează cu privire la congestiile structurale și la alte congestii fizice majore între și în interiorul zonelor de ofertare, inclusiv locaţia și frecvenţa acestor congestii, în conformitate cu orientările privind alocarea capacităţilor și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Raportul respectiv cuprinde o evaluare a măsurii în care capacitatea pentru comerţul interzonal a atins traiectoria liniară în temeiul articolului 15 sau capacitatea minimă în temeiul articolului 16 din prezentul regulament.

(3) Pentru a se asigura o configurare optimă a zonelor de ofertare, se efectuează o revizuire a zonelor de ofertare. Această revizuire identifică toate congestiile structurale și include o analiză a diverselor configuraţii ale zonelor de ofertare în mod coordonat, cu implicarea părţilor interesate afectate din toate statele membre relevante, în conformitate cu orientările privind alocarea capacităţilor și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Zonele de ofertare actuale sunt evaluate în funcţie de capacitatea acestora de a crea un mediu de piaţă fiabil, inclusiv pentru producţia flexibilă și capacitatea de încărcare, care este esenţială pentru evitarea blocajelor reţelei, pentru echilibrarea cererii și ofertei de energie electrică și pentru asigurarea siguranţei pe termen lung a investiţiilor în infrastructura reţelei.

▼B

(4) În sensul prezentului articol și al articolului 15 din prezentul regulament, statele membre relevante, operatorii de transport și de sistem sau autoritățile de reglementare sunt statele membre, operatorii de transport și de sistem sau autoritățile de reglementare care participă la revizuirea configurației zonelor de ofertare și cele aflate în aceeași regiune de calcul al capacităților în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

(5) Până la 5 octombrie 2019, toți operatorii de transport și de sistem relevanți transmit o propunere de metodologie și ipoteze care urmează a fi utilizate în procesul de revizuire a zonelor de ofertare, precum și configurațiile alternative ale zonelor de ofertare care sunt avute în vedere, pentru a fi aprobate de către autoritățile de reglementare relevante. Autoritățile de reglementare relevante iau o decizie unanimă cu privire la propunere în termen de trei luni de la transmiterea propunerii. În cazul în care autoritățile de reglementare nu ajung la o decizie unanimă cu privire la propunere în acest interval de timp, ACER, într-un termen suplimentar de trei luni, decide referitor la metodologie și ipoteze, precum și referitor la configurațiile alternative ale zonelor de ofertare avute în vedere. Metodologia se bazează pe congestiile structurale care nu se preconizează a fi depășite în următorii trei ani, luând în considerare în mod corespunzător progresele tangibile înregistrate în privința proiectelor de dezvoltare a infrastructurii, a căror realizare se estimează a avea loc în următorii trei ani.

(6) Pe baza metodologiei și a ipotezelor aprobate în temeiul alineatului (5), operatorii de transport și de sistem care participă la revizuirea zonelor de ofertare transmit statelor membre relevante sau autorităților competente desemnate ale acestora o propunere comună de modificare sau de menținere a configurației zonelor de ofertare în termen de cel mult 12 luni de la aprobarea metodologiei și ipotezelor în temeiul alineatului (5). Alte state membre, părți contractante la Comunitatea Energiei sau alte țări terțe care împart aceeași zonă sincronă cu orice stat membru relevant pot transmite observații.

(7) În cazul în care congestia structurală a fost identificată în raport în temeiul alineatului (2) din prezentul articol sau în revizuirea zonei de ofertare în temeiul prezentului articol sau de unul sau mai mulți operatori de transport și de sistem în zonele de control ale acestora, într-un raport aprobat de autoritatea de reglementare competentă a statului membru care a identificat congestia structurală, în cooperare cu operatorii de transport și de sistem, decide, în termen de șase luni de la primirea raportului, fie să stabilească planurile de acțiune naționale sau multinaționale în temeiul articolul 15, fie să revizuiască și să modifice configurația zonei sale de ofertare. Deciziile respective se notifică imediat Comisiei și ACER.

(8) Pentru statele membre care au optat pentru modificarea configurației zonelor de ofertare în temeiul alineatului (7), statele membre relevante iau în unanimitate o decizie în termen de șase luni de la notificarea menționată la alineatul (7). Alte state membre pot transmite observații statelor membre în cauză, care ar trebui să țină seama de aceste observații atunci când iau decizia. Decizia se motivează și se notifică Comisiei și ACER. În cazul în care nu reușesc să ajungă la o decizie unanimă în termenul de șase luni, statele membre relevante notifică acest lucru imediat Comisiei. Ca o măsură de ultimă instanță, Comisia, după consultarea ACER, adoptă o decizie cu privire la modificarea sau menținerea configurației zonelor de ofertare între acele state membre și în cadrul acestora în termen de șase luni de la primirea acestei notificări.

▼B

(9) Statele membre și Comisia consultă părţile interesate relevante înainte de adoptarea unei decizii în temeiul prezentului articol.

(10) Orice decizie adoptată în temeiul prezentului articol precizează data de punere în aplicare a oricărei modificări. Data de punere în aplicare pune în balanţă necesitatea promptitudinii și consideraţiile de ordin practic, inclusiv tranzacţiile la termen cu energie electrică. Decizia poate stabili dispoziţii tranzitorii adecvate.

(11) În cazul în care se lansează alte revizuiri ale zonelor de ofertare în temeiul orientărilor privind alocarea capacităţilor și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, se aplică prezentul articol.

Articolul 15

Planuri de acţiune

(1) În urma adoptării unei decizi în temeiul articolului 14 alineatul (7), statul membre care a identificat congestia structurală elaborează un plan de acţiune în cooperare cu autoritatea de reglementare. Planul de acţiune respectiv conţine un calendar concret de adoptare a unor măsuri de reducere a congestiilor structurale identificate, în termen de patru ani de la adoptarea deciziei în temeiul articolului 14 alineatul (7).

(2) Fără a aduce atingere derogărilor acordate în temeiul articolului 16 alineatul (9) sau abaterilor acordate în temeiul articolului 16 alineatul (3), indiferent de progresul concret al planului de acţiune, statele membre asigură creșterea anuală a capacităţii pentru comerţul interzonal până la atingerea capacităţii minime prevăzute la articolul 16 alineatul (8). Respectiva capacitate minimă trebuie îndeplinită până la 31 decembrie 2025.

Respectivele creșteri anuale se realizează printr-o traiectorie liniară. Punctul de pornire al acestei traiectorii este fie capacitatea alocată la frontieră sau la un element critic de reţea în anul anterior adoptării planului de acţiune, fie capacitatea medie în ultimii trei ani înainte de adoptarea planului de acţiune, oricare este mai mare. Statele membre se asigură că, pe durata punerii în aplicare a planurilor lor de acţiune, capacitatea pusă la dispoziţie pentru comerţul interzonal în conformitate cu articolul 16 alineatul (8) este cel puţin egală cu valorile traiectoriei liniare, inclusiv prin utilizarea măsurilor de remediere în regiunea de calcul al capacităţilor.

(3) Costurile măsurilor de remediere necesare pentru a atinge traiectoria liniară menţionată la alineatul (2) sau pentru a pune la dispoziţie capacitate interzonală la frontierele sau la elementele critice de reţea vizate de planul de acţiune sunt suportate de către statul membru sau statele membre care pun în aplicare planul de acţiune.

(4) Anual, în timpul punerii în aplicare a planului de acţiune și în termen de șase luni de la expirarea acestuia, operatorii de transport și de sistem relevanţi evaluează dacă capacitatea transfrontalieră disponibilă a atins traiectoria liniară în ultimele 12 luni sau dacă, de la 1 ianuarie 2026, capacităţile minime prevăzute la articolul 16 alineatul (8) au fost atinse. Aceștia își transmit evaluările către ACER și către autorităţile de reglementare relevante. Înainte de elaborarea raportului, fiecare operator de transport și de sistem transmite spre aprobare autorităţii sale de reglementare contribuţia sa la raport, inclusiv toate datele relevante.

▼B

(5) Pentru statele membre pentru care evaluările menţionate la alineatul (4) demonstrează că un operator de transport și de sistem nu a respectat traiectoria liniară, statele membre relevante iau o decizie în unanimitate în termen de șase luni de la primirea raportului de evaluare menţionat la alineatul (4) cu privire la menţinerea sau modificarea configuraţiei zonei de ofertare între respectivele state membre și în cadrul acestora. La decizia lor, statele membre relevante ar trebui să ia în considerare orice observaţie transmisă de alte state membre. Decizia statelor membre relevante se motivează și se notifică Comisiei și ACER.

În cazul în care nu ajung la o decizie unanimă în termenul prevăzut la primul paragraf, statele membre relevante notifică acest lucru imediat Comisiei. În termen de șase luni de la primirea unei astfel de notificări, ca o măsură de ultimă instanţă și după consultarea ACER și a părţilor interesate relevante, Comisia adoptă o decizie de modificare sau de menţinere a configuraţiei zonelor de ofertare între statele membre respective și în cadrul acestora.

(6) Cu șase luni înainte de data expirării planului de acţiune, statul membru care a identificat congestia structurală decide dacă abordează congestiile rămase prin modificarea zonei sale de ofertare sau prin intermediul unor măsuri de remediere, ale căror costuri urmează să le acopere.

(7) În cazul în care nu s-a stabilit un plan de acţiune în termen de șase luni de la identificarea unei congestii structurale în temeiul articolului 14 alineatul (7), operatorii de transport și de sistem relevanţi, în termen de 12 luni de la identificarea congestiei structurale, evaluează dacă capacitatea transfrontalieră disponibilă a ajuns la capacităţile minime prevăzute la articolul 16 alineatul (8) în ultimele 12 luni și transmit un raport de evaluare autorităţilor de reglementare relevante și ACER.

Înainte de elaborarea raportului, fiecare operator de transport și de sistem transmite spre aprobare autorităţii sale de reglementare contribuţia sa la raport, inclusiv toate datele relevante. Procesul decizional stabilit la alineatul (5) din prezentul articol se aplică în cazul în care evaluarea demonstrează că un operator de transport și de sistem nu a respectat capacitatea minimă.

Articolul 16

Principii generale de alocare a capacităţii și de gestionare a congestiilor

(1) Problemele de congestie a reţelelor trebuie să fie abordate prin soluţii nediscriminatorii, bazate pe mecanismele pieţei, care să ofere semnale economice eficiente participanţilor la piaţă și operatorilor de transport și de sistem implicaţi. Problemele de congestie a reţelei se soluţionează cu ajutorul unor metode care nu se bazează pe tranzacţii, și anume metode care nu implică o selecţie între contractele diferiţilor participanţi la piaţă. Atunci când ia măsuri operaţionale pentru a se asigura că sistemul său de transport rămâne în starea normală, operatorul de transport și de sistem ţine seama de efectul măsurilor respective asupra zonelor de control învecinate și coordonează aceste măsuri cu alţi operatori de transport și de sistem afectaţi, astfel cum se prevede în Regulamentul (UE) 2015/1222.

▼B

(2) Procedurile de restricționare a tranzacțiilor se folosesc numai în situații de urgență, și anume în cazul în care operatorul de transport și de sistem trebuie să acționeze rapid și în care nu este posibilă livrarea din altă sursă sau comercializarea în contrapartidă. Orice procedură de acest tip se aplică în mod nediscriminatoriu. Cu excepția situațiilor de forță majoră, participanții la piață cărora li s-a alocat capacitate primesc compensație pentru orice astfel de restricționare.

(3) Centrele de coordonare regionale efectuează calculul coordonat al capacităților în conformitate cu alineatele (4) și (8) din prezentul articol, astfel cum se prevede la articolul 37 alineatul (1) litera (a) și la articolul 42 alineatul (1).

Centrele de coordonare regionale calculează capacitățile interzonale respectând limitele de siguranță în funcționare, utilizând date de la operatorii de transport și de sistem, inclusiv date cu privire la disponibilitatea tehnică a măsurilor de remediere, fără a include întreruperea consumului. Dacă centrele de coordonare regionale concluzionează că acțiunile de remediere disponibile în regiunea de calcul al capacităților sau între regiunile de calcul al capacităților nu sunt suficiente pentru a atinge traiectoria liniară în temeiul articolului 15 alineatul (2) sau capacitățile minime prevăzute la alineatul (8) din prezentul articol, respectând în același timp limitele de siguranță în funcționare, acestea pot, în ultimă instanță, să stabilească acțiuni coordonate de reducere în consecință a capacităților interzonale. Operatorii de transport și de sistem se pot abate de la acțiunile coordonate în ceea ce privește calculul coordonat al capacităților și analiza coordonată a siguranței numai în conformitate cu articolul 42 alineatul (2).

La trei luni după punerea în funcțiune a centrelor de coordonare regionale în temeiul articolului 35 alineatul (2) din prezentul regulament și, ulterior, din trei în trei luni, centrele de coordonare regionale transmit un raport autorităților de reglementare relevante și ACER cu privire la eventualele reduceri de capacitate sau eventualele abateri de la acțiunile coordonate în temeiul celui de-al doilea paragraf și evaluează incidența și fac recomandări, după caz, cu privire la modul în care se pot evita astfel de abateri în viitor. În cazul în care ajunge la concluzia că nu sunt îndeplinite condițiile prealabile pentru o abatere în temeiul prezentului alineat sau că acestea sunt de natură structurală, ACER prezintă un aviz autorităților de reglementare relevante și Comisiei. Autoritățile de reglementare competente iau măsurile corespunzătoare împotriva operatorilor de transport și de sistem sau a centrelor de coordonare regionale în temeiul articolului 59 sau 62 din Directiva (UE) 2019/944, dacă nu au fost îndeplinite condițiile prealabile pentru o abatere în temeiul prezentului alineat.

Abaterile de natură structurală sunt abordate într-un plan de acțiune menționat la articolul 14 alineatul (7) sau într-o actualizare a unui plan de acțiune existent.

(4) Participanții la piață trebuie să respecte nivelul maxim de capacitate al interconectărilor și al rețelelor de transport afectate de capacitatea transfrontalieră în conformitate cu standardele de siguranță pentru exploatarea sigură a rețelei. Comercializarea în contrapartidă și redispecerizarea, inclusiv redispecerizarea transfrontalieră, se utilizează pentru a maximiza capacitățile disponibile pentru a atinge capacitatea minimă prevăzută la alineatul (8). Se aplică o procedură coordonată și nediscriminatorie pentru acțiunile de remediere transfrontaliere pentru a permite această maximizare, în urma punerii în aplicare a unei metodologii de partajare a costurilor pentru comercializarea în contrapartidă și redispecerizare.

▼B

(5) Capacitatea se alocă prin licitaţii explicite de capacitate sau prin licitaţii implicite, care includ atât capacitate, cât și energie. Ambele metode pot coexista pentru aceeași interconectare. Pentru tranzacţiile intrazilnice se utilizează tranzacţionarea continuă, care poate fi suplimentată prin licitaţii.

(6) În caz de congestie, sunt declarate câștigătoare ofertele cu cea mai mare valoare valabile pentru capacitatea reţelei, indiferent că sunt formulate implicit sau explicit și care oferă cea mai mare valoare pentru capacitatea de transport limitată într-un interval de timp dat. Cu excepţia cazului capacităţilor de interconexiune noi care beneficiază de o derogare în temeiul articolului 7 din Regulamentul (CE) nr. 1228/2003, al articolului 17 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau de o scutire în temeiul articolului 63 din prezentul regulament, se interzice stabilirea unor preţuri de rezervă în metodele de alocare a capacităţii.

(7) Capacitatea trebuie să poată fi tranzacţionată liber pe piaţa secundară, cu condiţia ca operatorul de transport și de sistem să fie informat cu suficient timp înainte. Atunci când un operator de transport și de sistem refuză un schimb (o tranzacţie) secundar(ă), acest fapt trebuie comunicat și explicat în mod clar și transparent de către respectivul operator de transport și de sistem tuturor participanţilor la piaţă și notificat autorităţii de reglementare.

(8) Operatorii de transport și de sistem nu limitează volumul capacităţii de interconectare care urmează a fi pusă la dispoziţia participanţilor la piaţă pentru a rezolva o congestie în interiorul propriei lor zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacţiile interne ale zonelor de ofertare. Fără a aduce atingere aplicării derogărilor prevăzute la alineatele (3) și (9) din prezentul articol și aplicării articolul 15 alineatul (2), se consideră că prezentul alineat este respectat, cu condiţia să fie atinse următoarele niveluri minime ale capacităţii disponibile pentru comerţul interzonal:

(a) pentru frontierele care folosesc o abordare bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, capacitatea minimă este de 70 % din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranţă în funcţionare după scăderea contingenţelor, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităţilor și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;

(b) pentru frontierele care utilizează o metodă bazată pe flux, capacitatea minimă este o marjă stabilită în procedura de calcul al capacităţii, disponibilă pentru fluxurile induse de schimburile interzonale. Marja menţionată este de 70 % din capacitatea care respectă limitele de siguranţă în funcţionare ale elementelor critice de reţea interne și interzonale, ţinând seama de contingenţe, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităţilor și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolul 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

Procentul total de 30 % poate fi utilizat pentru marjele de fiabilitate, fluxurile în buclă și fluxurile interne ale fiecărui element critic de reţea.

(9) La cererea operatorilor de transport și de sistem dintr-o regiune de calcul al capacităţilor, autorităţile de reglementare relevante pot acorda o derogare de la alineatul (8), pentru motive previzibile, în cazul în care este necesară pentru menţinerea siguranţei în funcţionare. Astfel de derogări, care nu vizează restricţionarea capacităţilor deja alocate în temeiul alineatului (2), se acordă pentru durate de câte maximum un an sau,

▼B

dacă amploarea derogării se diminuează semnificativ după primul an, pentru maximum doi ani. Amploarea unor astfel de derogări este limitată strict la ceea ce este necesar pentru menţinerea siguranţei în funcţionare și evită discriminarea între schimburile interne și interzonale.

Înainte de acordarea unei derogări, autoritatea de reglementare competentă consultă autorităţile de reglementare din alte state membre care fac parte din regiunea de calcul al capacităţilor afectată. În cazul în care o autoritate de reglementare nu este de acord cu derogarea propusă, ACER decide dacă derogarea ar trebui să fie acordată în temeiul articolului 6 alineatul (10) litera (a) din Regulamentul (UE) 2019/942. Justificarea și motivele care stau la baza derogării se publică.

În cazul în care se acordă o derogare, operatorii de transport și de sistem relevanţi elaborează și publică o metodologie și proiecte care să ofere o soluţie pe termen lung la problema pe care vizează să o remedieze derogarea. Derogarea expiră la împlinirea duratei derogării sau odată ce soluţia identificată este aplicată, în funcţie de care dintre aceste date survine prima.

(10) Participanţii la piaţă informează operatorii de transport și de sistem vizaţi, cu suficient timp înainte de perioada de funcţionare relevantă, cu privire la intenţia lor de a folosi capacitatea alocată. Orice capacitate alocată care nu este utilizată este pusă din nou la dispoziţie pe piaţă, în conformitate cu o procedură deschisă, transparentă și nediscriminatorie.

(11) Operatorii de transport și de sistem, în măsura posibilităţilor tehnice, compensează solicitările de capacitate ale oricărui flux de energie electrică în direcţia opusă pe linia de interconectare congestionată, pentru a utiliza această linie la capacitatea maximă. Luându-se în considerare pe deplin asigurarea siguranţei reţelei, tranzacţiile care diminuează congestia nu sunt refuzate.

(12) Consecinţele financiare ale neîndeplinirii obligaţiilor asociate cu alocarea capacităţilor revin operatorilor de transport și de sistem sau OPEED răspunzători pentru această neîndeplinire. Atunci când participanţii la piaţă nu utilizează capacităţile pe care s-au angajat să le utilizeze sau, în cazul capacităţilor care au făcut obiectul unei licitaţii explicite, nu realizează tranzacţii de capacitate pe piaţa secundară sau nu restituie capacităţile în timp util, respectivii participanţi la piaţă pierd dreptul de utilizare a acestor capacităţi și plătesc o penalitate care reflectă costurile induse de această situaţie. Toate penalităţile care reflectă costurile pentru neutilizarea capacităţilor trebuie să fie justificate și proporţionale. În cazul în care un operator de transport și de sistem nu își respectă obligaţiile de a furniza ferm capacitate de transport, acesta este responsabil de compensarea participantului la piaţă pentru pierderea dreptului de a utiliza capacităţile. Prejudiciile indirecte nu se iau în considerare în acest scop. Conceptele și metodele de bază care permit stabilirea responsabilităţilor în caz de neîndeplinire a obligaţiilor sunt definite în prealabil în ceea ce privește consecinţele financiare și sunt supuse evaluării de către autoritatea de reglementare relevantă.

(13) La alocarea costurilor măsurilor de remediere între operatorii de transport și de sistem, autorităţile de reglementare analizează în ce măsură fluxurile rezultate din tranzacţiile interne ale zonelor de ofertare contribuie la congestia constatată dintre două zone de ofertare și alocă costurile în funcţie de respectiva contribuţie la congestie operatorilor de transport și de sistem din zonele de ofertare

▼B

răspunzători pentru crearea unor astfel de fluxuri, cu excepţia costurilor generate de fluxurile rezultate din tranzacţii interne ale zonelor de ofertare care sunt sub nivelul preconizat fără congestie structurală într-o zonă de ofertare.

Acest nivel este analizat și definit în comun de către toţi operatorii de transport și de sistem dintr-o regiune de calcul al capacităţilor pentru fiecare frontieră individuală a zonei de ofertare și este supus aprobării tuturor autorităţilor de reglementare din regiunea de calcul al capacităţilor.

Articolul 17

Alocarea capacităţii interzonale de la un interval de timp la altul

(1) Operatorii de transport și de sistem recalculează capacitatea interzonală disponibilă cel puţin după ora de închidere a porţii pieţei pentru ziua următoare și a pieţei intrazilnice interzonale. Operatorii de transport și de sistem alocă capacitatea interzonală disponibilă plus restul de capacitate interzonală care nu a fost alocată în prealabil, precum și orice capacitate interzonală eliberată de către deţinătorii de drepturi fizice de transport din alocările anterioare în cadrul următorului proces de alocare a capacităţii interzonale.

(2) Operatorii de transport și de sistem propun o structură adecvată de alocare a capacităţii interzonale de la un interval de timp la altul, inclusiv pentru cele de tipul pentru ziua următoare, intrazilnic și de echilibrare. Această structură de alocare este evaluată de către autorităţile de reglementare relevante. La elaborarea propunerii lor, operatorii de transport și de sistem ţin seama de:

(a) caracteristicile pieţelor;

(b) condiţiile operaţionale ale sistemului electroenergetic, precum consecinţele soldării operaţiunilor programate ferm;

(c) gradul de armonizare a procentelor alocate unor diferite intervale de timp și a intervalelor de timp adoptate pentru diferitele mecanisme de alocare a capacităţilor interzonale care sunt deja în vigoare.

(3) În cazul în care capacitatea interzonală este disponibilă după ora de închidere a porţii pieţei intrazilnice interzonale, operatorii de transport și de sistem utilizează capacitatea interzonală pentru schimbul de energie de echilibrare sau pentru operarea procesului de compensare a dezechilibrelor.

(4) În cazul în care este alocată capacitate interzonală pentru schimbul de capacitate de echilibrare sau pentru partajarea rezervelor în temeiul articolului 6 alineatul (8) din prezentul regulament, operatorii de transport și de sistem utilizează metodologiile elaborate în orientările privind echilibrarea sistemului de energie electrică adoptate în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

(5) Operatorii de transport și de sistem nu măresc marja de fiabilitate calculată în temeiul Regulamentului (UE) 2015/1222 în urma schimbului de capacitate de echilibrare sau a utilizării în comun a rezervelor.

▼B

SECȚIUNEA 2

Tarifele de rețea și veniturile din congestii

Articolul 18

Tarifele de acces la rețele, de utilizare a rețelelor și de întărire a rețelelor

(1) Tarifele aplicate de operatorii de rețea pentru accesul la rețele, inclusiv tarifele pentru racordarea la rețele, tarifele pentru utilizarea rețelelor și, acolo unde este cazul, tarifele pentru întăririle corelate ale rețelei reflectă costurile, sunt transparente, iau în considerare necesitatea de a garanta siguranța rețelei și flexibilitatea și reflectă costurile reale suportate, în măsura în care acestea corespund costurilor unui operator de rețea eficient și comparabil din punct de vedere structural și se aplică în mod nediscriminatoriu. Tarifele respective nu includ costurile necorelate care sprijină obiective de politică necorelate.

Fără a aduce atingere articolului 15 alineatele (1) și (6) din Directiva 2012/27/UE și criteriilor din anexa XI la directiva menționată, metoda utilizată pentru calculul tarifelor de rețea sprijină în mod neutru eficiența generală a sistemului pe termen lung prin semnale de preț pentru clienți și producători și în special se aplică într-un mod care nu discriminează nici pozitiv, nici negativ între producerea conectată la nivelul de distribuție și producerea conectată la nivelul de transport. Tarifele de rețea nu discriminează nici pozitiv, nici negativ împotriva stocării energiei sau împotriva agregării și nu descurajează producția proprie, autoconsumul sau participarea la consumul dispecerizabil. Fără a aduce atingere alineatului (3) din prezentul articol, tarifele respective nu se calculează în funcție de distanță.

▼M2

(2) Metodologiile de calculare a tarifelor:

(a) reflectă costurile fixe ale operatorilor de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție și iau în considerare atât cheltuielile de capital, cât și cheltuielile operaționale, pentru a oferi stimulente adecvate operatorilor de transport și de sistem și operatorilor de distribuție, atât pe termen scurt, cât și pe termen lung, inclusiv investiții anticipative, cu scopul de a spori eficiența, inclusiv eficiența energetică;

(b) încurajează integrarea pieței, integrarea energiei din surse regenerabile și securitatea aprovizionării;

(c) sprijină utilizarea serviciilor de flexibilitate și permit utilizarea racordărilor flexibile;

(d) promovează investiții eficiente și în timp util, inclusiv soluții de optimizare a rețelei existente;

(e) facilitează stocarea energiei, răspunsul părții de consum și activitățile de cercetare conexe;

(f) contribuie la realizarea obiectivelor stabilite în planurile naționale integrate privind energia și clima, reduc impactul asupra mediului și promovează acceptarea de către public; și

▼M2

(g) facilitează inovarea în interesul consumatorilor în domenii precum digitalizarea, serviciile de flexibilitate și interconectarea, în special pentru a dezvolta infrastructura necesară pentru a atinge obiectivul minim de interconectare a rețelelor electrice pentru 2030 prevăzut la articolul 4 litera (d) punctul 1 din Regulamentul (UE) 2018/1999.

(3) După caz, nivelul tarifelor aplicate producătorilor sau clienţilor finali sau atât producătorilor, cât și clienţilor finali oferă semnale de localizare pentru investiţii la nivelul Uniunii, cum ar fi stimulente prin intermediul structurii tarifare pentru a reduce costurile de redispecerizare și de consolidare a rețelei electrice și ia în considerare pierderile din rețea și congestiile provocate, precum și costurile investiţiilor în infrastructură.

▼B

(4) La stabilirea tarifelor de acces la rețea, se iau în considerare următoarele elemente:

(a) plăţile și încasările care rezultă din mecanismul de compensare între operatorii de transport și de sistem;

(b) plăţile efectiv realizate și primite, precum și plăţile scontate pentru perioadele viitoare, estimate pe baza perioadelor anterioare.

(5) Stabilirea tarifelor de acces la rețea în temeiul prezentului articol nu aduce atingere tarifelor care rezultă din gestionarea congestiilor menţionată la articolul 16.

(6) Nu se aplică tarife de rețea specifice la tranzacţiile individuale pentru tranzacţionarea interzonală de energie electrică.

(7) Tarifele de distribuţie reflectă costurile, ţinând seama de utilizarea rețelei de distribuţie de către utilizatorii sistemului, inclusiv clienţii activi. Tarifele de distribuţie pot cuprinde elemente legate de capacitatea de racordare la rețea și pot fi diferenţiate în funcţie de profilurile de consum sau de producere ale utilizatorilor sistemului. În cazul în care statele membre au pus în aplicare introducerea sistemelor de contorizare inteligentă, autorităţile de reglementare iau în considerare tarife de rețea diferenţiate pe paliere orare, atunci când stabilesc sau aprobă tarifele de transport și tarifele de distribuţie sau metodologiile în conformitate cu articolul 59 din Directiva (UE) 2019/944 și, după caz, pot fi introduse tarife de rețea diferenţiate pe paliere orare pentru a reflecta utilizarea rețelei, într-un mod transparent, eficient din punctul de vedere al costurilor și previzibil pentru clientul final.

▼M2

(8) Metodologiile de stabilire a tarifelor de transport și de distribuţie stimulează operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuţie să-și exploateze și să-și dezvolte rețelele în cel mai eficient mod din punct de vedere al costurilor, inclusiv prin achiziţionarea de servicii. În acest scop, autorităţile de reglementare recunosc costurile relevante ca fiind eligibile, inclusiv costurile legate de investiţiile anticipative, și includ aceste costuri în tarifele de transport și de distribuţie și, după caz, introduc obiective de performanţă pentru a stimula operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuţie să sporească eficienţa generală a sistemului în rețelele lor, inclusiv prin eficienţă energetică, utilizarea serviciilor de flexibilitate și dezvoltarea rețelelor inteligente și a sistemelor de contorizare inteligentă.

▼B

(9) Până la 5 octombrie 2019, pentru a reduce riscul de fragmentare a pieţei, ACER prezintă un raport asupra bunelor practici privind metodologiile tarifelor de transport și de distribuţie, ţinând seama de specificul naţional. Raportul respectiv asupra bunelor practici vizează cel puţin următoarele:

(a) raportul tarifelor aplicate producătorilor și al tarifelor aplicate clienţilor finali;

(b) costurile care trebuie recuperate prin tarife;

(c) tarifele de reţea diferenţiate pe paliere orare;

(d) semnalele de localizare;

(e) relaţia dintre tarifele de transport și tarifele de distribuţie;

▼M2

(f) metodele, care urmează să fie stabilite după consultarea părţilor interesate relevante, pentru a asigura transparenţa în ceea ce privește stabilirea și structura tarifelor, inclusiv investiţiile anticipative, care sunt în conformitate cu obiectivele energetice naţionale și ale Uniunii relevante și ţinând seama de zonele pretabile accelerării proiectelor, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu Directiva (UE) 2018/2001;

▼B

(g) grupurile de utilizatori ai reţelei vizaţi de tarife, inclusiv, după caz, caracteristicile grupurilor respective, formele de consum și scutirile tarifare;

(h) pierderile în reţelele de înaltă, medie și joasă tensiune;

▼M2

(i) stimulentele pentru investiţii eficiente în reţele, inclusiv resursele care oferă flexibilitate și acordurile flexibile de racordare.

▼B

ACER actualizează raportul asupra bunelor practici cel puţin o dată la doi ani.

(10) Autorităţile de reglementare ţin seama în mod corespunzător de raportul asupra bunelor practici atunci când stabilesc sau aprobă tarifele de transport și tarifele de distribuţie sau metodologiile acestora în conformitate cu articolul 59 din Directiva (UE) 2019/944.

Articolul 19

Veniturile din congestii

(1) Procedurile de gestionare a congestiilor asociate cu un interval de timp prestabilit pot genera venituri doar în cazul în care se produce o congestie în respectivul interval de timp, cu excepţia cazului unor capacităţi de interconexiune noi care beneficiază de o scutire în temeiul articolului 63 din prezentul regulament, sau o derogare în temeiul articolului 17 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 sau al articolului 7 din Regulamentul (CE) nr. 1228/2003. Procedura de distribuire a acestor venituri este supusă evaluării autorităţilor de reglementare și nu denaturează procesul de alocare în favoarea niciunei părţi care solicită capacităţi sau energie și nici nu constituie un factor de descurajare pentru reducerea congestiei.

▼M2

(2) La alocarea veniturilor care decurg din alocarea capacității interzonale au prioritate următoarele obiective:

(a) garantarea disponibilității reale a capacității alocate, inclusiv compensarea pentru fermitate;

(b) menținerea sau creșterea capacităților interzonale prin optimizarea utilizării interconexiunilor existente cu ajutorul unor măsuri coordonate de remediere, dacă este cazul, sau acoperirea costurilor generate de investițiile în rețea relevante pentru reducerea congestionării la nivelul interconexiunilor; sau

(c) compensarea operatorilor de centrale offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile dintr-o zonă de ofertare offshore racordați direct la două sau mai multe zone de ofertare în care accesul la piețele interconectate a fost redus astfel încât operatorul de centrală offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile nu este în măsură să își exporte capacitatea de producție de energie electrică pe piață și, după caz, are loc o scădere corespunzătoare a prețurilor în zona de ofertare offshore, în comparație cu cele în absența reducerilor de capacitate.

Compensarea menționată la litera (c) de la primul paragraf se aplică în cazul în care, în rezultatele validate ale calculului capacităților, unul sau mai mulți operatori de transport și de sistem fie nu au pus la dispoziție capacitatea convenită în acordurile de racordare pe interconexiune, fie nu au pus la dispoziție capacitatea pe elementele critice ale rețelei în temeiul normelor de calcul al capacităților prevăzute la articolul 16 alineatul (8), sau niciuna. Operatorii de transport și de sistem care sunt responsabili pentru reducerea accesului la piețele interconectate sunt responsabili pentru compensarea operatorilor de centrale offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile. Anual, această compensare nu depășește venitul total din congestii generat de interconexiunile dintre zonele de ofertare în cauză.

▼B

(3) În cazul în care obiectivele legate de prioritățile stabilite la alineatul (2) au fost îndeplinite în mod adecvat, veniturile pot fi utilizate ca venituri care trebuie luate în considerare de autoritățile de reglementare atunci când aprobă metodologia de calculare a tarifelor de rețea sau când stabilesc tarifele de rețea, sau în ambele cazuri. Veniturile reziduale sunt plasate într-un cont intern separat până în momentul în care pot fi cheltuite în scopurile prevăzute la alineatul (2).

(4) Utilizarea veniturilor în conformitate cu alineatul (2) litera (a) sau (b) face obiectul unei metodologii propuse de operatorii de transport și de sistem, după consultarea autorităților de reglementare și a părților interesate relevante, și după aprobarea de către ACER. Operatorii de transport și de sistem prezintă ACER metodologia propusă până la 5 iulie 2020, iar ACER decide cu privire la metodologia propusă în termen de șase luni de la primirea acesteia.

ACER poate solicita operatorilor de transport și de sistem să modifice sau să actualizeze metodologia menționată la primul paragraf. ACER decide cu privire la metodologia actualizată în termen de cel mult șase luni de la transmiterea acesteia.

▼B

Metodologia prevede cel puţin condiţiile în care veniturile pot fi folosite pentru scopurile prevăzute la alineatul (2), condiţiile în care veniturile respective pot fi plasate într-un cont intern separat pentru o utilizare viitoare în aceste scopuri, și durata posibilă a plasării într-un astfel de cont separat.

(5) Operatorii de transport și de sistem stabilesc în mod clar, în avans, modul în care vor fi utilizate veniturile din congestii și raportează autorităţilor de reglementare cu privire la modul în care au fost utilizate efectiv veniturile respective. Până la data de 1 martie a fiecărui an, autorităţile de reglementare informează ACER și publică un raport în care indică:

(a) suma veniturilor colectate pentru perioada de 12 luni care se încheie la data de 31 decembrie a anului anterior;

(b) modul în care au fost utilizate veniturile respective, în temeiul alineatului (2), incluzând proiectele specifice pentru care au fost utilizate veniturile, precum și suma plasată într-un cont separat;

(c) suma care a fost utilizată la calcularea tarifelor de reţea; și

(d) verificarea faptului că suma menţionată la litera (c) este în conformitate cu prezentul regulament și cu metodologia elaborată în temeiul alineatelor (3) și (4).

Dacă o parte din veniturile din congestii sunt utilizate la calcularea tarifelor de reţea, raportul prezintă modul în care operatorii de transport și de sistem au îndeplinit obiectivele prioritare prevăzute la alineatul (2), după caz.

▼M2

CAPITOLUL IIIa

STIMULENTE SPECIFICE PENTRU INVESTIŢII, ÎN VEDEREA ATINGERII OBIECTIVELOR DE DECARBONIZARE ALE UNIUNII

Articolul 19a

Contractele de achiziţie de energie electrică

(1) Fără a aduce atingere Directivei (UE) 2018/2001, statele membre promovează utilizarea contractelor de achiziţie de energie electrică, inclusiv prin eliminarea obstacolelor nejustificate și a procedurilor sau tarifelor disproporţionate sau discriminatorii, în vederea asigurării previzibilităţii preţurilor și a atingerii obiectivelor stabilite în planurile lor naţionale integrate privind energia și clima în ceea ce privește dimensiunea de decarbonizare menţionată la articolul 4 litera (a) din Regulamentul (UE) 2018/1999, inclusiv în ceea ce privește energia din surse regenerabile, menţinând în același timp competitivitatea și lichiditatea pieţelor energiei electrice și comerţul transfrontalier.

(2) Atunci când efectuează revizuirea prezentului regulament în conformitate cu articolul 69 alineatul (2), Comisia, după consultarea părţilor interesate relevante, evaluează potenţialul și viabilitatea uneia sau mai multor platforme de piaţă ale Uniunii pentru contracte de achiziţie de energie electrică, care urmează să fie utilizate în mod voluntar, inclusiv interacţiunea respectivelor platforme potenţiale cu

▼M2

alte platforme existente pe piaţa energiei electrice și punerea în comun a cererii de contracte de achiziţie de energie electrică prin agregare.

(3) Statele membre se asigură, în mod coordonat, că există instrumente precum sistemele de garantare la preţurile pieţei, menite să reducă riscurile financiare asociate incapacităţii de plată a beneficiarului în cadrul contractelor de achiziţie de energie electrică, care sunt accesibile clienţilor care se confruntă cu obstacole la intrarea pe piaţa de contracte de achiziţie de energie electrică și care nu au dificultăţi financiare. Astfel de instrumente pot include, printre altele, scheme de garantare sprijinite de stat la preţurile pieţei, garanţii private sau mecanisme de punere în comun a cererii de contracte de achiziţie de energie electrică, în conformitate cu actele legislative relevante ale Uniunii. În acest scop, statele membre asigură o coordonare adecvată, inclusiv cu mecanismele relevante de la nivelul Uniunii. Statele membre pot stabili categoriile de clienţi care sunt vizate de respectivele instrumente, aplicând criterii nediscriminatorii între categoriile de clienţi și în cadrul acestora.

(4) Fără a aduce atingere articolelor 107 și 108 din TFUE, în cazul în care o schemă de garantare a contractelor de achiziţie de energie electrică este susţinută de statul membru, aceasta include dispoziţii pentru a evita scăderea lichidităţii pe pieţele energiei electrice și nu oferă sprijin pentru achiziţionarea de energie electrică produsă pe bază de combustibili fosili. Statele membre pot decide să limiteze aceste scheme de garantare la sprijinul exclusiv pentru achiziţionarea de energie electrică produsă de noi instalaţii din surse regenerabile, în conformitate cu politicile de decarbonizare ale statelor membre, inclusiv, în special, în cazul în care piaţa de contracte de achiziţie de energie electrică din surse regenerabile în sensul definiţiei de la articolul 2 punctul 17 din Directiva (UE) 2018/2001 nu este dezvoltată suficient.

(5) Schemele de sprijin pentru energia electrică din surse regenerabile permit participarea proiectelor care rezervă o parte din energia electrică spre vânzare prin intermediul unui contract de achiziţie de energie electrică din surse regenerabile sau al altor acorduri bazate pe piaţă, cu condiţia ca această participare să nu afecteze în mod negativ concurenţa pe piaţă, în special în cazul în care cele două părţi implicate în contractul respectiv de achiziţie de energie electrică sunt controlate de aceeași entitate.

(6) La conceperea schemelor de sprijin menţionate la alineatul (5), statele membre depun eforturi pentru a utiliza criterii de evaluare pentru a stimula ofertanţii să faciliteze accesul clienţilor care se confruntă cu obstacole la intrarea pe piaţa de contracte de achiziţie de energie electrică, cu condiţia ca acest lucru să nu afecteze în mod negativ concurenţa pe piaţă.

(7) Contractele de achiziţie de energie electrică precizează zona de ofertare de livrare și responsabilitatea pentru asigurarea drepturilor de transport interzonal în cazul unei modificări a zonei de ofertare în conformitate cu articolul 14.

(8) Contractele de achiziţie de energie electrică precizează clauzele și condiţiile conform cărora clienţii și producătorii se pot retrage din contractele de achiziţie de energie electrică -uri, cum ar fi taxele de retragere și perioadele de preaviz aplicabile, în conformitate cu dreptul Uniunii în materie de concurenţă.

(9) Atunci când elaborează măsuri care afectează în mod direct contractele de achiziţie de energie electrică, statele membre respectă eventualele așteptări legitime și să ţină seama de efectele acestor măsuri asupra contractelor de achiziţie de energie electrică existente și viitoare.

(10) Până la 31 ianuarie 2026 și ulterior la fiecare doi ani, Comisia evaluează dacă obstacolele persistă și dacă pe pieţele de contracte de achiziţie de energie electrică există suficientă transparenţă. Comisia poate elabora orientări specifice privind eliminarea barierelor de pe pieţele de contracte de achiziţie de energie electrică, inclusiv a procedurilor sau a taxelor disproporţionate sau discriminatorii.

▼M2

Articolul 19b

Modele voluntare de contracte de achiziție de energie electrică și monitorizarea contractelor de achiziție de energie electrică

(1) ACER publică o evaluare anuală privind piața de contracte de achiziție de energie electrică la nivelul Uniunii și al statelor membre, ca parte a raportului său anual publicat în temeiul articolului 15 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/942.

(2) Până la 17 octombrie 2024, ACER evaluează, în strânsă coordonare cu instituțiile și părțile interesate relevante, necesitatea de a elabora și de a emite modele voluntare de contracte de achiziție de energie electrică, adaptate la nevoile diferitelor categorii de contrapărți.

În cazul în care evaluarea concluzionează că este necesar să se elaboreze și să se emită astfel de modele voluntare de contracte de achiziție de energie electrică, ACER, împreună cu OPEED-urile și după consultarea părților interesate relevante, elaborează astfel de modele, ținând seama de următoarele:

(a) utilizarea acestor modele de contracte este voluntară pentru părțile contractante;

(b) printre altele, modelele de contracte:

(i) oferă o varietate de durate ale contractului;

(ii) oferă o varietate de formule de preț;

(iii) iau în considerare profilul de sarcină al beneficiarului și profilul de producere al producătorului.

Articolul 19c

Măsuri la nivelul Uniunii pentru a contribui la atingerea ponderii suplimentare a energiei din surse regenerabile

Comisia evaluează dacă măsurile de la nivelul Uniunii pot contribui la realizarea eforturilor colective ale statelor membre privind o pondere suplimentară de 2,5 % a energiei din surse regenerabile în consumul final brut de energie al Uniunii în 2030 în temeiul Directivei (UE) 2018/2001, care completează măsurile naționale. Comisia analizează posibilitatea de a utiliza mecanismul Uniunii de finanțare a energiei din surse regenerabile instituit în temeiul articolului 33 din Regulamentul (UE) 2018/1999 pentru a organiza licitații la nivelul Uniunii privind energia din surse regenerabile, în conformitate cu cadrul de reglementare relevant.

Articolul 19d

Schemele de sprijinire directă a prețurilor sub formă de contracte bidirecționale pentru diferență pentru investiții

(1) Schemele de sprijinire directă a prețurilor pentru investiții în noi instalații de producere a energiei electrice pentru producerea de energie electrică din sursele enumerate la alineatul (4) iau forma unor contracte bidirecționale pentru diferență sau a unor scheme echivalente cu aceleași efecte.

Primul paragraf se aplică contractelor care fac obiectul schemelor de sprijinire directă a prețurilor pentru investiții în noi instalații încheiate la 17 iulie 2027 sau ulterior acestei date, ori în cazul centralelor offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile conectate la proiecte hibride offshore conectate la două sau mai multe zone de ofertare, încheiate la 17 iulie 2029 sau ulterior acestei date.

▼M2

Participanții la piață iau parte pe bază voluntară la schemele de sprijinire directă a prețurilor sub formă de contracte bidirecționale pentru diferență sau la scheme echivalente cu aceleași efecte.

(2) Toate schemele de sprijinire directă a prețurilor sub formă de contracte bidirecționale pentru diferență și schemele echivalente cu aceleași efecte sunt concepute astfel încât:

(a) să mențină stimulentele pentru ca instalația de producere a energiei electrice să funcționeze și să participe în mod eficient pe piețele energiei electrice, în special pentru a reflecta circumstanțele pieței;

(b) să prevină orice efect de denaturare al schemei de sprijin asupra deciziilor de exploatare, de dispecerizare și de întreținere ale instalației de producere a energiei electrice sau asupra comportamentului de ofertare pe piața pentru ziua următoare, pe piața intrazilnică, pe piața serviciilor auxiliare și pe piața de echilibrare;

(c) să se asigure că nivelurile de protecție a remunerației minime și de limitare a remunerației în exces sunt aliniate la costul noii investiții și la veniturile de pe piață, spre a garanta viabilitatea economică pe termen lung a instalației de producere a energiei electrice, evitând totodată supracompensarea;

(d) să evite denaturarea nejustificată a concurenței și a schimburilor comerciale pe piața internă, în special prin stabilirea cuantumurilor remunerației prin intermediul unei proceduri de ofertare concurențiale care să fie deschisă, clară, transparentă și nediscriminatorie; atunci când nu se poate desfășura o astfel de procedură de ofertare concurențială, contractele bidirecționale pentru diferență sau schemele echivalente cu aceleași efecte, și prețurile de exercitare aplicabile, sunt concepute astfel încât să se asigure că distribuirea veniturilor către întreprinderi nu creează o denaturare nejustificată a concurenței și a schimburilor comerciale pe piața internă;

(e) să evite denaturarea concurenței și a schimburilor comerciale pe piața internă rezultată din distribuirea veniturilor către întreprinderi;

(f) să includă clauze de penalizare aplicabile în cazul rezilierii anticipate unilaterale nejustificate a contractului.

(3) La evaluarea contractelor bidirecționale pentru diferență sau a schemelor echivalente cu aceleași efecte în temeiul articolelor 107 și 108 din TFUE, Comisia asigură respectarea principiilor de concepere în temeiul alineatului (2).

(4) Alineatul (1) se aplică investițiilor în noi instalații de producere de energie electrică din următoarele surse:

(a) energie eoliană;

(b) energie solară;

(c) energie geotermală;

(d) energie hidroelectrică fără rezervor;

(e) energie nucleară.

(5) Toate veniturile sau echivalentul veniturilor respective ca valoare financiară, provenite din schemele de sprijinire directă a prețurilor sub formă de contracte bidirecționale pentru diferență sau schemele echivalente cu aceleași efecte menționate la alineatul (1), sunt distribuite clienților finali.

▼M2

În pofida primului paragraf, veniturile, sau echivalentul veniturilor respective ca valoare financiară, pot fi utilizate, de asemenea, pentru a finanța costurile schemelor de sprijinire directă a prețurilor sau ale investițiilor menite să reducă costurile energiei electrice pentru clienții finali.

Distribuția veniturilor către clienții finali este concepută astfel încât să mențină stimulentele de a-și reduce consumul sau de a-l transfera către perioade în care prețurile energiei electrice sunt scăzute, precum și să nu submineze concurența dintre furnizorii de energie electrică.

(6) În conformitate cu articolul 4 alineatul (3) al treilea paragraf din Directiva (UE) 2018/2001, statele membre pot scuti instalațiile de mici dimensiuni și proiectele demonstrative de energie din surse regenerabile de obligația prevăzută la alineatul (1) de la prezentul articol.

Articolul 19e

Evaluarea nevoilor de flexibilitate

(1) În termen de cel mult un an de la aprobarea de către ACER a metodologiei în temeiul alineatului (6) și, ulterior, la fiecare doi ani, autoritatea de reglementare sau o altă autoritate sau entitate desemnată de un stat membru adoptă un raport privind nevoile estimate de flexibilitate pentru o perioadă de cel puțin 5-10 ani la nivel național, având în vedere necesitatea de a realiza securitatea și fiabilitatea aprovizionării în mod eficient din punctul de vedere al costurilor și de a decarboniza sistemul de energie electrică, ținând seama de integrarea surselor regenerabile variabile de energie și a diferitelor sectoare, precum și de natura interconectată a pieței energiei electrice, inclusiv obiectivele de interconectare și disponibilitatea potențială a flexibilității transfrontaliere.

Raportul menționat la primul paragraf:

(a) este în concordanță cu evaluarea adecvării resurselor la nivel european și cu evaluările adecvării resurselor la nivel național efectuate în temeiul articolelor 23 și 24;

(b) se bazează pe datele și analizele furnizate de operatorii de transport și de sistem și de operatorii de distribuție din fiecare stat membru în temeiul alineatului (3) și utilizează metodologia comună prevăzută la alineatul (4) și, atunci când acest lucru este justificat în mod corespunzător, date și analize suplimentare.

În cazul în care statul membru a desemnat un operator de transport și de sistem sau o altă entitate în scopul adoptării raportului menționat la primul paragraf, autoritatea de reglementare aprobă sau modifică raportul.

(2) Este necesar ca raportul prevăzut la alineatul (1) să îndeplinească cel puțin următoarele condiții:

(a) să evalueze diferitele tipuri de nevoi de flexibilitate, cel puțin pe bază sezonieră, zilnică și orară, pentru a integra energia electrică produsă din surse regenerabile în sistemul de energie electrică, printre altele, ipoteze diferite în ceea ce privește prețurile de pe piața energiei electrice, producția și cererea;

(b) să ia în considerare potențialul resurselor de flexibilitate din surse nefosile, cum ar fi răspunsul părții de consum și stocarea energiei, inclusiv agregarea și interconectarea, pentru a răspunde acestor nevoi de flexibilitate, atât la nivelul transportului, cât și la nivelul distribuției;

▼M2

(c) să evalueze barierele din calea flexibilității de pe piață și să propună măsuri de atenuare și stimulente relevante, inclusiv eliminarea barierelor de reglementare și posibile îmbunătățiri ale pieţelor și ale serviciilor sau produselor de exploatare a sistemului;

(d) să evalueze contribuţia digitalizării reţelelor de transport și distribuţie a energiei electrice; și

(e) să ia în considerare sursele de flexibilitate preconizate a fi disponibile în alte state membre.

(3) Operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuţie din fiecare stat membru furnizează autorității de reglementare sau altei autorități sau entități desemnate în temeiul alineatului (1), datele și analizele care sunt necesare pentru pregătirea raportului menţionat la alineatul (1). În cazul în care acest lucru este justificat în mod corespunzător, autoritatea de reglementare sau o altă autoritate sau entitate desemnată în temeiul alineatului (1) poate solicita operatorilor de transport și de sistem și operatorilor de distribuţie în cauză să furnizeze informaţii suplimentare pentru raport, în plus faţă de cerinţele menţionate la alineatul (4). Operatorii de transport și de sistem de energie electrică sau operatorii de distribuţie de energie electrică în cauză împreună cu operatorii de sisteme de gaze naturale și cu operatorii de sisteme de hidrogen coordonează colectarea informaţiile relevante, atunci când este necesar pentru aplicarea prezentului articol.

(4) ENTSO pentru energie electrică și entitatea OSD UE coordonează activitatea operatorilor de transport și de sistem și a operatorilor de distribuţie în ceea ce privește datele și analizele care trebuie furnizate în conformitate cu alineatul (3). În special, acestea:

(a) definesc tipul și formatul datelor pe care operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuţie trebuie să le furnizeze autorităţilor de reglementare sau altei autorități sau entități desemnate în temeiul alineatului (1);

(b) elaborează o metodologie pentru analiza de către operatorii de transport și de sistem și de către operatorii de distribuţie a nevoilor de flexibilitate, ţinând seama cel puţin de:

(i) toate sursele de flexibilitate disponibile într-un mod eficient din punctul de vedere al costurilor, în diferite intervale de timp, inclusiv în alte state membre;

(ii) investiţiile planificate în interconectare și flexibilitatea la nivel de transport și distribuţie; și

(iii) necesitatea decarbonizării sistemului de energie electrică pentru a îndeplini obiectivele Uniunii privind energia și clima pentru 2030, definite la articolul 2 punctul 11 din Regulamentul (UE) 2018/1999 și obiectivul său de neutralitate climatică până în 2050 prevăzut la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2021/1119, în conformitate cu Acordul de la Paris adoptat în temeiul Convenţiei-cadru a Naţiunilor Unite asupra schimbărilor climatice ([12]).

Metodologia menţionată la primul paragraf litera (b) include criterii orientative privind modul de evaluare a capacității diferitelor surse de flexibilitate de a acoperi nevoile de flexibilitate.

([12]) JO L 282, 19.10.2016, p. 4.

▼M2

(5) ENTSO pentru energie electrică și entitatea OSD UE cooperează îndeaproape în ceea ce privește coordonarea operatorilor de transport și de sistem și a operatorilor de distribuţie în ceea ce privește furnizarea de date și analize în temeiul alineatului (4).

(6) Până la 17 aprilie 2025, ENTSO pentru energie electrică și entitatea OSD UE prezintă în comun ACER o propunere privind tipul de date și formatul care trebuie transmise unei autorităţi de reglementare sau altei autorităţi sau entităţi desemnate în temeiul alineatului (1), precum și metodologia pentru analiza nevoilor de flexibilitate menţionată la alineatul (4). În termen de trei luni de la primirea propunerii, ACER fie aprobă propunerea, fie o modifică. În acest din urmă caz, ACER se consultă cu Grupul de coordonare în domeniul energiei electrice, ENTSO pentru energie electrică, și cu entitatea OSD UE, înainte de a adopta modificările. Propunerea adoptată se publică pe site-ul web al ACER.

(7) Autoritatea de reglementare sau o altă autoritate sau entitate desemnată în temeiul alineatului (1) transmit Comisiei și ACER rapoartele menţionate la alineatul (1) și le publică. În termen de 12 luni de la primirea rapoartelor, ACER emite un raport în care le analizează și oferă recomandări cu privire la aspecte de interes transfrontalier referitoare la constatările autorităţii de reglementare sau ale unei alte autorităţi sau entităţi desemnate în temeiul alineatului (1), inclusiv recomandări privind eliminarea barierelor din calea intrării pe piaţă a resurselor de flexibilitate din surse nefosile.

Printre aspectele de interes transfrontalier, ACER evaluează:

(a) modul de a integra mai bine analiza nevoilor de flexibilitate menţionată la alineatul (1) de la prezentul articol cu metodologia de evaluare a adecvării resurselor la nivel european în conformitate cu articolul 23 și metodologia pentru planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a reţelei pe 10 ani, asigurând coerenţa între acestea;

(b) nevoile de flexibilitate estimate în sistemul de energie electrică la nivelul Uniunii și potenţialul său preconizat disponibil din punct de vedere economic pentru o perioadă de 5-10 ani, ţinând seama de rapoartele naţionale;

(c) posibila introducere a unor măsuri suplimentare de deblocare a potenţialului de flexibilitate pe pieţele energiei electrice și în funcţionarea sistemului.

Rezultatele analizei menţionate la al doilea paragraf litera (a) pot fi luate în considerare în cadrul revizuirilor ulterioare ale metodologiilor menţionate la litera respectivă, în conformitate cu actele juridice relevante ale Uniunii.

Consiliul ştiinţific consultativ european privind schimbările climatice poate, din proprie iniţiativă, să furnizeze informaţii către ACER cu privire la modul de asigurare a conformităţii cu ţintele Uniunii privind energia și clima pentru 2030 și cu obiectivul său privind neutralitatea climatică până în 2050.

(8) ENTSO pentru energie electrică actualizează planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a reţelei pentru a include rezultatele rapoartelor la nivel naţional privind nevoile de flexibilitate, menţionate la alineatul (1). Rapoartele respective sunt luate în considerare de operatorii de transport și de sistem și de operatorii de distribuţie în planurile lor de dezvoltare a reţelei.

▼M2

Articolul 19f

Obiectiv naţional orientativ pentru flexibilitatea din surse nefosile

În termen de cel mult 6 luni de la transmiterea raportului în temeiul articolului 19e alineatul (1) din prezentul regulament, fiecare stat membru stabilește, pe baza acestui raport, un obiectiv naţional orientativ pentru flexibilitatea din surse nefosile, inclusiv contribuţiile specifice respective ale răspunsului părţii de consum și ale stocării energiei la acest obiectiv. Statele membre pot atinge acest obiectiv prin realizarea potenţialului identificat al flexibilităţii din surse nefosile, prin eliminarea obstacolelor identificate de pe piaţă sau prin schemele de sprijinire a flexibilităţii din surse nefosile menţionate la articolul 19g din prezentul regulament. Acest obiectiv naţional orientativ, inclusiv contribuţiile specifice respective ale răspunsului părţii de consum și ale stocării energiei la obiectivul respectiv, precum și măsurile de realizare a acestuia, se reflectă, de asemenea, în planurile naţionale integrate privind energia și clima ale statelor membre în ceea ce privește dimensiunea „Piaţa internă a energiei” în conformitate cu articolele 3, 4 și 7 din Regulamentul (UE) 2018/1999 și în rapoartele lor naţionale intermediare integrate privind energia și clima, în conformitate cu articolul 17 din regulamentul respectiv. Statele membre pot stabili obiective naţionale orientative provizorii până la adoptarea raportului în temeiul articolului 19e alineatul (1) din prezentul regulament.

În urma evaluării efectuate în conformitate cu articolul 9 din Regulamentul (UE) 2018/1999, Comisia, după primirea obiectivului naţional orientativ stabilit și comunicat de statele membre în conformitate cu alineatul (1) de la prezentul articol, prezintă Parlamentului European și Consiliului un raport de evaluare a rapoartelor naţionale.

Pe baza concluziilor raportului elaborat cu primele informaţii comunicate de statele membre, Comisia poate elabora o strategie a Uniunii privind flexibilitatea, cu un accent deosebit pe răspunsul părţii de consum și pe stocarea energiei pentru a facilita implementarea acestora, corelată cu obiectivele Uniunii privind energia și clima pentru 2030 și obiectivul privind neutralitatea climatică până în 2050. Respectiva strategie a Uniunii privind flexibilitatea poate fi însoţită, după caz, de o propunere legislativă.

Articolul 19g

Scheme de sprijinire a flexibilităţii din surse nefosile

(1) În cazul în care investiţiile în flexibilitatea din surse nefosile sunt insuficiente pentru atingerea obiectivului naţional orientativ sau, după caz, a obiectivelor naţionale orientative provizorii stabilite în temeiul articolului 19f, statele membre pot aplica scheme de sprijinire a flexibilităţii din surse nefosile care constau în plăţi pentru capacitatea disponibilă de flexibilitate din surse nefosile, fără a aduce atingere articolelor 12 și 13. Statele membre care aplică un mecanism de asigurare a capacităţii iau în considerare efectuarea adaptărilor necesare în conceperea mecanismelor de asigurare a capacităţii pentru a promova participarea flexibilităţii din surse nefosile, cum ar fi răspunsul părţii de consum și stocarea energiei, fără a aduce atingere posibilităţii ca statele membre respective să utilizeze schemele de sprijinire a flexibilităţii din surse nefosile menţionate la prezentul alineat.

▼M2

(2) Posibilitatea ca statele membre să aplice măsurile de sprijinire a flexibilităţii din surse nefosile în temeiul alineatului (1) de la prezentul articol nu împiedică statele membre să își îndeplinească obiectivele naţionale orientative stabilite în temeiul articolului 19f prin alte mijloace.

Articolul 19h

Principii de concepere a schemelor de sprijinire a flexibilităţii din surse nefosile

Schemele de sprijinire a flexibilităţii din surse nefosile aplicate de statele membre în conformitate cu articolul 19g alineatul (1):

(a) nu depășesc ceea ce este necesar pentru atingerea obiectivului naţional orientativ sau, după caz, a obiectivului naţional orientativ provizoriu, stabilit în temeiul articolului 19f într-un mod eficient din punctul de vedere al costurilor;

(b) se limitează la noi investiţii în resursele de flexibilitate din surse nefosile, cum ar fi răspunsul părţii de consum și stocarea energiei;

(c) depun eforturi pentru a lua în considerare criterii legate de amplasare pentru a asigura faptul că investiţiile în noi capacităţi se efectuează în amplasamente optime;

(d) nu implică pornirea producţiei bazate pe combustibili fosili situate în aval de punctul de contorizare;

(e) selectează furnizorii de capacitate prin intermediul unui proces deschis, transparent, concurenţial, voluntar, nediscriminatoriu și eficient din punctul de vedere al costurilor;

(f) previn denaturările nejustificate în ceea ce privește funcţionarea eficientă a pieţelor energiei electrice, inclusiv menţinerea unor stimulente operaţionale eficiente și a semnalelor de preţ, precum și a expunerii la variaţia preţurilor și la riscul de piaţă;

(g) oferă stimulente pentru integrarea pe pieţele energiei electrice într-un mod bazat pe piaţă și care să răspundă cerinţelor pieţei, evitând, în același timp, denaturările inutile ale pieţelor energiei electrice, precum și luând în considerare posibilele costuri de integrare în sistem și congestia și stabilitatea reţelei;

(h) stabilesc un nivel minim de participare pe pieţele energiei electrice în ceea ce privește energia activată, care ţine seama de particularităţile tehnice ale activului care asigură flexibilitatea;

(i) aplică sancţiuni adecvate furnizorilor de capacitate care nu respectă nivelul minim de participare pe pieţele energiei electrice menţionate la litera (h) sau care nu urmează stimulentele operaţionale eficiente și semnalele de preţ menţionate la litera (f);

(j) promovează deschiderea către participarea transfrontalieră a acelor resurse care sunt capabile să asigure performanţa tehnică necesară, în cazul în care o analiză costuri-beneficii este pozitivă.

▼B

CAPITOLUL IV

ADECVAREA RESURSELOR

Articolul 20

Adecvarea resurselor pe piaţa internă de energie electrică

(1) Statele membre monitorizează adecvarea resurselor de pe teritoriul lor pe baza evaluării adecvării resurselor la nivel european menţionată la articolul 23. Pentru a completa evaluarea adecvării resurselor la nivel european, statele membre pot, de asemenea, să efectueze evaluări ale adecvării resurselor la nivel naţional în temeiul articolul 24.

(2) În cazul în care evaluarea adecvării resurselor la nivel european menţionată la articolul 23 sau evaluarea adecvării resurselor la nivel naţional menţionată la articolul 24 identifică o problemă de adecvare a resurselor, statul membru vizat identifică eventualele denaturări în materie de reglementare sau disfuncţionalităţi ale pieţei care au cauzat sau au contribuit la apariţia problemei.

(3) Statele membre cu probleme identificate de adecvare a resurselor elaborează și publică un plan de punere în aplicare cu un calendar pentru adoptarea de măsuri de eliminare a denaturărilor în materie de reglementare sau a disfuncţionalităţilor pieţei în cadrul procedurii ajutoarelor de stat. La abordarea problemelor legate de adecvarea resurselor, statele membre au în vedere în special principiile enunţate la articolul 3 și iau în considerare:

(a) eliminarea denaturărilor în materie de reglementare;

(b) eliminarea plafoanelor la preţuri în conformitate cu articolul 10;

(c) introducerea unei funcţii de stabilire a preţurilor deficitelor pentru energia de echilibrare, astfel cum se prevede la articolul 44 alineatul (3) din Regulamentul (UE) 2017/2195;

(d) creşterea interconectării și a capacităţii reţelei interne în vederea atingerii cel puţin a obiectivelor lor de interconectare, astfel cum se menţionează la articolul 4 litera (d) punctul 1 din Regulamentul (UE) 2018/1999;

(e) să permită producţia proprie, stocarea energiei, măsurile legate de cerere și eficienţa energetică prin adoptarea de măsuri pentru eliminarea denaturărilor identificate în materie de reglementare;

(f) asigurarea achiziţionării eficiente din punct de vedere al costurilor și bazate pe piaţă a serviciilor auxiliare și de echilibrare;

(g) eliminarea preţurilor reglementate în cazurile prevăzute la articolul 5 din Directiva (UE) 2019/944.

(4) Statele membre vizate prezintă pentru revizuire Comisiei planurile lor de punere în aplicare.

(5) În termen de patru luni de la primirea planului de punere în aplicare, Comisia emite un aviz în care precizează dacă măsurile sunt suficiente pentru a elimina denaturările în materie de reglementare sau disfuncţionalităţile pieţei care au fost identificate în temeiul alineatului (2) și poate invita statele membre să își modifice în consecinţă planurile de punere în aplicare.

▼B

(6) Statele membre vizate monitorizează implementarea planurilor lor de punere în aplicare și publică rezultatele monitorizării într-un raport anual pe care îl transmit Comisiei.

(7) Comisia emite un aviz în care precizează dacă planurile de punere în aplicare au fost implementate în mod suficient și dacă a fost soluţionată problema adecvării resurselor.

(8) Statele membre continuă să respecte planul de punere în aplicare după soluționarea problemei identificate de adecvare a resurselor.

Articolul 21

Principii generale pentru mecanismele de asigurare a capacităţii

▼M2

(1) Atunci când pun în aplicare măsurile menţionate la articolul 20 alineatul (3) din prezentul regulament în conformitate cu articolele 107, 108 și 109 din TFUE, statele membre pot introduce mecanisme de asigurare a capacităţii.

▼B

(2) Înainte de introducerea mecanismelor de asigurare a capacităţii, statele membre vizate efectuează un studiu cuprinzător cu privire la posibilele efecte ale mecanismelor respective asupra statelor membre învecinate, consultând cel puţin statele membre învecinate la care au o racordare directă la reţea, precum și părţile interesate din statele membre respective.

(3) Statele membre evaluează dacă un mecanism de asigurare a capacităţii sub forma unei rezerve strategice poate remedia problemele în materie de adecvare a resurselor. În caz contrar, statele membre pot pune în aplicare un alt tip de mecanism de asigurare a capacităţii.

(4) Statele membre nu introduc mecanisme de asigurare a capacităţii dacă atât evaluarea adecvării resurselor la nivel european, cât și evaluarea adecvării resurselor la nivel naţional, sau în absenţa unei evaluări a adecvării resurselor la nivel naţional, evaluarea adecvării resurselor la nivel european nu a identificat o problemă legată de adecvarea resurselor.

(5) Statele membre nu introduc mecanisme de asigurare a capacităţii înainte ca planul de punere în aplicare menţionat la articolul 20 alineatul (3) să fi primit un aviz din partea Comisiei, astfel cum se prevede la articolul 20 alineatul (5).

(6) În cazul în care aplică un mecanism de asigurare a capacităţii, statul membru revizuiește mecanismul respectiv și se asigură că nu se încheie contracte noi în cadrul mecanismului respectiv în cazul în care atât evaluarea adecvării resurselor la nivel european, cât și evaluarea adecvării resurselor la nivel naţional sau, în absenţa unei evaluări a adecvării resurselor la nivel naţional, evaluarea adecvării resurselor la nivel european nu a identificat o problemă legată de adecvarea resurselor, ori planul de punere în aplicare menţionat la articolul 20 alineatul (3) nu a primit un aviz din partea Comisiei, astfel cum se menţionează la articolul 20 alineatul (5).

▼M2

_____

(8) Mecanismele de asigurare a capacităţii sunt aprobate de Comisie pentru o perioadă de cel mult 10 ani. Volumul capacităţilor angajate se reduce pe baza planurilor de punere în aplicare menţionate la articolul 20 alineatul (3). Statele membre continuă să aplice planul de punere în aplicare după introducerea mecanismului de asigurare a capacităţii.

▼B

Articolul 22

Principiile de concepere a mecanismelor de asigurare a capacităţii

(1) Orice mecanism de asigurare a capacităţii:

▼M2

_____

▼B

(b) nu creează denaturări nejustificate ale pieţei şi nu limitează comerţul interzonal;

(c) nu depășește ceea ce este necesar pentru a aborda problemele de adecvare menţionate la articolul 20;

(d) selectează furnizorii de capacitate prin intermediul unui proces transparent, nediscriminatoriu și concurenţial;

(e) oferă stimulente pentru ca furnizorii de capacitate să fie disponibili în perioadele de suprasolicitare preconizată a sistemelor;

(f) garantează că remuneraţia este stabilită printr-un proces concurenţial;

(g) stabilește condiţiile tehnice necesare participării furnizorilor de capacitate înaintea procesului de selecţie;

(h) este deschis participării tuturor resurselor capabile să asigure performanţele tehnice necesare, inclusiv stocării energiei și gestionării cererii;

(i) aplică sancţiuni adecvate furnizorilor de capacitate care nu sunt disponibili în momente de suprasolicitare a sistemelor.

(2) Conceperea rezervelor strategice îndeplinește următoarele cerinţe:

(a) atunci când un mecanism de asigurare a capacităţii a fost conceput ca o rezervă strategică, resursele sunt dispecerizate numai dacă este probabil ca operatorii de transport și de sistem să își epuizeze resursele de echilibrare pentru a stabili un echilibru între cerere și ofertă;

(b) în cursul intervalelor de decontare a dezechilibrelor când sunt dispecerizate resurse din rezerva strategică, dezechilibrele de pe piaţă se decontează cel puţin la valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică sau la o valoare mai mare decât limita tehnică de preţ intrazilnică, astfel cum se menţionează la articolul 10 alineatul (1), luându-se în considerare valoarea cea mai mare;

(c) randamentul rezervei strategice după dispecerizare se atribuie părţilor responsabile cu echilibrarea prin intermediul mecanismului de decontare a dezechilibrelor;

(d) resursele incluse în rezerva strategică nu sunt remunerate prin intermediul pieţelor angro de energie electrică sau al pieţelor de echilibrare;

(e) resursele din rezerva strategică sunt păstrate în afara pieţei cel puţin pe durata perioadei contractuale.

Cerinţa menţionată la primul paragraf litera (a) nu aduce atingere activării resurselor înainte de dispecerizarea propriu-zisă pentru a respecta constrângerile de solicitare și cerinţele de funcţionare ale resurselor. Randamentul rezervei strategice din timpul activării nu se atribuie grupurilor pentru echilibrare prin intermediul pieţelor angro și nici nu le modifică dezechilibrele.

▼B

(3) Pe lângă cerinţele prevăzute la alineatul (1), mecanismele de asigurare a capacităţii, altele decât rezervele strategice:

(a) sunt concepute într-un mod care să asigure că preţul plătit pentru disponibilitate tinde automat spre zero atunci când se preconizează că nivelul capacităţii furnizate corespunde nivelului capacităţii solicitate;

(b) remunerează resursele participante doar pentru disponibilitatea lor și se asigură că remuneraţia nu afectează deciziile furnizorului de capacitate de a produce sau nu;

(c) se asigură că obligaţiile privind capacitatea sunt transferabile între furnizorii de capacitate eligibili.

(4) Mecanismele de asigurare a capacităţii încorporează următoarele cerinţe privind limitele emisiilor de CO_2:

(a) cel târziu de la 4 iulie 2019, capacităţile de producere care au început producţia comercială la acea dată sau ulterior acesteia și care au emisii mai mari de 550 g CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică nu sunt angajate și nici nu primesc plăţi sau angajamente pentru plăţi viitoare în cadrul unui mecanism de asigurare a capacităţii;

(b) cel târziu de la 1 iulie 2025, capacităţile de producere care au început producţia comercială înainte de 4 iulie 2019 și care au emisii mai mari de 550 g CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și mai mari de 350 kg CO_2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat nu sunt angajate și nici nu primesc plăţi sau angajamente pentru plăţi viitoare în cadrul unui mecanism de asigurare a capacităţii.

Limita emisiilor de 550 g CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și limita de 350 kg CO_2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat menţionate la primul paragraf literele (a) și (b) se calculează pe baza eficienţei concepţiei unităţii generatoare, însemnând pe baza eficienţei nete la capacitatea nominală în temeiul standardelor relevante ale Organizaţiei Internaţionale de Standardizare.

Până la 5 ianuarie 2020, ACER publică un aviz care oferă orientări tehnice privind calcularea valorilor menţionate la primul paragraf.

(5) Statele membre care aplică mecanismele de asigurare a capacităţii la 4 iulie 2019 își adaptează mecanismele pentru respecta capitolul 4, fără a aduce atingere angajamentelor sau contractelor încheiate până la 31 decembrie 2019.

Articolul 23

Evaluarea adecvării resurselor la nivel european

(1) Evaluarea adecvării resurselor la nivel european identifică problemele legate de adecvarea resurselor prin aprecierea capacităţii generale a sistemului electroenergetic de a satisface cererea de energie electrică existentă și prognozată la nivelul Uniunii, la nivelul statelor membre și la nivelul fiecărei zone de ofertare, dacă este relevant. Evaluarea adecvării resurselor la nivel european acoperă fiecare an al unei perioade de 10 ani de la data evaluării respective.

(2) Evaluarea adecvării resurselor la nivel european se efectuează de către ENTSO pentru energie electrică.

▼B

(3) Până la 5 ianuarie 2020, ENTSO pentru energie electrică prezintă Grupului de coordonare în domeniul energiei electrice instituit în temeiul articolului 1 din Decizia Comisiei din 15 noiembrie 2012 ([13]) și ACER un proiect de metodologie pentru evaluarea adecvării resurselor la nivel european bazată pe principiile prevăzute la alineatul (5) din prezentul articol.

(4) Operatorii de transport și de sistem furnizează ENTSO pentru energie electrică datele care îi sunt necesare pentru a realiza o evaluare a adecvării resurselor la nivel european.

ENTSO pentru energie electrică efectuează evaluarea adecvării resurselor la nivel european în fiecare an. Producătorii și alți participanți la piață oferă operatorilor de transport și de sistem date privind utilizarea preconizată a resurselor de producere a energiei, având în vedere disponibilitatea unor resurse primare și a unor scenarii adecvate asupra proiecțiilor privind cererea și oferta.

(5) Evaluarea adecvării resurselor la nivel european se bazează pe o metodologie transparentă care asigură faptul că evaluarea:

(a) este realizată la fiecare nivel al zonelor de ofertare care acoperă cel puțin toate statele membre;

(b) este bazată pe scenarii centrale de referință adecvate privind cererea și oferta prognozată, incluzând o evaluare economică a probabilității de scoatere din uz, de suspendare, de construcție a unor noi active de producere și de adoptare a unor măsuri pentru atingerea obiectivelor în materie de eficiență energetică și de interconectare a rețelelor electrice, precum și de sensibilitățile corespunzătoare cu privire la fenomene meteorologice extreme, condiții hidrologice, evoluțiile prețurilor angro și ale tarifelor pentru emisiile de carbon;

(c) conține scenarii separate ce reflectă probabilitatea diferită de apariție a problemelor legate de adecvarea resurselor pe care diferitele tipuri de mecanisme de asigurare a capacității sunt concepute să le abordeze;

(d) ține cont în mod corespunzător de contribuția tuturor resurselor, inclusiv de posibilitățile existente și viitoare de producție, de stocare a energiei, de integrare sectorială, de consum dispecerizabil, de import și de export, precum și de contribuția lor la exploatarea flexibilă a sistemului;

(e) anticipează impactul probabil al măsurilor menționate la articolul 20 alineatul (3);

(f) include variante fără mecanismele existente sau planificate de asigurare a capacității și, după caz, variante cu astfel de mecanisme;

(g) este bazată pe un model de piață, folosind, dacă este cazul, metoda bazată pe flux;

(h) aplică calcule probabilistice;

(i) aplică un instrument de modelare unic;

([13]) Decizia Comisiei din 15 noiembrie 2012 de înființare a Grupului de coordonare în domeniul energiei electrice (JO C 353, 17.11.2012, p. 2).

▼B

(j) include cel puțin următorii indicatori menționați la articolul 25:

— „previziunea de energie nefurnizată”; și

— „previziunea de pierderi datorate întreruperii alimentării cu energie electrică”;

(k) identifică sursele unor posibile probleme de adecvare a resurselor, în special dacă este vorba de o constrângere a rețelei, de o constrângere de resurse sau de ambele;

(l) respectă dezvoltarea reală a rețelei;

(m) asigură faptul că sunt luate în considerare în mod corespunzător caracteristicile naționale ale producerii, flexibilitatea cererii și stocarea energiei, disponibilitatea resurselor primare și nivelul de interconectare.

(6) Până la 5 ianuarie 2020, ENTSO pentru energie electrică prezintă ACER o propunere de metodologie pentru a calcula:

(a) valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică;

(b) costul unei noi intrări pentru producere sau pentru consum dispecerizabil; și

(c) standardul de fiabilitate menționat la articolul 25.

Metodologia se bazează pe criterii transparente, obiective și verificabile.

(7) Propunerile de la alineatele (3) și (6) privind proiectul de metodologie, scenariile, sensibilitățile și ipotezele pe care se bazează, precum și rezultatele evaluării adecvării resurselor la nivel european în temeiul alineatului (4) fac obiectul consultării prealabile a statelor membre, a Grupului de coordonare în domeniul energiei electrice și a părților interesate relevante și al aprobării ACER în temeiul procedurii prevăzute la articolul 27.

Articolul 24

Evaluările adecvării resurselor la nivel național

(1) Evaluările adecvării resurselor la nivel național au un domeniu de aplicare regional și se bazează pe metodologia menționată la articolul 23 alineatul (3), în special la articolul 23 alineatul (5) literele (b)-(m).

Evaluările adecvării resurselor la nivel național includ scenariile centrale de referință menționate la articolul 23 alineatul (5) litera (b).

Evaluările adecvării resurselor la nivel național lua în considerare sensibilități suplimentare față de cele menționate la articolul 23 alineatul (5) litera (b). În astfel de cazuri, evaluările adecvării resurselor la nivel național pot:

(a) să formuleze ipoteze care să țină seama de particularitățile cererii și ofertei naționale de energie electrică;

(b) să utilizeze instrumente și date recente coerente complementare celor utilizate de ENTSO pentru energie electrică pentru evaluarea adecvării resurselor la nivel european.

▼B

În plus, evaluările adecvării resurselor la nivel naţional, atunci când evaluează contribuţia furnizorilor de capacitate situaţi într-un alt stat membru la siguranţa alimentării zonelor de ofertare la care se referă, utilizează metodologia astfel cum este prevăzută la articolul 26 alineatul (11) litera (a).

(2) Sunt puse la dispoziţia publicului evaluările adecvării resurselor la nivel naţional și, după caz, evaluarea adecvării resurselor la nivel european și avizul ACER în temeiul alineatului (3).

(3) Atunci când evaluarea adecvării resurselor la nivel naţional identifică o problemă de adecvare cu privire la o zonă de ofertare, care nu a fost identificată în evaluarea adecvării resurselor la nivel european, evaluarea adecvării resurselor la nivel naţional cuprinde motivele divergenţelor existente între cele două evaluări ale adecvării resurselor, inclusiv detalii ale sensibilităţilor utilizate și ale ipotezelor subiacente. Statele membre publică evaluarea respectivă și o transmit ACER.

În termen de două luni de la data primirii raportului, ACER emite un aviz care indică dacă diferenţele dintre evaluarea la nivel naţional și cea la nivel european sunt justificate.

Organismul responsabil cu evaluarea adecvării resurselor la nivel naţional ţine seama în mod corespunzător de avizul ACER și, dacă este necesar, își modifică evaluarea. În cazul în care decide să nu ţină seama pe deplin de avizul ACER, organismul responsabil cu evaluarea adecvării resurselor la nivel naţional publică un raport cu o motivare detaliată.

Articolul 25

Standardul de fiabilitate

(1) Atunci când pun în aplicare mecanisme de asigurare a capacităţii, statele membre dispun de un standard de fiabilitate. Un standard de fiabilitate indică nivelul necesar de siguranţă a alimentării al statului membru într-un mod transparent. În cazul zonelor de ofertare transfrontaliere, aceste standarde de fiabilitate sunt stabilite în comun de către autorităţile relevante.

(2) În urma unei propuneri a autorităţii de reglementare, standardul de fiabilitate este stabilit de statul membru sau de o autoritate competentă desemnată de statul membru. Standardul de fiabilitate se bazează pe metodologia prevăzută la articolul 23 alineatul (6).

(3) Standardul de fiabilitate se calculează utilizând cel puţin valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică și a costului unei noi intrări într-un anumit interval de timp și se exprimă ca „previziune de energie nefurnizată” și „previziune de pierderi datorate întreruperii alimentării cu energie electrică”.

(4) Atunci când se pun în aplicare mecanisme de asigurare a capacităţii, parametrii care determină volumul de capacitate achiziţionat în cadrul mecanismului de asigurare a capacităţii sunt aprobaţi de statul membru sau de o autoritate competentă desemnată de statul membru, pe baza unei propuneri a autorităţii de reglementare.

▼B

Articolul 26

Participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității

(1) Mecanismele de asigurare a capacității, altele decât rezervele strategice și, în cazul în care este fezabil din punct de vedere tehnic, rezervele strategice sunt deschise participării directe transfrontaliere a furnizorilor de capacitate situați într-un alt stat membru, sub rezerva condițiilor stabilite în prezentul articol.

(2) Statele membre se asigură că capacitatea externă care poate asigura o performanță tehnică echivalentă cu cea a capacităților interne are posibilitatea să participe la același proces concurențial ca și capacitatea internă. În cazul mecanismelor de asigurare a capacității în funcțiune la 4 iulie 2019, statele membre pot permite participarea directă a capacităților de interconexiune în același proces concurențial drept capacitate externă pentru o perioadă maximă de patru ani de la 4 iulie 2019 sau doi ani de la data aprobării metodologiilor menționate la alineatul (11), în funcție de data care survine mai devreme.

Statele membre pot solicita situarea capacității externe într-un stat membru care are o racordare directă la rețea cu statul membru care aplică mecanismul.

(3) Statele membre nu restricționează participarea capacității situate pe teritoriul lor la mecanismele de asigurare a capacității ale altor state membre.

(4) Participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității nu modifică, nu alterează și nu afectează în niciun alt mod programele interzonale sau fluxurile fizice dintre statele membre. Respectivele programe și fluxuri sunt determinate exclusiv de rezultatul alocării capacității în temeiul articolului 16.

(5) Furnizorii de capacitate sunt în măsură să participe la mai multe mecanisme de asigurare a capacității.

În cazul în care furnizorii de capacitate participă la mai mult de un mecanism de asigurare a capacității pentru aceeași perioadă de livrare, aceștia participă până la disponibilitatea de interconectare preconizată și la probabilitatea suprasolicitării în același timp a sistemului unde se aplică mecanismul și a sistemului în care este situată capacitatea externă, în conformitate cu metodologia menționată la alineatul (11) litera (a).

(6) Furnizorii de capacitate au obligația de a face plăți de indisponibilitate pentru perioadele în care capacitatea lor nu este disponibilă.

În cazul în care furnizorii de capacitate participă la mai multe mecanisme de asigurare a capacității pentru aceeași perioadă de furnizare, aceștia au obligația de a face plăți de indisponibilitate multiple în cazul în care nu sunt în măsură să îndeplinească angajamente multiple.

(7) În scopul furnizării unei recomandări către operatorii de transport și de sistem, centrele de coordonare regionale înființate în temeiul articolului 35 calculează anual capacitatea maximă de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe. Acest calcul ține seama

▼B

de disponibilitatea de interconectare preconizată și de probabilitatea suprasolicitării în același timp a sistemului unde se aplică mecanismul și a sistemului în care este situată capacitatea externă. Trebuie efectuat un astfel de calcul pentru fiecare frontieră a zonei de ofertare.

Operatorii de transport și de sistem stabilesc anual capacitatea maximă de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe, pe baza recomandării centrului de coordonare regional.

(8) Statele membre se asigură că capacitatea de intrare menționată la alineatul (7) este alocată furnizorilor de capacitate eligibili într-un mod transparent, nediscriminatoriu și bazat pe piață.

(9) În cazul în care mecanismele de asigurare a capacității permit participarea transfrontalieră în două state membre învecinate, toate veniturile care rezultă prin alocarea menționată la alineatul (8) revin operatorilor de transport și de sistem vizați și se împart între aceștia conform metodologiei menționate la alineatul (11) litera (b) de la prezentul articol sau conform unei metodologii comune aprobate de ambele autorități de reglementare competente. În cazul în care statul membru vecin nu aplică un mecanism de asigurare a capacității sau aplică un mecanism de asigurare a capacității care nu este deschis participării transfrontaliere, cota de venituri este aprobată de autoritatea națională competentă din statul membru în care mecanismul de asigurare a capacității este pus în aplicare după solicitarea unui aviz din partea autorităților de reglementare din statele membre vecine. Operatorii de transport și de sistem utilizează aceste venituri în scopurile prevăzute la articolul 19 alineatul (2).

(10) Operatorul de transport și de sistem de unde este situată capacitatea externă:

(a) stabilește dacă furnizorii de capacitate interesați pot oferi performanța tehnică necesară pentru mecanismul de asigurare a capacității la care aceștia intenționează să participe și înregistrează respectivii furnizorii de capacitate ca furnizori de capacitate eligibili într-un registru întocmit în acest scop;

(b) efectuează verificări privind disponibilitatea;

(c) notifică operatorului de transport și de sistem din statul membru care aplică mecanismul de asigurare a capacității informațiile pe care le primește în temeiul prezentului paragraf literele (a) și (b) și al celui de-al doilea paragraf.

Furnizorul de capacitate relevant notifică operatorului de transport și de sistem, fără întârziere, participarea sa la un mecanism de asigurare a capacității extern.

(11) Până la 5 iulie 2020, ENTSO pentru energie electrică prezintă ACER:

(a) o metodologie de calculare a capacității maxime de intrare pentru participarea transfrontalieră menționată la alineatul (7);

(b) o metodologie de împărțire a veniturilor menționate la alineatul (9);

▼B

(c) norme comune pentru efectuarea verificărilor privind disponibilitatea menţionate la alineatul (10) litera (b);

(d) norme comune pentru identificarea situaţiilor în care devine exigibilă o plată de indisponibilitate;

(e) condiţiile de funcţionare a registrului menţionat la alineatul (10) litera (a);

(f) norme comune pentru identificarea capacităţii eligibile pentru participare la mecanismul de asigurare a capacităţii, astfel cum se menţionează la alineatul (10) litera (a).

Propunerea face obiectul unei consultări prealabile și al aprobării de către ACER în conformitate cu articolul 27.

(12) Autorităţile de reglementare în cauză verifică dacă capacităţile au fost calculate în conformitate cu metodologia menţionată la alineatul (11) litera (a).

(13) Autorităţile de reglementare se asigură că participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacităţii este organizată în mod eficace și nediscriminatoriu. În special, autorităţile de reglementare prevăd măsurile administrative adecvate pentru aplicarea transfrontalieră a plăţilor de indisponibilitate.

(14) Capacităţile alocate în conformitate cu alineatul (8), sunt transferabile între furnizorii de capacitate eligibili. Furnizorii de capacitate eligibili notifică orice astfel de transfer registrului menţionat la alineatul (10) litera (a).

(15) Până la 5 iulie 2021, ENTSO pentru energie electrică creează și utilizează registrul menţionat la alineatul (10) litera (a). Registrul este deschis tuturor furnizorilor de capacitate eligibili, sistemelor care aplică mecanismele de asigurare a capacităţii și operatorilor de transport și de sistem ai acestora.

Articolul 27

Procedura de aprobare

(1) Atunci când se face trimitere la prezentul articol, procedura prevăzută la alineatele (2), (3) și (4) se aplică aprobării unei propuneri înaintate de ENTSO pentru energie electrică.

(2) Înainte de a prezenta o propunere, ENTSO pentru energie electrică organizează o consultare care implică toate părţile interesate relevante, inclusiv autorităţile de reglementare și alte autorităţi naţionale. Acesta ia în considerare în mod corespunzător în propunerea sa rezultatele consultării respective.

(3) În termen de trei luni de la data primirii propunerii menţionate la alineatul (1), ACER fie aprobă propunerea, fie o modifică. În acest din urmă caz, ACER consultă ENTSO pentru energie electrică înainte de a aproba propunerea modificată. ACER publică propunerea adoptată se publică pe site-ul său web în termen de trei luni de la data primirii documentelor propuse.

▼B

(4) ACER poate solicita în orice moment modificarea propunerii aprobate. În termen de șase luni de la data primirii unei astfel de solicitări, ENTSO pentru energie electrică transmite ACER un proiect al modificărilor propuse. În termen de trei luni de la data primirii proiectului, ACER modifică sau aprobă modificările și le publică pe site-ul său web.

CAPITOLUL V

EXPLOATAREA SISTEMELOR DE TRANSPORT

Articolul 28

Rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem pentru energie electrică

(1) Operatorii de transport și de sistem cooperează la nivelul Uniunii prin intermediul ENTSO pentru energie electrică, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne de energie electrică și a comerțului interzonal, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatări coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică.

(2) În îndeplinirea funcțiilor sale în temeiul dreptului Uniunii, ENTSO pentru energie electrică acționează în vederea instituirii unei piețe interne de energie electrică funcționale și integrate și contribuie la realizarea eficientă și durabilă a obiectivelor stabilite prin cadrul de politici privind clima și energia care acoperă perioada 2020-2030, în special contribuind la integrarea eficientă a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie și la sporirea eficienței energetice, menținând în același timp siguranța sistemului. ENTSO pentru energie electrică dispune de resurse umane și financiare adecvate pentru îndeplinirea sarcinilor sale.

Articolul 29

ENTSO pentru energie electrică

(1) Operatorii de transport și de sistem de energie electrică transmit Comisiei și ACER orice proiecte de modificare a statutelor, a listei membrilor sau a regulamentului de procedură ale ENTSO pentru energie electrică.

(2) În termen de două luni de la primirea proiectelor de modificare a statutelor, a listei membrilor sau a regulamentului de procedură, după consultarea organizațiilor care reprezintă toate părțile interesate, în special utilizatorii sistemelor, inclusiv clienții, ACER furnizează Comisiei un aviz cu privire la proiectele respective de modificare a statutelor, a listei membrilor sau a regulamentului de procedură.

(3) În termen de trei luni de la primirea avizului ACER, Comisia emite un aviz cu privire la proiectele de modificare a statutelor, a listei membrilor sau a regulamentului de procedură, luând în considerare avizul ACER prevăzut la alineatul (2).

▼B

(4) În termen de trei luni de la data primirii avizului favorabil al Comisiei, operatorii de transport și de sistem adoptă și publică statutele sau regulamentul de procedură modificat.

(5) Documentele menţionate la alineatul (1) se transmit Comisiei și ACER în cazul în care li se aduc modificări sau la cererea motivată a Comisiei sau a ACER. ACER și Comisia emit un aviz în conformitate cu alineatele (2), (3) și (4).

Articolul 30

Atribuţiile ENTSO pentru energie electrică

(1) ENTSO pentru energie electrică:

(a) elaborează coduri de rețea în domeniile menționate la articolul 59 alineatele (1) și (2) cu scopul de a atinge obiectivele stabilite la articolul 28;

(b) adoptă și publică un plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a reţelei pe 10 ani fără caracter obligatoriu (denumit în continuare „planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a reţelei”), la fiecare doi ani;

(c) elaborează și adoptă propuneri în legătură cu evaluarea adecvării resurselor la nivel european în temeiul articolului 23 și propuneri de specificaţii tehnice pentru participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacităţii în temeiul articolului 26 alineatul (11);

(d) adoptă recomandări privind coordonarea cooperării tehnice între operatorii de transport și de sistem din Uniune și cei din ţările terţe;

(e) adoptă un cadru de cooperare și coordonare între centrele de coordonare regionale;

(f) adoptă o propunere de definire a regiunii de exploatare a sistemului în conformitate cu articolul 36;

(g) colaborează cu operatorii de distribuție și entitatea OSD UE;

(h) promovează digitizarea reţelelor de transport, inclusiv introducerea reţelelor inteligente, colectarea eficientă a datelor în timp real și sistemele de contorizare inteligentă;

(i) adoptă instrumentele comune pentru exploatarea rețelelor pentru a asigura coordonarea exploatării rețelei în condiţii normale și de urgenţă, inclusiv o grilă comună de clasificare a incidentelor, precum și planurile de cercetare, inclusiv executarea planurilor respective printr-un program eficient de cercetare. Aceste instrumente specifică, printre altele:

(i) informaţiile, inclusiv informaţii pentru ziua următoare, intrazilnice și în timp real, utile pentru îmbunătăţirea coordonării operaţionale, precum și frecvenţa optimă pentru colectarea și comunicarea acestor informaţii;

(ii) platforma tehnologică pentru schimbul de informaţii în timp real și, dacă este cazul, platformele tehnologice pentru colectarea, prelucrarea și transmiterea celorlalte informaţii menţionate la punctul (i), precum și pentru implementarea procedurilor în măsură să sporească coordonarea operaţională

▼B

între operatorii de transport și de sistem, astfel încât această coordonare să fie posibilă la nivelul întregii Uniuni;

(iii) modul în care operatorii de transport și de sistem pun informațiile operaționale la dispoziția altor operatori de transport și de sistem sau a oricărei alte entități mandatate în mod corespunzător să îi sprijine pentru a realiza coordonarea operațională, precum și la dispoziția ACER; și

(iv) faptul că operatorii de transport și de sistem desemnează un punct de contact responsabil de furnizarea de răspunsuri la întrebările altor operatori de transport și de sistem sau ale altei entități mandatate în mod corespunzător menționate la punctul (iii) sau ale ACER cu privire la aceste informații;

(j) adoptă un program anual de activitate;

(k) contribuie la stabilirea cerințelor de interoperabilitate și procedurilor nediscriminatorii și transparente de accesare a datelor, prevăzute la articolul 24 din Directiva (UE) 2019/944;

(l) adoptă un raport anual;

(m) realizează și adoptă evaluări privind adecvarea sezonieră în temeiul articolului 9 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/941;

(n) promovează securitatea cibernetică și protecția datelor în cooperare cu autoritățile competente și cu entitățile reglementate;

(o) ia în considerare evoluția consumului dispecerizabil în îndeplinirea atribuțiilor sale.

(2) ENTSO pentru energie electrică raportează ACER cu privire la deficiențele identificate în ceea ce privește instituirea și funcționarea centrelor de coordonare regionale.

(3) ENTSO pentru energie electrică publică procesele-verbale ale reuniunilor adunării generale, ale ședințelor consiliului de administrație și ale reuniunilor comitetelor sale și pune la dispoziția publicului informații periodice privind procesul decizional și activitățile sale.

(4) Programul anual de activitate menționat la alineatul (1) litera (j) cuprinde o listă și o descriere a codurilor de rețea care urmează să fie pregătite, un plan cu privire la coordonarea exploatării rețelei și la activitățile de cercetare și dezvoltare care vor fi realizate în decursul anului în cauză, precum și un calendar previzional.

(5) ENTSO pentru energie electrică pune la dispoziția ACER toate informațiile solicitate de către ACER în vederea îndeplinirii atribuțiilor care îi revin în temeiul articolului 32 alineatul (1). Pentru a-i permite ENTSO pentru energie electrică să îndeplinească cerința respectivă, operatorii de transport și de sistem pun la dispoziția ENTSO pentru energie electrică toate informațiile necesare.

(6) La cererea Comisiei, ENTSO pentru energie electrică prezintă Comisiei punctul său de vedere cu privire la adoptarea orientărilor astfel cum se prevede la articolul 61.

▼B

Articolul 31

Consultări

(1) La elaborarea propunerilor în temeiul atribuţiilor menţionate la articolul 30 alineatul (1), ENTSO pentru energie electrică organizează un proces de consultare extinsă. Procesul de consultare este structurat astfel încât observaţiile părţilor interesate să poată fi luate în considerare înainte de adoptarea finală a propunerii, implicând toate părţile interesate relevante și în special organizaţiile reprezentând părţile interesate, în conformitate cu regulamentul de procedură menţionat la articolul 29. Această consultare include, de asemenea, autorităţi de reglementare și alte autorităţi naţionale, întreprinderi de furnizare și de producere, utilizatori ai sistemelor, inclusiv clienţi, operatori de distribuţie, precum și asociaţii relevante din domeniul industriei, organisme tehnice și platforme ale părţilor interesate. Consultarea are ca scop identificarea punctelor de vedere și a propunerilor tuturor părţilor relevante în decursul procesului decizional.

(2) Toate documentele și procesele-verbale ale întrunirilor care au legătură cu consultările menţionate la alineatul (1) se fac publice.

(3) Înainte de adoptarea propunerilor menţionate la articolul 30 alineatul (1), ENTSO pentru energie electrică precizează în ce mod au fost luate în considerare observaţiile primite în cadrul consultării. În cazul în care observaţiile nu au fost luate în considerare, aceasta furnizează justificări.

Articolul 32

Monitorizarea efectuată de către ACER

(1) ACER monitorizează executarea atribuţiilor ENTSO pentru energie electrică menţionate la articolul 30 alineatele (1), (2) și (3) și raportează Comisiei cu privire la constatările sale.

ACER monitorizează punerea în aplicare de către ENTSO pentru energie electrică a codurilor de reţea elaborate în temeiul articolului 59. În cazul în care ENTSO pentru energie electrică nu a reușit să pună în aplicare astfel de coduri de reţea, ACER solicită ENTSO pentru energie electrică să prezinte o explicaţie motivată corespunzător cu privire la motivele acestui fapt. ACER informează Comisia cu privire la această explicaţie și își prezintă avizul.

ACER monitorizează și analizează punerea în aplicare a codurilor de reţea și a orientărilor adoptate de Comisie în conformitate cu articolul 58 alineatul (1) și impactul acestora asupra armonizării normelor aplicabile care vizează facilitarea integrării pieţei, precum și asupra nediscriminării, concurenţei efective și funcţionării eficiente a pieţei și raportează Comisiei.

(2) ENTSO pentru energie electrică transmite ACER în vederea emiterii unui aviz proiectul de plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a reţelei și proiectul de program anual de activitate, inclusiv informaţiile cu privire la procesul de consultare, precum și celelalte documente menţionate la articolul 30 alineatul (1).

▼B

În cazul în care consideră că proiectul de program anual de activitate sau proiectul de plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a reţelei prezentat de ENTSO pentru energie electrică nu contribuie la respectarea principiilor nediscriminării, concurenţei efective, funcţionării eficiente a pieţei sau la realizarea unui nivel suficient de interconectare transfrontalieră deschisă accesului terţilor, ACER furnizează ENTSO pentru energie electrică și Comisiei un aviz motivat corespunzător și recomandări, în termen de două luni de la depunere.

Articolul 33

Costuri

Costurile legate de activităţile ENTSO pentru energie electrică menţionate la articolele 28-32 și 58-61 din prezentul regulament și la articolul 11 din Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului ([14]) sunt suportate de operatorii de transport și de sistem și se iau în considerare la calcularea tarifelor. Autorităţile de reglementare aprobă costurile respective numai dacă acestea sunt rezonabile și adecvate.

Articolul 34

Cooperarea regională a operatorilor de transport și de sistem

(1) Operatorii de transport și de sistem instituie o cooperare regională în cadrul ENTSO de energie electrică, pentru a contribui la îndeplinirea sarcinilor menţionate la articolul 30 alineatele (1), (2) și (3). Aceștia publică, în special, un plan regional de investiţii la fiecare doi ani și pot lua decizii privind investiţiile pe baza respectivului plan regional de investiţii. ENTSO pentru energie electrică promovează cooperarea dintre operatorii de transport și de sistem la nivel regional, asigurând interoperabilitatea, comunicarea și monitorizarea performanţei regionale în domeniile care nu au fost încă armonizate la nivelul Uniunii.

(2) Operatorii de transport și de sistem promovează acorduri operaţionale, în vederea asigurării unei gestionări optime a reţelei, precum și dezvoltarea schimburilor de energie, alocarea coordonată de capacitate transfrontalieră prin soluţii nediscriminatorii bazate pe mecanismele pieţei, acordând o atenţie deosebită meritelor speciale ale licitaţiilor implicite pentru alocările pe termen scurt, precum și integrarea mecanismelor de echilibrare și a celor privind rezerva de putere.

(3) În scopul atingerii obiectivelor stabilite la alineatele (1) și (2), zona geografică acoperită de fiecare structură de cooperare regională poate fi stabilită de către Comisie, ţinând seama de structurile de cooperare regională existente. Fiecare stat membru poate promova cooperarea în mai multe zone geografice.

Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru a completa prezentul regulament în ceea ce privește stabilirea zonei geografice acoperite de fiecare structură de cooperare regională. În acest scop, Comisia se consultă cu autorităţile de reglementare, cu ACER și cu ENTSO pentru energie electrică.

([14]) Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009 (JO L 115, 25.4.2013, p. 39).

▼B

Actele delegate menţionate în prezentul alineat nu aduc atingere articolului 36.

Articolul 35

Înființarea și misiunea centrelor de coordonare regionale

(1) Până la 5 iulie 2020, toţi operatorii de transport și de sistem dintr-o regiune de exploatare a sistemului transmit autorităţilor de reglementare în cauză o propunere de înființare a unor centre de coordonare regionale, în conformitate cu criteriile prevăzute în prezentul capitol.

Autorităţile de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului examinează și aprobă propunerea.

Propunerea cuprinde cel puţin următoarele elemente:

(a) statul membru în care ar fi situat sediul centrelor de coordonare regionale și operatorii de transport și de sistem participanţi;

(b) măsurile organizatorice, financiare și operaţionale necesare pentru a asigura funcţionarea eficientă, sigură și fiabilă a sistemului de transport interconectat;

(c) un plan de punere în aplicare pentru punerea în funcţiune a centrelor de coordonare regionale;

(d) statutul și regulamentul de procedură al centrelor de coordonare regionale;

(e) descrierea proceselor bazate pe cooperare, în conformitate cu articolul 38;

(f) descrierea dispoziţiilor privind răspunderea centrelor de coordonare regionale, în conformitate cu articolul 47;

(g) în cazul în care sunt menţinute două centre de coordonare regionale prin rotaţie, în conformitate cu articolul 36 alineatul (2), descrierea modalităţilor care prevăd în mod clar responsabilităţile respectivelor centre de coordonare regionale și procedurile de executare a atribuţiilor acestora.

(2) În urma aprobării de către autorităţile de reglementare a propunerii de la alineatul (1), centrele de coordonare regionale înlocuiesc coordonatorii regionali pentru siguranţă instituiţi în conformitate cu orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și încep să funcţioneze până la 1 iulie 2022.

(3) Centrele de coordonare regionale au forma juridică menţionată la anexa II din Directiva (UE) 2017/1132 a Parlamentului European și a Consiliului ([15]).

([15]) Directiva (UE) 2017/1132 a Parlamentului European și a Consiliului din 14 iunie 2017 privind anumite aspecte ale dreptului societăţilor comerciale (JO L 169, 30.6.2017, p. 46).

▼B

(4) În exercitarea atribuţiilor lor în temeiul dreptului Uniunii, centrele de coordonare regionale acţionează independent de interesele naţionale individuale și de interesele operatorilor de transport și de sistem.

(5) Centrele de coordonare regionale completează rolul operatorilor de transport și de sistem, prin îndeplinirea atribuţiilor de interes regional care le sunt conferite în conformitate cu articolul 37. Operatorii de transport și de sistem sunt responsabili pentru gestionarea fluxurilor de energie electrică și asigurarea unui sistem electroenergetic sigur, fiabil și eficient, în conformitate cu articolul 40 alineatul (1) litera (d) din Directiva (UE) 2019/944.

Articolul 36

Aria geografică a centrelor de coordonare regionale

(1) Până la 5 ianuarie 2020, ENTSO pentru energie electrică prezintă ACER o propunere care să specifice operatorii de transport și de sistem, zonele de ofertare, graniţele zonelor de ofertare, regiunile de calcul al capacităţilor și regiunile de coordonare a întreruperilor care sunt acoperite de fiecare dintre regiunile de exploatare a sistemului. Propunerea ţine seama de topologia reţelei, inclusiv de gradul de interconectare și de interdependenţă dintre sistemele electroenergetice în ceea ce privește fluxurile și dimensiunea regiunii, care acoperă cel puţin o regiune de calcul al capacităţilor.

(2) Operatorii de transport și de sistem dintr-o regiune de exploatare a sistemului participă la centrul de coordonare regional stabilit în regiunea respectivă. În mod excepţional, dacă zona de control a unui operator de transport și de sistem face parte din zone sincrone diferite, operatorul de transport și de sistem poate participa la două centre de coordonare regionale. Pentru graniţele zonei de ofertare adiacente regiunilor de operare a sistemului, propunerea de la alineatul (1) specifică modul în care urmează să se realizeze coordonarea dintre centrele de coordonare regionale pentru aceste graniţe. Pentru zona sincronă Europa Continentală, unde activităţile celor două centre de coordonare regionale se pot suprapune într-o regiune de exploatare a sistemului, operatorii de transport și de sistem din regiunea respectivă de exploatare a sistemului decid fie să desemneze un centru de coordonare regional unic în regiunea în cauză, fie ca cele două centre de coordonare regionale să îndeplinească toate sau o parte din atribuţiile de interes regional în întreaga regiune de exploatare a sistemului prin rotaţie, în timp ce celelalte atribuţii sunt îndeplinite de un centru de coordonare regional unic desemnat.

(3) În termen de trei luni de la primirea propunerii menţionate la alineatul (1), ACER aprobă propunerea de definire a regiunilor de exploatare a sistemului sau propune modificări. În acest din urmă caz, ACER consultă ENTSO pentru energie electrică înainte de a adopta modificările. Propunerea adoptată se publică pe site-ul web al ACER.

(4) Operatorii de transport și de sistem relevanţi pot transmite ACER o propunere de modificare a regiunilor de exploatare a sistemului definite în temeiul alineatului (1). Se aplică procedura prevăzută la alineatul (3).

▼B

Articolul 37

Atribuţiile centrelor de coordonare regionale

(1) Fiecare centru de coordonare regional îndeplinește cel puţin toate atribuţiile de interes regional următoare în întreaga regiune de exploatare a sistemului în care este stabilit:

▼M2

(a) efectuarea calculului coordonat al capacităţilor în conformitate cu metodologiile elaborate în temeiul orientărilor privind alocarea capacităţilor pe piaţa pe termen lung, stabilite prin Regulamentul (UE) 2016/1719, al orientărilor privind mecanismul de alocare a capacităţilor și gestionarea congestiilor, stabilite prin Regulamentul (UE) 2015/1222, precum și al orientărilor privind echilibrarea energiei electrice stabilite prin Regulamentul (UE) 2017/2195;

▼B

(b) efectuarea unei analize coordonate a siguranţei în conformitate cu metodologiile elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului adoptată pe baza articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;

(c) crearea de modele comune de reţele în conformitate cu metodologiile și procedurile elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului adoptată pe baza articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;

(d) sprijinirea evaluării consecvenţei planurilor de apărare și a planurilor de restaurare ale operatorilor de transport și de sistem în conformitate cu procedura prevăzută în codul de reţea pentru situaţii de urgenţă și restaurare adoptată în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;

(e) realizarea de prognoze privind adecvarea sistemului la nivel regional pentru săptămâna următoare și cel puţin pentru ziua următoare, și pregătirea de acţiuni de reducere a riscurilor, în conformitate cu metodologia stabilită la articolul 8 din Regulamentul (UE) 2019/941 și cu procedurile prevăzute în orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;

(f) coordonarea planificării întreruperilor în conformitate cu procedurile și metodologiile stabilite în orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;

(g) formarea și certificarea personalului care lucrează pentru centrele de coordonare regionale;

(h) sprijinirea coordonării și optimizării restaurării la nivel regional, astfel cum s-a solicitat de către operatorii de transport și de sistem;

(i) efectuarea analizei post-operaţionale și post-perturbare și raportarea;

(j) dimensionarea regională a capacităţii de rezervă;

(k) facilitarea achiziţiilor regionale de capacitate de echilibrare;

(l) sprijinirea operatorilor de transport și de sistem, la cererea lor, în optimizarea deconturilor dintre operatorii de transport și de sistem;

▼B

(m) îndeplinirea atribuţiilor legate de identificarea scenariilor regionale de criză de energie electrică în cazul și în măsura în care acestea sunt delegate centrelor de coordonare regionale în temeiul articolului 6 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/941;

(n) îndeplinirea atribuţiilor legate de evaluările adecvării sezoniere în cazul și în măsura în care acestea sunt delegate centrelor de coordonare regionale în temeiul articolului 9 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2019/941;

(o) calcularea valorii capacităţii maxime de intrare disponibile pentru participarea capacităţii externe la mecanismele de asigurare a capacităţii cu scopul de a emite o recomandare în temeiul articolului 26 alineatul (7);

(p) îndeplinirea atribuţiilor legate de sprijinirea operatorilor de transport și de sistem în identificarea necesităţilor de capacităţi noi de transport, de modernizare a capacităţilor de transport existente sau a alternativelor la acestea, care trebuie prezentate grupurilor regionale instituite în temeiul Regulamentului (UE) nr. 347/2013 și incluse în planul de dezvoltare a reţelei pe 10 ani menţionat la articolul 51 din Directiva (UE) 2019/944.

Atribuţiile menţionate la primul paragraf sunt prevăzute în detaliu în anexa I.

(2) Pe baza propunerii Comisiei sau a unui stat membru, comitetul instituit prin articolul 68 din Directiva (UE) 2019/944 emite un aviz privind conferirea unor noi atribuţii consultative centrelor de coordonare regionale. În cazul în care comitetul emite un aviz favorabil privind conferirea unor noi atribuţii consultative, centrele de coordonare regionale îndeplinesc aceste atribuţii pe baza unei propuneri elaborate de ENTSO pentru energie electrică și aprobate de ACER în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 27.

(3) Operatorii de transport și de sistem furnizează centrului de coordonare regional de care aparţin informaţiile necesare pentru îndeplinirea atribuţiilor acestuia.

(4) Centrele de coordonare regionale pun la dispoziţia operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului toate informaţiile necesare pentru a pune în aplicare acţiunile coordonate și recomandările emise de centrele de coordonare regionale.

(5) Pentru atribuţiile prevăzute la prezentul articol și care nu sunt acoperite deja de orientările și codurile de reţea relevante, ENTSO pentru energie electrică elaborează o propunere în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 27. Centrele de coordonare regionale îndeplinesc aceste atribuţii pe baza propunerii, în urma aprobării ACER.

Articolul 38

Cooperarea în cadrul centrelor de coordonare regionale și între acestea

Coordonarea zilnică în cadrul centrelor de coordonare regionale și între acestea este gestionată printr-un proces bazat pe cooperare între operatorii de transport și de sistem din regiune, inclusiv pe modalităţi de coordonare între centrele de coordonare regionale, dacă este cazul. Procesul bazat pe cooperare are la bază:

▼B

(a) acorduri de lucru pentru a aborda aspectele legate de planificare și pe cele operaţionale relevante pentru atribuţiile menţionate la articolul 37;

(b) o procedură pentru partajarea analizelor și consultarea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului și a părţilor interesate relevante, precum și a altor centre de coordonare regionale cu privire la propunerile centrelor de coordonare regionale, într-un mod eficient și incluziv, în exercitarea sarcinilor și a atribuţiilor operaţionale, în conformitate cu articolul 40;

(c) o procedură pentru adoptarea de acţiuni coordonate și recomandări în conformitate cu articolul 42.

Articolul 39

Acordurile de lucru

(1) Centrele de coordonare regionale elaborează acorduri de lucru eficiente, incluzive, transparente și care facilitează consensul pentru a aborda aspectele legate de planificare și pe cele operaţionale asociate atribuţiilor care trebuie îndeplinite, luând în considerare, în special, caracteristicile și cerinţele acestor atribuţii, astfel cum se specifică în anexa I. Centrele de coordonare regionale elaborează, de asemenea, un proces pentru revizuirea acestor acorduri de lucru.

(2) Centrele de coordonare regionale se asigură că acordurile de lucru menţionate la alineatul (1) conţin norme privind notificarea părţilor vizate.

Articolul 40

Procedura de consultare

(1) Centrele de coordonare regionale elaborează o procedură pentru a organiza, în exercitarea atribuţiilor și sarcinilor lor operaţionale zilnice, consultarea corespunzătoare și periodică a operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului, a altor centre de coordonare regionale și a părţilor interesate relevante. Autorităţile de reglementare sunt implicate în această procedură, atunci când este necesar, pentru a asigura abordarea aspectelor legate de reglementare.

(2) Centrele de coordonare regionale consultă statele membre din regiunea de exploatare a sistemului și, în cazul în care există un forum regional, forumurile lor regionale privind aspecte de relevanţă politică care exclud activităţile curente ale centrelor de coordonare regionale și executarea atribuţiilor acestora. Centrele de coordonare regionale ţin seama în mod corespunzător de recomandările formulate de statele membre și, dacă este cazul, de forumurile lor regionale.

Articolul 41

Transparenţă

(1) Centrele de coordonare regionale elaborează un proces prin care se asigură implicarea părţilor interesate și reuniuni periodice cu părţile interesate pentru a discuta aspecte legate de funcţionarea eficientă, sigură și fiabilă a sistemului interconectat, precum și pentru a identifica deficienţe și a propune îmbunătăţiri.

▼B

(2) ENTSO pentru energie electrică și centrele de coordonare regionale funcţionează în condiţii de transparenţă deplină faţă de părţile interesate și de publicul larg. Acestea publică toate documentele relevante pe site-urile lor web.

Articolul 42

Adoptarea și revizuirea acţiunilor coordonate și a recomandărilor

(1) Operatorii de sistem și de transport dintr-o regiune de exploatare a sistemului elaborează o procedură pentru adoptarea și revizuirea acţiunilor coordonate și a recomandărilor emise de centrele de coordonare regionale în conformitate cu criteriile stabilite la alineatele (2), (3) și (4).

(2) Centrele de coordonare regionale stabilesc acţiuni coordonate adresate operatorilor de transport și de sistem în ceea ce privește atribuţiile menţionate la articolul 37 alineatul (1) literele (a) și (b). Operatorii de transport și de sistem pun în aplicare acţiunile coordonate cu excepţia cazului în care punerea în aplicare a acţiunilor coordonate ar duce la o încălcare a limitelor de siguranţă în funcţionare definite de fiecare operator de transport și de sistem în conformitate cu orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

În cazul în care operatorul de transport și de sistem decide să nu pună în aplicare o acţiune coordonată din motivele arătate în prezentul alineat, acesta raportează în mod transparent și fără întârzieri nejustificate motivele detaliate centrelor de coordonare regionale și operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului. În astfel de cazuri, centrele de coordonare regionale evaluează impactul deciziei respective asupra celorlalţi operatori de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului și poate propune un alt set de acţiuni coordonate care fac obiectul procedurii stabilite în alineatul (1).

(3) Centrele de coordonare regionale emit recomandări adresate operatorilor de transport și de sistem în ceea ce privește atribuţiile enumerate la articolul 37 alineatul (1) literele (c)-(p) sau a celor atribuite în conformitate cu articolul 37 alineatul (2).

În cazul în care un operator de transport și de sistem decide să se abată de la o recomandare menţionată la alineatul (1), acesta transmite fără întârziere nejustificată motivarea deciziei sale centrelor de coordonare regionale și celorlalţi operatori de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului.

(4) Revizuirea acţiunilor coordonate sau a unei recomandări se declanșează la cererea unuia sau mai multor operatori de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului. În urma revizuirii acţiunii coordonate sau a recomandării, centrele de coordonare regionale confirmă sau modifică măsura.

(5) În cazul în care o acţiune coordonată face obiectul unei revizuiri în conformitate cu alineatul (4) din prezentul articol, cererea de revizuire nu are efect suspensiv asupra acţiunii coordonate decât în cazul în care punerea în aplicare a acţiunii coordonate ar duce la o încălcare a limitelor de siguranţă în funcţionare definite de fiecare operator de transport și de sistem individual în conformitate cu orientările privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

▼B

(6) La propunerea unui stat membru sau a Comisiei și în urma consultării cu comitetul instituit prin articolul 68 din Directiva (UE) 2019/944, statele membre dintr-o regiune de exploatare a sistemului pot decide de comun acord să atribuie competența de a stabili acțiuni coordonate centrului lor de coordonare regional pentru una sau mai multe dintre atribuțiile prevăzute la articolul 37 alineatul (1) literele (c)-(p) din prezentul regulament.

Articolul 43

Consiliul de administrație al centrelor de coordonare regionale

(1) Centrele de coordonare regionale instituie un consiliu de administrație în scopul adoptării măsurilor legate de guvernanță și al monitorizării performanței lor.

(2) Consiliul de administrație este alcătuit din membri care reprezintă toți operatorii de transport și de sistem care participă la centrele de coordonare regionale relevante.

(3) Consiliul de administrație este responsabil cu:

(a) elaborarea și aprobarea statutului și a regulamentului de procedură al centrelor de coordonare regionale;

(b) luarea deciziilor cu privire la structura organizatorică și punerea lor în aplicare;

(c) pregătirea și aprobarea bugetului anual;

(d) elaborarea și aprobarea proceselor bazate pe cooperare, în conformitate cu articolul 38.

(4) Competențele consiliului de administrație le exclud pe cele care sunt legate de activitățile curente ale centrelor de coordonare regionale și de îndeplinirea atribuțiilor lor.

Articolul 44

Structura organizatorică

(1) Operatorii de sistem și de transport dintr-o regiune de exploatare a sistemului stabilesc structura organizatorică a centrelor de coordonare regionale care sprijină siguranța atribuțiilor lor.

Structura lor organizatorică precizează:

(a) competențele, atribuțiile și responsabilitățile personalului;

(b) relațiile și raporturile ierarhice dintre diversele părți componente și procese ale organizației.

(2) Centrele de coordonare regionale pot înființa birouri regionale pentru a aborda particularitățile subregionale sau pot înființa centre de coordonare regionale de rezervă pentru a-și exercita atribuțiile în mod eficient și fiabil, în cazurile în care se dovedește strict necesar.

▼B

Articolul 45

Dotarea și personalul

Centrele de coordonare regionale sunt dotate cu toate resursele umane, tehnice, fizice și financiare necesare îndeplinirii obligaţiilor care le revin în temeiul prezentului regulament și exercitării atribuţiilor lor într-un mod independent și imparţial.

Articolul 46

Monitorizarea și raportarea

(1) Centrele de coordonare regionale instituie un proces pentru a monitoriza continuu cel puţin:

(a) performanţa lor operaţională;

(b) acţiunile coordonate și recomandările emise, gradul de punere în aplicare a acţiunilor coordonate și a recomandărilor de către operatorii de transport și de sistem și rezultatul obţinut;

(c) eficacitatea și eficienţa fiecăreia dintre atribuţiile pentru care sunt responsabile și, dacă este cazul, rotaţia acestor atribuţii.

(2) Centrele de coordonare regionale își justifică costurile în mod transparent și le raportează ACER și autorităţilor de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului.

(3) Centrele de coordonare regionale înaintează un raport anual cu privire la rezultatul monitorizării prevăzute la alineatul (1) și informaţii privind performanţele lor către ENTSO pentru energie electrică, către ACER, către autorităţile de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului și către Grupul de coordonare în domeniul energiei electrice.

(4) Centrele de coordonare regionale raportează deficienţele identificate în procesul de monitorizare în temeiul alineatului (1) ENTSO pentru energie electrică, autorităţilor de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului, ACER și altor autorităţi competente ale statelor membre responsabile cu prevenirea și gestionarea situaţiilor de criză. Pe baza acestui raport, autorităţile de reglementare competente din regiune pot propune centrelor de coordonare regionale măsuri pentru remedierea deficienţelor.

(5) Fără a aduce atingere necesităţii de a proteja securitatea și confidenţialitatea informaţiilor sensibile din punct de vedere comercial, centrele de coordonare regionale fac publice rapoartele menţionate la alineatele (3) și (4).

Articolul 47

Răspunderea

În propunerile de instituire a centrelor de coordonare regionale în conformitate cu articolul 35, operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului includ măsurile necesare pentru a acoperi răspunderea legată de îndeplinirea atribuţiilor centrelor de coordonare regionale. Metoda utilizată pentru furnizarea acoperirii trebuie să ţină seama de statutul juridic al centrelor de coordonare regionale și de nivelul de acoperire oferit de asigurarea comercială disponibilă.

▼B

Articolul 48

Planul de dezvoltare a rețelei pe 10 ani

▼M1

(1) Planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei menționat la articolul 30 alineatul (1) litera (b) cuprinde modelarea rețelei integrate, inclusiv elaborarea de scenarii și evaluarea rezilienței sistemului. Parametrii de intrare relevanți pentru modelare, precum ipotezele privind prețurile combustibililor și carbonului ori instalarea energiilor din surse regenerabile sunt pe deplin coerenți cu evaluarea adecvării resurselor la nivel european, elaborată în temeiul articolului 23.

▼B

În special, planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei:

(a) se bazează pe planuri naționale de investiții, luând în considerare planurile regionale de investiții menționate la articolul 34 alineatul (1) din prezentul regulament și, dacă este cazul, aspectele la nivelul Uniunii legate de planificarea rețelei, prevăzute în Regulamentul (UE) nr. 347/2013; acesta face obiectul unei analize costuri-beneficii utilizând metodologia stabilită în conformitate cu articolul 11 din regulamentul respectiv;

(b) în ceea ce privește interconectările transfrontaliere, se bazează, de asemenea, pe nevoile rezonabile ale diferiților utilizatori de sisteme și integrează angajamentele pe termen lung ale investitorilor menționați la articolele 44 și 51 din Directiva (UE) 2019/944; și

(c) identifică deficiențele investiționale, în special în ceea ce privește capacitățile transfrontaliere.

În ceea ce privește litera (c) de la primul paragraf, planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei poate fi însoțit de o analiză a obstacolelor în calea creșterii capacității transfrontaliere a rețelei, generate de diferențele existente la nivelul procedurilor sau al practicilor de aprobare.

(2) ACER furnizează un aviz cu privire la planurile naționale de dezvoltare a rețelei pe 10 ani, în vederea evaluării consecvenței cu planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei. În cazul în care ACER identifică neconcordanțe între un plan național de dezvoltare a rețelei pe 10 ani și planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei, recomandă, după caz, modificarea planului național de dezvoltare a rețelei pe 10 ani sau a planului la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei. În cazul în care un astfel de plan de dezvoltare a rețelei pe 10 ani este elaborat în conformitate cu articolul 51 din Directiva (UE) 2019/944, ACER recomandă autorității de reglementare relevante să modifice planul național de dezvoltare a rețelei pe 10 ani în conformitate cu articolul 51 alineatul (7) din directiva respectivă și informează Comisia cu privire la aceasta.

Articolul 49

Mecanismul de compensare între operatorii de transport și de sistem

(1) Operatorii de transport și de sistem primesc compensații pentru costurile aferente găzduirii fluxurilor de energie electrică transfrontaliere în rețelele lor.

(2) Compensația menționată la alineatul (1) se plătește de către operatorii sistemelor de transport naționale de unde provin fluxurile transfrontaliere și ai sistemelor unde ajung în final aceste fluxuri.

▼B

(3) Plăţile compensatorii se efectuează periodic, raportat la o anumită perioadă din trecut. După caz, se fac ajustări ulterioare ale compensaţiei plătite, pentru a reflecta costurile suportate efectiv.

Prima perioadă pentru care se efectuează plăţi compensatorii se stabilește în cadrul orientărilor menţionate la articolul 61.

(4) Comisia adoptă acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru completarea prezentului regulament în ceea ce privește stabilirea cuantumului plăţilor compensatorii care se pot acorda.

(5) Amploarea fluxurilor transfrontaliere găzduite și amploarea fluxurilor transfrontaliere desemnate ca provenind sau ajungând în sisteme naţionale de transport se stabilesc pe baza fluxurilor fizice de energie electrică măsurate efectiv într-o anumită perioadă.

(6) Costurile aferente găzduirii fluxurilor transfrontaliere se stabilesc pe baza costurilor marginale medii previzionate pe termen lung, luându-se în considerare pierderile, investiţiile în infrastructuri noi și un procent corespunzător din costul infrastructurii existente, în măsura în care infrastructura este utilizată pentru transportul fluxurilor transfrontaliere, ţinându-se cont, în special, de nevoia de a garanta siguranţa alimentării. Pentru stabilirea costurilor, se folosesc metodologii de calcul standard recunoscute. Avantajele pe care le prezintă o reţea ca rezultat al găzduirii fluxurilor transfrontaliere se iau în considerare pentru a se reduce compensaţiile primite.

(7) Doar în sensul mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem, atunci când reţelele de transport din două sau mai multe state membre sunt parte integrantă, integral sau parţial, a unui singur bloc de control, blocul de control în ansamblul său este considerat a fi parte integrantă a reţelei de transport a unuia dintre statele membre în cauză, pentru a se evita ca fluxurile din interiorul blocurilor de control să fie considerate fluxuri transfrontaliere în temeiul articolului 2 alineatul (2) litera (b) și să dea dreptul la plăţi compensatorii în temeiul alineatului (1) din prezentul articol. Autorităţile de reglementare ale statelor membre în cauză pot decide în care dintre statele membre în cauză se consideră că blocul de control face parte integrantă a reţelei de transport.

Articolul 50

Furnizarea de informaţii

(1) Operatorii de transport și de sistem pun în aplicare mecanisme de coordonare și schimb de informaţii pentru a garanta siguranţa reţelelor în contextul gestionării congestiei reţelelor.

(2) Standardele de siguranţă, de exploatare și de planificare utilizate de către operatorii de transport și de sistem trebuie să fie făcute publice. Informaţiile publicate trebuie să includă o schemă generală pentru calculul capacităţii totale de transfer și al marjei de fiabilitate a transportului, pe baza caracteristicilor electrice și fizice ale reţelei. Aceste scheme trebuie să fie supuse aprobării de către autorităţile de reglementare.

(3) Operatorii de transport și de sistem publică estimări ale capacităţii de transfer disponibile în fiecare zi, indicând orice capacitate de transfer care este deja rezervată. Aceste publicări se fac la intervale specifice,

▼B

înainte de data transportului, și includ, în toate cazurile, estimări pentru săptămâna următoare și pentru luna următoare, precum și indicarea cantitativă a fiabilității scontate a capacității disponibile.

(4) Operatorii de transport și de sistem publică datele pertinente cu privire la cererea prognozată agregată și la cererea reală, la disponibilitatea și utilizarea reală a activelor de producere și de consum, la disponibilitatea și utilizarea rețelelor și a interconectării, la energia de echilibrare și la capacitatea de rezervă, precum și la disponibilitatea flexibilității. În privința disponibilității și a utilizării reale a activelor mici de producere și de sarcină, se pot utiliza date estimative agregate.

▼M2

(4a) Operatorii de transport și de sistem publică în mod clar și transparent informații privind capacitatea disponibilă de a efectua noi racordări în zonele lor de operare cu o granularitate spațială ridicată, respectând siguranța publică și confidențialitatea datelor, inclusiv capacitatea la care se referă cererea de racordare și posibilitatea unei racordări flexibile în zonele congestionate. Publicarea respectivelor informații include informații referitoare la criteriile pentru calcularea capacității disponibile pentru racordările noi. Operatorii de transport și de sistem actualizează aceste informații cu regularitate, cel puțin o dată pe lună.

Operatorii de transport și de sistem furnizează utilizatorilor de sistem, în mod transparent, informații clare cu privire la situația și tratarea cererilor lor de racordare, inclusiv, dacă este cazul, informații referitoare la acordurile flexibile de racordare. Ei furnizează aceste informații în termen de trei luni de la data depunerii cererii. În cazul în care racordarea solicitată nu este nici acordată, nici respinsă definitiv, operatorii de transport și de sistem actualizează aceste informații periodic, cel puțin trimestrial.

▼B

(5) Participanții la piață implicați furnizează operatorilor de transport și de sistem datele pertinente.

(6) Întreprinderile de producție care au în proprietate sau care exploatează active de producere, dintre care cel puțin un activ de producere are o capacitate instalată de minimum 250 MW sau care au un portofoliu care cuprinde active de producere de cel puțin 400 MW, păstrează la dispoziția autorității de reglementare, a autorității naționale în domeniul concurenței și a Comisiei, timp de cinci ani, datele orare ale tuturor centralelor, necesare în vederea verificării deciziilor operaționale de dispecerizare, precum și comportamentul pe bursele de energie electrică, în cadrul licitațiilor pentru capacitățile de interconectare, pe piețele de rezerve de energie și pe piețele extrabursiere. Informațiile orare pentru fiecare centrală includ, fără a se limita la, datele cu privire la capacitatea de producere disponibilă și la rezervele angajate, inclusiv alocarea acestor rezerve angajate la nivelul fiecărei centrale individuale în momentul tranzacționării pe bursă sau în momentul producerii.

(7) Operatorii de transport și de sistem fac schimb, cu regularitate, de un set de date suficient de precise privind rețeaua și fluxurile de sarcină, cu scopul de a permite calculul fluxurilor de sarcină pentru fiecare operator de transport și de sistem în zona sa de interes. Aceeași serie de date este pusă la dispoziția autorităților de reglementare, a Comisiei și a statelor membre, la cerere. Autoritățile de reglementare,

▼B

statele membre și Comisia tratează confidențial această serie de date și se asigură că orice consultant însărcinat la cererea lor cu realizarea unor lucrări de analiză pe baza acestor date aplică un tratament confidențial datelor respective.

Articolul 51

Certificarea operatorilor de transport și de sistem

(1) Comisia examinează orice notificare privind decizia de certificare a unui operator de transport și de sistem, astfel cum se prevede la articolul 52 alineatul (6) din Directiva (UE) 2019/944 imediat după primirea notificării. În termen de două luni de la primirea unei astfel de notificări, Comisia prezintă avizul său autorității de reglementare relevante, în ceea ce privește compatibilitatea cu articolul 43 și compatibilitatea fie cu articolul 52 alineatul (2), fie cu articolul 53 din Directiva (UE) 2019/944.

În vederea elaborării avizului menționat la primul paragraf, Comisia poate solicita avizul ACER cu privire la decizia autorității de reglementare. Într-o astfel de situație, termenul de două luni menționat la primul paragraf se prelungește cu încă două luni.

În cazul în care Comisia nu emite un aviz în termenul menționat la primul și la al doilea paragraf, se consideră că aceasta nu a avut niciun fel de obiecții împotriva deciziei autorității de reglementare.

(2) În termen de două luni de la primirea unui aviz din partea Comisiei, autoritatea de reglementare adoptă decizia finală cu privire la certificarea operatorului de transport și de sistem, ținând seama în cea mai mare măsură posibilă de avizul Comisiei. Decizia autorității de reglementare și avizul Comisiei se publică împreună.

(3) În orice moment pe parcursul procedurii, autoritățile de reglementare sau Comisia pot solicita operatorilor de transport și de sistem sau întreprinderilor care desfășoară activități de producere sau de furnizare orice informație utilă pentru îndeplinirea atribuțiilor lor în temeiul prezentului articol.

(4) Autoritățile de reglementare și Comisia asigură confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.

(5) În cazul în care Comisia a primit o notificare privind certificarea unui operator de transport și de sistem în conformitate cu articolul 43 alineatul (9) din Directiva (UE) 2019/944, Comisia ia o decizie privind certificarea. Autoritatea de reglementare se conformează deciziei Comisiei.

CAPITOLUL VI

EXPLOATAREA SISTEMELOR DE DISTRIBUȚIE

Articolul 52

Entitatea europeană pentru operatorii de distribuție

(1) Operatorii de distribuție cooperează la nivelul Uniunii prin intermediul entității OSD UE, pentru a promova finalizarea și funcționarea pieței interne de energie electrică și pentru a promova gestionarea optimă și exploatarea coordonată a sistemelor de transport și de distribuție. Operatorii de distribuție care doresc să participe la entitatea OSD UE au dreptul să devină membri înregistrați ai entității.

▼B

Membrii înregistrați pot participa la entitatea OSD UE direct sau pot fi reprezentați de asociația națională desemnată de statul membru sau de o asociație de la nivelul Uniunii.

(2) Operatorii de sisteme de distribuție au dreptul să se asocieze prin intermediul creării entității OSD UE. Entitatea OSD UE îndeplinește atribuțiile și procedurile în conformitate cu articolul 55. Ca entitate expertă care lucrează pentru interesul comun al Uniunii, entitatea OSD UE nu reprezintă anumite interese și nici nu încearcă să influențeze procesul de luare a deciziilor pentru a promova interese specifice.

(3) Membrii entității OSD UE fac obiectul înregistrării și achitării unei cotizații echitabile și proporționale care reflectă numărul de clienți conectați la operatorul de distribuție în cauză.

Articolul 53

Înființarea entității OSD UE

(1) Entitatea OSD UE este formată, cel puțin, dintr-o adunare generală, un consiliu de administrație, un grup de consilieri strategici, grupuri de experți și un secretar general.

(2) Până la 5 iulie 2020, operatorii de distribuție transmit Comisiei și ACER proiectul de statut, în conformitate cu articolul 54, inclusiv un cod de conduită, o listă a membrilor înregistrați, proiectul de regulament de procedură, inclusiv normele de procedură cu privire la consultarea ENTSO pentru energie electrică și a altor părți interesate și normele de finanțare ale entității OSD UE care urmează a fi instituită.

Proiectul de regulament de procedură al entității OSD UE asigură o reprezentare echilibrată a tuturor operatorilor de distribuție participanți.

(3) În termen de două luni de la primirea proiectului de statut, a listei membrilor și a proiectului de regulament de procedură, ACER furnizează Comisiei avizul său, după consultarea organizațiilor care reprezintă toate părțile interesate, în special utilizatorii sistemelor de distribuție.

(4) În termen de trei luni de la primirea avizului ACER, Comisia emite un aviz cu privire la proiectul de statut, la lista membrilor și la proiectul de regulament de procedură, luând în considerare avizul ACER prevăzut la alineatul (3).

(5) În termen de trei luni de la primirea avizului favorabil din partea Comisiei, operatorii de distribuție înființează entitatea OSD UE și adoptă și publică statutul și regulamentul de procedură ale acesteia.

(6) Documentele menționate la alineatul (2) se transmit Comisiei și ACER în cazul în care li se aduc modificări sau la cererea motivată a Comisiei sau a ACER. Comisia și ACER emit un aviz în conformitate cu procesul prevăzut la alineatele (2), (3) și (4).

(7) Costurile legate de activitățile entității OSD UE sunt suportate de către operatorii de distribuție care sunt membri înregistrați și se iau în considerare la calcularea tarifelor. Autoritățile de reglementare aprobă numai costurile rezonabile și proporționale.

▼B

Articolul 54

Principalele norme și proceduri pentru entitatea OSD UE

(1) Statutul entității OSD UE adoptat în conformitate cu articolul 53 garantează următoarele principii:

(a) participarea la lucrările entității OSD UE este limitată la membrii înregistrați, existând posibilitatea delegării între membri;

(b) deciziile strategice legate de activitățile entității OSD UE, precum și orientările de politică pentru Consiliul de administrație sunt adoptate de Adunarea generală;

(c) deciziile Adunării generale sunt adoptate în conformitate cu următoarele reguli:

(i) fiecare membru dispune de un număr de voturi proporțional cu numărul de clienți ai membrului respectiv;

(ii) se exprimă 65 % din voturile atribuite membrilor; și

(iii) decizia se adoptă cu o majoritate de 55 % din membri;

(d) deciziile Adunării generale sunt respinse în conformitate cu următoarele reguli:

(i) fiecare membru dispune de un număr de voturi proporțional cu numărul respectiv de clienți;

(ii) se exprimă 35 % din totalul voturilor atribuite membrilor; și

(iii) decizia este respinsă de cel puțin 25 % din membri;

(e) Consiliul de administrație este ales de Adunarea generală, pentru un mandat de maximum patru ani;

(f) Consiliul de administrație numește președintele și cei trei vicepreședinți dintre membrii consiliului de administrație;

(g) cooperarea dintre operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție, în temeiul articolelor 56 și 57, este coordonată de Consiliul de administrație;

(h) deciziile Consiliului de administrație sunt adoptate cu o majoritate absolută;

(i) pe baza propunerii Consiliului de administrație, secretarul general este numit de Adunarea generală din rândul membrilor săi, pentru un mandat de patru ani, care poate fi reînnoit o singură dată;

(j) pe baza propunerii Consiliului de administrație, grupurile de experți sunt numite de Adunarea generală și nu depășesc 30 de membri, cu posibilitatea ca o treime din membri să provină din afara entității OSD UE; în plus, este instituit un grup de experți „pe țară” și este format din câte un reprezentant al operatorilor de distribuție din fiecare stat membru.

(2) Procedurile adoptate de entitatea OSD UE garantează tratamentul echitabil și proporțional al membrilor săi și reflectă diversitatea geografică și structura economică a membrilor săi. În special, procedurile prevăd următoarele:

▼B

(a) Consiliul de administrație este alcătuit din președintele Consiliului de administrație și 27 de reprezentanți ai membrilor, din care:

(i) nouă sunt reprezentanți ai membrilor cu peste 1 milion de utilizatori ai rețelei;

(ii) nouă sunt reprezentanți ai membrilor cu peste 100 000 și mai puțin de 1 milion de utilizatori ai rețelei; și

(iii) nouă sunt reprezentanți ai membrilor cu mai puțin de 100 000 de utilizatori ai rețelei;

(b) reprezentanți ai asociațiilor OSD existente au dreptul de a participa ca observatori la reuniunile Consiliului de administrație;

(c) Consiliul de administrație nu poate avea mai mult de trei reprezentanți ai membrilor provenind din același stat membru sau din același grup industrial;

(d) fiecare vicepreședinte al Consiliului de administrație este numit dintre reprezentanții membrilor din fiecare categorie descrisă la litera (a);

(e) reprezentanții membrilor provenind dintr-un stat membru sau din același grup industrial nu constituie majoritatea participanților la grupul de experți;

(f) Consiliul de administrație instituie un grup consultativ strategic care oferă avize Consiliului de administrație și grupurilor de experți și este format din reprezentanți ai asociațiilor OSD europene și reprezentanți ai statelor membre care nu sunt reprezentate în Consiliul de administrație.

Articolul 55

Atribuțiile entității OSD UE

(1) Atribuțiile entității OSD UE sunt următoarele:

(a) promovarea exploatării și planificării rețelelor de distribuție în coordonare cu exploatarea și planificarea rețelelor de transport;

(b) facilitarea integrării surselor regenerabile de energie, a producerii distribuite și a altor resurse integrate în rețeaua de distribuție, cum ar fi stocarea energiei;

(c) facilitarea flexibilității cererii și a consumului dispecerizabil, precum și distribuirea accesului pe piață al utilizatorilor rețelei;

(d) contribuirea la digitalizarea sistemelor de distribuție, inclusiv implementarea rețelelor inteligente și a sistemelor de contorizare inteligentă;

(e) sprijinirea dezvoltării gestionării datelor, a securității cibernetice și a protecției datelor în cooperare cu autoritățile competente și entitățile reglementate;

(f) participarea la elaborarea codurilor de rețea care sunt relevante pentru exploatarea și planificarea rețelelor de distribuție și pentru exploatarea coordonată a rețelelor de transport și a rețelelor de distribuție în temeiul articolului 59.

(2) În plus, entitatea OSD UE:

▼B

(a) cooperează cu ENTSO pentru energie electrică la monitorizarea punerii în aplicare a codurilor de rețea și a orientărilor adoptate în temeiul prezentului regulament care sunt relevante pentru exploatarea și planificarea rețelelor de distribuție și pentru exploatarea coordonată a rețelelor de transport și a rețelelor de distribuție;

(b) cooperează cu ENTSO pentru energie electrică și adoptă cele mai bune practici cu privire la exploatarea și planificarea coordonată a sistemelor de transport și de distribuție, inclusiv aspecte precum schimbul de date între operatori și coordonarea resurselor de energie distribuite;

(c) lucrează la identificarea celor mai bune practici în domeniile menționate la alineatul (1) și la introducerea îmbunătățirilor în materie de eficiență energetică în rețelele de distribuție;

(d) adoptă un program de lucru anual și un raport anual;

(e) funcționează în conformitate cu dreptul în materie de concurență și asigură neutralitatea.

Articolul 56

Consultările în cadrul procesului de elaborare a codurilor de rețea

(1) Atunci când participă la elaborarea codurilor noi de rețea în temeiul articolului 59, entitatea OSD UE organizează un proces de consultare extinsă, într-un stadiu incipient și în mod deschis și transparent, implicând toate părțile interesate relevante și în special organizațiile care reprezintă astfel de părți interesate, în conformitate cu regulamentul de procedură referitoare la consultări, menționate la articolul 53. Această consultare include, de asemenea, autorități de reglementare și alte autorități naționale, întreprinderi de furnizare și de producere, utilizatori ai sistemelor, inclusiv clienți, organisme tehnice și platforme ale părților interesate. Consultarea are ca scop identificarea punctelor de vedere și a propunerilor tuturor părților relevante în decursul procesului decizional.

(2) Toate documentele și procesele-verbale ale întrunirilor care au legătură cu consultările menționate la alineatul (1) se fac publice.

(3) Entitatea OSD UE ia în considerare punctele de vedere comunicate în decursul consultărilor. Înainte de adoptarea propunerilor pentru codurile de rețea menționate la articolul 59, entitatea OSD UE precizează în ce mod au fost luate în considerare observațiile primite în cadrul consultării. În cazul în care astfel de observații nu au fost luate în considerare, aceasta furnizează justificări.

Articolul 57

Cooperarea dintre operatorii de distribuție și operatorii de transport și de sistem

(1) Operatorii de distribuție și operatorii de transport și de sistem cooperează între ei la planificarea și exploatarea rețelelor lor. În special, operatorii de distribuție și operatorii de transport și de sistem fac schimb de toate informațiile și datele necesare privind performanța activelor de producere și a consumului dispecerizabil, exploatarea zilnică a rețelelor lor și planificarea pe termen lung a investițiilor în rețea, cu scopul de a asigura dezvoltarea și exploatarea eficientă din punctul de vedere al costurilor, în siguranță și în mod fiabil a rețelelor lor.

▼B

(2) Operatorii de distribuţie și operatorii de transport și de sistem cooperează între ei pentru a asigura un acces coordonat la resurse precum producerea distribuită, stocarea energiei sau consumul dispecerizabil, care pot sprijini nevoile specifice atât ale operatorilor de distribuţie, cât și ale operatorilor de transport și de sistem.

▼M2

(3) Operatorii de distribuţie și operatorii de transport și de sistem cooperează între ei pentru a publica, în mod consecvent, informaţii coerente privind capacitatea disponibilă de a efectua noi racordări în zonele lor de operare respective care oferă o vizibilitate suficient de detaliată dezvoltatorilor de noi proiecte energetice și altor potenţiali utilizatori ai reţelei.

▼B

CAPITOLUL VII

CODURILE DE REŢEA ȘI ORIENTĂRILE

Articolul 58

Adoptarea codurilor de reţea și a orientărilor

(1) Comisia poate adopta acte de punere în aplicare sau acte delegate, sub rezerva atribuirii competenţelor menţionate la articolul 59, 60 și 61. Aceste acte pot fi adoptate sub formă de coduri de reţea pe baza textului propunerilor elaborate de ENTSO pentru energie electrică sau, în cazul în care acest lucru este prevăzut în lista priorităţilor în temeiul articolului 59 alineatul (3), de către entitatea OSD UE acolo unde este cazul în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică și de către ACER în temeiul procedurii prevăzute la articolul 59, ori sub formă de orientări adoptate în temeiul procedurii prevăzute la articolul 61.

(2) Codurile de reţea și orientările:

(a) asigură gradul minim de armonizare necesar pentru a atinge obiectivele prezentului regulament;

(b) ţin seama, după caz, de caracteristicile regionale specifice;

(c) nu depășesc ceea ce este necesar în scopul literei (a); și

(d) nu aduc atingere dreptului statelor membre de a elabora coduri de reţea naţionale care nu afectează comerţul interzonal.

Articolul 59

Stabilirea codurilor de reţea

(1) Comisia este împuternicită să adopte acte de punere în aplicare pentru a asigura condiţii uniforme de punere în aplicare a prezentului regulament prin instituirea de coduri de reţea în următoarele domenii:

(a) norme privind siguranţa și fiabilitatea reţelei, inclusiv normele privind capacitatea de rezervă tehnică de transport pentru a asigura siguranţa exploatării reţelei, precum și normele de interoperabilitate pentru aplicarea articolelor 34-47 și a articolului 57 din prezentul regulament și a articolului 40 din Directiva (UE) 2019/944, inclusiv norme privind stările sistemului, măsurile de remediere și limitele de siguranţă în funcţionare, controlul tensiunii

▼B

și gestionarea puterii reactive, gestionarea curentului de scurtcircuit, gestionarea fluxului de energie electrică, analiza și gestionarea contingenţelor, echipamentele și sistemele de protecţie, schimbul de date, conformitatea, formare, planificarea operaţională și analiza siguranţei, coordonarea regională a siguranţei în funcţionare, coordonarea întreruperilor, planurile de disponibilitate a activelor relevante, analiza adecvării, servicii auxiliare și mediile de date de planificare operaţională;

▼M2

(b) norme privind alocarea capacităţii și gestionarea congestiilor în temeiul articolelor 7-10, al articolelor 13-17, al articolului 19 și al articolelor 35-37 din prezentul regulament și al articolului 6 din Directiva (UE) 2019/944, inclusiv norme privind metodologii și procese de calcul al capacităţilor pentru ziua următoare, intrazilnice și la termen, modele de reţea, configuraţia zonelor de ofertare, redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă, algoritmi de tranzacţionare, cuplarea unică a pieţelor pentru ziua următoare și a pieţelor intrazilnice, diferitele opţiuni de guvernanţă, fermitatea capacităţii interzonale alocate, distribuţia veniturilor din congestii, detaliile și caracteristicile specifice ale instrumentelor menţionate la articolul 9 alineatul (3) din prezentul regulament, în raport cu elementele specificate la alineatele (4) și (5) de la articolul menţionat, alocarea și facilitarea tranzacţionării drepturilor financiare de transport pe termen lung de către platforma unică de alocare, precum și frecvenţa, scadenţa și natura specifică a acestor drepturi de transport pe termen lung, acoperirea riscului în cazul transportului interzonal, proceduri de alocare, precum și recuperarea costurilor aferente alocării capacităţilor și gestionării congestiilor, precum și metodologia de compensare a operatorilor de centrale offshore de producere a energiei electrice din surse regenerabile pentru reducerea capacităţii;

▼B

(c) norme pentru aplicarea articolelor 5, 6 și 17 în ceea ce privește tranzacţionarea asociată asigurării, din punct de vedere tehnic și operaţional, inclusiv norme privind rezerva de putere aferentă reţelei, furnizării de servicii de acces la reţea și de servicii de echilibrare a reţelei, inclusiv funcţii și responsabilităţi, platforme pentru schimbul de energie de echilibrare, timpii de închidere a porţilor, cerinţe pentru produse de echilibrare standard și specifice, achiziţia de servicii de echilibrare, alocarea capacităţii interzonale pentru schimbul de servicii de echilibrare sau pentru utilizarea în comun a rezervelor, decontarea energiei de echilibrare, decontarea schimburilor de energie între operatorii de sistem, decontarea dezechilibrelor și decontarea capacităţii de echilibrare, reglajul frecvenţă-putere, parametrii de definire a calităţii frecvenţei și de referinţă, rezervele pentru asigurarea stabilităţii frecvenţei, rezervele pentru restabilirea frecvenţei, rezervele de înlocuire, schimbul și utilizarea în comun a rezervelor, procesele de activare transfrontalieră a rezervelor, procesele de control al timpilor și transparenţa informaţiilor;

(d) norme pentru aplicarea articolelor 36, 40 și 54 din Directiva (UE) 2019/944 în ceea ce privește furnizarea nediscriminatorie și transparentă de servicii de sistem care nu au ca scop stabilitatea frecvenţei, inclusiv norme privind controlul tensiunii în regim permanent, inerţia,

▼B

injecţia rapidă de putere reactivă, inerţia privind stabilitatea reţelei, curentul de scurtcircuit, capacitatea de pornire cu surse proprii și capacitatea funcţionării în regim insularizat;

(e) norme pentru aplicarea articolului 57 din prezentul regulament și a articolelor 17, 31, 32, 36, 40 și 54 din Directiva (UE) 2019/944 în ceea ce privește consumul dispecerizabil, inclusiv norme privind agregarea, stocarea energiei și norme privind restricţionarea cererii.

Respectivele acte de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menţionată la articolul 67 alineatul (2).

(2) Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 de completare a prezentului regulament în ceea ce privește instituirea de coduri de reţea în următoarele domenii:

▼M2

(a) norme privind racordarea la reţea, inclusiv norme privind racordarea locurilor de consum racordate la sistemul de transport, a instalaţiilor de distribuţie racordate la sistemul de transport și a sistemelor de distribuţie, racordarea unităţilor consumatoare utilizate pentru a furniza răspunsul părţii de consum, cerinţele pentru racordarea la reţea a producătorilor și a altor utilizatori de sistem, cerinţele pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu, cerinţele pentru modulele generatoare din centrală conectate în curent continuu, cerinţele pentru modulele de parc energetic racordate la curent continuu și staţiile de conversie de curent continuu de înaltă tensiune din terminale și procedurile de notificare de funcţionare pentru racordarea la reţea;

▼B

(b) norme privind schimbul de date, decontarea și transparenţa, inclusiv, în special, norme privind capacităţi de transfer pentru orizonturi de timp relevante, estimări și valori reale privind alocarea și utilizarea capacităţilor de transfer, previziunile și cererea reală a instalaţiilor și agregarea acestora, inclusiv indisponibilitatea instalaţiilor, previziunile și producţia efectivă de unităţi generatoare și agregarea acestora, inclusiv indisponibilitatea unităţilor, disponibilitatea și utilizarea reţelelor, măsurile de gestionare a congestionării și datele de pe piaţa de echilibrare. Normele ar trebui să includă modalităţile în care informaţiile sunt publicate, calendarul publicării, entităţile responsabile cu manipularea;

(c) norme privind accesul terţilor la reţea;

(d) procedurile operaţionale și de restaurare pentru situaţii de urgenţă, inclusiv planurile de apărare a sistemului, planurile de restaurare, interacţiunile de pe piaţă, schimbul de informaţii și comunicarea, precum și instrumente și instalaţii;

(e) normele sectoriale specifice pentru aspectele legate de securitatea cibernetică ale fluxurilor transfrontaliere de energie electrică, inclusiv norme privind cerinţele minime comune, planificarea, monitorizarea, raportarea și gestionarea crizelor.

(3) După consultarea ACER, a ENTSO pentru energie electrică, a entităţii OSD UE și a celorlalte părţi interesate relevante, Comisia stabilește o listă a priorităţilor la fiecare trei ani, care identifică domeniile prevăzute la alineatele (1) și (2), pentru a fi incluse în elaborarea codurilor de reţea.

▼B

Dacă obiectul codului de rețea este direct legat de exploatarea sistemului de distribuție și nu în primul rând relevant pentru transport, Comisia poate solicita entității OSD UE în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică, să convoace un comitet de redactare și să înainteze ACER o propunere de cod de rețea.

(4) Comisia solicită ACER să îi prezinte într-un termen rezonabil, care nu depășește șase luni de la primirea solicitării Comisiei, o orientare-cadru fără caracter obligatoriu care stabilește principii clare și obiective pentru dezvoltarea codurilor de rețea referitor la domeniile identificate în lista de priorități (denumită în continuare „orientarea-cadru”). Solicitarea Comisiei poate include condițiile pe care trebuie să le abordeze orientarea-cadru. Fiecare orientare-cadru contribuie la integrarea pieței și la respectarea principiilor nediscriminării, concurenței efective și funcționării eficiente a pieței. În urma unei cereri motivate din partea ACER, Comisa poate prelungi termenul pentru transmiterea orientărilor.

(5) ACER consultă în mod oficial ENTSO pentru energie electrică, entitatea OSD UE și alte părți interesate relevante cu privire la orientarea-cadru, în termen de cel puțin două luni, într-un mod deschis și transparent.

(6) ACER prezintă Comisiei o orientare-cadru fără caracter obligatoriu atunci când i se solicită acest lucru în temeiul alineatului (4).

(7) În cazul în care Comisia consideră că orientarea-cadru nu contribuie la integrarea pieței și la respectarea principiilor nediscriminării, concurenței efective și funcționării eficiente a pieței, Comisia poate solicita ACER să revizuiască orientarea-cadru într-un termen rezonabil și să o retransmită Comisiei.

(8) În cazul în care ACER nu transmite sau nu retransmite o orientare-cadru în termenul stabilit de Comisie în temeiul alineatului (4) sau (7), Comisia elaborează orientarea-cadru în cauză.

(9) Comisia solicită ENTSO pentru energie electrică sau entității OSD UE, în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică, în cazul în care se decide astfel în lista priorităților menționată la alineatul (3), să transmită ACER o propunere de cod de rețea în conformitate cu orientările-cadru relevante, într-un termen rezonabil care să nu depășească 12 luni de la primirea solicitării Comisiei.

(10) ENTSO pentru energie electrică sau, în cazul în care este prevăzut în lista priorităților menționată la alineatul (3), entitatea OSD UE în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică convoacă un comitet de redactare care să o asiste în procesul de elaborare a codului de rețea. Comitetul de redactare este format din reprezentanți ai ACER, ai ENTSO pentru energie electrică, ai entității OSD UE și OPEED, dacă este cazul, și un număr limitat de părți interesate principale afectate. ENTSO pentru energie electrică sau, în cazul în care este prevăzut în lista priorităților menționată la alineatul (3), entitatea OSD UE în cooperare cu ENTSO pentru energie electrică, elaborează propuneri de coduri de rețea în domeniile menționate la alineatele (1) și (2), în cazul în care Comisia solicită acest lucru în conformitate cu alineatul (9).

▼B

(11) ACER revizuiește proiectul de cod de rețea pentru a se asigura că respectivul cod de rețea care urmează să fie adoptat este conform cu orientarea-cadru relevantă și contribuie la integrarea pieței și la respectarea principiilor nediscriminării, concurenței efective și funcționării eficiente a pieței și, transmite Comisiei codul de rețea revizuit în termen de șase luni de la primirea propunerii. În propunerea transmisă Comisiei, ACER ține seama de opiniile exprimate de toate părțile implicate în cursul elaborării proiectului de propunere sub conducerea ENTSO pentru energie electrică sau a entității OSD UE și consultă părțile interesate relevante cu privire la versiunea care urmează a fi transmisă Comisiei.

(12) În cazul în care ENTSO pentru energie electrică sau entitatea OSD UE nu au reușit să elaboreze un cod de rețea în termenul stabilit de Comisie în temeiul alineatului (9), Comisia poate solicita ACER să pregătească un proiect de cod de rețea pe baza orientării-cadru relevante. ACER poate lansa alte consultări pe parcursul pregătirii unui proiect de cod de rețea, în temeiul prezentului alineat. ACER transmite Comisiei un proiect de cod de rețea pregătit în temeiul prezentului alineat și poate recomanda adoptarea acestuia.

(13) Comisia poate adopta, din proprie inițiativă, în cazul în care ENTSO pentru energie electrică sau entitatea OSD UE nu au pregătit un cod de rețea sau ACER nu a pregătit un proiect de cod de rețea în conformitate cu alineatul (12), sau la propunerea ACER în temeiul alineatului (11), unul sau mai multe coduri de rețea în domeniile enumerate la alineatele (1) și (2).

(14) În cazul în care Comisia propune adoptarea unui cod de rețea din proprie inițiativă, Comisia consultă ACER, ENTSO pentru energie electrică și toate părțile interesate relevante cu privire la proiectul de cod de rețea într-un interval de cel puțin două luni.

(15) Prezentul articol nu aduce atingere dreptului Comisiei de a adopta sau de a modifica orientările, astfel cum este prevăzut la articolul 61. Prezentul articol nu aduce atingere posibilității ENTSO pentru energie electrică de a elabora orientări fără caracter obligatoriu în domeniile prevăzute la alineatele (1) și (2), atunci când orientările respective nu se aplică domeniilor care fac obiectul unei solicitări ce i-a fost adresată ENTSO pentru energie electrică de către Comisie. ENTSO pentru energie electrică transmite orice astfel de orientare către ACER în vederea emiterii unui aviz și ia în considerare avizul respectiv în mod corespunzător.

Articolul 60

Modificarea codurilor de rețea

(1) Comisia este împuternicită să modifice codurile de rețea în domeniile enumerate la articolul 59 alineatele (1) și (2) și în conformitate cu procedura relevantă prevăzută la articolul menționat. De asemenea, și ACER poate propune modificări la codurile de rețea, în conformitate cu alineatele (2) și (3) din prezentul articol.

(2) Persoanele care pot fi interesate de un cod de rețea adoptat în temeiul articolului 59, inclusiv ENTSO pentru energie electrică, entitatea OSD UE, autoritățile de reglementare, operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție, utilizatorii de sisteme și consumatorii pot propune ACER proiecte de modificări ale respectivului cod de rețea. De asemenea, ACER poate propune modificări din proprie inițiativă.

▼B

(3) ACER poate prezenta Comisiei propuneri motivate de modificare, explicând modul în care propunerile respective respectă obiectivele codurilor de rețea stabilite la articolul 59 alineatul (3) din prezentul regulament. Atunci când consideră că o propunere de modificare este admisibilă și în cazul în care propune modificări din proprie inițiativă, ACER consultă toate părțile interesate în conformitate cu articolul 14 din Regulamentul (UE) 2019/942.

Articolul 61

Orientări

(1) Comisia este împuternicită să adopte orientări cu caracter obligatoriu în domeniile enumerate în prezentul articol.

(2) Comisia este împuternicită să adopte orientări în domeniile în care astfel de acte ar putea fi dezvoltate, de asemenea, în cadrul procedurii privind codurile de rețea în temeiul articolului 59 alineatele (1) și (2). Respectivele orientări se adoptă prin intermediul unor acte delegate sau al unor acte de punere în aplicare, în funcție de competențele conferite prin prezentul regulament.

(3) Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru completarea prezentului regulament prin stabilirea de orientări referitoare la mecanismul de compensare între operatorii de transport și de sistem. Orientările respective precizează, în conformitate cu principiile menționate la articolele 18 și 49:

(a) detalii privind procedura de stabilire a operatorilor de transport și de sistem care sunt responsabili cu plata compensațiilor pentru fluxurile transfrontaliere, inclusiv în ceea ce privește separarea dintre operatorii de sisteme naționale de transport de unde provin fluxurile transfrontaliere și sistemele unde ajung în final aceste fluxuri, în conformitate cu articolul 49 alineatul (2);

(b) detalii privind procedura de plată care trebuie urmată, inclusiv stabilirea primei perioade pentru care urmează a fi plătite compensații, în conformitate cu articolul 49 alineatul (3) al doilea paragraf;

(c) detalii privind metodologiile de stabilire a fluxurilor transfrontaliere găzduite, pentru care urmează a fi plătite compensații în temeiul articolului 49, atât în ceea ce privește cantitatea, cât și tipul fluxurilor, precum și amploarea acestor fluxuri care provin din sau ajung în sistemele de transport ale fiecărui stat membru, în conformitate cu articolul 49 alineatul (5);

(d) detalii privind metodologia de stabilire a costurilor și beneficiilor aferente găzduirii fluxurilor transfrontaliere, în conformitate cu articolul 49 alineatul (6);

(e) detalii privind tratamentul fluxurilor de energie electrică provenite din țări aflate în afara Spațiului Economic European sau care ajung în afara acestuia, în contextul mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem; și

(f) dispoziții pentru participarea sistemelor naționale care sunt interconectate prin linii de curent continuu, în conformitate cu articolul 49.

▼B

(4) Dacă este cazul, Comisia poate adopta acte de punere în aplicare prin care stabilește orientări care asigură gradul minim de armonizare necesar pentru a atinge obiectivul prezentului regulament. Orientările respective pot specifica:

(a) detalii privind normele de tranzacționare a energiei electrice de punere în aplicare a articolului 6 din Directiva (UE) 2019/944 și a articolelor 5-10, 13-17, 35, 36 și 37 din prezentul regulament;

(b) detalii privind normele de stimulare a investițiilor pentru capacitățile de interconexiune, inclusiv semnalele de localizare, de punere în aplicare a articolului 19.

Respectivele acte de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menționată la articolul 67 alineatul (2).

(5) Comisia poate adopta acte de punere în aplicare prin care stabilește orientări cu privire la coordonarea operațională între operatorii de transport și de sistem la nivelul Uniunii. Aceste orientări sunt în concordanță cu și se bazează pe codurile de rețea menționate la articolul 59 și pe specificațiile adoptate menționate la articolul 30 alineatul (1) litera (i). La adoptarea acestor orientări, Comisia ia în considerare diferitele cerințe operaționale regionale și naționale.

Respectivele acte de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menționată la articolul 67 alineatul (2).

(6) La adoptarea sau modificarea orientărilor, Comisia consultă ACER, ENTSO pentru energie electrică, entitatea OSD UE și, dacă este cazul, alte părți interesate.

Articolul 62

Dreptul statelor membre de a prevedea măsuri mai detaliate

Prezentul regulament nu aduce atingere drepturilor statelor membre de a menține sau de a introduce măsuri care conțin dispoziții mai detaliate decât cele prevăzute de prezentul regulament, de orientările menționate la articolul 61 sau de codurile de rețea menționate la articolul 59, cu condiția ca măsurile respective să fie compatibile cu dreptul Uniunii.

CAPITOLUL VIII

DISPOZIȚII FINALE

Articolul 63

Capacități de interconexiune noi

(1) Noile capacități de interconexiune de curent continuu pot fi scutite, la cerere și pentru o perioadă limitată de timp, de la aplicarea articolului 19 alineatele (2) și (3) din prezentul regulament și ale articolului 6, articolului 43, articolului 59 alineatul (7) și ale articolului 60 alineatul (1) din Directiva (UE) 2019/944, dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

▼B

(a) investiţia conduce la intensificarea concurenţei în domeniul alimentării cu energie electrică;

(b) investiţia prezintă un nivel de risc care nu ar permite realizarea sa fără acordarea unei scutiri;

(c) capacitatea de interconexiune se află în proprietatea unei persoane fizice sau juridice separate, cel puţin din punctul de vedere al formei juridice, de operatorii în sistemele cărora urmează să se construiască;

(d) se percep tarife de la utilizatorii capacităţii de interconexiune respective;

(e) de la deschiderea parţială a pieţei prevăzută la articolul 19 din Directiva 96/92/CE a Parlamentului European și a Consiliului ([16]), nicio parte a capitalului sau a costurilor de exploatare a capacităţii de interconexiune nu a fost recuperată de la nicio componentă a tarifelor aplicate pentru utilizarea sistemelor de transport sau distribuţie legate de această capacitate de interconexiune; și

(f) scutirea nu ar aduce atingere concurenţei sau bunei funcţionări a pieţei interne de energie electrică, nici funcţionării corespunzătoare a sistemului reglementat la care este legată capacitatea de interconexiune.

(2) Alineatul (1) se aplică, de asemenea, în situaţii excepţionale, și capacităţilor de interconexiune de curent alternativ, în condiţiile în care costurile și riscurile investiţionale aferente sunt suficient de mari comparativ cu costurile și riscurile suportate în mod normal la conectarea printr-o capacitate de interconexiune de curent alternativ a două sisteme naţionale de transport învecinate.

(3) Alineatul (1) se aplică și în cazul creșterilor semnificative de putere în capacităţile de interconexiune existente.

(4) Decizia prin care se acordă o scutire astfel cum se menţionează la alineatele (1), (2) și (3) este adoptată de la caz la caz de către autorităţile de reglementare ale statelor membre interesate. O scutire poate acoperi total sau parţial puterea capacităţii de interconexiune noi sau pe cea a capacităţii de interconexiune existente cu o putere semnificativ crescută.

În termen de două luni de la data la care ultima dintre autorităţile de reglementare în cauză primește cererea de scutire, ACER poate furniza un aviz consultativ autorităţilor de reglementare respective. Acestea își pot baza decizia pe avizul respectiv.

La decizia de acordare a unei scutiri, autorităţile de reglementare iau în considerare, de la caz la caz, necesitatea de a impune condiţii privind durata scutirii și accesul nediscriminatoriu la capacitatea de interconexiune. La luarea deciziei privind respectivele condiţii, autorităţile de reglementare iau în calcul, în special, capacitatea suplimentară ce va fi construită sau modificarea capacităţii existente, orizontul de timp al proiectului și condiţiile naţionale.

([16]) Directiva 96/92/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 19 decembrie 1996 privind normele comune pentru piaţa internă a energiei electrice (JO L 27, 30.1.1997, p. 20).

▼B

Înainte de acordarea unei scutiri, autorităţile de reglementare ale statului membru implicat decid asupra normelor și mecanismelor pentru gestionarea și alocarea capacităţii. Respectivele norme referitoare la gestionarea congestiilor includ obligaţia de a oferi pe piaţă capacitatea neutilizată, iar utilizatorii interconexiunii au dreptul de a-și comercializa capacităţile de interconexiune contractate pe piaţa secundară. La evaluarea criteriilor menţionate la alineatul (1) literele (a), (b) și (f), sunt luate în considerare rezultatele respectivei proceduri de alocare a capacităţilor.

În cazul în care toate autorităţile de reglementare în cauză au ajuns la un acord cu privire la decizia de scutire în termen de șase luni de la primirea cererii, acestea comunică decizia luată ACER.

Decizia de scutire, inclusiv condiţiile prevăzute la cel de-al treilea paragraf al prezentului alineat, trebuie motivată corespunzător și publicată.

(5) Decizia menţionată la alineatul (4) se adoptă de către ACER:

(a) în situaţia în care autorităţile de reglementare în cauză nu au ajuns la un acord în termen de șase luni de la data la care ultima dintre aceste autorităţi de reglementare a primit solicitarea de scutire; sau

(b) la solicitarea comună a autorităţilor de reglementare în cauză.

Înainte de adoptarea unei decizii, ACER consultă autorităţile de reglementare în cauză și solicitanţii.

(6) În pofida alineatelor (4) și (5), statele membre pot prevedea ca autorităţile de reglementare sau ACER, după caz, să prezinte organismului relevant din statul membru, în vederea unei decizii oficiale, avizul privind cererea de scutire. Avizul respectiv se publică împreună cu decizia.

(7) O copie a fiecărei cereri de scutire se transmite imediat de către autorităţile de reglementare Comisiei și ACER, la data primirii, în scop informativ. Decizia, împreună cu toate informaţiile relevante referitoare la aceasta, este notificată Comisiei fără întârziere, de către autorităţile de reglementare în cauză sau de către ACER (organisme de notificare). Aceste informaţii pot fi comunicate Comisiei în formă consolidată, permiţându-i-se astfel să ajungă la o decizie bine fundamentată. Informaţiile trebuie să cuprindă, în special:

(a) motivele detaliate pe baza cărora a fost acordată sau refuzată scutirea, inclusiv datele financiare care demonstrează necesitatea derogării;

(b) analiza efectuată în privinţa efectelor acordării scutirii asupra concurenţei și asupra bunei funcţionări a pieţei interne de energie electrică;

(c) motivele care justifică durata și cota din puterea totală a capacităţii de interconexiune respective pentru care se acordă scutirea; și

(d) rezultatul consultărilor cu autorităţile de reglementare în cauză.

▼B

(8) În termen de 50 de zile lucrătoare din ziua următoare datei primirii notificării în temeiul alineatului (7), Comisia poate adopta o decizie prin care să solicite ca organismele de notificare să modifice sau să retragă decizia de acordare a unei scutiri. Termenul respectiv poate fi prelungit cu încă 50 de zile lucrătoare, în cazul în care Comisia solicită informaţii suplimentare. Termenul suplimentar începe în ziua imediat următoare primirii informaţiilor suplimentare complete. Termenul iniţial poate fi, de asemenea, prelungit cu acordul Comisiei și al organismelor de notificare.

În cazul în care informaţiile solicitate nu sunt furnizate în cadrul perioadei stabilite în cererea Comisiei, notificarea se consideră retrasă cu excepţia cazurilor în care, înainte de expirarea perioadei, fie perioada a fost prelungită cu acordul Comisiei și al autorităţilor de notificare, fie organismele de notificare au informat Comisia, furnizând motive întemeiate, asupra faptului că notificarea este considerată a fi completă.

Organismele de notificare se conformează deciziei Comisiei de modificare sau de retragere a deciziei de scutire în termen de o lună de la primire și informează Comisia în consecinţă.

Comisia asigură confidenţialitatea informaţiilor sensibile din punct de vedere comercial.

Decizia Comisiei cu privire la acordarea unei scutiri încetează să mai producă efecte la doi ani de la data adoptării, în cazul în care, la acea dată, construcţia capacităţii de interconexiune nu a început și la cinci ani de la data adoptării în cazul în care, la acea dată, capacitatea de interconexiune nu este încă operaţională, exceptând cazul în care Comisia decide, pe baza unei solicitări motivate din partea organismelor de notificare, că orice întârziere se datorează unor obstacole majore asupra cărora persoana căreia i s-a acordat scutirea nu are control.

(9) În cazul în care autorităţile de reglementare ale statului membru în cauză decid să modifice o decizie de scutire, acestea notifică fără întârziere decizia lor Comisiei, împreună cu toate informaţiile relevante referitoare la decizia respectivă. Alineatele (1)-(8) se aplică deciziei de modificare a unei decizii de scutire, luând în considerare particularităţile derogării existente.

(10) Comisia poate, la cerere sau din oficiu, să redeschidă procedura referitoare la o cerere de scutire în cazul în care:

(a) ţinând seama în mod corespunzător de așteptările legitime ale părţilor și de echilibrul economic obţinut în cadrul deciziei de scutire iniţiale, a avut loc o schimbare semnificativă privind oricare dintre faptele pe care s-a fundamentat decizia;

(b) întreprinderile în cauză acţionează contrar angajamentelor pe care și le-au asumat; sau

(c) decizia a fost fundamentată pe informaţii incomplete, inexacte sau care induc în eroare, furnizate de părţi.

(11) Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru completarea prezentului regulament prin stabilirea orientărilor cu privire la aplicarea condiţiilor stabilite la alineatul (1) din prezentul articol și prin stabilirea procedurii care trebuie urmată pentru aplicarea alineatului (4) și a alineatelor (7)-(10) din prezentul articol.

▼B

Articolul 64

Derogări

(1) Statele membre pot solicita derogări de la dispoziţiile relevante menţionate 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, cu condiţia ca:

(a) statul membru poate demonstra că are probleme majore la exploatarea micilor sisteme izolate și ale micilor sisteme conectate;

(b) pentru regiunile ultraperiferice în înţelesul articolului 349 din TFUE, care nu pot fi interconectate cu piaţa de energie a Uniunii din motive materiale evidente.

În cazul menţionat la primul paragraf litera (a), derogarea este limitată în timp și face obiectul anumitor condiţii care vizează creșterea concurenţei și integrarea pe piaţa internă de energie electrică.

În cazul menţionat la primul paragraf litera (b), derogarea nu este limitată în timp.

Înainte de a adopta decizia, Comisia informează statele membre cu privire la aceste solicitări, cu asigurarea confidenţialităţii informaţiilor sensibile din punct de vedere comercial.

O derogare acordată în temeiul prezentului articol urmărește să asigure că nu împiedică tranziţia către energia din surse regenerabile, flexibilitate sporită, stocarea energiei, electromobilitate și consumul dispecerizabil.

În decizia de acordare a unei derogări, Comisia prevede în ce măsură derogarea trebuie să ţină cont de aplicarea codurilor de reţea și a orientărilor.

(2) Articolele 3, 5 și 6, articolul 7 alineatul (1), articolul 7 alineatul (2) literele (c) și (g), articolele 8-17, articolul 18 alineatele (5) și (6), articolele 19 și 20, articolul 21 alineatele (1), (2), (4)- (8), articolul 22 alineatul (1) litera (c), articolul 22 alineatul (2) literele (b) și (c), articolul 22 alineatul (2) ultimul paragraf, articolele 23- 27, articolul 34 alineatele (1), (2) și (3), articolele 35-47, articolul 48 alineatul (2), articolele 49 și 51 nu se aplică Ciprului până când sistemul său de transport nu este conectat la sistemele de transport ale altor state membre prin interconectări.

În cazul în care sistemul de transport din Cipru nu este conectat la sistemele de transport ale altor state membre prin intermediul interconectărilor până la 1 ianuarie 2026, Cipru evaluează necesitatea de derogare de la respectivele dispoziţii și poate transmite Comisiei o cerere de prelungire a derogării. Comisia evaluează dacă aplicarea dispoziţiilor în cauză riscă să creeze probleme semnificative pentru exploatarea sistemului electroenergetic în Cipru sau dacă se preconizează că aplicarea lor în Cipru va oferi beneficii pentru funcţionarea pieţei. Pe baza evaluării în cauză, Comisia emite o decizie motivată de prelungire a derogării în tot sau în parte. Decizia se publică în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*.

▼M2

(2a) Prin derogare de la articolul 6 alineatele (9), (10) și (11), Estonia, Letonia și Lituania pot încheia contracte financiare vizând capacităţi de echilibrare cu până la cinci ani înainte de începerea furnizării capacităţilor de echilibrare. Durata acestor contracte nu poate depăși opt ani după aderarea Estoniei, Letoniei și Lituaniei la Zona Sincronă Europa Continentală.

Autorităţile de reglementare din Estonia, Letonia și Lituania pot permite operatorilor lor de transport și de sistem să aloce capacitate interzonală în cadrul unui proces bazat pe piaţă, astfel cum este prevăzut la articolul 41 din Regulamentul (UE) 2017/2195, fără limitări de volum, timp de șase luni de la data la care procesul de alocare co-optimizată este pe deplin pus în aplicare și operaţional în temeiul articolului 38 alineatul (3) din regulamentul respectiv.

(2b) Prin derogare de la articolul 22 alineatul (4) litera (b), statele membre pot solicita ca o capacitate de producţie care a început producţia comercială înainte de 4 iulie 2019 și care are emisii mai mari de 550 g de CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică și mai mari de 350 kg CO_2 din combustibili fosili în medie pe an per kWe instalat să fie, sub rezerva respectării articolelor 107 și 108 din TFUE, angajată în mod excepţional sau să primească plăţi sau angajamente pentru plăţi viitoare după 1 iulie 2025 în cadrul unui mecanism de asigurare a capacităţii aprobat de Comisie înainte de 4 iulie 2019.

(2c) Comisia evaluează impactul solicitării menţionate la alineatul (2b) în ceea ce privește emisiile de gaze cu efect de seră. Comisia poate acorda derogarea după evaluarea raportului menţionat la alineatul (2d), dacă sunt îndeplinite următoarele condiţii:

(a) statul membru a efectuat, la 4 iulie 2019 sau ulterior acestei date, o procedură de ofertare concurenţială în temeiul articolului 22 și pentru o perioadă de livrare ulterioară datei de 1 iulie 2025, care vizează maximizarea participării furnizorilor de capacitate care îndeplinesc cerinţele de la articolul 22 alineatul (4);

(b) volumul de capacitate oferit în cadrul procedurii de ofertare concurenţiale menţionate la litera (a) de la prezentul alineat nu este suficient pentru a aborda problema de adecvare identificată în temeiul articolului 20 alineatul (1) pentru perioada de livrare care face obiectul respectivei proceduri de ofertare;

(c) capacitatea de producţie care emite mai mult de 550 g de CO_2 din combustibili fosili per kWh de energie electrică este angajată sau primește plăţi sau angajamente pentru plăţi viitoare pentru o perioadă care nu depășește un an, și pentru o perioadă de livrare care nu depășește durata derogării, și este achiziţionată printr-un proces suplimentar de achiziţii care respectă toate cerinţele de la articolul 22, cu excepţia celor prevăzute la alineatul (4) litera (b) de la respectivul articol și numai pentru volumul de capacitate necesar pentru a aborda problema de adecvare menţionată la litera (b) de la prezentul alineat.

Derogarea în temeiul prezentului alineat se poate aplica până la 31 decembrie 2028, sub rezerva respectării condiţiilor prevăzute în prezentul alineat pe întreaga durată a derogării.

▼M2

(2d) Cererea de derogare menţionată la alineatul (2b) este însoţită de un raport al statului membru care include:

(a) o evaluare a impactului derogării în ceea ce privește emisiile de gaze cu efect de seră și tranziţia către energia din surse regenerabile, creșterea flexibilităţii, stocarea energiei, electromobilitatea și răspunsul părţii de consum;

(b) un plan cu etape intermediare pentru tranziţia de la participarea capacităţii de producţie menţionate la alineatul (2b) la mecanismele de asigurare a capacităţii până la data expirării derogării, inclusiv un plan de achiziţionare a capacităţii de înlocuire necesare în conformitate cu traiectoria naţională orientativă pentru ponderea globală a energiei din surse regenerabile și o evaluare a obstacolelor în calea investiţiilor care cauzează lipsa unor oferte suficiente în cadrul procedurii de ofertare concurenţiale menţionate la alineatul (2c) litera (a).

▼B

(3) Prezentul regulament nu afectează aplicarea derogărilor acordate în temeiul articolului 66 din Directiva (UE) 2019/944.

(4) În ceea ce privește atingerea obiectivului de interconectare pentru 2030, astfel cum se prevede în Regulamentul (UE) 2018/1999, legătura electrică dintre Malta și Italia este luată în considerare în mod corespunzător.

Articolul 65

Furnizarea de informaţii și confidenţialitatea

(1) Statele membre și autorităţile de reglementare furnizează Comisiei, la cererea acesteia, toate informaţiile necesare în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament.

Comisia stabilește un termen rezonabil în care urmează să se furnizeze informaţiile, luând în considerare complexitatea informaţiilor cerute și urgenţa cu care sunt necesare informaţiile respective.

(2) În cazul în care statul membru sau autorităţile de reglementare implicate nu furnizează informaţiile menţionate la alineatul (1) în termenul menţionat la alineatul (1), Comisia poate solicita toate informaţiile necesare în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament direct de la întreprinderile în cauză.

La trimiterea unei solicitări de informaţii către o întreprindere, Comisia transmite, în același timp, o copie a solicitării către autorităţile de reglementare din statul membru pe al cărui teritoriu este situată întreprinderea respectivă.

(3) În solicitarea de informaţii în temeiul alineatului (1), Comisia indică temeiul juridic al solicitării, termenul în care trebuie furnizate informaţiile, scopul solicitării, precum și sancţiunile prevăzute la articolul 66 alineatul (2) pentru furnizarea de date incorecte, incomplete sau înșelătoare.

(4) Proprietarii întreprinderilor sau reprezentanţii lor și, în cazul persoanelor juridice, persoanele fizice autorizate să reprezinte întreprinderea prin lege sau prin actul lor constitutiv furnizează informaţiile solicitate. În cazul în care există avocaţi autorizaţi să furnizeze informaţii în numele clienţilor lor, clienţii rămân pe deplin responsabili în cazul în care informaţiile furnizate sunt incomplete, incorecte sau înșelătoare.

▼B

(5) În cazul în care o întreprindere nu furnizează informaţiile solicitate în termenul stabilit de Comisie sau dacă furnizează informaţii incomplete, Comisia poate solicita informaţiile prin intermediul unei decizii. Decizia precizează informaţiile solicitate și stabilește un termen corespunzător pentru furnizarea lor. Aceasta indică sancţiunile prevăzute la articolul 66 alineatul (2). De asemenea, aceasta indică dreptul de recurs împotriva deciziei la Curtea de Justiţie a Uniunii Europene.

În același timp, Comisia transmite o copie a deciziei sale autorităţilor de reglementare din statul membru pe teritoriul căruia se află reședinţa persoanei sau sediul întreprinderii.

(6) Informaţiile menţionate la alineatele (1) și (2) se utilizează numai în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament.

Comisia nu divulgă informaţiile obţinute în temeiul prezentului regulament în cazul în care acestea intră sub incidenţa secretului profesional.

Articolul 66

Sancţiuni

(1) Fără a aduce atingere alineatului (2) din prezentul articol, statele membre adoptă regimul sancţiunilor care se aplică în cazul nerespectării prezentului regulament, a codurilor de rețea adoptate în temeiul articolului 59 și a orientărilor adoptate în temeiul articolului 61 și iau toate măsurile necesare pentru a asigura aplicarea acestora. Aceste sancţiuni trebuie să fie eficace, proporţionale și cu efect de descurajare. Statele membre notifică normele respective Comisiei fără întârziere și îi comunică acesteia, fără întârziere, orice modificări ulterioare privind aceste norme.

(2) Prin decizie, Comisia poate impune întreprinderilor plata unor amenzi care nu depășesc 1 % din totalul cifrei de afaceri din exerciţiul financiar anterior, atunci când, în mod deliberat sau din neglijenţă, întreprinderile respective furnizează date incorecte, incomplete sau înșelătoare ca răspuns la o solicitare prezentată în aplicarea articolului 65 alineatul (3) sau dacă acestea nu se încadrează în termenul stabilit printr-o decizie adoptată în aplicarea articolului 65 alineatul (5) primul paragraf. La stabilirea cuantumului amenzii, Comisia ţine seama de gravitatea nerespectării cerinţelor menţionate la alineatul (1) din prezentul articol.

(3) Sancţiunile stabilite în conformitate cu alineatul (1) și deciziile luate în aplicarea alineatului (2) nu au caracter penal.

Articolul 67

Procedura comitetului

(1) Comisia este asistată de comitetul instituit în temeiul articolului 68 din Directiva (UE) 2019/944. Respectivul comitet reprezintă un comitet în înţelesul Regulamentului (UE) nr. 182/2011.

(2) Atunci când se face trimitere la prezentul alineat, se aplică articolul 5 din Regulamentul (UE) nr. 182/2011.

▼B

Articolul 68

Exercitarea delegării de competenţe

(1) Competenţa de a adopta acte delegate este conferită Comisiei în condiţiile prevăzute la prezentul articol.

(2) Competenţa de a adopta acte delegate menţionată la articolul 34 alineatul (3), articolul 49 alineatul (4), articolul 59 alineatul (2), articolul 61 alineatul (2) și articolul 63 alineatul (11) se conferă Comisiei până la 31 decembrie 2028. Comisia elaborează un raport privind delegarea de competenţe cu cel puţin nouă luni înainte de încheierea acestei perioade și, dacă este cazul, înainte de sfârșitul perioadelor următoare. Delegarea de competenţe se prelungește tacit cu perioade de opt ani, cu excepţia cazului în care Parlamentul European sau Consiliul se opune prelungirii respective cu cel puţin trei luni înainte de încheierea fiecărei perioade.

(3) Delegarea de competenţe menţionată la articolul 34 alineatul (3), la articolul 49 alineatul (4), la articolul 59 alineatul (2), la articolul 61 alineatul (2) și la articolul 63 alineatul (11) poate fi revocată oricând de Parlamentul European sau de Consiliu. O decizie de revocare pune capăt delegării de competenţe specificate în decizia respectivă. Decizia produce efecte din ziua următoare datei publicării acesteia în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene* sau de la o dată ulterioară menţionată în decizie. Decizia nu aduce atingere actelor delegate care sunt deja în vigoare.

(4) Înainte de adoptarea unui act delegat, Comisia consultă experţii desemnaţi de fiecare stat membru în conformitate cu principiile prevăzute în Acordul interinstituţional din 13 aprilie 2016 privind o mai bună legiferare.

(5) De îndată ce adoptă un act delegat, Comisia îl notifică simultan Parlamentului European și Consiliului.

(6) Un act delegat adoptat în temeiul articolului 34 alineatul (3), al articolului 49 alineatul (4), al articolului 59 alineatul (2), al articolului 61 alineatul (2) și al articolului 63 alineatul (11) intră în vigoare numai în cazul în care nici Parlamentul European și nici Consiliul nu au formulat obiecţii în termen de două luni de la notificarea acestuia către Parlamentul European și Consiliu sau în cazul în care, înaintea expirării termenului respectiv, Parlamentul European și Consiliul au informat Comisia că nu vor formula obiecţii. Termenul respectiv se prelungește cu două luni la iniţiativa Parlamentului European sau a Consiliului.

Articolul 69

Reexaminare și rapoartele Comisiei

(1) Până la 1 iulie 2025, Comisia reexaminează codurile de reţea existente și orientările pentru a evalua care dintre dispoziţiile acestora ar putea fi integrate în mod corespunzător în acte legislative ale Uniunii privind piaţa internă de energie electrică și modul în care competenţele pentru coduri de reţea și pentru orientări stabilite în articolele 59 și 61 ar putea fi revizuite.

Până la aceeași dată, Comisia transmite un raport amănunţit al evaluării sale Parlamentului European și Consiliului.

▼B

Dacă este cazul, Comisia prezintă propuneri legislative pe baza evaluării sale până la 31 decembrie 2026.

▼M2

(2) Până la 30 iunie 2026, Comisia reexaminează prezentul regulament și transmite Parlamentului European și Consiliului un raport pe baza acestei reexaminări, însoţit de o propunere legislativă, dacă este cazul.

Raportul Comisiei evaluează, printre altele:

(a) eficacitatea structurii și funcţionării actuale a pieţelor energiei electrice pe termen scurt, inclusiv în situaţii de criză sau de urgenţă, și, în general, potenţialele ineficienţe în ceea ce privește piaţa internă a energiei electrice și diferitele opţiuni pentru introducerea unor posibile măsuri corective și instrumente care să fie aplicate în situaţii de criză sau de urgenţă, având în vedere experienţa de la nivel internaţional și evoluţia și noile tendinţe de pe piaţa internă a energiei electrice;

(b) caracterul adecvat al cadrului juridic și financiar actual al Uniunii privind reţelele de distribuţie pentru a atinge obiectivele Uniunii în materie de energie din surse regenerabile și de piaţă internă a energiei;

(c) în conformitate cu articolul 19a, potenţialul și viabilitatea instituirii uneia sau a mai multor platforme de piaţă ale Uniunii pentru contractele de achiziţie de energie electrică, care urmează să fie utilizate în mod voluntar, inclusiv interacţiunea respectivelor platforme potenţiale cu alte platforme existente pe piaţa energiei electrice și punerea în comun a cererii de contracte de achiziţie de energie electrică prin agregare.

(3) Până la 17 ianuarie 2025, Comisia prezintă Parlamentului European și Consiliului un raport detaliat de evaluare a posibilităţilor de raţionalizare și simplificare a procesului de aplicare a unui mecanism de asigurare a capacităţii în temeiul capitolului IV, astfel încât să se asigure faptul că statele membre pot răspunde îngrijorărilor legate de adecvare în timp util. În acest context, Comisia solicită ACER să modifice metodologia de evaluare a adecvării resurselor la nivel european menţionată la articolul 23, în conformitate cu articolele 23 și 27, după caz.

Până la 17 aprilie 2025, după consultarea statelor membre, Comisia prezintă propuneri în vederea simplificării procesului de evaluare a mecanismelor de asigurare a capacităţii, după caz.

Articolul 69a

Interacţiunea cu actele juridice financiare ale Uniunii

Prezentul regulament nu aduce atingere aplicării Regulamentelor (UE) nr. 648/2012 și (UE) nr. 600/2014 și a Directivei 2014/65/UE în ceea ce privește activităţile participanţilor la piaţă sau ale operatorilor de piaţă care implică instrumente financiare, în sensul definiţiei de la articolul 4 alineatul (1) punctul 15 din Directiva 2014/65/UE.

▼B

Articolul 70

Abrogare

Regulamentul (CE) nr. 714/2009 se abrogă. Trimiterile la regulamentul abrogat se interpretează ca trimiteri la prezentul regulament și se citesc în conformitate cu tabelul de corespondenţă din anexa III.

Articolul 71

Intrare în vigoare

(1) Prezentul regulament intră în vigoare în a douăzecea zi de la data publicării în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*.

(2) Prezentul regulament se aplică de la 1 ianuarie 2020.

În pofida primului paragraf, articolele 14, 15, articolul 22 alineatul (4), articolul 23 alineatele (3) și (6) și articolele 35, 36 și 62 se aplică de la data intrării în vigoare a prezentului regulament. În scopul punerii în aplicare a articolului 14 alineatul (7) și a articolului 15 alineatul (2), articolul 16 se aplică de la aceeași dată.

Prezentul regulament este obligatoriu în toate elementele sale și se aplică direct în toate statele membre.

▼B

ANEXA I

ATRIBUŢIILE CENTRELOR DE COORDONARE REGIONALE

1. Calculul coordonat al capacităţilor

1.1. Centrele de coordonare regionale efectuează calculul coordonat al capacităţilor interzonale.

▼M2

1.2. Calculul coordonat al capacităţilor se efectuează pentru toate intervalele de timp de alocare.

▼B

1.3. Calculul coordonat al capacităţilor este efectuat pe baza metodologiilor elaborate în temeiul orientărilor privind alocarea capacităţilor și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

1.4. Calculul coordonat al capacităţilor se efectuează pe baza unui model de reţea comun în conformitate cu punctul 3.

1.5. Calculul coordonat al capacităţilor asigură o gestionare eficientă a congestiilor în conformitate cu principiile de gestionare a congestiilor definite în prezentul regulament.

2. Analiza coordonată a siguranţei

2.1. Centrele de coordonare regionale efectuează analiza coordonată a siguranţei, cu scopul de a asigura funcţionarea sistemului în condiţii de siguranţă.

2.2. Analiza siguranţei se efectuează pentru toate intervalele de timp ale planificării operaţionale, în intervalele de timp dintre cele pentru anul următor și cel intrazilnic, utilizându-se modelele de reţea comune.

2.3. Analiza coordonată a siguranţei se efectuează pe baza metodologiilor elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

2.4. Centrele de coordonare regionale împărtășesc rezultatele analizei coordonate a siguranţei cel puţin operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă.

2.5. Atunci când, în urma analizei coordonate a siguranţei, un centru de coordonare regional pentru siguranţă detectează o posibilă constrângere, acesta desemnează măsuri de remediere care să maximizeze eficacitatea și eficienţa economică.

3. Crearea de modele de reţea comune

3.1. Centrele de coordonare regionale pentru siguranţă instituie proceduri eficiente pentru crearea unui model de reţea comun pentru fiecare interval de timp al planificării operaţionale, în intervalele de timp dintre cele pentru anul următor și cel intrazilnic.

3.2. Operatorii de transport și de sistem desemnează un centru de coordonare regional care să creeze modelele de reţea comune la nivelul Uniunii.

3.3. Modelele de reţea comune sunt efectuate pe baza metodologiilor elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului și a orientărilor privind alocarea capacităţilor și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

3.4. Modelele de reţea comune includ date relevante pentru eficientizarea planificării operaţionale și a calculului coordonat în toate intervalele de timp ale planificării operaţionale dintre cele pentru anul următor și cel intrazilnic.

▼B

3.5. Modelele de rețea comune sunt puse la dispoziția tuturor Centrelor de Coordonare regionale, a tuturor operatorilor de transport și de sistem, a ENTSO pentru energie electrică și a ACER, la cererea acesteia.

4. Sprijin operatorilor de transport și de sistem pentru evaluarea consecvenței planurilor de apărare și a planurilor de restaurare

4.1. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului în efectuarea evaluării consecvenței planurilor de apărare și a planurilor de restaurare ale operatorilor de transport și de sistem în conformitate cu procedurile stabilite în codul de rețea privind starea de urgență și restaurare adoptate în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

4.2. Toți operatorii de transport și de sistem stabilesc de comun acord un prag peste care impactul acțiunilor unuia sau mai multor operatori de transport și de sistem în stare de urgență, de colaps sau de restaurare este considerat semnificativ pentru alți operatori de transport și de sistem care sunt interconectați sincronic sau asincronic.

4.3. Atunci când furnizează sprijin pentru operatorii de transport și de sistem, centrul de coordonare regional trebuie:

(a) să identifice posibilele incompatibilități;

(b) să propună măsuri de atenuare.

4.4. Operatorii de transport și de sistem evaluează și țin seama de măsurile de atenuare propuse.

5. Sprijinirea coordonării și optimizării restaurării la nivel regional

5.1. Fiecare centru de coordonare regional sprijină operatorii de transport și de sistem numiți în calitatea de responsabili cu frecvența și responsabili cu resincronizarea în conformitate cu codul de rețea privind starea de urgență și restaurarea adoptat în temeiul articolului 6 alineatul (11) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 cu scopul de a îmbunătăți eficiența și eficacitatea restaurării sistemului. Operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului stabilesc rolul centrului de coordonare regional pentru siguranță în ceea ce privește sprijinul pentru coordonarea și optimizarea restaurării la nivel regional.

5.2. Operatorii de transport și de sistem pot solicita asistență de la centrele de coordonare regionale dacă sistemul lor se află în stare de colaps sau de restaurare.

5.3. Centrele de coordonare regionale sunt echipați cu sisteme de monitorizare și achiziție de date aproape în timp real având caracterul observabil stabilit prin aplicarea pragului menționat la punctul 4.2.

6. Analiza și raportarea post-operaționale și post-perturbare

6.1. Centrele de coordonare regionale investighează și întocmesc un raport cu privire la orice incident care depășește pragul menționat la punctul 4.2. Autoritățile de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului, precum și ACER pot fi implicate în investigație la cererea lor. Raportul conține recomandări având ca scop prevenirea unor incidente similare în viitor.

6.2. Centrele de coordonare regionale publică acest raport. ACER poate formula recomandări având ca scop prevenirea unor incidente similare în viitor.

7. Dimensionarea regională a capacității de rezervă

7.1. Centrele de coordonare regionale calculează capacitatea de rezervă pentru regiunea de exploatare a sistemului respectivă. Stabilirea cerințelor privind capacitatea de rezervă trebuie:

▼B

(a) să urmărească obiectivul general de a menține siguranța în funcționare în modul cel mai eficient din punctul de vedere al costurilor;

(b) să fie realizată în intervalul de timp pentru ziua următoare sau intrazilnic sau în ambele intervale;

(c) să calculeze volumul general al capacității de rezervă necesare pentru regiunea de exploatare a sistemului;

(d) să determine volumul general al capacității de rezervă necesare pentru regiunea de exploatare a sistemului;

(e) să țină seama de posibile substituiri între diferitele tipuri de capacitate de rezervă cu scopul de a reduce la minimum costurile achizițiilor publice;

(f) să stabilească cerințele necesare pentru distribuția geografică a capacității de rezervă necesare, dacă este cazul.

8. Facilitarea achizițiilor publice regionale de capacitate de echilibrare

8.1. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă în ceea ce privește stabilirea volumului de capacitate de echilibrare care trebuie achiziționat. Stabilirea volumului de capacitate de echilibrare trebuie:

(a) să fie realizată în intervalul de timp pentru ziua următoare sau intrazilnic sau al ambelor;

(b) să țină seama de posibile substituiri între diferitele tipuri de capacitate de rezervă cu scopul de a reduce la minimum costurile achizițiilor publice;

(c) să țină seama de volumele de capacitate de rezervă necesară care se preconizează că vor fi furnizate prin oferte de energie de echilibrare ce nu sunt prezentate în baza unui contract de capacitate de echilibrare.

8.2. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă în ceea ce privește achiziționarea volumului necesar de capacitate de echilibrare stabilit în conformitate cu punctul 8.1. Achiziționarea capacității de echilibrare trebuie:

(a) să fie realizată în intervalul de timp pentru ziua următoare sau intrazilnic sau în ambele intervale;

(b) să țină seama de posibile substituiri între diferitele tipuri de capacitate de rezervă cu scopul de a reduce la minimum costurile achizițiilor publice.

9. Evaluări privind adecvarea sistemului regional pentru săptămâna următoare și cel puțin pentru ziua următoare și pregătirea de măsuri de reducere a riscurilor

9.1. Centrele de coordonare regionale pentru siguranță realizează evaluări privind adecvarea sistemului regional pentru săptămâna următoare și cel puțin pentru ziua următoare, în conformitate cu procedurile stabilite prin Regulamentul (UE) 2017/1485 și pe baza metodologiei elaborate în conformitate cu articolul 8 din Regulamentul (UE) 2019/941.

9.2. Centrele de coordonare regionale își bazează evaluările regionale pe termen scurt ale adecvării pe informațiile furnizate de operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă, cu scopul de a identifica situațiile în care se preconizează o lipsă de adecvare în oricare dintre zonele de control sau la nivel regional. Centrele de coordonare regionale țin seama de posibilele schimburi interzonale și limite de siguranță în funcționare în toate intervalele de timp relevante ale planificării operaționale.

9.3. Atunci când efectuează o evaluare a adecvării sistemului regional, fiecare centru de coordonare regional se coordonează cu alte centre de coordonare regionale pentru:

(a) a verifica ipotezele de bază și prognozele;

(b) a detecta posibilele situații de lipsă a adecvării la nivel interregional.

▼B

9.4. Fiecare centru de coordonare regional transmite rezultatele evaluării adecvării sistemului regional, împreună cu măsurile pe care le propune pentru reducerea riscului de lipsă a adecvării, către operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă, precum și către alte centre de coordonare regionale.

10. Coordonarea planificării regionale a întreruperilor

10.1. Fiecare centru de coordonare regional pentru siguranță efectuează coordonarea regională a planificării întreruperilor în conformitate cu procedurile stabilite în orientările privind operarea sistemului de transport al energiei electrice, adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 pentru a monitoriza starea de disponibilitate a activelor relevante și pentru a coordona planurile lor de disponibilitate în vederea asigurării siguranței în funcționare a sistemului de transport, maximizând în același timp puterea capacităților de interconexiune și/sau a sistemelor de transport care afectează fluxurile interzonale.

10.2. Fiecare centru de coordonare regional ține o listă unică a elementelor de rețea, a unităților de producere a energiei electrice și a locurilor de consum relevante ale regiunii de exploatare a sistemului, pe care o pune la dispoziție în mediul de date de planificare operațională ENTSO pentru energie electrică.

10.3. Fiecare centru de coordonare regional realizează următoarele activități legate de coordonarea întreruperilor în regiunea de exploatare a sistemului respectivă:

(a) evaluarea compatibilității în ceea ce privește planificarea întreruperilor, folosind planurile de disponibilitate pentru anul următor ale tuturor operatorilor de transport și de sistem;

(b) punerea la dispoziția operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă a unei liste a incompatibilităților de planificare identificate și a soluțiilor pe care le propune pentru a rezolva incompatibilitățile.

11. Optimizarea mecanismelor de compensare între operatorii de transport și de sistem

11.1. Operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului pot decide de comun acord să primească sprijin din partea centrului de coordonare regional în ceea ce privește administrarea fluxurilor financiare legate de deconturile dintre operatorii de transport și de sistem care implică mai mult de doi operatori de transport și de sistem, precum costurile de redispecerizare, veniturile din congestii, abaterile neintenționate sau costurile de achiziționare a rezervelor.

12. Formarea și certificarea personalului care lucrează pentru centrele de coordonare regionale

12.1. Centrele de coordonare regionale elaborează și execută programe de formare și de certificare axate pe exploatarea regională a sistemului, pentru personalul care lucrează pentru Centrele de coordonare regionale.

12.2. Programele de formare acoperă toate componentele relevante ale exploatării sistemului în cazul cărora centrul de coordonare regional îndeplinește atribuții, inclusiv scenarii de criză regională.

13. Identificarea scenariilor regionale de criză de energie electrică

13.1. Dacă ENTSO pentru energie electrică deleagă această funcție, centrele de coordonare regionale identifică scenarii regionale de criză a energiei electrice în conformitate cu criteriile prevăzute la articolul 6 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2019/941.

Identificarea scenariilor regionale de criză a energiei electrice se efectuează în conformitate cu metodologia prevăzută la articolul 5 din Regulamentul (UE) 2019/941.

▼B

13.2. Centrele de coordonare regionale sprijină autoritățile competente ale fiecărei regiuni de exploatare a sistemului, la cererea acestora, în elaborarea și realizarea simulării bienale de situații de criză în conformitate cu articolul 12 alineatul (3) din Regulamentul (UE) 2019/941.

14. Identificarea necesităților de noi capacități de transmisie, de modernizare a capacităților existente de transmisie sau a alternativelor la acestea.

14.1. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorii de transport și de sistem în vederea identificării necesităților de capacități noi de transmisie, de actualizare a capacităților existente de transmisie sau a alternativelor la aceasta, care trebuie prezentate grupurilor regionale instituite în temeiul Regulamentului (UE) nr. 347/2013 și incluse în planul de dezvoltare a rețelei pe 10 ani menționat la articolul 51 din Directiva (UE) 2019/944.

15. Calculul capacității maxime de intrare disponibile pentru participarea capacității externe la mecanismele de asigurare a capacității.

15.1. Centrele de coordonare regionale sprijină operatorul de transport și de sistem în privința calculului capacității maxime de intrare disponibilă pentru participarea capacității externe în mecanismele de capacitate, ținând seama de disponibilitatea de interconectare preconizată și de probabilitatea suprasolicitării în același timp a sistemului unde se aplică mecanismul și a sistemului în care este situată capacitatea externă.

15.2. Calculul se efectuează în conformitate cu metodologia prevăzută la articolul 26 alineatul (11) litera (a).

15.3. Centrele de coordonare regionale prezintă un calcul pentru fiecare graniță a zonei de ofertare acoperită de regiunea de exploatare a sistemului.

16. Pregătirea evaluărilor adecvării sezoniere

16.1. În cazul în care ENTSO pentru energie electrică deleagă această funcție în temeiul articolului 9 din Regulamentul (UE) 2019/941, centrele de coordonare regionale efectuează evaluări ale adecvării sezoniere.

16.2. Pregătirea evaluărilor adecvării sezoniere se efectuează pe baza metodologiei elaborate în temeiul articolului 8 din Regulamentul (UE) 2019/941.

▼B

ANEXA II

REGULAMENTUL ABROGAT CU LISTA MODIFICĂRILOR SUCCESIVE ALE ACESTUIA

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 17 aprilie 2013 privind liniile directoare pentru infrastructurile energetice transeuropene, de abrogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 713/2009, (CE) nr. 714/2009 și (CE) nr. 715/2009 (JO L 115, 25.4.2013, p. 39)	Articolul 8 alineatul (3) litera (a) Articolul 8 alineatul (10) litera (a) Articolul 11 Articolul 18 alineatul (4a) Articolul 23 alineatul (3)
Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe pieţele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului (JO L 163, 15.6.2013, p. 1)	Anexa I punctele 5.5-5.9

▼B

ANEXA III

TABEL DE CORESPONDENȚĂ

Regulamentul (CE) nr. 714/2009	Prezentul regulament
—	Articolul 1 litera (a)
—	Articolul 1 litera (b)
Articolul 1 litera (a)	Articolul 1 litera (c)
Articolul 1 litera (b)	Articolul 1 litera (d)
Articolul 2 alineatul (1)	Articolul 2 alineatul (1)
Articolul 2 alineatul (2) litera (a)	Articolul 2 alineatul (2)
Articolul 2 alineatul (2) litera (b)	Articolul 2 alineatul (3)
Articolul 2 alineatul (2) litera (c)	Articolul 2 alineatul (4)
Articolul 2 alineatul (2) litera (d)	—
Articolul 2 alineatul (2) litera (e)	—
Articolul 2 alineatul (2) litera (f)	—
Articolul 2 alineatul (2) litera (g)	Articolul 2 alineatul (5)
—	Articolul 2 punctele 6-71
—	Articolul 3
—	Articolul 4
—	Articolul 5
—	Articolul 6
—	Articolul 7
—	Articolul 8
—	Articolul 9
—	Articolul 10
—	Articolul 11
—	Articolul 12
—	Articolul 13
—	Articolul 14
—	Articolul 15
Articolul 16 alineatele (1)-(3)	Articolul 16 alineatele (1)-(4)
—	Articolul 16 alineatele (5)-(8)
Articolul 16 alineatele (4)-(5)	Articolul 16 alineatele (9)-(11)
—	Articolul 16 alineatele (12) și (13)
—	Articolul 17
Articolul 14 alineatul (1)	Articolul 18 alineatul (1)
—	Articolul 18 alineatul (2)
Articolul 14 alineatele (2)-(5)	Articolul 18 alineatele (3)-(6)
—	Articolul 18 alineatele (7)-(11)
—	Articolul 19 alineatul (1)
Articolul 16 alineatul (6)	Articolul 19 alineatele (2) și (3)

▼B

Regulamentul (CE) nr. 714/2009	Prezentul regulament
—	Articolul 19 alineatele (4) și (5)
—	Articolul 20
—	Articolul 21
—	Articolul 22
Articolul 8 alineatul (4)	Articolul 23 alineatul (1)
—	Articolul 23 alineatele (2)-(7)
—	Articolul 25
—	Articolul 26
—	Articolul 27
Articolul 4	Articolul 28 alineatul (1)
—	Articolul 28 alineatul (2)
Articolul 5	Articolul 29 alineatele (1)-(4)
—	Articolul 29 alineatul (5)
Articolul 8 alineatul (2) (prima teză)	Articolul 30 alineatul (1) litera (a)
Articolul 8 alineatul (3) litera (b)	Articolul 30 alineatul (1) litera (b)
—	Articolul 30 alineatul (1) litera (c)
Articolul 8 alineatul (3) litera (c)	Articolul 30 alineatul (1) litera (d)
—	Articolul 30 alineatul (1) literele (e) și (f)
	Articolul 30 alineatul (1) literele (g) și (h)
Articolul 8 alineatul (3) litera (a)	Articolul 30 alineatul (1) litera (i)
Articolul 8 alineatul (3) litera (d)	Articolul 30 alineatul (1) litera (j)
	Articolul 30 alineatul (1) litera (k)
Articolul 8 alineatul (3) litera (e)	Articolul 30 alineatul (1) litera (l)
	Articolul 30 alineatul (1) literele (m)-(o)
—	Articolul 30 alineatele (2) și (3)
Articolul 8 alineatul (5)	Articolul 30 alineatul (4)
Articolul 8 alineatul (9)	Articolul 30 alineatul (5)
Articolul 10	Articolul 31
Articolul 9	Articolul 32
Articolul 11	Articolul 33
Articolul 12	Articolul 34
—	Articolul 35
—	Articolul 36
—	Articolul 37
—	Articolul 38
—	Articolul 39
—	Articolul 40
	Articolul 41

▼B

Regulamentul (CE) nr. 714/2009	Prezentul regulament
—	Articolul 42
—	Articolul 43
—	Articolul 44
—	Articolul 45
—	Articolul 46
—	Articolul 47
Articolul 8 alineatul (10)	Articolul 48
Articolul 13	Articolul 49
Articolul 2 alineatul (2) (ultimul paragraf)	Articolul 49 alineatul (7)
Articolul 15	Articolul 50 alineatele (1)-(6)
Anexa I punctul 5.10	Articolul 50 alineatul (7)
Articolul 3	Articolul 51
—	Articolul 52
—	Articolul 53
	Articolul 54
—	Articolul 55
—	Articolul 56
—	Articolul 57
—	Articolul 58
Articolul 8 alineatul (6)	Articolul 59 alineatul (1) literele (a), (b) și (c)
—	Articolul 59 alineatul (1) literele (d) și (e)
	Articolul 59 alineatul (2)
Articolul 6 alineatul (1)	Articolul 59 alineatul (3)
Articolul 6 alineatul (2)	Articolul 59 alineatul (4)
Articolul 6 alineatul (3)	Articolul 59 alineatul (5)
—	Articolul 59 alineatul (6)
Articolul 6 alineatul (4)	Articolul 59 alineatul (7)
Articolul 6 alineatul (5)	Articolul 59 alineatul (8)
Articolul 6 alineatul (6)	Articolul 59 alineatul (9)
Articolul 8 alineatul (1)	Articolul 59 alineatul (10)
Articolul 6 alineatul (7)	—
Articolul 6 alineatul (8)	—
Articolul 6 alineatele (9) și (10)	Articolul 59 alineatele (11) și (12)
Articolul 6 alineatul (11)	Articolul 59 alineatele (13) și (14)
Articolul 6 alineatul (12)	Articolul 59 alineatul (15)
Articolul 8 alineatul (2)	Articolul 59 alineatul (15)
—	Articolul 60 alineatul (1)

▼B

Regulamentul (CE) nr. 714/2009	Prezentul regulament
Articolul 7 alineatul (1)	Articolul 60 alineatul (2)
Articolul 7 alineatul (2)	Articolul 60 alineatul (3)
Articolul 7 alineatul (3)	—
Articolul 7 alineatul (4)	—
—	Articolul 61 alineatul (1)
—	Articolul 61 alineatul (2)
Articolul 18 alineatul (1)	Articolul 61 alineatul (3)
Articolul 18 alineatul (2)	—
Articolul 18 alineatul (3)	Articolul 57 alineatul (5)
Articolul 18 alineatul (4)	—
Articolul 18 alineatul (4a)	Articolul 61 alineatul (5)
Articolul 18 alineatul (5)	Articolul 61 alineatele (5) și (6)
Articolul 19	—
Articolul 21	Articolul 62
Articolul 17	Articolul 63
Articolul 20	Articolul 65
Articolul 22	Articolul 66
Articolul 23	Articolul 67
Articolul 24	—
—	Articolul 68
—	Articolul 69
Articolul 25	Articolul 70
Articolul 26	Articolul 71