Publicat în Jurnalul Oficial L nr. 158 din 14-06-2019

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

din 5 iunie 2019

privind piaţa internă de energie electrică

(reformare)

(Text cu relevanţă pentru SEE)

Intrare în vigoare: 04/07/2019

Punere în aplicare: 01/01/2020

Punere în aplicare parţială: 04/07/2019 (a se vedea art. 71 alin. 2)

PARLAMENTUL EUROPEAN ŞI CONSILIUL UNIUNII EUROPENE,

având în vedere Tratatul privind funcţionarea Uniunii Europene, în special articolul 194 alineatul (2),

având în vedere propunerea Comisiei Europene,

după transmiterea proiectului de act legislativ către parlamentele naţionale,

având în vedere avizul Comitetului Economic şi Social European ([1]),

având în vedere avizul Comitetului Regiunilor ([2]),

hotărând în conformitate cu procedura legislativă ordinară ([3]),

întrucât:

(1) Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European şi al Consiliului ([4]) a fost modificat în mod substanţial de mai multe ori. Întrucât se impun noi modificări, este necesar, din motive de claritate, să se procedeze la reformarea respectivului regulament.

(2) Uniunea energetică urmăreşte să ofere clienţilor finali - casnici şi industriali - o alimentare cu energie sigură, securizată, durabilă, competitivă şi la preţuri accesibile. În trecut, sistemul electroenergetic a fost dominat de monopoluri integrate pe verticală, adesea deţinute de stat, cu centrale electrice nucleare sau cu combustibil fosil centralizate şi de mari dimensiuni. Piaţa internă de energie electrică, care a fost implementată treptat începând cu 1999, are drept obiectiv să ofere tuturor consumatorilor din Uniune posibilităţi reale de alegere, precum şi noi oportunităţi de afaceri şi un comerţ transfrontalier mai intens, pentru a asigura obţinerea de progrese în materie de eficienţă, preţuri competitive şi îmbunătăţirea calităţii serviciilor, precum şi pentru a contribui la siguranţa alimentării şi la dezvoltarea durabilă. Piaţa internă de energie electrică a stimulat concurenţa, mai ales la nivelul vânzărilor angro, şi a intensificat comerţul interzonal. Aceasta rămâne fundamentul unei pieţe eficiente de energie.

(3) Sistemul energetic al Uniunii traversează în prezent perioada cu cele mai profunde modificări din ultimele decenii, iar piaţa de energie electrice se află în centrul acestui proces de schimbare. Obiectivul comun de decarbonizare a sistemului energetic creează noi oportunităţi şi provocări pentru participanţii la piaţă. În acelaşi timp, progresele tehnologice permit noi forme de participare a consumatorilor şi de cooperare transfrontalieră.

(4) Prezentul regulament stabileşte norme pentru a asigura funcţionarea pieţei interne de energie electrică şi include anumite cerinţe legate de dezvoltarea de energie din surse regenerabile şi de politica de mediu, în special norme specifice pentru anumite tipuri de instalaţii de producere a energiei electrice din surse regenerabile, cu privire la responsabilitatea în materie de echilibrare, dispecerizare şi redispecerizare, precum şi un prag pentru emisiile de CO_2 pentru noua capacitate de generare, în cazul în care această capacitate este supusă unor măsuri temporare pentru asigurarea nivelului necesar de adecvare a resurselor, şi anume mecanismelor de asigurare a capacităţii.

(5)

Energia electrică provenită din surse regenerabile de la instalațiile mici de producere a energiei electrice ar trebui să beneficieze de prioritate la dispecerizare fie prin atribuirea unei priorități specifice în cadrul metodologiei de dispecerizare, fie prin impunerea unor cerințe juridice sau de reglementare care să impună operatorilor de pe piață să furnizeze această energie electrică pe piață. Dispecerizarea prioritară care a fost acordată în cadrul serviciilor de exploatare a sistemului în aceleași condiții economice ar trebui considerată că respectă prezentul regulament. În orice caz, dispecerizarea prioritară ar trebui considerată ca fiind compatibilă cu participarea la piața de energie electrică a instalațiilor de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile.

(6) Intervențiile statului, deseori concepute într-o manieră necoordonată, au dus la o denaturare din ce în ce mai accentuată a pieței angro de energie electrică, cu consecințe negative pentru investiții și pentru comerțul transfrontalier.

(7) În trecut, clienții de energie electrică erau fără excepție pasivi, cumpărând adesea energie electrică la prețuri reglementate care nu aveau nicio legătură directă cu piața. În viitor, clienții trebuie să aibă posibilitatea de a participa activ pe piață, pe picior de egalitate cu alți participanți la piață, și trebuie să fie abilitați să își gestioneze propriul consum de energie. Pentru a integra ponderea tot mai mare de energie din surse regenerabile, viitorul sistem electroenergetic ar trebui să utilizeze toate sursele disponibile de flexibilitate, în special soluțiile orientate către cerere și stocarea de energie, și ar trebui să utilizeze digitalizarea, prin integrarea tehnologiilor inovatoare în cadrul sistemului electroenergetic. Pentru o decarbonizarea eficace și la cele mai mici costuri, viitorul sistem electroenergetic trebuie să se încurajeze, de asemenea, eficiența energetică. Realizarea pieței interne a energiei prin integrarea eficace a energiei din surse regenerabile poate stimula investițiile pe termen lung și poate contribui la realizarea obiectivelor uniunii energetice și ale cadrului de politici privind clima și energia pentru 2030, astfel cum s-a stabilit în comunicarea Comisiei din 22 ianuarie 2014 intitulată „Un cadru pentru politica privind clima și energia în perioada 2020-2030” și cum s-a aprobat în concluziile adoptate de Consiliul European la reuniunea sa din 23 și 24 octombrie 2014.

(8) Pentru o mai mare integrare a pieței și pentru tranziția către o producție mai volatilă de energie electrică, sunt necesare eforturi sporite de coordonare a politicilor energetice naționale cu țările vecine și de utilizare a oportunităților oferite de comerțul transfrontalier cu energie electrică.

(9) Au fost elaborate cadre de reglementare care permit comercializarea energiei electrice în întreaga Uniune. Elaborarea lor a fost susținută prin adoptarea mai multor coduri de rețea și a unor orientări pentru integrarea piețelor de energie electrică. Codurile de rețea și orientările respective conțin dispoziții referitoare la normele specifice pieței, la exploatarea sistemului și la racordarea la rețea. Pentru a asigura transparența deplină și pentru a spori securitatea juridică, ar trebui adoptate, în conformitate cu procedura legislativă ordinară, și încorporate într-un act legislativ unic al Uniunii și principiile de bază în materie de funcționare a pieței și de alocare a capacității în intervalele de timp specifice pieței de echilibrare, pieței intrazilnice, pieței pentru ziua următoare și pieței la termen.

(10) Articolul 13 din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei ([5]) stabilește un proces prin care operatorii de transport și de sistem pot delega unor terți, în totalitate sau parțial, totalitatea sau o parte a atribuțiilor care li se încredințează. Operatorii de transport și de sistem care deleagă ar trebui să rămână responsabili de asigurarea conformității cu prezentul regulament. De asemenea, statele membre ar trebui să poată aloca sarcini și obligații unor terți. Această atribuire ar trebui să fie limitată la sarcinile și obligațiile îndeplinite la nivel național, cum ar fi decontarea dezechilibrelor. Limitările unei astfel de atribuiri nu ar trebui să conducă la modificări inutile ale dispozițiilor naționale existente. Cu toate acestea, operatorii de transport și de sistem ar trebui să rămână responsabili pentru sarcinile care le-au fost încredințate în temeiul articolului 40 din Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului ([6]).

(11) În ceea ce privește piețele de echilibrare, pentru ca prețurile să fie stabilite în mod eficient și fără efecte de denaturare în cadrul achiziției de capacitate de echilibrare și energie de echilibrare este necesar ca prețul pentru energia de echilibrare să nu fie impus prin contractele privind capacitatea de echilibrare. Acest lucru nu aduce atingere sistemelor de dispecerizare care utilizează un proces integrat de planificare, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2017/2195.

(12) Articolele 18, 30 și 32 din Regulamentul (UE) 2017/2195 stabilesc că metoda de stabilire a prețurilor pentru produsele standard și specifice de energie de echilibrare creează stimulente pozitive pentru participanții la piață, pentru ca aceștia să mențină echilibrul sistemului din zona lor de preț de dezechilibru sau să contribuie la restabilirea acestuia și astfel să reducă dezechilibrele sistemului și costurile pentru societate. Aceste abordări de stabilire a prețurilor ar trebui să vizeze o utilizare eficientă din punct de vedere economic a consumului dispecerizabil și a altor resurse de echilibrare care fac obiectul unor limite de siguranță în funcționare.

(13) Integrarea piețelor de echilibrare a energiei ar trebui să faciliteze funcționarea eficientă a pieței intrazilnice, pentru a le oferi participanților la piață posibilitatea de a se echilibra, cât mai aproape de timpul real, ceea ce devine posibil datorită orelor de închidere a porții pentru energia de echilibrare prevăzute la articolul 24 din Regulamentul (UE) 2017/2195. Numai dezechilibrele care rămân după închiderea pieței intrazilnice ar trebui echilibrate de către operatorii de transport și de sistem în cadrul pieței de echilibrare. Articolul 53 din Regulamentul (UE) 2017/2195 prevede, de asemenea, armonizarea

intervalului de decontare a dezechilibrului la 15 minute în Uniune. O astfel de armonizare este destinată să sprijine tranzacționarea intrazilnică și să promoveze dezvoltarea unei serii de produse de tranzacționare cu aceleași intervale de livrare.

(14) Pentru a permite operatorilor de transport și de sistem să achiziționeze și să utilizeze capacitatea de echilibrare într-un mod eficient, economic și bazat pe piață, este necesar să se promoveze integrarea pieței. În această privință, titlul IV din Regulamentul (UE) 2017/2195 stabilește trei metodologii prin care operatorii de transport și de sistem au dreptul să aloce capacitate interzonală pentru schimbul de capacitate de echilibrare și pentru utilizarea în comun a rezervelor, atunci când aceasta se bazează pe o analiză cost-beneficiu: procesul de co-optimizare, procesul de alocare bazată pe piață și alocarea bazată pe o analiză a eficienței economice. Procesul de alocare co-optimizată ar trebui realizat pentru ziua următoare. În mod contrar, procesul de alocare bazată pe piață ar putea fi realizat atunci când contractarea este efectuată cu cel mult o săptămână înainte de furnizarea capacității de echilibrare, iar alocarea bazată pe o analiză a eficienței economice ar putea fi realizată atunci când contractarea este realizată cu mai mult de o săptămână înainte de furnizarea capacității de echilibrare, cu condiția ca volumele alocate să fie limitate și ca o evaluare să fie efectuată anual. De îndată ce autoritățile de reglementare competente aprobă o metodologie privind procesul de alocare a capacității interzonale, metodologia respectivă ar putea fi aplicată mai repede de doi sau mai mulți operatori de transport și de sistem, pentru a permite ca aceștia să câștige experiență și pentru a facilita buna aplicare a metodologiei respective pe viitor de către mai mulți operatori de transport și de sistem. Totuși, aplicarea acestor metodologii ar trebui să fie armonizată de toți operatorii de transport și de sistem pentru a încuraja integrarea pieței.

(15) Titlul V din Regulamentul (UE) 2017/2195 a stabilit că obiectivul general al decontării dezechilibrelor este de a asigura că părțile responsabile cu echilibrarea mențin echilibrul sistemului într-un mod eficient sau contribuie la restabilirea acestuia și de a oferi stimulente participanților la piață să mențină echilibrul sistemului sau să contribuie la restabilirea acestuia. Pentru ca piețele de echilibrare și sistemul energetic global să devină adecvate pentru integrarea unor ponderi tot mai mari ale energiei din surse regenerabile, prețurile dezechilibrului ar trebui să reflecte valoarea în timp real a energiei. Toți participanții la piață ar trebui să fie responsabili din punct de vedere financiar pentru dezechilibrele pe care le provoacă în sistem, reprezentând diferența dintre volumul alocat și poziția finală de pe piață. În cazul agregatorilor pentru consumul dispecerizabil, volumul alocat constă în volumul de energie activat fizic de sarcina clienților participanți, pe baza unei metodologii de măsurare și a unei metodologii de referință definite.

(16) Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei ([7]) stabilește orientări detaliate privind alocarea capacităților interzonale și gestionarea congestiilor pe piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice, inclusiv cerințele pentru stabilirea unor metodologii comune pentru a determina volumul capacităților disponibile simultan între zonele de ofertare, criterii de evaluare a eficienței și un proces de revizuire pentru definirea zonelor de ofertare. Articolele 32 și 34 din Regulamentul (UE) 2015/1222 stabilesc norme de revizuire a configurațiilor zonelor de ofertare, articolele 41 și 54 din regulamentul menționat stabilesc limite armonizate ale prețurilor de închidere maxime și minime pentru intervalele de timp pentru ziua următoare și intrazilnice, articolul 59 din acesta stabilește norme privind orele de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale, în timp ce articolul 74 din regulamentul respectiv stabilește norme privind metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă.

(17) Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei ([8]) stabilește norme detaliate privind alocarea capacităților interzonale pe piețele la termen, privind stabilirea unei metodologii comune de stabilire a capacității interzonale pe termen lung, privind înființarea unei platforme unice la nivel european care să ofere alocarea drepturilor de transport pe termen lung și privind posibilitatea de a restitui drepturile de transport pe termen lung pentru alocările ulterioare pe piața pe termen lung sau de a transfera aceste drepturi între participanții la piață. Articolul 30 din Regulamentul (UE) 2016/1719 stabilește norme privind produsele de acoperire a riscului la termen.

(18) Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei ([9]) stabilește cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de producere a energiei electrice în sistemul interconectat, în special în privința grupurilor generatoare sincrone, a modulelor de generare din componența unei centrale și a modulelor de generare offshore. Cerințele respective contribuie la asigurarea unor condiții echitabile de concurență în cadrul pieței interne de energie electrică, pentru a se asigura siguranța în funcționarea sistemului și integrarea energiei electrice din surse regenerabile și pentru a se facilita comerțul cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni. Articolele 66 și 67 din Regulamentul (UE) 2016/631 stabilesc norme pentru tehnologiile emergente în ceea ce privește producerea de energie electrică.

(19) Zonele de ofertare care reflectă distribuția cererii și ofertei reprezintă un element fundamental al tranzacționării energiei electrice bazate pe mecanisme de piață și reprezintă o condiție prealabilă pentru a realiza potențialul maxim al metodelor de alocare a capacităților, inclusiv al abordării bazate pe flux. Prin urmare, zonele de ofertare ar trebui să fie definite în așa fel încât să se asigure lichiditatea pieței, o gestionare eficientă a congestiilor și eficiența globală a pieței. În cazul în care se lansează o revizuire a unei configurații existente a zonelor de ofertare de către o singură autoritate de reglementare sau de către un singur operator de transport și de sistem cu aprobarea autorității sale de reglementare competente, pentru zonele de

ofertare din interiorul zonei de control a operatorului de transport și de sistem, în cazul în care configurația zonelor de ofertare are un impact neglijabil asupra zonelor de control ale operatorilor de transport și de sistem învecinați, inclusiv a capacităților de interconexiune, iar revizuirea configurației zonelor de ofertare este necesară pentru a îmbunătăți eficiența, pentru a maximiza oportunitățile de tranzacționare transfrontalieră sau pentru a menține siguranța în funcționare, operatorul de transport și de sistem din zona de control relevantă și autoritatea de reglementare competentă ar trebui să fie, respectiv, singurul operator de transport și de sistem și singura autoritate de reglementare care participă la revizuire. Operatorul de transport și de sistem relevant și, respectiv, autoritatea de reglementare competentă ar trebui să informeze în prealabil operatorii de transport și de sistem învecinați cu privire la revizuire, iar rezultatele revizuirii ar trebui să fie publicate. Lansarea unei revizuiri regionale a zonelor de ofertare ar trebui să poată fi declanșată în urma raportului tehnic privind congestiile în conformitate cu articolul 14 din prezentul regulament sau în conformitate cu procedurile existente stabilite în Regulamentul (UE) 2015/1222.

(20) În cazul în care centrele de coordonare regionale efectuează calculul capacităților, ar trebui să maximizeze capacitatea, luând în considerare măsuri de remediere fără costuri și respectând limitele de siguranță în funcționare ale operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților. În cazul în care calculul nu duce la o capacitate egală cu capacitățile minime stabilite în prezentul regulament sau superioară acestora, centrele de coordonare regionale ar trebui să ia în considerare toate măsurile de remediere costisitoare disponibile pentru a spori și mai mult capacitatea până la capacitățile minime, inclusiv potențialul de redispecerizare din și dintre regiunile de calcul al capacităților, respectând, în același timp, limitele de siguranță în funcționare ale operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților. Operatorii de transport și de sistem ar trebui să raporteze cu acuratețe și transparență cu privire la toate aspectele legate de calculul capacităților în conformitate cu prezentul regulament și să se asigure că toate informațiile trimise centrelor de coordonare regionale sunt exacte și adecvate scopului.

(21) La efectuarea calculului capacităților, centrele de coordonare regionale ar trebui să calculeze capacitățile interzonale utilizând date de la operatorii de transport și de sistem care respectă limitele de siguranță în funcționare ale zonelor lor de control. Operatorii de transport și de sistem ar trebui să poată decide să se abată de la calculul coordonat al capacităților în cazul în care punerea în aplicare a acestuia ar duce la încălcarea limitelor de siguranță în funcționare ale elementelor de rețea din zona lor de control. Aceste abateri ar trebui să fie monitorizate cu atenție și raportate în mod transparent pentru a preveni abuzurile și pentru a se asigura că volumul capacității de interconectare care urmează să fie pusă la dispoziția participanților de pe piață nu este limitat pentru a rezolva problema congestionării din interiorul unei zone de ofertare. În cazul în care există un plan de acțiune, acesta ar trebui să țină seama de abateri și să abordeze cauza acestora.

(22) Principiile-cheie ale pieței ar trebui să prevadă că prețurile energiei electrice se stabilesc pe baza cererii și a ofertei. Prețurile respective ar trebui să indice când este nevoie de energie electrică, oferind stimulente bazate pe piață pentru investiții în surse de flexibilitate precum producerea flexibilă, interconectarea, consumul dispecerizabil sau stocarea energiei.

(23) Deși decarbonizarea sectorului energiei electrice, în cadrul căreia energia din surse regenerabile devine o parte majoră a pieței, reprezintă unul dintre obiectivele uniunii energetice, este esențial ca piața să elimine obstacolele existente din calea comerțului transfrontalier și să încurajeze investițiile în infrastructura de sprijin, de exemplu, în producerea mai flexibilă, în interconectare, în consum dispecerizabil și în stocarea energiei. Pentru a veni în sprijinul acestei reorientări către o producere variabilă și distribuită și pentru a garanta că principiile pieței de energie vor sta la baza piețelor de energie electrică din Uniune din viitor, este esențial să se pună un accent reînnoit pe piețele pe termen scurt și pe stabilirea prețurilor pe baza principiului raritații.

(24) Piețele pe termen scurt vor ameliora lichiditatea și concurența, permițând mai multor resurse să participe pe deplin la piață, în special resurselor care sunt mai flexibile. O stabilire eficace a prețurilor pe baza principiului raritații va încuraja participanții la piață să reacționeze la semnalele pieței și să fie disponibili în momentul în care piața are cel mai mult nevoie și le garantează acestora că își pot recupera costurile pe piața angro. Prin urmare, este esențial să se asigure că sunt eliminate plafoanele administrative și implicite ale prețurilor, pentru a permite stabilirea prețurilor pe baza principiului raritații. Atunci când vor fi pe deplin integrate în structura pieței, piețele pe termen scurt și stabilirea prețurilor pe baza principiului raritații contribuie la eliminarea altor măsuri cu efect de denaturare a pieței, cum ar fi mecanismele de asigurare a capacității, pentru a garanta siguranța alimentării. În același timp, stabilirea prețurilor pe baza principiului raritații fără plafonarea prețurilor pe piața angro nu ar trebui să afecteze posibilitatea clienților finali, în special a clienților casnici, a întreprinderilor mici și mijlocii (IMM-uri) și a clienților industriali, de a beneficia de prețuri fiabile și stabile.

(25) Fără a aduce atingere articolelor 107, 108 și 109 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene (TFUE), derogările de la principiile fundamentale ale pieței, cum ar fi responsabilitatea în materie de echilibrare, dispecerizarea bazată pe piață sau redispecerizarea, reduc semnalele referitoare la flexibilitate și acționează ca bariere în calea dezvoltării unor soluții precum stocarea energiei, consumul dispecerizabil sau agregarea. Deși sunt în continuare necesare derogări pentru a evita o sarcină

administrativă inutilă pentru anumiți participanți la piață, în special clienții casnici și IMM-urile, derogările generale care vizează anumite tehnologii în ansamblul lor nu sunt în concordanță cu obiectivul unor procese de decarbonizare eficiente și bazate pe piață și, prin urmare, ar trebui înlocuite de măsuri mai bine orientate.

(26) O condiție preliminară pentru asigurarea unei concurențe reale pe piața internă de energie electrică este perceperea unor tarife nediscriminatorii, transparente și adecvate pentru utilizarea rețelei, inclusiv a liniilor de interconexiune din sistemul de transport.

(27) Restricționările necoordonate ale capacităților de interconexiune limitează tot mai mult schimbul de energie electrică între statele membre și au devenit un obstacol important în calea dezvoltării unei piețe interne funcționale de energie electrică. Prin urmare, nivelul maxim al puterii capacităților de interconexiune și elementele critice de rețea ar trebui să fie puse la dispoziție, cu respectarea normelor de siguranță privind exploatarea sigură a rețelelor, inclusiv cu respectarea standardului de siguranță pentru contingențe (N-1). Cu toate acestea, există unele limitări în ceea ce privește stabilirea nivelului de capacitate într-o rețea buclată. Este nevoie să fie puse în aplicare niveluri minime clare ale capacității disponibile pentru comerțul interzonal, pentru a reduce efectele fluxurilor în buclă și ale congestiilor interne asupra comerțului interzonal și a oferi o valoare previzibilă a capacității pentru participanții la piață. În cazul în care se utilizează metoda bazată pe flux, capacitatea minimă respectivă ar trebui să determine cota minimă din capacitatea unui element critic de rețea intern sau interzonal care respectă limitele de siguranță în funcționare care urmează să fie utilizată ca bază pentru calculul coordonat al capacităților în Regulamentului (UE) 2015/1222, având în vedere contingențele. Restul capacității poate fi utilizat pentru marje de fiabilitate, pentru fluxurile în buclă și pentru fluxurile interne. În plus, în cazul în care se prevăd probleme legate de asigurarea siguranței rețelei, ar trebui să poată fi acordate derogări pentru o perioadă de tranziție limitată. Astfel de derogări ar trebui să fie însoțite de o metodologie și de proiecte care să prevadă o soluție pe termen lung.

(28) Capacitatea de transport căreia i se aplică criteriul de capacitate minimă de 70 % în abordarea capacității nete de transport coordonate (NTC) este transportul maxim de energie electrică activă care respectă limitele de siguranță în funcționare și ține seama de contingențe. Calcularea coordonată a acestei capacități ține seama de asemenea de faptul că fluxurile de energie electrică sunt distribuite în mod neuniform între componentele individuale și nu adaugă numai capacități ale unor linii de interconexiune. Această capacitate nu ține seama de marja de fiabilitate, fluxurile în buclă sau fluxurile interne, care sunt luate în considerare în cadrul celor 30 % rămase.

(29) Este important să se evite denaturarea concurenței din cauza unor standarde de siguranță, de exploatare și de planificare diferite utilizate de operatorii de transport și de sistem din statele membre. De asemenea, participanții la piață ar trebui să beneficieze de transparență în ceea ce privește capacitățile de transfer disponibile și standardele de siguranță, de planificare și de exploatare care au efect asupra capacităților de transfer.

(30) Pentru a orienta în mod eficient investițiile necesare, prețurile trebuie, de asemenea, să ofere semnale acolo unde nevoile în materie de energie electrică sunt cel mai ridicate. Într-un sistem electroenergetic zonal, pentru ca semnalele de localizare să fie corecte este necesară o determinare coerentă, obiectivă și fiabilă a zonelor de ofertare printr-un proces transparent. Pentru a asigura operarea și planificarea eficientă a rețelei electrice din Uniune și pentru a transmite semnale eficace de preț pentru noi capacități de generare, pentru consumul dispecerizabil și pentru infrastructura de transport, zonele de ofertare ar trebui să reflecte congestia structurală. În special, capacitatea interzonală nu ar trebui redusă pentru a soluționa congestia internă.

(31) Pentru a reflecta principiile divergente în ceea ce privește optimizarea zonelor de ofertare fără a pune în pericol piețele lichide și investițiile în rețele, ar trebui prevăzute două opțiuni pentru a aborda congestiile. Statele membre ar trebui să poată alege între o reconfigurare a zonei lor de ofertare și măsuri precum consolidarea și optimizarea rețelelor. Punctul de plecare pentru o astfel de decizie ar trebui să fie identificarea congestiilor structurale pe termen lung de către operatorul sau operatorii de transport și de sistem dintr-un stat membru, printr-un raport redactat de Rețeaua europeană a operatorilor de transport și de sistem de energie electrică (denumită în continuare „ENTSO pentru energie electrică”) referitor la congestie sau prin revizuirea zonelor de ofertare. Statele membre ar trebui să încerce să găsească mai întâi o soluție comună cu privire la modul cel mai potrivit de abordare a congestiilor. În acest sens, statele membre ar putea adopta planuri de acțiune multinaționale sau naționale pentru a aborda congestiile. Pentru statele membre care adoptă un plan de acțiune pentru abordarea congestiilor, ar trebui să se aplice o perioadă de deschidere progresivă sub formă de traiectorie lineară a capacităților de interconexiune. La finalul punerii în aplicare a unui astfel de plan de acțiune, statele membre ar trebui să aibă posibilitatea de a alege între o reconfigurare a zonei sau zonelor de ofertare sau o acoperire a congestiilor rămase prin intermediul unor măsuri de remediere pentru care suportă costurile. În acest din urmă caz, zona de ofertare nu se reconfigurează împotriva voinței statului membru respectiv, cu condiția atingerii capacității minime. Nivelul minim de capacitate care ar trebui utilizate în calculul coordonat al capacităților ar trebui să fie un procent din capacitatea unui element critic de rețea, astfel cum este definit în urma procesului de selecție în temeiul Regulamentului (UE) 2015/1222, după sau, în cazul unei abordări bazate pe flux, în timp ce se respectă limitele de siguranță în funcționare în situațiile de contingență. O decizie a Comisiei privind configurația unei zone de ofertare ar trebui să fie posibilă ca măsură de ultimă

instanță și ar trebui să modifice numai configurația unei zone de ofertare din acele state membre care au optat pentru divizarea zonei de ofertare sau care nu au atins nivelul minim de capacitate.

(32) Decarbonizarea eficientă a sistemului electroenergetic prin integrarea pieței impune eliminarea sistematică a obstacolelor din calea comerțului transfrontalier pentru a soluționa problema fragmentării pieței și pentru a permite clienților de energie din Uniune să beneficieze pe deplin de avantajele oferite de piețele integrate ale energiei electrice și de concurență.

(33) Prezentul regulament ar trebui să stabilească principiile fundamentale privind stabilirea tarifelor și alocarea capacităților, prevăzând, în același timp, adoptarea de orientări care detaliază alte principii și metode importante, care să permită adaptarea rapidă la noile situații.

(34) Gestionarea problemelor de congestie ar trebui să ofere semnale economice corecte operatorilor de transport și de sistem și participanților la piață și ar trebui să se bazeze pe mecanisme de piață.

(35) În condițiile unei piețe deschise și competitive, operatorii de transport și de sistem ar trebui să primească o compensație pentru costurile generate de trecerea fluxurilor de energie electrică transfrontaliere prin rețelele lor, de la operatorii de transport și de sistem de la care provin fluxurile transfrontaliere și de la sistemele unde ajung în final aceste fluxuri.

(36) Plățile și încasările care rezultă din compensațiile între operatorii de transport și de sistem ar trebui să fie luate în considerare la stabilirea tarifelor de rețea naționale.

(37) Suma efectivă care trebuie plătită pentru accesul transfrontalier la sistem poate varia considerabil, în funcție de operatorii de transport și de sistem implicați și ca rezultat al diferențelor în ceea ce privește structura sistemelor tarifare aplicate în statele membre. Prin urmare, este necesar un anumit grad de armonizare, pentru a evita denaturarea schimburilor comerciale.

(38) Ar trebui să existe norme privind utilizarea veniturilor din procedurile de gestionare a congestiilor, cu excepția cazului în care natura specifică a capacității de interconexiune în cauză justifică o scutire de la aceste norme.

(39) Pentru a asigura condiții de concurență echitabile pentru toți participanții la piață, tarifele de rețea ar trebui să fie aplicate într-un mod care să nu discrimineze nici pozitiv, nici negativ între producerea conectată la nivelul de distribuție și producerea conectată la nivelul de transport. Tarifele de rețea nu ar trebui să facă discriminări împotriva stocării energiei și nu ar trebui să descurajeze participarea la consumul dispecerizabil sau să reprezinte un obstacol pentru îmbunătățirea eficienței energetice.

(40) Pentru a spori transparența și comparabilitatea în cadrul procesului de stabilire a tarifelor în cazul în care o armonizare obligatorie nu este considerată adecvată, Agenția Europeană pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (denumită în continuare „ACER”) instituită prin Regulamentul (UE) 2019/942 al Parlamentului European și al Consiliului ([10]) ar trebui să redacteze un raport asupra bunelor practici privind metodologiile tarifare.

(41) Pentru a asigura mai bine atingerea unui nivel optim de investiții în rețeaua transeuropeană și pentru a aborda provocarea reprezentată de situațiile în care nu pot fi construite proiecte de interconectare viabile din cauza lipsei prioritizării la nivel național, utilizarea veniturilor rezultate din gestionarea congestiilor ar trebui reanalizată și ar trebui să contribuie la garantarea disponibilității și menținerea sau creșterea capacităților de interconectare.

(42) Pentru a asigura gestionarea optimă a rețelei de transport a energiei electrice, precum și pentru a permite tranzacționarea și furnizarea transfrontalieră de energie electrică în cadrul Uniunii, ar trebui înființată ENTSO pentru energie electrică. Atribuțiile ENTSO pentru energie electrică ar trebui să fie îndeplinite în conformitate cu normele Uniunii în domeniul concurenței, care ar trebui să rămână aplicabile deciziilor acesteia. Atribuțiile ENTSO pentru energie electrică ar trebui să fie clar definite, iar metoda sa de lucru ar trebui să asigure eficiența, transparența. Codurile de rețea pregătite de ENTSO pentru energie electrică nu sunt menite să înlocuiască codurile de rețea naționale necesare pentru aspecte fără caracter transfrontalier. Având în vedere faptul că un progres mai eficace poate fi realizat printr-o abordare la nivel regional, operatorii de transport și de sistem ar trebui să înființeze structuri regionale în cadrul structurii generale de cooperare, garantând, în același timp, faptul că rezultatele la nivel regional sunt compatibile cu codurile de rețea și cu planurile la nivelul Uniunii fără caracter obligatoriu de dezvoltare a rețelei pe 10 ani. Statele membre ar trebui să promoveze cooperarea și să monitorizeze eficacitatea funcționării rețelei la nivel regional. Cooperarea la nivel regional ar trebui să fie compatibilă cu evoluția către o piață internă de energie electrică competitivă și eficientă.

(43) ENTSO pentru energie electrică ar trebui să efectueze o evaluare solidă a adecvării resurselor la nivel european pe termen mediu și lung, pentru a oferi o bază obiectivă de evaluare a preocupărilor în materie de adecvare. Preocupările legate de adecvarea resurselor abordate prin mecanismele de asigurare a capacității ar trebui să se bazeze pe evaluarea adecvării resurselor la nivel european. Evaluarea respectivă poate fi completată de evaluări naționale.

(44) Metodologia pentru evaluarea adecvării resurselor pe termen mediu și lung (în intervale cuprinse între următorii 10 ani și anul următor) prevăzută în prezentul regulament are un scop diferit față de evaluările adecvării sezoniere (pe șase luni), astfel cum sunt prevăzute la articolul 9 din Regulamentul (UE) 2019/941 al Parlamentului European și al Consiliului ([11]).

Evaluările pe termen mediu și lung sunt în principal utilizate pentru a identifica preocupările legate de adecvare și a aprecia necesitatea unor mecanisme de asigurare a capacității, în timp ce evaluările adecvării sezoniere sunt utilizate pentru a atenționa cu privire la riscurile pe termen scurt care ar putea surveni în următoarele șase luni și care ar putea conduce la o deteriorare semnificativă a situației alimentării cu energie electrică. În plus, centre de coordonare regionale realizează, de asemenea, evaluări ale adecvării regionale cu privire la exploatarea sistemelor de transport de energie electrică. Acestea sunt evaluări pe termen foarte scurt ale adecvării (în intervale cuprinse între săptămâna următoare și ziua următoare) utilizate în contextul exploatării sistemului.

(45) Înainte de introducerea unor mecanisme de asigurare a capacității, statele membre ar trebui să evalueze denaturările în materie de reglementare care contribuie la preocupările asociate legate de adecvarea resurselor. Statele membre ar trebui să aibă obligația de a adopta măsuri de eliminare a denaturărilor identificate și ar trebui să adopte un calendar pentru punerea în aplicare a acestor măsuri. Ar trebui introduse mecanisme de asigurare a capacității numai pentru a soluționa problemele în materie de adecvare care nu pot fi soluționate prin eliminarea denaturărilor respective.

(46) Statele membre care intenționează să introducă mecanisme de asigurare a capacității ar trebui să stabilească obiective de adecvare a resurselor pe baza unui proces transparent și verificabil. Statele membre ar trebui să aibă libertatea de a-și stabili nivelul dorit de siguranță a alimentării.

(47) În temeiul articolul 108 din TFUE, Comisia are competența exclusivă de a verifica compatibilitatea cu piața internă a măsurilor de ajutor de stat instituite de statele membre. Respectiva verificare urmează a se efectua în temeiul articolului 107 alineatul (3) din TFUE și în conformitate cu normele și orientările relevante pe care Comisia le poate adopta în acest sens. Prezentul regulament nu aduce atingere competenței exclusive a Comisiei conferite de TFUE.

(48) Mecanismele de asigurare a capacității care sunt în vigoare ar trebui să fie reevaluate în lumina prezentului regulament.

(49) În prezentul regulament ar trebui să se stabilească norme detaliate pentru facilitarea unei participări transfrontaliere eficace la mecanismele de asigurare a capacității. Operatorii de transport și de sistem ar trebui să faciliteze participarea transfrontalieră a producătorilor interesați la mecanismele de asigurare a capacității din alte state membre. Prin urmare, aceștia ar trebui să calculeze capacitățile până la care ar fi posibilă participarea transfrontalieră, să permită participarea și să verifice disponibilitățile existente. Autoritățile de reglementare ar trebui să asigure respectarea normelor transfrontaliere în statele membre.

(50) Mecanismele de asigurare a capacității nu ar trebui să genereze supracompensare și în același timp ar trebui să asigure siguranța alimentării. În acest sens, mecanismele de asigurare a capacității, altele decât rezervele strategice, ar trebui să fie construite astfel încât să garanteze că prețul plătit pentru disponibilitate tinde automat la zero atunci când se preconizează că nivelul de capacitate care ar fi profitabil pe piața de energie în absența unui mecanism de asigurare a capacității este adecvat pentru a satisface nivelul de capacitate solicitat.

(51) Pentru a sprijini statele membre și regiunile care se confruntă cu provocări sociale, industriale și economice ca urmare a tranziției energetice, Comisia a lansat o inițiativă pentru regiunile cu o utilizare intensă a cărbunelui și cu emisii ridicate de dioxid de carbon. În acest context, Comisia ar trebui să asiste statele membre, inclusiv cu un sprijin financiar specific, în cazul în care este disponibil, pentru a permite o „tranziție echitabilă” în regiunile respective.

(52) Având în vedere diferențele dintre sistemele energetice naționale și limitările tehnice ale rețelelor electrice existente, cea mai bună abordare pentru a realiza progrese în ceea ce privește integrarea piețelor se regăsește adesea la nivel regional. Prin urmare, cooperarea regională a operatorilor de transport și de sistem ar trebui consolidată. Pentru a asigura o cooperare eficientă, un nou cadru de reglementare ar trebui să prevadă o guvernanță regională și o supraveghere reglementară mai solidă, inclusiv prin consolidarea puterii de decizie a ACER în ceea ce privește aspectele transfrontaliere. De asemenea, ar putea fi necesară o mai strânsă cooperare între statele membre în situații de criză, pentru a spori siguranța alimentării și pentru a limita denaturările pieței.

(53) Coordonarea dintre operatorii de transport și de sistem la nivel regional a fost formalizată prin participarea obligatorie a operatorilor de transport și de sistem la centrele de coordonare a siguranței la nivel regional. Coordonarea regională a operatorilor de transport și de sistem la nivel regional ar trebui să fie dezvoltată în continuare printr-un cadru instituțional consolidat prin instituirea unor centre de coordonare regionale. Crearea unor centre de coordonare regionale ar trebui să țină seama de inițiativele de coordonare regionale existente sau planificate și să vină în sprijinul exploatării din ce în ce mai integrate a sistemelor electroenergetice pe întreg teritoriul Uniunii, asigurând astfel funcționarea lor eficientă și sigură. Din acest motiv, este necesar să se asigure că coordonarea operatorilor de transport și de sistem prin intermediul centrelor de coordonare regională are loc în întreaga Uniune. În cazul în care operatorii de transport și de sistem dintr-o anumită regiune nu sunt încă coordonați de un centru de coordonare regional existent sau planificat, operatorii de transport și de sistem din regiunea respectivă ar trebui să înființeze sau să desemneze un centru de coordonare regional.

(54)

Aria geografică a centrelor de coordonare regionale ar trebui să le permită să contribuie în mod efectiv la coordonarea activităților operatorilor de transport și de sistem în regiuni și ar trebui să conducă la îmbunătățirea siguranței sistemului și a eficienței pieței. Centrele de coordonare regionale ar trebui să aibă flexibilitatea de a-și îndeplini atribuțiile în regiune într-un mod adaptat cât mai bine la natura atribuțiilor specifice care le sunt încredințate.

(55) Centrele de coordonare regionale ar trebui să îndeplinească atribuții în care regionalizarea aduce o valoare adăugată în comparație cu sarcinile îndeplinite la nivel național. Atribuțiile centrelor de coordonare regionale ar trebui să cuprindă atribuțiile îndeplinite de coordonatorii siguranței la nivel regional în temeiul Regulamentului (UE) 2017/1485 al Comisiei ([12]), precum și sarcini suplimentare care țin de exploatarea sistemului, de funcționarea pieței și de pregătirea pentru riscuri. Sarcinile îndeplinite de centrele de coordonare regionale ar trebui să nu includă exploatarea în timp real a sistemului electroenergetic.

(56) Atunci când își îndeplinesc sarcinile, centrele de coordonare regionale ar trebui să contribuie la realizarea obiectivelor stabilite pentru 2030 și 2050 în cadrul de politici din domeniile climei și energiei.

(57) Centrele de coordonare regionale ar trebui, în primul rând, să acționeze în interesul exploatării sistemului și al funcționării pieței din regiune. Prin urmare, centrelor de coordonare regionale ar trebui să li se acorde competențele necesare pentru a coordona acțiunile care trebuie întreprinse de operatorii de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului pentru anumite funcții, precum și un rol consultativ sporit pentru celelalte funcții.

(58) Resursele umane, tehnice, fizice și financiare de care dispun centrele de coordonare regionale nu ar trebui să depășească ceea ce este strict necesar pentru îndeplinirea atribuțiilor lor.

(59) ENTSO pentru energie electrică ar trebui să se asigure că activitățile centrelor de coordonare regionale sunt coordonate dincolo de limitele regionale.

(60) Pentru a spori eficiența rețelelor de distribuție a energiei electrice din Uniune și pentru a asigura o cooperare strânsă între operatorii de transport și de sistem și ENTSO pentru energie electrică, ar trebui să se instituie o entitate europeană a operatorilor de distribuție în cadrul Uniunii (denumită în continuare „entitatea OSD UE”). Atribuțiile OSD UE ar trebui să fie clar definite, iar metoda sa de lucru ar trebui să asigure eficiența, transparența și reprezentativitatea în rândul operatorilor de distribuție din Uniune. Entitatea OSD UE ar trebui să coopereze îndeaproape cu ENTSO pentru energie electrică la elaborarea și, după caz, la punerea în aplicare a codurilor de rețea și ar trebui să ofere orientări privind integrarea, printre altele, a producerii distribuite și a stocării energiei în rețelele de distribuție sau privind alte aspecte care se referă la gestionarea rețelelor de distribuție. Entitatea OSD UE ar trebui, de asemenea, să ia în considerare în mod adecvat particularitățile inerente ale sistemelor de distribuție conectate în aval cu sisteme electroenergetice de pe insule care nu sunt conectate cu alte sisteme electroenergetice prin intermediul capacităților de interconexiune.

(61) Este necesară o mai bună cooperare și coordonare între operatorii de transport și de sistem, pentru a crea coduri de rețea, în vederea asigurării și gestionării unui acces eficient și transparent la rețelele de transport transfrontaliere, precum și pentru a garanta o planificare coordonată și suficient orientată spre viitor și o evoluție tehnică satisfăcătoare a sistemului de transport în cadrul Uniunii, inclusiv crearea de capacități de interconectare, acordând atenția cuvenită protecției mediului. Aceste coduri de rețea ar trebui să respecte orientările-cadru cu caracter neobligatoriu care sunt elaborate de ACER. ACER ar trebui să aibă un rol în revizuirea, pe baza unor fapte concrete, a proiectelor de coduri de rețea, inclusiv în ceea ce privește conformitatea acestora cu respectivele orientări-cadru, și ar trebui să aibă posibilitatea de a le recomanda Comisiei spre adoptare. De asemenea, se consideră oportun ca ACER să evalueze modificările propuse pentru codurile de rețea și ar trebui ca aceasta să aibă posibilitatea de a le recomanda Comisiei spre adoptare. Operatorii de transport și de sistem ar trebui să își exploateze rețelele în conformitate cu aceste coduri de rețea.

(62) Experiența dobândită în procesul de elaborare și de adoptare a codurilor de rețea a arătat că este utilă raționalizarea procedurii de dezvoltare prin clarificarea faptului că ACER are dreptul să revizuiască proiectele de coduri de rețea pentru energie electrică înainte de a le prezenta Comisiei.

(63) Pentru a asigura funcționarea corespunzătoare a pieței interne de energie electrică, ar trebui să se prevadă proceduri care să permită adoptarea de decizii și orientări de către Comisie privind, printre altele, tarifele și alocarea capacităților, garantându-se, în același timp, implicarea autorităților de reglementare în acest proces, dacă este cazul prin intermediul asociației lor la nivelul Uniunii. Autoritățile de reglementare, împreună cu alte autorități competente ale statelor membre, au un rol important, contribuind la funcționarea corespunzătoare a pieței interne de energie electrică.

(64) Toți participanții la piață prezintă un interes în activitatea care se așteaptă să fie desfășurată de ENTSO pentru energie electrică. Prin urmare, un proces eficace de consultare este esențial, iar structurile existente care au fost instituite în vederea facilitării și simplificării acestui proces, de exemplu prin intermediul autorităților de reglementare sau al ACER, ar trebui să joace un rol important.

(65)

În vederea asigurării unei transparențe sporite a întregii rețele de transport de energie electrică din Uniune, ENTSO pentru energie electrică ar trebui să elaboreze, să publice și să actualizeze periodic un plan neobligatoriu la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei pe 10 ani. Rețelele viabile pentru transportul de energie electrică și interconectările regionale necesare, relevante din punct de vedere comercial sau din perspectiva siguranței alimentării, ar trebui incluse în acest plan de dezvoltare a rețelei.

(66) Investițiile în noi infrastructuri majore ar trebui puternic promovate, asigurându-se, în același timp, funcționarea corectă a pieței interne de energie electrică. În scopul sporirii efectului pozitiv pe care îl au capacitățile de interconexiune de curent continuu scutite asupra concurenței și asupra siguranței alimentării, ar trebui să se testeze interesul prezentat de acestea pe piață în timpul etapei de planificare a proiectului și ar trebui să se adopte norme privind gestionarea congestiilor. În cazul unor capacități de interconexiune de curent continuu situate pe teritoriul mai multor state membre, cererea de scutire ar trebui tratată, în ultimă instanță, de ACER pentru a se putea ține seama în mare măsură de implicațiile transfrontaliere și în scopul simplificării procedurilor administrative. În plus, având în vedere profilul excepțional de risc privind elaborarea acestor proiecte majore de infrastructură scutite, ar trebui să fie posibilă acordarea, în mod temporar, pentru întreprinderile interesate de furnizare și de producere, a unei derogări de la aplicarea normelor privind separarea completă în ceea ce privește proiectele vizate. Derogările acordate în temeiul Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 al Parlamentului European și al Consiliului ([13]) continuă să se aplice până la data planificată a expirării, stabilită în decizia de acordare a derogării. Infrastructura de energie electrică offshore cu dublă funcționalitate (așa-numitele „active hibride offshore") care combină transportul de energie eoliană offshore către țărm și liniile de interconexiune ar trebui să fie, de asemenea, eligibilă pentru scutire, de exemplu în conformitate cu normele aplicabile noilor capacități de interconexiune de curent continuu. Atunci când este necesar, cadrul de reglementare ar trebui să ia în considerare în mod corespunzător situația specifică a acestor active pentru a depăși obstacolele din calea obținerii unor active hibride offshore rentabile din punct de vedere social.

(67) Pentru a îmbunătăți încrederea în piață, participanții la piață ar trebui să se asigure că persoanele care adoptă un comportament abuziv pot fi supuse unor sancțiuni eficiente, proporționale și cu efect de descurajare. Autoritățile competente ar trebui abilitate să investigheze în mod efectiv alegațiile referitoare la abuzurile de piață. În acest scop este necesar ca autoritățile competente să aibă acces la datele care oferă informații cu privire la deciziile operaționale luate de furnizori. Pe piața de energie electrică, cele mai multe dintre deciziile relevante sunt luate de către producători, care ar trebui să păstreze informațiile referitoare la deciziile respective, într-un format ușor accesibil, la dispoziția autorităților competente pentru o perioadă de timp determinată. Autoritățile competente ar trebui, în plus, să monitorizeze periodic dacă operatorii de transport și de sistem respectă normele. Micii producători, care nu au nicio posibilitate reală de a denatura concurența, ar trebui să fie scutiți de la această obligație.

(68) Statele membre și autoritățile competente ar trebui să prezinte Comisiei informațiile relevante. Comisia ar trebui să trateze aceste informații în mod confidențial. După caz, Comisia ar trebui să aibă posibilitatea de a solicita informațiile relevante direct de la întreprinderile în cauză, cu condiția informării autorităților competente.

(69) Este necesar ca statele membre să stabilească norme privind sancțiunile aplicabile în cazul încălcării dispozițiilor prezentului regulament și să asigure punerea în aplicare a acestor sancțiuni. Respectivele sancțiuni ar trebui să fie efective, proporționale și cu efect de descurajare.

(70) Statele membre, părțile contractante la Comunitatea Energiei și alte țări terțe care aplică prezentul regulament sau fac parte din zona sincronă a Europei continentale ar trebui să coopereze îndeaproape cu privire la toate chestiunile legate de dezvoltarea unei regiuni integrate de tranzacționare a energiei electrice și ar trebui să nu ia nicio măsură care pune în pericol integrarea în continuare a piețelor de energie electrică sau siguranța alimentării a statelor membre și a părților contractante.

(71) La momentul adoptării Regulamentului (CE) nr. 714/2009, la nivelul Uniunii existau numai câteva norme privind piața internă de energie electrică. De atunci, piața internă a Uniunii a devenit mai complexă, ca urmare a schimbărilor fundamentale care afectează piețele, în special în ceea ce privește introducerea producerii variabile de energie electrică din surse regenerabile. Prin urmare, codurile de rețea și orientările au devenit ample și cuprinzătoare, abordând atât aspecte tehnice, cât și aspecte generale.

(72) În vederea garantării gradului minim de armonizare necesar pentru funcționarea eficientă a pieței, competența de a adopta acte în conformitate cu articolul 290 din TFUE ar trebui delegată Comisiei în ceea ce privește elemente neesențiale ale anumitor domenii fundamentale pentru integrarea pieței. Respectivele acte ar trebui să includă adoptarea și modificarea anumitor coduri de rețea și orientări în cazul în care acestea completează prezentul regulament, cooperarea regională dintre operatorii de transport și de sistem și autoritățile de reglementare, compensațiile financiare dintre operatorii de transport și de sistem, precum și aplicarea dispozițiilor de scutire pentru capacitățile de interconexiune noi. Este deosebit de important ca, în cursul lucrărilor sale pregătitoare, Comisia să organizeze consultări adecvate, inclusiv la nivel de experți, și ca respectivele consultări să se desfășoare în conformitate cu principiile stabilite în Acordul interinstituțional din 13 aprilie 2016 privind o mai bună legiferare ([14]). În special, pentru a asigura participarea egală la pregătirea actelor

delegate, Parlamentul European și Consiliul primesc toate documentele în același timp cu experții din statele membre, iar experții acestor instituții au acces sistematic la reuniunile grupurilor de experți ale Comisiei însărcinate cu pregătirea actelor delegate.

(73) În vederea asigurării unor condiții uniforme pentru punerea în aplicare a prezentului regulament, ar trebui conferite competențe de executare Comisiei în conformitate cu articolul 291 din TFUE. Respectivele competențe ar trebui exercitate în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 182/2011 al Parlamentului European și al Consiliului ([15]). Pentru adoptarea actelor de punere în aplicare respective ar trebui utilizată procedura de examinare.

(74) Întrucât obiectivul prezentului regulament, și anume oferirea unui cadru armonizat pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, nu poate fi realizat în mod satisfăcător de către statele membre dar, având în vedere amploarea sau efectele sale, poate fi realizat mai bine la nivelul Uniunii, aceasta poate adopta măsuri, în conformitate cu principiul subsidiarității, astfel cum este prevăzut la articolul 5 din Tratatul privind Uniunea Europeană. În conformitate cu principiul proporționalității, astfel cum este prevăzut la articolul respectiv, prezentul regulament nu depășește ceea ce este necesar pentru realizarea acestui obiectiv.

(75) Din motive ce țin de coerență și de securitatea juridică, nicio dispoziție din prezentul regulament nu ar trebui să împiedice aplicarea derogărilor care decurg din articolul 66 din Directiva (UE) 2019/944,

ADOPTĂ PREZENTUL REGULAMENT:

CAPITOLUL I

OBIECT, DOMENIU DE APLICARE ȘI DEFINIȚII

Articolul 1

Obiectul și domeniul de aplicare

Prezentul regulament are drept obiective:

(a) stabilirea unui fundament pentru realizarea eficientă a obiectivelor uniunii energetice și, în special, a cadrului privind clima și energia pentru 2030, permițând pieței să emită semnale pentru creșterea eficienței, a cotei ce revine surselor regenerabile de energie, a siguranței alimentării, a flexibilității, a sustenabilității, a decarbonizării și a inovării;

(b) stabilirea unor principii fundamentale pentru buna funcționare a piețelor integrate de energie electrică, care să asigure accesul nediscriminatoriu la piață tuturor furnizorilor de resurse și clienților de energie electrică, să abiliteze consumatorii, să asigure competitivitatea pe piața globală și consumul dispecerizabil, stocarea energiei și eficiența energetică și să faciliteze agregarea cererii și a ofertei distribuite și să permită integrarea pieței și integrarea sectorială, ca și remunerarea în funcție de piață a energiei electrice produse din surse regenerabile;

(c) stabilirea de norme echitabile pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, pentru a îmbunătăți concurența pe piața internă de energie electrică, luând în considerare caracteristicile specifice ale piețelor naționale 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 capacităților de interconectare disponibile între sistemele de transport naționale;

(d) facilitarea realizării unei piețe angro funcționale și transparente, care să contribuie la un nivel ridicat al siguranței alimentării cu energie electrică și să prevadă mecanisme de armonizare a normelor pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică.

Articolul 2

Definiții

Se aplică următoarele definiții:

1. „capacitate de interconexiune” înseamnă o linie de transport care traversează sau trece peste granița 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 rețea de transport a unui stat membru, care rezultă din impactul activității producătorilor, a clienților sau atât a producătorilor, cât și a clienților din afara acelui stat membru asupra rețelei sale de transport;

4. „congestie” înseamnă o situație în care nu pot fi satisfăcute toate solicitările participanților la piață de a tranzacționa între zone din rețea, deoarece acestea ar afecta semnificativ fluxurile fizice pe elemente de rețea care nu pot face față 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 condiții normale de funcționare a sistemului electroenergetic;

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

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

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

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;

22. „mecanism de asigurare a capacității” înseamnă o măsură temporară pentru a se asigura atingerea nivelului necesar de adecvare a resurselor prin remunerarea resurselor pentru disponibilitatea acestora, excluzând măsurile referitoare la servicii auxiliare sau la gestionarea congestiilor;

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 ([16]);

24.

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

25. „participant la piață” 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 tranzacționare pe una sau mai multe piețe de energie electrică, inclusiv pe piețele de echilibrare a energiei;

26. „redispecerizare” înseamnă o măsură, inclusiv de restricționare, activată de unul sau mai mulți operatori de transport și de sistem sau operatori de distribuție prin modificarea producerii, a tiparului de sarcină sau a ambelor, pentru a schimba fluxurile fizice din sistemul electroenergetic și a soluționa o congestie fizică sau a asigura siguranța sistemului;

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

28. „instalație de producere a energiei electrice” înseamnă o instalație 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 rețea;

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 instalațiilor de producere a energiei electrice și a locurilor de consum, cu referire la instalațiile 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 instalațiilor de producere a energiei electrice și a locurilor de consum sunt determinate de agenții de programare ai instalațiilor respective;

31. „produs standard de echilibrare” înseamnă un produs de echilibrare armonizat, definit de toți 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 obligații sau atribuții specifice încredințate operatorului de transport și de sistem sau operatorului pieței 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 definiției de la articolul 2 punctul 1 din Directiva (UE) 2019/944;

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;

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 ([17]);

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.

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;

(d) clienții sunt în măsură să beneficieze de oportunitățile de pe piață și de creșterea concurenței pe piețele cu amănuntul și pot acționa ca participanți la piața de energie și la tranziția energetică;

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

(f) normele pieței 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 eficiența energetică;

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

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

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

(j) producerea, stocarea energiei și consumul dispecerizabil în condiții de siguranță și durabilitate participă la piață în condiții de egalitate, în conformitate cu cerințele prevăzute în dreptul Uniunii;

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

(l) normele pieței permit dezvoltarea de proiecte demonstrative în domeniul unor surse de energie, tehnologii sau sisteme durabile, sigure și cu emisii scăzute de dioxid de carbon, care trebuie să fie realizate și utilizate în beneficiul societății;

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

(n) normele pieței 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 operațiunilor lor;

(o) pentru a permite protecția participanților la piață împotriva riscurilor de volatilitate a prețurilor pe baza pieței, și pentru a reduce incertitudinea referitoare la randamentul viitor al investițiilor, produsele de acoperire a riscurilor pe termen lung sunt tranzacționabile la bursă într-un mod transparent, iar contractele de furnizare pe termen lung sunt negociabile pe piețele extrabursiere, sub rezerva respectării dreptului Uniunii în materie de concurență;

(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 piețelor 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.

(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 piață.

(4) Pentru instalațiile de producere a energiei electrice puse în funcțiune începând de la 1 ianuarie 2026, alineatul (2) litera (b) se aplică numai instalațiilor 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

Piața de echilibrare

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

(a) să se asigure în mod eficace nediscriminarea participanților la piață, ținând seama de diferitele necesități tehnice ale sistemului electroenergetic și de diferitele capacități 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 achiziționate printr-o procedură transparentă, bazată pe piață;

(c) să se asigure accesul nediscriminatoriu la toți participanții la piață, 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 apariția unor noi tehnologii.

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

(3) Piețele de echilibrare asigură siguranța în funcționare, permițând, în același timp, utilizarea la maximum și alocarea eficientă a capacității 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 prețuri marginale, de tip „pay-as-cleared", cu excepția cazului în care toate autoritățile de reglementare aprobă o metodă alternativă de stabilire a prețurilor 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 prețurilor este mai eficientă.

Participanților la piață trebuie să li se permită să liciteze cât mai aproape posibil de timpul real, iar ora de închidere a porții pentru energia de echilibrare nu poate precede ora de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale.

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 preț care reflectă valoarea energiei în timp real.

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

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

(8) Achizițiile 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. Achizițiile de capacitate de echilibrare se bazează pe piață și sunt organizate în așa fel încât să fie nediscriminatorii pentru participanții la piață în procesul de precalificare, în conformitate cu articolul 40 alineatul (4) din Directiva (UE) 2019/944, indiferent dacă participanții la piață participă în mod individual sau prin agregare.

Achizițiile de capacitate de echilibrare se bazează pe o piață primară, cu excepția cazului și în măsura în care autoritatea de reglementare a aprobat o derogare prin care permite utilizarea altor forme de achiziții bazate pe piață din cauza lipsei concurenței pe piața serviciilor de echilibrare. Derogările de la obligația de efectuare a achizițiilor de capacitate de echilibrare prin utilizarea piețelor primare se revizuiesc la fiecare trei ani.

(9) Achizițiile de capacitate de echilibrare ascendentă și de capacitate de echilibrare descendentă se efectuează separat, cu excepția 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 eficiență economică mai ridicată. Contractele de capacitate de echilibrare se încheie cu cel mult o zi înainte de furnizarea capacității de echilibrare, pentru o durată contractuală de maximum o zi, cu excepția 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 siguranța alimentării sau pentru a îmbunătăți eficiența economică.

Atunci când este acordată o derogare, pentru cel puțin 40 % din produsele standard de echilibrare și cel puțin 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 capacității de echilibrare, iar durata contractuală este de maximum o zi. Contractarea părții rămase din capacitatea de echilibrare se execută cu cel mult o lună înainte de furnizarea capacității 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 părții rămase de capacitate de echilibrare menționate la alineatul (9) pentru o durată maximă de douăsprezece luni, cu condiția ca o astfel de decizie să fie limitată în timp, iar efectele pozitive în ceea ce privește reducerea costurilor pentru clienții finali să depășească efectele negative asupra pieței. Cererea include:

(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

Pieţele pentru ziua următoare şi pieţele intrazilnice

(1) Operatorii de transport şi de sistem şi OPEED organizează în comun gestionarea pieţelor integrate pentru ziua următoare şi a pieţelor intrazilnice în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222. Operatorii de transport şi de sistem şi OPEED cooperează la nivelul Uniunii sau, dacă este necesar, la nivel regional, cu scopul de a maximiza eficienţa şi eficacitatea tranzacţionării pentru ziua următoare şi a tranzacţionării intrazilnice a energiei electrice în Uniune. Această obligaţie de cooperare nu aduce atingere aplicării dreptului Uniunii în materie de concurenţă. În exercitarea funcţiilor pe care le deţin în materie de tranzacţionare a energiei electrice, operatorii de transport şi de sistem şi OPEED sunt supuşi supravegherii reglementare de către autorităţile de reglementare în temeiul articolului 59 din Directiva (UE) 2019/944 şi de către ACER în temeiul articolelor 4 şi 8 din Regulamentul (UE) 2019/942.

(2) Pieţele pentru ziua următoare şi pieţele intrazilnice:

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

(b) maximizează capacitatea tuturor participanţilor la piaţă de a gestiona dezechilibrele;

(c) maximizează posibilităţile tuturor participanţilor la piaţă de a participa la comerţul interzonal cât mai aproape posibil de timpul real în toate zonele de ofertare;

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

(e) asigură siguranţa în funcţionare, permiţând, în acelaşi timp, utilizarea la maximum a capacităţii de transport;

(f) sunt transparente, protejând în acelaşi timp confidenţialitatea informaţiilor sensibile din punct de vedere comercial şi asigurând caracterul anonim al tranzacţionării;

(g) nu fac nicio distincţie între tranzacţiile realizate în interiorul unei zone de ofertare şi cele realizate între zone de ofertare; şi

(h) sunt organizate în aşa fel încât să asigure faptul că toţi participanţii la piaţă pot avea acces la piaţă în mod individual sau prin agregare.

Articolul 8

Tranzacţionarea pe pieţele pentru ziua următoare şi pe pieţele intrazilnice

(1) OPEED permit participanţilor la piaţă să tranzacţioneze energie cât mai aproape posibil de timpul real, şi cel puţin până la ora de închidere a porţii pieţei intrazilnice interzonale.

(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 şi pe pieţele intrazilnice.

(3) OPEED furnizează produse pentru tranzacţionare pe pieţele pentru ziua următoare şi pe pieţele intrazilnice care să fie de dimensiuni suficient de mici, dimensiunea ofertei minime fiind de 500 kW sau mai puţin, pentru a permite participarea eficace a consumului dispecerizabil, a stocării energiei şi a surselor regenerabile de energie la scară mică, inclusiv participarea directă a clienţilor.

(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 depăşeşte 30 de minute în cazul în care a fost acordată o scutire de către toate autorităţile de reglementare dintr-o zonă sincronă.

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 participanților la piață, inclusiv proprietarilor de instalații de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile, să își acopere riscurile în materie de preț dincolo de granițele zonelor de ofertare, cu excepția cazului în care o evaluare a pieței la termen efectuată de către autoritățile de reglementare competente cu privire la granițele zonelor de ofertare indică faptul că există suficiente oportunități de acoperire a riscurilor în zonele de ofertare vizate.

(2) Drepturile de transport pe termen lung se alocă în mod transparent și nediscriminatoriu, pe baza pieței, prin intermediul unei platforme unice de alocare.

(3) Sub rezerva respectării dreptului Uniunii în materie de concurență, operatorii pieței sunt liberi să dezvolte produse de acoperire a riscului la termen, inclusiv produse de acoperire a riscului pe termen lung, pentru a oferi participanților la piață, inclusiv proprietarilor de instalații de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile, posibilitățile adecvate de acoperire a riscurilor financiare rezultate din fluctuațiile prețurilor. Statele membre nu impun cerința ca astfel de activități de acoperire a riscurilor să se limiteze la tranzacțiile din interiorul unui stat membru sau al unei zone de ofertare.

Articolul 10

Limitele tehnice pentru ofertare

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

(2) OPEED pot aplica limite armonizate ale prețurilor maxime și minime de închidere pentru intervalele de timp pentru ziua următoare și intrazilnice. Limitele respective sunt suficient de ridicate pentru a nu restricționa în mod inutil comerțul, sunt armonizate pentru piața internă și țin 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 prețurile angro.

(4) Autoritățile de reglementare sau, în cazul în care un stat membru a desemnat o altă autoritate competentă în acest scop, respectivele autorități competente desemnate, identifică politicile și măsurile aplicate pe teritoriul lor care ar putea contribui în mod indirect la restricționarea formării prețurilor angro, inclusiv limitarea ofertelor legate de activarea energiei de echilibrare, mecanismele de asigurare a capacității, măsurile luate de către operatorii de transport și de sistem, măsurile care urmăresc să conteste rezultatele de pe piață sau să prevină abuzul de poziție 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 restricționarea formării prețurilor 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 acțiunile pe care le-au întreprins sau intenționează 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, autoritățile de reglementare sau, în cazul în care un stat membru a desemnat o altă autoritate competentă în acest scop, respectivele autorități competente desemnate, stabilesc o estimare unică a valorii pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică pentru teritoriul lor. Estimarea respectivă se pune la dispoziția publicului. Autoritățile de reglementare sau alte autorități 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 aparținând mai multor state membre, autoritățile de reglementare sau celelalte autorități 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, autoritățile de reglementare sau alte autorități competente desemnate aplică metodologia menționată la articolul 23 alineatul (6).

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

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 ([18]) și al articolului 4 litera (a) punctul 2 din Regulamentul (UE) 2018/1999 al Parlamentului European și al Consiliului ([19]) 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 %;

(d) statul membru a notificat Comisiei derogarea planificată, indicând în detaliu modul în care sunt îndeplinite condițiile 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, ținând seama în mod corespunzător de protecția informațiilor sensibile din punct de vedere comercial, dacă este cazul.

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

Fără a aduce atingere articolelor 107, 108 și109 din TFUE, statele membre pot oferi stimulente instalațiilor eligibile pentru dispecerizarea prioritară pentru a renunța 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 instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează cogenerare de înaltă eficiență, cu o putere instalată de producere a energiei electrice mai mică de 400 kW.

(5) Pentru instalațiile de producere a energiei electrice puse în funcțiune începând cu 1 ianuarie 2026, alineatul (2) litera (a) se aplică numai instalațiilor 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, instalațiile de producere a energiei electrice care utilizează surse de energie regenerabile sau cogenerare de înaltă eficiență, care au fost puse în funcțiune înainte de 4 iulie 2019 și, când au fost puse în funcțiune, 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 ([20]), continuă să beneficieze de dispecerizare prioritară. Dispecerizarea prioritară nu se mai aplică acestor instalații de producere a

energiei electrice de la data la care instalația de producere a energiei electrice suferă modificări semnificative, astfel cum se consideră a fi cazul cel puțin în situația în care este necesară încheierea unui nou contract de racordare sau crește capacitatea de producere a instalației de producere a energiei electrice.

(7) Dispecerizarea prioritară nu pune în pericol funcționarea sigură a sistemului electroenergetic, nu trebuie să fie utilizată ca justificare pentru restricționarea capacităților 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 pieței situați în alte state membre, cu excepția cazului în care acest lucru nu este fezabil din punct de vedere tehnic.

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

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

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

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

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

(d) situația actuală a rețelei conduce la congestie în mod periodic și previzibil, astfel încât redispecerizarea bazată pe piață 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 acțiune pentru a aborda această congestie, fie se asigură că nivelul minim al capacității pentru comerțul interzonal este în conformitate cu articolul 16 alineatul (8).

(4) Operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție relevanți transmit autorității de reglementare competente, cel puțin o dată pe an, un raport cu privire la:

(a) nivelul de dezvoltare și eficacitate al mecanismelor de redispecerizare bazate pe piață pentru instalațiile 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 instalațiilor de producere care utilizează surse de energie regenerabile sau cogenerare de înaltă eficiență în viitor, inclusiv investițiile în digitalizarea infrastructurii rețelei și în serviciile care sporesc flexibilitatea.

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

(5) Sub rezerva cerințelor referitoare la menținerea fiabilității și a siguranței rețelei, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii stabilite de autoritățile de reglementare, operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție:

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

CAPITOLUL III

ACCESUL LA REȚEA ȘI GESTIONAREA CONGESTIILOR

SECȚIUNEA 1

Alocarea capacității

Articolul 14

Revizuirea zonelor de ofertare

(1) Statele membre iau toate măsurile corespunzătoare pentru abordarea congestiilor. Granițele zonelor de ofertare se bazează pe congestiile structurale pe termen lung din rețeaua de transport. Zonele de ofertare nu conțin astfel de congestii structurale, cu excepția 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 capacității de tranzacționare interzonale în conformitate cu cerințele de la articolul 16. Configurația zonelor de ofertare din Uniune trebuie să fie concepută în așa fel încât să se maximizeze eficiența economică și oportunitățile de tranzacționare interzonale în conformitate cu articolul 16, menținându-se în același timp siguranța 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 locația și frecvența acestor congestii, în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților 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 comerțul 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 configurații ale zonelor de ofertare în mod coordonat, cu implicarea părților interesate afectate din toate statele membre relevante, în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714 /2009. Zonele de ofertare actuale sunt evaluate în funcție de capacitatea acestora de a crea un mediu de piață fiabil, inclusiv pentru producția flexibilă și capacitatea de încărcare, care este esențială pentru evitarea blocajelor rețelei, pentru echilibrarea cererii și ofertei de energie electrică și pentru asigurarea siguranței pe termen lung a investițiilor în infrastructura rețelei.

(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.

(9) Statele membre și Comisia consultă părțile 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 balanță necesitatea promptitudinii și considerațiile de ordin practic, inclusiv tranzacțiile la termen cu energie electrică. Decizia poate stabili dispoziții tranzitorii adecvate.

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

Articolul 15

Planuri de acțiune

(1) În urma adoptării unei decizi în temeiul articolului 14 alineatul (7), statul membre care a identificat congestia structurală elaborează un plan de acțiune în cooperare cu autoritatea de reglementare. Planul de acțiune respectiv conține 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 acțiune, statele membre asigură creșterea anuală a capacității pentru comerțul interzonal până la atingerea capacității 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 rețea în anul anterior adoptării planului de acțiune, fie capacitatea medie în ultimii trei ani înainte de adoptarea planului de acțiune, oricare este mai mare. Statele membre se asigură că, pe durata punerii în aplicare a planurilor lor de acțiune, capacitatea pusă la dispoziție pentru comerțul interzonal în conformitate cu articolul 16 alineatul (8) este cel puțin egală cu valorile traiectoriei liniare, inclusiv prin utilizarea măsurilor de remediere în regiunea de calcul al capacităților.

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

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

(5) Pentru statele membre pentru care evaluările menționate 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 menționat la alineatul (4) cu privire la menținerea sau modificarea configurației zonei de ofertare între respectivele state membre și în cadrul acestora. La decizia lor, statele membre relevante ar trebui să ia în considerare orice observație 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 instanță și după consultarea ACER și a părților interesate relevante, Comisia adoptă o decizie de modificare sau de menținere a configurației zonelor de ofertare între statele membre respective și în cadrul acestora.

(6) Cu șase luni înainte de data expirării planului de acțiune, 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 acțiune în termen de șase luni de la identificarea unei congestii structurale în temeiul articolului 14 alineatul (7), operatorii de transport și de sistem relevanți, în termen de 12 luni de la identificarea congestiei structurale, evaluează dacă capacitatea transfrontalieră disponibilă a ajuns la capacitățile minime prevăzute la articolul 16 alineatul (8) în ultimele 12 luni și transmit un raport de evaluare autorităților de reglementare relevante și ACER.

Înainte de elaborarea raportului, fiecare operator de transport și de sistem transmite spre aprobare autorității sale de reglementare contribuția 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 capacității și de gestionare a congestiilor

(1) Problemele de congestie a rețelelor trebuie să fie abordate prin soluții nediscriminatorii, bazate pe mecanismele pieței, care să ofere semnale economice eficiente participanților la piață și operatorilor de transport și de sistem implicați. Problemele de congestie a rețelei se soluționează cu ajutorul unor metode care nu se bazează pe tranzacții, și anume metode care nu implică o selecție între contractele diferiților participanți la piață. Atunci când ia măsuri operaționale pentru a se asigura că sistemul său de transport rămâne în starea normală, operatorul de transport și de sistem ține seama de efectul măsurilor respective asupra zonelor de control învecinate și coordonează aceste măsuri cu alți operatori de transport și de sistem afectați, astfel cum se prevede în Regulamentul (UE) 2015/1222.

(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.

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

(6) În caz de congestie, sunt declarate câștigătoare ofertele cu cea mai mare valoare valabile pentru capacitatea rețelei, 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 excepția cazului capacităților 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 prețuri de rezervă în metodele de alocare a capacității.

(7) Capacitatea trebuie să poată fi tranzacționată liber pe piața secundară, cu condiția 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 tranzacție) secundar (ă), acest fapt trebuie comunicat și explicat în mod clar și transparent de către respectivul operator de transport și de sistem tuturor participanților la piață și notificat autorității de reglementare.

(8) Operatorii de transport și de sistem nu limitează volumul capacității de interconectare care urmează a fi pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie în interiorul propriei lor zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare. 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 condiția să fie atinse următoarele niveluri minime ale capacității disponibile pentru comerțul 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 siguranță în funcționare după scăderea contingențelor, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților 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 capacității, disponibilă pentru fluxurile induse de schimburile interzonale. Marja menționată este de 70 % din capacitatea care respectă limitele de siguranță în funcționare ale elementelor critice de rețea interne și interzonale, ținând seama de contingențe, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților 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 rețea.

(9) La cererea operatorilor de transport și de sistem dintr-o regiune de calcul al capacităților, autoritățile de reglementare relevante pot acorda o derogare de la alineatul (8), pentru motive previzibile, în cazul în care este necesară pentru menținerea siguranței în funcționare. Astfel de derogări, care nu vizează restricționarea capacităților deja alocate în temeiul alineatului (2), se acordă pentru durate de câte maximum un an sau, 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 menținerea siguranței în funcționare și evită discriminarea între schimburile interne și interzonale.

Înainte de acordarea unei derogări, autoritatea de reglementare competentă consultă autoritățile de reglementare din alte state membre care fac parte din regiunea de calcul al capacităților 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 relevanți elaborează și publică o metodologie și proiecte care să ofere o soluție pe termen lung la problema pe care vizează să o remedieze derogarea. Derogarea expiră la împlinirea duratei derogării sau odată ce soluția identificată este aplicată, în funcție de care dintre aceste date survine prima.

(10) Participanții la piață informează operatorii de transport și de sistem vizați, cu suficient timp înainte de perioada de funcționare relevantă, cu privire la intenția lor de a folosi capacitatea alocată. Orice capacitate alocată care nu este utilizată este pusă din nou la dispoziție pe piață, în conformitate cu o procedură deschisă, transparentă și nediscriminatorie.

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

(12) Consecințele financiare ale neîndeplinirii obligațiilor asociate cu alocarea capacităților revin operatorilor de transport și de sistem sau OPEED răspunzători pentru această neîndeplinire. Atunci când participanții la piață nu utilizează capacitățile pe care s-au angajat să le utilizeze sau, în cazul capacităților care au făcut obiectul unei licitații explicite, nu realizează tranzacții de capacitate pe piața secundară sau nu restituie capacitățile în timp util, respectivii participanți la piață pierd dreptul de utilizare a acestor capacități și plătesc o penalitate care reflectă costurile induse de această situație. Toate penalitățile care reflectă costurile pentru neutilizarea capacităților trebuie să fie justificate și proporționale. În cazul în care un operator de transport și de sistem nu își respectă obligațiile de a furniza ferm capacitate de transport, acesta este responsabil de compensarea participantului la piață pentru pierderea dreptului de a utiliza capacitățile. Prejudiciile indirecte nu se iau în considerare în acest scop. Conceptele și metodele de bază care permit stabilirea responsabilităților în caz de neîndeplinire a obligațiilor sunt definite în prealabil în ceea ce privește consecințele 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, autoritățile de reglementare analizează în ce măsură fluxurile rezultate din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare contribuie la congestia constatată dintre două zone de ofertare și alocă costurile în funcție de respectiva contribuție la congestie operatorilor de transport și de sistem din zonele de ofertare răspunzători pentru crearea unor astfel de fluxuri, cu excepția costurilor generate de fluxurile rezultate din tranzacții 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 toți operatorii de transport și de sistem dintr-o regiune de calcul al capacităților pentru fiecare frontieră individuală a zonei de ofertare și este supus aprobării tuturor autorităților de reglementare din regiunea de calcul al capacităților.

Articolul 17

Alocarea capacității interzonale de la un interval de timp la altul

(1) Operatorii de transport și de sistem recalculează capacitatea interzonală disponibilă cel puțin după ora de închidere a porții pieței pentru ziua următoare și a pieței 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 deținătorii de drepturi fizice de transport din alocările anterioare în cadrul următorului proces de alocare a capacității interzonale.

(2) Operatorii de transport și de sistem propun o structură adecvată de alocare a capacității 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 autoritățile de reglementare relevante. La elaborarea propunerii lor, operatorii de transport și de sistem țin seama de:

(a) caracteristicile piețelor;

(b) condițiile operaționale ale sistemului electroenergetic, precum consecințele soldării operațiunilor 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 capacităților interzonale care sunt deja în vigoare.

(3) În cazul în care capacitatea interzonală este disponibilă după ora de închidere a porții pieței 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.

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.

(2) Metodologiile de calculare a tarifelor reflectă costurile fixe ale operatorilor de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție și oferă stimulente adecvate operatorilor de transport și de sistem și operatorilor de distribuție, atât pe termen scurt, cât și pe termen lung, pentru a spori eficiența, inclusiv eficiența energetică, pentru a încuraja integrarea pieței și siguranța alimentării, pentru a sprijini investițiile eficiente, pentru a sprijini activitățile de cercetare conexe și pentru a facilita inovarea în interesul consumatorilor în domenii precum digitalizarea, serviciile de flexibilitate și interconectarea.

(3) După caz, nivelul tarifelor aplicate producătorilor sau clienților finali sau atât producătorilor cât și clienților finali oferă semnale de localizare la nivelul Uniunii și ia în considerare pierderile din rețea și congestiile provocate, precum și costurile investițiilor în infrastructură.

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

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

(b) plățile efectiv realizate și primite, precum și plățile 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 menționată la articolul 16.

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

(7) Tarifele de distribuție reflectă costurile, ținând seama de utilizarea rețelei de distribuție de către utilizatorii sistemului, inclusiv clienții activi. Tarifele de distribuție pot cuprinde elemente legate de capacitatea de racordare la rețea și pot fi diferențiate în funcție 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, autoritățile de reglementare iau în considerare tarife de rețea diferențiate pe paliere orare, atunci când stabilesc sau aprobă tarifele de transport și tarifele de distribuție sau metodologiile în conformitate cu articolul 59 din Directiva (UE) 2019/944 și, după caz, pot fi introduse tarife de rețea diferențiate pe paliere orare pentru a reflecta utilizarea rețelei, într-un mod transparent, eficient din punctul de vedere al costurilor și previzibil pentru clientul final.

(8) Metodologiile de stabilire a tarifelor de distribuție stimulează operatorii de distribuție să-și exploateze și să-și dezvolte rețelele în cel mai eficient mod din punct de vedere al costurilor, inclusiv prin achiziționarea de servicii. În acest scop, autoritățile de reglementare recunosc costurile relevante drept eligibile și includ aceste costuri în tarifele de distribuție și pot introduce obiective de performanță pentru a stimula operatorii de distribuție să sporească gradul de eficiență în rețelele lor, inclusiv prin eficiență energetică, flexibilitate și dezvoltarea rețelelor inteligente și a sistemelor de contorizare inteligentă.

(9) Până la 5 octombrie 2019, pentru a reduce riscul de fragmentare a pieței, ACER prezintă un raport asupra bunelor practici privind metodologiile tarifelor de transport și de distribuție, ținând seama de specificul național. Raportul respectiv asupra bunelor practici vizează cel puțin următoarele:

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

(b) costurile care trebuie recuperate prin tarife;

(c) tarifele de rețea diferențiate pe paliere orare;

(d) semnalele de localizare;

(e) relația dintre tarifele de transport și tarifele de distribuție;

(f) metodele pentru a asigura transparența în ceea ce privește stabilirea și structura tarifelor;

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

(h) pierderile în rețelele de înaltă, medie și joasă tensiune.

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

(10) Autoritățile de reglementare țin seama în mod corespunzător de raportul asupra bunelor practici atunci când stabilesc sau aprobă tarifele de transport și tarifele de distribuție 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 excepția cazului unor capacități 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 autorităților de reglementare și nu denaturează procesul de alocare în favoarea niciunei părți care solicită capacități sau energie și nici nu constituie un factor de descurajare pentru reducerea congestiei.

(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; sau

(b) menținerea sau creșterea capacităților interzonale prin optimizarea utilizării capacităților de interconexiune existente prin măsuri coordonate de remediere, dacă este cazul, sau acoperirea costurilor generate de investițiile în rețea relevante pentru reducerea congestionării capacităților de interconexiune.

(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.

Metodologia prevede cel puțin condițiile în care veniturile pot fi folosite pentru scopurile prevăzute la alineatul (2), condițiile 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 autorităților de reglementare cu privire la modul în care au fost utilizate efectiv veniturile respective. Până la data de 1 martie a fiecărui an, autoritățile 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 rețea; și

(d) verificarea faptului că suma menționată 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 rețea, raportul prezintă modul în care operatorii de transport și de sistem au îndeplinit obiectivele prioritare prevăzute la alineatul (2), după caz.

CAPITOLUL IV
ADECVAREA RESURSELOR

Articolul 20

Adecvarea resurselor pe piața internă de energie electrică

(1) Statele membre monitorizează adecvarea resurselor de pe teritoriul lor pe baza evaluării adecvării resurselor la nivel european menționată 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 național în temeiul articolul 24.

(2) În cazul în care evaluarea adecvării resurselor la nivel european menționată la articolul 23 sau evaluarea adecvării resurselor la nivel național menționată la articolul 24 identifică o problemă de adecvare a resurselor, statul membru vizat identifică eventualele denaturări în materie de reglementare sau disfuncționalități ale pieței care au cauzat sau au contribuit la apariția 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 disfuncționalităților pieței în cadrul procedurii ajutoarelor de stat. La abordarea problemelor legate de adecvarea resurselor, statele membre au în vedere în special principiile enunțate la articolul 3 și iau în considerare:

(a) eliminarea denaturărilor în materie de reglementare;

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

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

(d) creșterea interconectării și a capacității rețelei interne în vederea atingerii cel puțin a obiectivelor lor de interconectare, astfel cum se menționează la articolul 4 litera (d) punctul 1 din Regulamentul (UE) 2018/1999;

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

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

(g) eliminarea prețurilor 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 disfuncționalitățile pieței care au fost identificate în temeiul alineatului (2) și poate invita statele membre să își modifice în consecință planurile de punere în aplicare.

(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 soluționată 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 capacității

(1) Pentru a elimina problemele rămase legate de adecvarea resurselor, statele membre pot introduce mecanisme de asigurare a capacității, în ultimă instanță și concomitent cu punerea în aplicare a măsurilor menționate la articolul 20 alineatul (3) din prezentul regulament, în conformitate cu articolele 107, 108 și 109 din TFUE.

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

(3) Statele membre evaluează dacă un mecanism de asigurare a capacității 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 capacității.

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

(5) Statele membre nu introduc mecanisme de asigurare a capacității înainte ca planul de punere în aplicare menționat 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 capacității, 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 național sau, în absența unei evaluări a adecvării resurselor la nivel național, evaluarea adecvării resurselor la nivel european nu a identificat o problemă legată de adecvarea resurselor, ori planul de punere în aplicare menționat la articolul 20 alineatul (3) nu a primit un aviz din partea Comisiei, astfel cum se menționează la articolul 20 alineatul (5).

(7) La conceperea mecanismelor de asigurare a capacității, statele membre includ o dispoziție ce permite eliminarea administrativă treptată eficientă a mecanismului de asigurare a capacității în cazul în care nu se încheie contracte noi în temeiul alineatului (6) timp de trei ani consecutivi.

(8) Mecanismele de asigurare a capacității sunt temporare. Acestea sunt aprobate de Comisie pentru o perioadă de cel mult 10 ani. Acestea se elimină treptat sau volumul capacităților angajate se reduce pe baza planurilor de punere în aplicare menționate la articolul 20. Statele membre continuă să aplice planul de punere în aplicare după introducerea mecanismului de asigurare a capacității.

Articolul 22

Principiile de concepere a mecanismelor de asigurare a capacității

(1) Orice mecanism de asigurare a capacității:

(a) este temporar;

(b) nu creează denaturări nejustificate ale pieței și nu limitează comerțul interzonal;

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

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

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

(f) garantează că remunerația este stabilită printr-un proces concurențial;

(g) stabilește condițiile tehnice necesare participării furnizorilor de capacitate înaintea procesului de selecție;

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

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

(2) Conceperea rezervelor strategice îndeplinește următoarele cerințe:

(a) atunci când un mecanism de asigurare a capacității 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 piață se decontează cel puțin la valoarea pierderilor datorate întreruperii alimentării cu energie electrică sau la o valoare mai mare decât limita tehnică de preț intrazilnică, astfel cum se menționează la articolul 10 alineatul (1), luându-se în considerare valoarea cea mai mare;

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

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

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

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

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

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

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

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

(4) Mecanismele de asigurare a capacității încorporează următoarele cerințe privind limitele emisiilor de CO_2:

(a) cel târziu de la 4 iulie 2019, capacitățile de producere care au început producția 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 plăți sau angajamente pentru plăți viitoare în cadrul unui mecanism de asigurare a capacității;

(b) cel târziu de la 1 iulie 2025, capacitățile de producere care au început producția 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 plăți sau angajamente pentru plăți viitoare în cadrul unui mecanism de asigurare a capacității.

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 menționate la primul paragraf literele (a) și (b) se calculează pe baza eficienței concepției unității generatoare, însemnând pe baza eficienței nete la capacitatea nominală în temeiul standardelor relevante ale Organizației Internaționale de Standardizare.

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

(5) Statele membre care aplică mecanismele de asigurare a capacității 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 capacității 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.

(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 ([21]) 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;

(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.

În plus, evaluările adecvării resurselor la nivel național, atunci când evaluează contribuția furnizorilor de capacitate situați într-un alt stat membru la siguranța 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 dispoziția publicului evaluările adecvării resurselor la nivel național și, după caz, evaluarea adecvării resurselor la nivel european și avizul ACER în temeiul alineatului (3).

(3) Atunci când evaluarea adecvării resurselor la nivel național 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 național cuprinde motivele divergențelor existente între cele două evaluări ale adecvării resurselor, inclusiv detalii ale sensibilităților 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 diferențele dintre evaluarea la nivel național și cea la nivel european sunt justificate.

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

Articolul 25

Standardul de fiabilitate

(1) Atunci când pun în aplicare mecanisme de asigurare a capacității, statele membre dispun de un standard de fiabilitate. Un standard de fiabilitate indică nivelul necesar de siguranță 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 autoritățile relevante.

(2) În urma unei propuneri a autorității 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 puțin 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 capacității, parametrii care determină volumul de capacitate achiziționat în cadrul mecanismului de asigurare a capacității sunt aprobați de statul membru sau de o autoritate competentă desemnată de statul membru, pe baza unei propuneri a autorității de reglementare.

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 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);

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

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

(e) condițiile de funcționare a registrului menționat la alineatul (10) litera (a);

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

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

(12) Autoritățile de reglementare în cauză verifică dacă capacitățile au fost calculate în conformitate cu metodologia menționată la alineatul (11) litera (a).

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

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

(15) Până la 5 iulie 2021, ENTSO pentru energie electrică creează și utilizează registrul menționat la alineatul (10) litera (a). Registrul este deschis tuturor furnizorilor de capacitate eligibili, sistemelor care aplică mecanismele de asigurare a capacității 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 părțile interesate relevante, inclusiv autoritățile de reglementare și alte autorități naționale. Acesta ia în considerare în mod corespunzător în propunerea sa rezultatele consultării respective.

(3) În termen de trei luni de la data primirii propunerii menționate 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.

(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).

(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 menționate 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

Atribuțiile 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 rețelei pe 10 ani fără caracter obligatoriu (denumit în continuare „planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei”), 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 specificații tehnice pentru participarea transfrontalieră la mecanismele de asigurare a capacității 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 țările terțe;

(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 rețelelor de transport, inclusiv introducerea rețelelor 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 condiții normale și de urgență, 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) informațiile, inclusiv informații pentru ziua următoare, intrazilnice și în timp real, utile pentru îmbunătățirea coordonării operaționale, precum și frecvența optimă pentru colectarea și comunicarea acestor informații;

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

Articolul 31

Consultări

(1) La elaborarea propunerilor în temeiul atribuțiilor menționate la articolul 30 alineatul (1), ENTSO pentru energie electrică organizează un proces de consultare extinsă. Procesul de consultare este structurat astfel încât observațiile părților interesate să poată fi luate în considerare înainte de adoptarea finală a propunerii, implicând toate părțile interesate relevante și în special organizațiile reprezentând părțile interesate, în conformitate cu regulamentul de procedură menționat la articolul 29. Această consultare include, de asemenea, autorități de reglementare și alte autorități naționale, întreprinderi de furnizare și de producere, utilizatori ai sistemelor, inclusiv clienți, operatori de distribuție, precum și asociații relevante din domeniul industriei, 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) Înainte de adoptarea propunerilor menționate la articolul 30 alineatul (1), ENTSO pentru energie electrică precizează în ce mod au fost luate în considerare observațiile primite în cadrul consultării. În cazul în care observațiile nu au fost luate în considerare, aceasta furnizează justificări.

Articolul 32

Monitorizarea efectuată de către ACER

(1) ACER monitorizează executarea atribuțiilor ENTSO pentru energie electrică menționate 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 rețea elaborate în temeiul articolului 59. În cazul în care ENTSO pentru energie electrică nu a reușit să pună în aplicare astfel de coduri de rețea, ACER solicită ENTSO pentru energie electrică să prezinte o explicație motivată corespunzător cu privire la motivele acestui fapt. ACER informează Comisia cu privire la această explicație și își prezintă avizul.

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

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

În cazul în care consideră că proiectul de program anual de activitate sau proiectul de plan la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei prezentat de ENTSO pentru energie electrică nu contribuie la respectarea principiilor nediscriminării, concurenței efective, funcționării eficiente a pieței sau la realizarea unui nivel suficient de interconectare transfrontalieră deschisă accesului terților, 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 activitățile ENTSO pentru energie electrică menționate 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 ([22]) sunt suportate de operatorii de transport și de sistem și se iau în considerare la calcularea tarifelor. Autoritățile 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 menționate la articolul 30 alineatele (1), (2) și (3). Aceștia publică, în special, un plan regional de investiții la fiecare doi ani și pot lua decizii privind investițiile pe baza respectivului plan regional de investiții. ENTSO pentru energie electrică promovează cooperarea dintre operatorii de transport și de sistem la nivel regional, asigurând interoperabilitatea, comunicarea și monitorizarea performanței regionale în domeniile care nu au fost încă armonizate la nivelul Uniunii.

(2) Operatorii de transport și de sistem promovează acorduri operaționale, în vederea asigurării unei gestionări optime a rețelei, precum și dezvoltarea schimburilor de energie, alocarea coordonată de capacitate transfrontalieră prin soluții nediscriminatorii bazate pe mecanismele pieței, acordând o atenție deosebită meritelor speciale ale licitațiilor 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, ținând 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 autoritățile de reglementare, cu ACER și cu ENTSO pentru energie electrică.

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

Articolul 35

Înființarea și misiunea centrelor de coordonare regionale

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

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

Propunerea cuprinde cel puțin următoarele elemente:

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

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

(c) un plan de punere în aplicare pentru punerea în funcțiune 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 dispozițiilor privind răspunderea centrelor de coordonare regionale, în conformitate cu articolul 47;

(g) în cazul în care sunt menținute două centre de coordonare regionale prin rotație, în conformitate cu articolul 36 alineatul (2), descrierea modalităților care prevăd în mod clar responsabilitățile respectivelor centre de coordonare regionale și procedurile de executare a atribuțiilor acestora.

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

(3) Centrele de coordonare regionale au forma juridică menționată la anexa II din Directiva (UE) 2017/1132 a Parlamentului European și a Consiliului ([23]).

(4) În exercitarea atribuțiilor lor în temeiul dreptului Uniunii, centrele de coordonare regionale acționează independent de interesele naționale 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 atribuțiilor 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, granițele zonelor de ofertare, regiunile de calcul al capacităților și regiunile de coordonare a întreruperilor care sunt acoperite de fiecare dintre regiunile de exploatare a sistemului. Propunerea ține seama de topologia rețelei, inclusiv de gradul de interconectare și de interdependență dintre sistemele electroenergetice în ceea ce privește fluxurile și dimensiunea regiunii, care acoperă cel puțin o regiune de calcul al capacităților.

(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 excepțional, 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 granițele 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 granițe. Pentru zona sincronă Europa Continentală, unde activitățile 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 atribuțiile de interes regional în întreaga regiune de exploatare a sistemului prin rotație, în timp ce celelalte atribuții sunt îndeplinite de un centru de coordonare regional unic desemnat.

(3) În termen de trei luni de la primirea propunerii menționate 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 relevanți 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).

Articolul 37

Atribuțiile centrelor de coordonare regionale

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

(a) efectuarea calculului coordonat al capacităților în conformitate cu metodologiile elaborate în temeiul orientărilor privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate pe baza articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714 /2009;

(b) efectuarea unei analize coordonate a siguranței 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 rețele 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 consecvenței planurilor de apărare și a planurilor de restaurare ale operatorilor de transport și de sistem în conformitate cu procedura prevăzută în codul de rețea pentru situații de urgență 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 puțin pentru ziua următoare, și pregătirea de acțiuni 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-operaționale și post-perturbare și raportarea;

(j) dimensionarea regională a capacității de rezervă;

(k) facilitarea achizițiilor 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;

(m) îndeplinirea atribuțiilor 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 atribuțiilor 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 capacității maxime de intrare disponibile pentru participarea capacității externe la mecanismele de asigurare a capacității cu scopul de a emite o recomandare în temeiul articolului 26 alineatul (7);

(p) îndeplinirea atribuțiilor legate de sprijinirea operatorilor de transport și de sistem în identificarea necesităților de capacități noi de transport, de modernizare a capacităților 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 rețelei pe 10 ani menționat la articolul 51 din Directiva (UE) 2019/944.

Atribuțiile menționate 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 atribuții consultative centrelor de coordonare regionale. În cazul în care comitetul emite un aviz favorabil privind conferirea unor noi atribuții consultative, centrele de coordonare regionale îndeplinesc aceste atribuții 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 aparțin informațiile necesare pentru îndeplinirea atribuțiilor acestuia.

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

(5) Pentru atribuțiile prevăzute la prezentul articol și care nu sunt acoperite deja de orientările și codurile de rețea relevante, ENTSO pentru energie electrică elaborează o propunere în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 27. Centrele de coordonare regionale îndeplinesc aceste atribuții 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 modalități de coordonare între centrele de coordonare regionale, dacă este cazul. Procesul bazat pe cooperare are la bază:

(a) acorduri de lucru pentru a aborda aspectele legate de planificare și pe cele operaționale relevante pentru atribuțiile menționate la articolul 37;

(b) o procedură pentru partajarea analizelor şi consultarea operatorilor de transport şi de sistem din regiunea de exploatare a sistemului și a părților 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 atribuțiilor operaționale, în conformitate cu articolul 40;

(c) o procedură pentru adoptarea de acțiuni 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 operaționale asociate atribuțiilor care trebuie îndeplinite, luând în considerare, în special, caracteristicile și cerințele acestor atribuții, 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 menționate la alineatul (1) conțin norme privind notificarea părților vizate.

Articolul 40

Procedura de consultare

(1) Centrele de coordonare regionale elaborează o procedură pentru a organiza, în exercitarea atribuțiilor și sarcinilor lor operaționale 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 părților interesate relevante. Autoritățile 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 relevanță politică care exclud activitățile curente ale centrelor de coordonare regionale și executarea atribuțiilor acestora. Centrele de coordonare regionale țin seama în mod corespunzător de recomandările formulate de statele membre și, dacă este cazul, de forumurile lor regionale.

Articolul 41

Transparență

(1) Centrele de coordonare regionale elaborează un proces prin care se asigură implicarea părților interesate și reuniuni periodice cu părțile interesate pentru a discuta aspecte legate de funcționarea eficientă, sigură și fiabilă a sistemului interconectat, precum și pentru a identifica deficiențe și a propune îmbunătățiri.

(2) ENTSO pentru energie electrică și centrele de coordonare regionale funcționează în condiții de transparență deplină față de părțile interesate și de publicul larg. Acestea publică toate documentele relevante pe site-urile lor web.

Articolul 42

Adoptarea și revizuirea acțiunilor 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 acțiunilor 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 acțiuni coordonate adresate operatorilor de transport și de sistem în ceea ce privește atribuțiile menționate la articolul 37 alineatul (1) literele (a) și (b). Operatorii de transport și de sistem pun în aplicare

acțiunile coordonate cu excepția cazului în care punerea în aplicare a acțiunilor coordonate ar duce la o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare 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 acțiune 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 celorlalți operatori de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului și poate propune un alt set de acțiuni 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 atribuțiile 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 menționată la alineatul (1), acesta transmite fără întârziere nejustificată motivarea deciziei sale centrelor de coordonare regionale și celorlalți operatori de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului.

(4) Revizuirea acțiunilor 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 acțiunii coordonate sau a recomandării, centrele de coordonare regionale confirmă sau modifică măsura.

(5) În cazul în care o acțiune coordonată face obiectul unei revizuiri în conformitate cu alineatul (4) din prezentul articol, cererea de revizuire nu are efect suspensiv asupra acțiunii coordonate decât în cazul în care punerea în aplicare a acțiunii coordonate ar duce la o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare 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.

(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.

Articolul 45

Dotarea și personalul

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

Articolul 46

Monitorizarea și raportarea

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

(a) performanța lor operațională;

(b) acțiunile coordonate și recomandările emise, gradul de punere în aplicare a acțiunilor coordonate și a recomandărilor de către operatorii de transport și de sistem și rezultatul obținut;

(c) eficacitatea și eficiența fiecăreia dintre atribuțiile pentru care sunt responsabile și, dacă este cazul, rotația acestor atribuții.

(2) Centrele de coordonare regionale își justifică costurile în mod transparent și le raportează ACER și autorităților 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 informații privind performanțele lor către ENTSO pentru energie electrică, către ACER, către autoritățile de reglementare din regiunea de exploatare a sistemului și către Grupul de coordonare în domeniul energiei electrice.

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

(5) Fără a aduce atingere necesității de a proteja securitatea și confidențialitatea informațiilor sensibile din punct de vedere comercial, centrele de coordonare regionale fac publice rapoartele menționate 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 atribuțiilor centrelor de coordonare regionale. Metoda utilizată pentru furnizarea acoperirii trebuie să țină seama de statutul juridic al centrelor de coordonare regionale și de nivelul de acoperire oferit de asigurarea comercială disponibilă.

Articolul 48

Planul de dezvoltare a rețelei pe 10 ani

(1) Planul la nivelul Uniunii de dezvoltare a rețelei menționat la articolul 30 alineatul (1) litera (b) cuprinde modelarea rețelei integrate, scenariul de dezvoltare și evaluarea rezilienței sistemului.

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.

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

Prima perioadă pentru care se efectuează plăți compensatorii se stabilește în cadrul orientărilor menționate la articolul 61.

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

(5) Amploarea fluxurilor transfrontaliere găzduite și amploarea fluxurilor transfrontaliere desemnate ca provenind sau ajungând în sisteme naționale 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, investițiile în infrastructuri noi și un procent corespunzător din costul infrastructurii existente, în măsura în care infrastructura este utilizată pentru transportul fluxurilor transfrontaliere, ținându-se cont, în special, de nevoia de a garanta siguranța alimentării. Pentru stabilirea costurilor, se folosesc metodologii de calcul standard recunoscute. Avantajele pe care le prezintă o rețea ca rezultat al găzduirii fluxurilor transfrontaliere se iau în considerare pentru a se reduce compensațiile primite.

(7) Doar în sensul mecanismului de compensare între operatorii de transport și de sistem, atunci când rețelele de transport din două sau mai multe state membre sunt parte integrantă, integral sau parțial, a unui singur bloc de control, blocul de control în ansamblul său este considerat a fi parte integrantă a rețelei 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 plăți compensatorii în temeiul alineatului (1) din prezentul articol. Autoritățile 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 rețelei de transport.

Articolul 50

Furnizarea de informații

(1) Operatorii de transport și de sistem pun în aplicare mecanisme de coordonare și schimb de informații pentru a garanta siguranța rețelelor în contextul gestionării congestiei rețelelor.

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

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

(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, 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.

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.

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:

(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:

(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.

(2) Operatorii de distribuție 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 distribuție, cât și ale operatorilor de transport și de sistem.

CAPITOLUL VII

CODURILE DE REȚEA ȘI ORIENTĂRILE

Articolul 58

Adoptarea codurilor de rețea și a orientărilor

(1) Comisia poate adopta acte de punere în aplicare sau acte delegate, sub rezerva atribuirii competențelor menționate la articolul 59, 60 și 61. Aceste acte pot fi adoptate sub formă de coduri de rețea pe baza textului propunerilor elaborate de ENTSO pentru energie electrică sau, în cazul în care acest lucru este prevăzut în lista priorităților 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 rețea și orientările:

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

(b) țin 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 rețea naționale care nu afectează comerțul interzonal.

Articolul 59

Stabilirea codurilor de rețea

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

(a) norme privind siguranța și fiabilitatea rețelei, inclusiv normele privind capacitatea de rezervă tehnică de transport pentru a asigura siguranța exploatării rețelei, 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 siguranță în funcționare, controlul tensiunii și gestionarea puterii reactive, gestionarea curentului de scurtcircuit, gestionarea fluxului de energie electrică, analiza și gestionarea contingențelor, echipamentele și sistemele de protecție, schimbul de date, conformitatea, formare, planificarea operațională și analiza siguranței, coordonarea regională a siguranței în funcționare, coordonarea întreruperilor, planurile de disponibilitate a activelor relevante, analiza adecvării, servicii auxiliare și mediile de date de planificare operațională;

(b) norme privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor pentru aplicarea articolului 6 din Directiva (UE) 2019/944, precum și a articolelor 7-10, a articolelor 13-17 și a articolelor 35, 36 și 37 din prezentul regulament, inclusiv norme privind metodologii și procese de calculul al capacităților pentru ziua următoare, intrazilnice și la termen, modele de rețea, configurația zonelor de ofertare, redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă, algoritmi de tranzacționare, cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, fermitatea capacității interzonale alocate, distribuirea veniturilor din congestii, acoperirea riscurilor în cazul transportului interzonal, proceduri de alocare, precum și recuperarea costurilor aferente alocării capacităților și gestionării congestiilor;

(c) norme pentru aplicarea articolelor 5, 6 și 17 în ceea ce privește tranzacționarea asociată asigurării, din punct de vedere tehnic și operațional, inclusiv norme privind rezerva de putere aferentă rețelei, furnizării de servicii de acces la rețea și de servicii de echilibrare a rețelei, inclusiv funcții și responsabilități, platforme pentru schimbul de energie de echilibrare, timpii de închidere a porților, cerințe pentru produse de echilibrare standard și specifice, achiziția de servicii de echilibrare, alocarea capacității 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 capacității de echilibrare, reglajul frecvență-putere, parametrii de definire a calității frecvenței și de referință, rezervele pentru asigurarea stabilității frecvenței, rezervele pentru restabilirea frecvenței, rezervele de înlocuire, schimbul și utilizarea în comun a rezervelor, procesele de activare transfrontalieră a rezervelor, procesele de control al timpilor și transparența informațiilor;

(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 frecvenței, inclusiv norme privind controlul tensiunii în regim permanent, inerția, injecția rapidă de putere reactivă, inerția privind stabilitatea rețelei, curentul de scurtcircuit, capacitatea de pornire cu surse proprii și capacitatea funcționării 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 restricționarea cererii.

Respectivele acte de punere în aplicare se adoptă în conformitate cu procedura de examinare menționată 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 rețea în următoarele domenii:

(a) norme privind racordarea la rețea, inclusiv norme racordarea locurilor de consum racordate la sistemul de transport, a instalațiilor de distribuție racordate la sistemul de transport și a sistemelor de distribuție, racordarea unităților consumatoare utilizate pentru a furniza servicii de consum dispecerizabil, cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, cerințele pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu, cerințele pentru modulele generatoare din centrală conectate în curent continuu și stațiile de conversie de curent continuu de înaltă tensiune din terminale și procedurile de notificare de funcționare pentru racordarea la rețea;

(b) norme privind schimbul de date, decontarea și transparența, inclusiv, în special, norme privind capacități de transfer pentru orizonturi de timp relevante, estimări și valori reale privind alocarea și utilizarea capacităților de transfer, previziunile și cererea reală a instalațiilor și agregarea acestora, inclusiv indisponibilitatea instalațiilor, previziunile și producția efectivă de unități generatoare și agregarea acestora, inclusiv indisponibilitatea unităților, disponibilitatea și utilizarea rețelelor, măsurile de gestionare a congestionării și datele de pe piața de echilibrare. Normele ar trebui să includă modalitățile în care informațiile sunt publicate, calendarul publicării, entitățile responsabile cu manipularea;

(c) norme privind accesul terților la rețea;

(d) procedurile operaționale și de restaurare pentru situații de urgență, inclusiv planurile de apărare a sistemului, planurile de restaurare, interacțiunile de pe piață, schimbul de informații și comunicarea, precum și instrumente și instalații;

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

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

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).

(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.

(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.

(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:

(a) investiția conduce la intensificarea concurenței în domeniul alimentării cu energie electrică;

(b) investiția 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 puțin din punctul de vedere al formei juridice, de operatorii în sistemele cărora urmează să se construiască;

(d) se percep tarife de la utilizatorii capacității de interconexiune respective;

(e) de la deschiderea parțială a pieței prevăzută la articolul 19 din Directiva 96/92/CE a Parlamentului European și a Consiliului ([24]), nicio parte a capitalului sau a costurilor de exploatare a capacității de interconexiune nu a fost recuperată de la nicio componentă a tarifelor aplicate pentru utilizarea sistemelor de transport sau distribuție legate de această capacitate de interconexiune; și

(f) scutirea nu ar aduce atingere concurenței sau bunei funcționări a pieței interne de energie electrică, nici funcționării corespunzătoare a sistemului reglementat la care este legată capacitatea de interconexiune.

(2) Alineatul (1) se aplică, de asemenea, în situații excepționale, și capacităților de interconexiune de curent alternativ, în condițiile în care costurile și riscurile investiționale 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 naționale de transport învecinate.

(3) Alineatul (1) se aplică și în cazul creșterilor semnificative de putere în capacitățile de interconexiune existente.

(4) Decizia prin care se acordă o scutire astfel cum se menționează la alineatele (1), (2) și (3) este adoptată de la caz la caz de către autoritățile de reglementare ale statelor membre interesate. O scutire poate acoperi total sau parțial puterea capacității de interconexiune noi sau pe cea a capacității de interconexiune existente cu o putere semnificativ crescută.

În termen de două luni de la data la care ultima dintre autoritățile de reglementare în cauză primește cererea de scutire, ACER poate furniza un aviz consultativ autorităților de reglementare respective. Acestea își pot baza decizia pe avizul respectiv.

La decizia de acordare a unei scutiri, autoritățile de reglementare iau în considerare, de la caz la caz, necesitatea de a impune condiții privind durata scutirii și accesul nediscriminatoriu la capacitatea de interconexiune. La luarea deciziei privind respectivele condiții, autoritățile de reglementare iau în calcul, în special, capacitatea suplimentară ce va fi construită sau modificarea capacității existente, orizontul de timp al proiectului și condițiile naționale.

Înainte de acordarea unei scutiri, autoritățile de reglementare ale statului membru implicat decid asupra normelor și mecanismelor pentru gestionarea și alocarea capacității. Respectivele norme referitoare la gestionarea congestiilor includ obligația de a oferi pe piață capacitatea neutilizată, iar utilizatorii interconexiunii au dreptul de a-și comercializa capacitățile de interconexiune contractate pe piața secundară. La evaluarea criteriilor menționate la alineatul (1) literele (a), (b) și (f), sunt luate în considerare rezultatele respectivei proceduri de alocare a capacităților.

În cazul în care toate autoritățile 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 condițiile prevăzute la cel de-al treilea paragraf al prezentului alineat, trebuie motivată corespunzător și publicată.

(5) Decizia menționată la alineatul (4) se adoptă de către ACER:

(a) în situația în care autoritățile de reglementare în cauză nu au ajuns la un acord în termen de șase luni de la data la care ultima dintre aceste autorități de reglementare a primit solicitarea de scutire; sau

(b) la solicitarea comună a autorităților de reglementare în cauză.

Înainte de adoptarea unei decizii, ACER consultă autoritățile de reglementare în cauză și solicitanții.

(6) În pofida alineatelor (4) și (5), statele membre pot prevedea ca autoritățile 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 autoritățile de reglementare Comisiei și ACER, la data primirii, în scop informativ. Decizia, împreună cu toate informațiile relevante referitoare la aceasta, este notificată Comisiei fără întârziere, de către autoritățile de reglementare în cauză sau de către ACER (organisme de notificare). Aceste informații pot fi comunicate Comisiei în formă consolidată, permițându-i-se astfel să ajungă la o decizie bine fundamentată. Informațiile 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 privința efectelor acordării scutirii asupra concurenței și asupra bunei funcționări a pieței interne de energie electrică;

(c) motivele care justifică durata și cota din puterea totală a capacității de interconexiune respective pentru care se acordă scutirea; și

(d) rezultatul consultărilor cu autoritățile de reglementare în cauză.

(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 informații suplimentare. Termenul suplimentar începe în ziua imediat următoare primirii informațiilor suplimentare complete. Termenul inițial poate fi, de asemenea, prelungit cu acordul Comisiei și al organismelor de notificare.

În cazul în care informațiile solicitate nu sunt furnizate în cadrul perioadei stabilite în cererea Comisiei, notificarea se consideră retrasă cu excepția cazurilor în care, înainte de expirarea perioadei, fie perioada a fost prelungită cu acordul Comisiei și al autorităților 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 consecință.

Comisia asigură confidențialitatea informațiilor 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, construcția capacității 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 operațională, 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 autoritățile de reglementare ale statului membru în cauză decid să modifice o decizie de scutire, acestea notifică fără întârziere decizia lor Comisiei, împreună cu toate informațiile relevante referitoare la decizia respectivă. Alineatele (1)-(8) se aplică deciziei de modificare a unei decizii de scutire, luând în considerare particularitățile derogării existente.

(10) Comisia poate, la cerere sau din oficiu, să redeschidă procedura referitoare la o cerere de scutire în cazul în care:

(a) ținând seama în mod corespunzător de așteptările legitime ale părților și de echilibrul economic obținut în cadrul deciziei de scutire inițiale, a avut loc o schimbare semnificativă privind oricare dintre faptele pe care s-a fundamentat decizia;

(b) întreprinderile în cauză acționează contrar angajamentelor pe care și le-au asumat; sau

(c) decizia a fost fundamentată pe informații incomplete, inexacte sau care induc în eroare, furnizate de părți.

(11) Comisia este împuternicită să adopte acte delegate în conformitate cu articolul 68 pentru completarea prezentului regulament prin stabilirea orientărilor cu privire la aplicarea condițiilor 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.

Articolul 64

Derogări

(1) Statele membre pot solicita derogări de la dispozițiile relevante menționate la articolele 3 și 6, articolul 7 alineatul (1), articolul 8 alineatele (1) și (4), articolele 9, 10 și 11, articolele 14-17, articolele 19-27, articolele 35-47 și articolul 51, cu condiția 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 înțelesul articolului 349 din TFUE, care nu pot fi interconectate cu piața de energie a Uniunii din motive materiale evidente.

În cazul menționat la primul paragraf litera (a), derogarea este limitată în timp și face obiectul anumitor condiții care vizează creșterea concurenței și integrarea pe piața internă de energie electrică.

În cazul menționat 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 confidențialității informațiilor sensibile din punct de vedere comercial.

O derogare acordată în temeiul prezentului articol urmărește să asigure că nu împiedică tranziția 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 țină cont de aplicarea codurilor de rețea 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 dispoziții și poate transmite Comisiei o cerere de prelungire a derogării. Comisia evaluează dacă aplicarea dispozițiilor 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 funcționarea pieței. 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*.

(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 informații și confidențialitatea

(1) Statele membre și autoritățile de reglementare furnizează Comisiei, la cererea acesteia, toate informațiile necesare în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament.

Comisia stabilește un termen rezonabil în care urmează să se furnizeze informațiile, luând în considerare complexitatea informațiilor cerute și urgența cu care sunt necesare informațiile respective.

(2) În cazul în care statul membru sau autoritățile de reglementare implicate nu furnizează informațiile menționate la alineatul (1) în termenul menționat la alineatul (1), Comisia poate solicita toate informațiile necesare în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament direct de la întreprinderile în cauză.

La trimiterea unei solicitări de informații către o întreprindere, Comisia transmite, în același timp, o copie a solicitării către autoritățile de reglementare din statul membru pe al cărui teritoriu este situată întreprinderea respectivă.

(3) În solicitarea de informații în temeiul alineatului (1), Comisia indică temeiul juridic al solicitării, termenul în care trebuie furnizate informațiile, scopul solicitării, precum și sancțiunile prevăzute la articolul 66 alineatul (2) pentru furnizarea de date incorecte, incomplete sau înșelătoare.

(4) Proprietarii întreprinderilor sau reprezentanții lor și, în cazul persoanelor juridice, persoanele fizice autorizate să reprezinte întreprinderea prin lege sau prin actul lor constitutiv furnizează informațiile solicitate. În cazul în care există avocați autorizați să furnizeze informații în numele clienților lor, clienții rămân pe deplin responsabili în cazul în care informațiile furnizate sunt incomplete, incorecte sau înșelătoare.

(5) În cazul în care o întreprindere nu furnizează informațiile solicitate în termenul stabilit de Comisie sau dacă furnizează informații incomplete, Comisia poate solicita informațiile prin intermediul unei decizii. Decizia precizează informațiile solicitate și stabilește un termen corespunzător pentru furnizarea lor. Aceasta indică sancțiunile prevăzute la articolul 66 alineatul (2). De asemenea, aceasta indică dreptul de recurs împotriva deciziei la Curtea de Justiție a Uniunii Europene.

În același timp, Comisia transmite o copie a deciziei sale autorităților de reglementare din statul membru pe teritoriul căruia se află reședința persoanei sau sediul întreprinderii.

(6) Informațiile menționate la alineatele (1) și (2) se utilizează numai în scopul punerii în aplicare a prezentului regulament.

Comisia nu divulgă informațiile obținute în temeiul prezentului regulament în cazul în care acestea intră sub incidența secretului profesional.

Articolul 66

Sancțiuni

(1) Fără a aduce atingere alineatului (2) din prezentul articol, statele membre adoptă regimul sancțiunilor 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 sancțiuni trebuie să fie eficace, proporționale 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 exercițiul financiar anterior, atunci când, în mod deliberat sau din neglijență, 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 ține seama de gravitatea nerespectării cerințelor menționate la alineatul (1) din prezentul articol.

(3) Sancțiunile 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 înțelesul Regulamentului (UE) nr. 182/2011.

(2) Atunci când se face trimitere la prezentul alineat, se aplică articolul 5 din Regulamentul (UE) nr. 182/2011.

Articolul 68

Exercitarea delegării de competențe

(1) Competența de a adopta acte delegate este conferită Comisiei în condițiile prevăzute la prezentul articol.

(2) Competența de a adopta acte delegate menționată 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 competențe cu cel puțin nouă luni înainte de încheierea acestei perioade și, dacă este cazul, înainte de sfârșitul perioadelor următoare. Delegarea de competențe se prelungește tacit cu perioade de opt ani, cu excepția cazului în care Parlamentul European sau Consiliul se opune prelungirii respective cu cel puțin trei luni înainte de încheierea fiecărei perioade.

(3) Delegarea de competențe menționată 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 competențe 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 menționată în decizie. Decizia nu aduce atingere actelor delegate care sunt deja în vigoare.

(4) Înainte de adoptarea unui act delegat, Comisia consultă experții desemnați de fiecare stat membru în conformitate cu principiile prevăzute în Acordul interinstituțional 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 obiecții 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 obiecții. Termenul respectiv se prelungește cu două luni la inițiativa Parlamentului European sau a Consiliului.

Articolul 69

Reexaminare și rapoartele Comisiei

(1) Până la 1 iulie 2025, Comisia reexaminează codurile de rețea existente și orientările pentru a evalua care dintre dispozițiile acestora ar putea fi integrate în mod corespunzător în acte legislative ale Uniunii privind piața internă de energie electrică și modul în care competențele pentru coduri de rețea și pentru orientări stabilite în articolele 59 și 61 ar putea fi revizuite.

Până la aceeași dată, Comisia transmite un raport amănunțit al evaluării sale Parlamentului European și Consiliului.

Dacă este cazul, Comisia prezintă propuneri legislative pe baza evaluării sale până la 31 decembrie 2026.

(2) Până la 31 decembrie 2030 Comisia reexaminează prezentul regulament și transmite Parlamentului European și Consiliului un raport pe baza acestei reexaminări, însoțit de o propunere legislativă, dacă este cazul.

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 corespondență 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.

Adoptat la Bruxelles, 5 iunie 2019.

Pentru Parlamentul European

Președintele

A. TAJANI

Pentru Consiliu

Președintele

G. CIAMBA

([1]) JO C 288, 31.8.2017, p. 91.

([2]) JO C 342, 12.10.2017, p. 79.

([3]) Poziția Parlamentului European din 26 martie 2019 (nepublicată încă în Jurnalul Oficial) și decizia Consiliului din 22 mai 2019.

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

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

([6]) Directiva (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (a se vedea pagina 125 din prezentul Jurnal Oficial).

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

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

([9]) Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (JO L 112, 27.4.2016, p. 1).

([10]) Regulamentul (UE) 2019/942 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 de instituire a Agenției Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (a se vedea pagina 22 din prezentul Jurnal Oficial).

([11]) Regulamentul (UE) 2019/941 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind pregătirea pentru riscuri în sectorul energiei electrice și de abrogare a Directivei 2005/89/CE (a se vedea pagina 1 din prezentul Jurnal Oficial).

([12]) Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (JO L 220, 25.8.2017, p. 1).

([13]) Regulamentul (CE) nr. 1228/2003 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 iunie 2003 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (JO L 176, 15.7.2003, p. 1).

([14]) JO L 123, 12.5.2016, p. 1.

([15]) Regulamentul (UE) nr. 182/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 16 februarie 2011 de stabilire a normelor și principiilor generale privind mecanismele de control de către statele membre al exercitării competențelor de executare de către Comisie (JO L 55, 28.2.2011, p. 13).

([16]) 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).

([17]) 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).

([18]) 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).

([19]) 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).

([20]) 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).

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

([22]) 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).

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

([24]) Directiva 96/92/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 19 decembrie 1996 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice (JO L 27, 30.1.1997, p. 20).

ANEXA I

ATRIBUȚIILE CENTRELOR DE COORDONARE REGIONALE

1. Calculul coordonat al capacităților

1.1. Centrele de coordonare regionale efectuează calculul coordonat al capacităților interzonale.

1.2. Calculul coordonat al capacităților se efectuează în intervalele de timp pentru ziua următoare și intrazilnic.

1.3. Calculul coordonat al capacităților este efectuat pe baza metodologiilor elaborate în temeiul orientărilor privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

1.4. Calculul coordonat al capacităților se efectuează pe baza unui model de rețea comun în conformitate cu punctul 3.

1.5. Calculul coordonat al capacităților asigură o gestionare eficientă a congestiilor în conformitate cu principiile de gestionare a congestiilor definite în prezentul regulament.

2. Analiza coordonată a siguranței

2.1. Centrele de coordonare regionale efectuează analiza coordonată a siguranței, cu scopul de a asigura funcționarea sistemului în condiții de siguranță.

2.2. Analiza siguranței se efectuează pentru toate intervalele de timp ale planificării operaționale, în intervalele de timp dintre cele pentru anul următor și cel intrazilnic, utilizându-se modelele de rețea comune.

2.3. Analiza coordonată a siguranței 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 siguranței cel puțin operatorilor de transport și de sistem din regiunea de exploatare a sistemului respectivă.

2.5. Atunci când, în urma analizei coordonate a siguranței, un centru de coordonare regional pentru siguranță detectează o posibilă constrângere, acesta desemnează măsuri de remediere care să maximizeze eficacitatea și eficiența economică.

3. Crearea de modele de rețea comune

3.1. Centrele de coordonare regionale pentru siguranță instituie proceduri eficiente pentru crearea

unui model de rețea comun pentru fiecare interval de timp al planificării operaționale, 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 rețea comune la nivelul Uniunii.

3.3. Modelele de rețea comune sunt efectuate pe baza metodologiilor elaborate în temeiul orientărilor privind operarea sistemului și a orientărilor privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

3.4. Modelele de rețea comune includ date relevante pentru eficientizarea planificării operaționale și a calculului coordonat în toate intervalele de timp ale planificării operaționale dintre cele pentru anul următor și cel intrazilnic.

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:

(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.

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.

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.

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 piețele	Anexa I punctele 5.5-5.9

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 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

C.T.C.E. Piatra Neamț

—	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)
—	Articolul 19 alineatele (4) și (5)
—	Articolul 20
—	Articolul 21

C.T.C.E. Piatra Neamț

—	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)

C.T.C.E. Piatra Neamț

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
—	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)

C.J.C.E. Piatra Neamț

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)

C.T.C.E. Piatra Neamț

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)
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

C.T.C.E. Piatra Neamț

Articolul 24	—
—	Articolul 68
—	Articolul 69
Articolul 25	Articolul 70
Articolul 26	Articolul 71

C.T.C.E. Piatra Neamț