Publicat în Jurnalul Oficial L nr. 220 din 25-08-2017

REGULAMENTUL (UE) 2017/1485 AL COMISIEI

din 2 august 2017

de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice

(Text cu relevanță pentru SEE)

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene,

având în vedere 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 ([1]), în special articolul 18 alineatul (3) litera (d) și articolul 18 alineatul (5),

întrucât:

(1) O piață internă a energiei pe deplin funcțională și interconectată este crucială pentru menținerea securității alimentării cu energie, pentru creșterea competitivității și pentru asigurarea faptului că toți consumatorii pot achiziționa energie la prețuri accesibile.

(2) Regulamentul (CE) nr. 714/2009 stabilește norme nediscriminatorii privind accesul la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, în vederea asigurării unei funcționări corespunzătoare a pieței interne a energiei electrice.

(3) Ar trebui stabilite norme armonizate privind operarea sistemului pentru operatorii de transport și de sistem („OTS”), operatorii de sisteme de distribuție („OD”) și utilizatorii de rețea semnificativi („URS”) pentru a furniza un cadru juridic clar pentru operarea sistemului, pentru a facilita comerțul cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni, pentru a asigura siguranța sistemului, precum și pentru a asigura disponibilitatea și schimbul de date și de informații necesare între OTS și între OTS și toate celelalte părți interesate, pentru a facilita integrarea surselor regenerabile de energie, pentru a permite o utilizare mai eficientă a rețelei și a spori concurența, în beneficiul consumatorilor.

(4) Pentru a se garanta siguranța în funcționare a sistemului de transport interconectat, este esențial să se definească un set comun de cerințe minime pentru operarea sistemului la nivelul Uniunii, pentru cooperarea transfrontalieră între OTS și pentru utilizarea caracteristicilor relevante ale OTS și URS conectați.

(5) Toți OTS ar trebui să respecte cerințele minime comune privind procedurile necesare pentru a pregăti operarea în timp real, pentru a dezvolta și a furniza modele individuale și comune de rețea, pentru a facilita utilizarea coordonată și eficientă a măsurilor de remediere care sunt necesare în vederea operării în timp real pentru a menține siguranța în funcționare, calitatea și stabilitatea sistemului de transport interconectat, precum și pentru a sprijini funcționarea eficientă a pieței interne europene a energiei electrice și a facilita integrarea surselor regenerabile de energie („SRE”).

(6) Deși în prezent se manifestă o serie de inițiative de cooperare regionale voluntare referitoare la operarea sistemului, promovate de către OTS, este necesară o coordonare oficializată între OTS în ceea ce privește operarea sistemului de transport al Uniunii pentru ca transformarea pieței energiei electrice din Uniune să poată fi abordată. Normele pentru operarea sistemului prevăzute în prezentul regulament necesită un cadru instituțional pentru o mai bună coordonare între OTS, inclusiv participarea obligatorie a OTS la centrele de coordonare a securității la nivel regional („CCSR”). Cerințele comune pentru instituirea CCSR și pentru sarcinile acestora, stabilite în prezentul regulament, constituie un prim pas în direcția îmbunătățirii coordonării regionale și a integrării la nivel regional a operării sistemului, fiind menite să faciliteze realizarea obiectivelor Regulamentului (CE) nr. 714/2009 și să asigure un nivel mai ridicat al standardelor de securitate a aprovizionării în Uniune.

(7) Prezentul regulament ar trebui să instituie un cadru pentru cooperarea mandatată a OTS prin intermediul desemnării CCSR. CCSR ar trebui să emită recomandări pentru OTS din regiunea de calcul al capacităților pentru care sunt desemnați. OTS ar trebui să decidă, individual, dacă să urmeze sau nu recomandările CCSR. OTS ar trebui să rămână responsabili de menținerea siguranței în funcționare în zona lor de reglaj.

(8) Pentru a garanta că personalul operațional al operatorului de sistem și alte categorii de personal operațional sunt calificate și bine pregătite și că personalul operațional care desfășoară operațiuni în timp real este certificat să opereze sistemul de transport în condiții de siguranță în toate situațiile operaționale, sunt necesare norme privind formarea și certificarea personalului operațional. Normele privind formarea și certificarea consolidează și oficializează bunele practici existente între OTS și garantează că toți OTS din Uniune aplică niște standarde minime.

(9) Cerințele privind testarea și monitorizarea operațională urmăresc să asigure funcționarea corectă a elementelor componente ale sistemului de transport, ale sistemului de distribuție și ale echipamentelor utilizatorului rețelei. Pentru a reduce la minimum perturbația stabilității, a funcționării și a eficienței economice a sistemului interconectat, este necesar să se planifice și să se coordoneze teste operaționale.

(10) Ținând cont că retragerile din exploatare planificate afectează stabilitatea rețelei și în afara unei zone de reglaj a OTS, fiecare OTS ar trebui, în limita domeniului de aplicare al planificării operaționale, să monitorizeze fezabilitatea retragerilor din exploatare planificate pentru fiecare interval de timp și, dacă este necesar, să coordoneze retragerile din exploatare cu și între OTS, OD și URS atunci când aceste retrageri din exploatare au un impact asupra fluxurilor transfrontaliere care afectează siguranța în funcționare a sistemelor de transport.

(11) Procesele operaționale și de programare necesare pentru a anticipa problemele de siguranță în funcționare în timp real și pentru a elabora măsuri de remediere pertinente presupun efectuarea unui schimb de date prompt și adecvat. Prin urmare, astfel de schimburi nu ar trebui să fie împiedicate de barierele care există între diferiții actori implicați.

(12) Unul dintre cele mai importante procese în asigurarea siguranței în funcționare la un nivel ridicat de fiabilitate și calitate este reglajul frecvență-putere („RFP”). Eficacitatea RFP depinde în întregime de existența atât a obligației ca OTS și OD cu rezerve racordate să coopereze la operarea rețelelor de transport interconectate ca o entitate unică, cât și a obligației ca unitățile generatoare ale furnizorilor și locurile de consum ale furnizorilor să îndeplinească o serie de cerințe tehnice minime relevante.

(13) Prevederile referitoare la RFP și la rezerve urmăresc să stabilească cerințe clare, obiective și armonizate pentru OTS, pentru OD cu rezerve racordate, pentru unitățile generatoare ale furnizorilor și pentru locurile de consum ale furnizorilor, cu scopul de a asigura siguranța în funcționare și de a contribui la funcționarea pieței interne de energie electrică în mod nediscriminatoriu, eficient și bazat pe competiție. Dispozițiile privind RFP și rezervele oferă cadrul tehnic necesar dezvoltării piețelor de echilibrare transfrontaliere.

(14) Pentru a asigura calitatea frecvenței în sistemul comun, este esențial să se definească un set comun de cerințe și principii minime pentru RFP la nivelul Uniunii ca bază atât pentru cooperarea transfrontalieră între OTS, cât și, dacă este cazul, pentru utilizarea aspectelor caracteristice sistemelor conectate de producție, consum și distribuție. În acest scop, prezentul regulament abordează structura RFP și normele operaționale aferente, criteriile și obiectivele de calitate, dimensionarea rezervelor, schimbul de rezerve, precum și partajarea și distribuirea acestora și monitorizarea aferentă RFP.

(15) Zonele sincrone nu se termină la granițele Uniunii și pot să cuprindă și teritoriul unor țări terțe. Uniunea, statele membre și OTS ar trebui să vizeze siguranța în funcționare a sistemului în interiorul tuturor zonelor sincrone din Uniune și să sprijine țările terțe la aplicarea unor norme similare celor conținute în prezentul regulament. ENTSO-E ar trebui să faciliteze cooperarea dintre OTS din Uniune și OTS din țările terțe cu privire la siguranța în funcționare a sistemului.

(16) În conformitate cu articolul 8 din Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului ([2]), Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (denumită în continuare „agenția”) ar trebui să ia o decizie în cazul în care autoritățile de reglementare competente nu reușesc să convină asupra termenilor și condițiilor sau asupra metodologiilor comune.

(17) Prezentul regulament a fost elaborat în strânsă cooperare cu agenția, cu ENTSO-E și cu părțile interesate, în vederea adoptării unor norme eficace, echilibrate și proporționale într-un mod transparent și participativ. În conformitate cu articolul 18 alineatul (3) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, Comisia consultă agenția, ENTSO-E și alte părți interesate relevante înainte de a propune orice modificare a prezentului regulament.

(18) Măsurile prevăzute de prezentul regulament sunt conforme cu avizul comitetului menționat la articolul 23 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009,

ADOPTĂ PREZENTUL REGULAMENT:

PARTEA I

DISPOZIȚII GENERALE

Articolul 1

Obiect

Pentru a asigura siguranța în funcționare, calitatea frecvenței și utilizarea eficientă a sistemului interconectat și a resurselor aferente, prezentul regulament stabilește norme detaliate privind:

(a) cerințele și principiile referitoare la siguranța în funcționare;

(b) normele și responsabilitățile pentru coordonarea și schimbul de date între OTS, între OTS și OD, precum și între OTS sau OD și URS, în cadrul planificării operaționale și în operarea aproape de timpul real;

(c) normele privind formarea și certificarea personalului operațional;

(d) cerințele privind coordonarea retragerilor din exploatare;

(e) cerințele de coordonare a programelor de schimb între zonele de reglaj ale OTS și

(f) normele care vizează instituirea unui cadru la nivelul Uniunii pentru reglajul frecvență-putere și managementul rezervelor.

Articolul 2

Domeniu de aplicare

(1) Normele și cerințele stabilite în prezentul regulament se aplică următorilor URS:

(a) unităților generatoare existente și noi care sunt sau ar urma să fie clasificate de tip B, C și D în conformitate cu criteriile stabilite la articolul 5 din Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei ([3]);

(b) locurilor de consum existente și noi, racordate la sistemul de transport;

(c) sistemelor de distribuție închise existente și noi, racordate la sistemul de transport;

(d) locurilor de consum noi și existente, sistemelor de distribuție închise și terților în cazul în care ei oferă servicii de consum comandabil direct către OTS în conformitate cu criteriile prevăzute la articolul 27 din Regulamentul (UE) 2016/1388 al Comisiei ([4]);

(e) furnizorilor de servicii de redispecerizare a unităților generatoare sau a locurilor de consum prin intermediul agregării și furnizorilor de rezerve de putere activă în conformitate cu titlul 8 din partea IV a prezentului regulament și

(f) sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu („HVDC”) noi și existente, în conformitate cu criteriile prevăzute la articolul 3 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2016/1447 al Comisiei ([5]).

(2) Prezentul regulament se aplică tuturor sistemelor de transport, tuturor sistemelor de distribuție și tuturor liniilor de interconexiune din Uniune și centrelor de coordonare a securității la nivel regional, cu excepția sistemelor de transport și a sistemelor de distribuție sau a părților sistemelor de transport și ale sistemelor de distribuție din insulele statelor membre ale căror sisteme nu sunt operate în sincronism cu niciuna dintre zonele sincrone Europa Continentală (EC), Regatul Unit (GB), zona Europei de Nord, Irlanda și Irlanda de Nord (IE/IN) sau zona baltică.

(3) În cazul în care există mai mult de un OTS într-un stat membru, prezentul regulament se aplică tuturor OTS din respectivul stat membru. În cazul în care un OTS nu deține o funcție relevantă pentru una sau mai multe obligații în temeiul prezentului regulament, statele membre pot să prevadă, prin intermediul cadrului național de reglementare, că responsabilitatea unui OTS de a respecta una, mai multe sau toate obligațiile prevăzute în prezentul regulament se atribuie unuia sau mai multor OTS.

(4) OTS din Lituania, Letonia și Estonia sunt, atât timp și în măsura în care operează într-un mod sincron într-o zonă sincronă în care nu toate țările sunt obligate să respecte legislația Uniunii, exceptați de la aplicarea dispozițiilor cuprinse în anexa I la prezentul regulament, cu excepția unor dispoziții contrare prevăzute în acordul de cooperare cu OTS din țări terțe, care pune baza cooperării între aceștia în ceea ce privește siguranța în funcționare a sistemului, în temeiul articolului 13.

(5) Atunci când cerințele în temeiul prezentului regulament trebuie stabilite de un operator de sistem relevant care nu este OTS, statele membre pot prevedea ca OTS să fie responsabil de stabilirea cerințelor relevante.

Articolul 3

Definiții

(1) În sensul prezentului regulament, se aplică definițiile prevăzute la articolul 2 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei ([6]), la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2016/631, la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2016/1388, la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2016/1447, la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei ([7]), la articolul 2 din Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei ([8]) privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și la articolul 2 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului ([9]).

(2) În plus, se aplică următoarele definiții:

1. „siguranța în funcționare” înseamnă capacitatea sistemului de transport de a menține o stare normală de funcționare sau de a reveni la o stare normală de funcționare cât mai curând posibil, caracterizată prin limite de siguranță în funcționare;
2. „restricție” înseamnă o situație care necesită pregătirea și activarea unei măsuri de remediere pentru a se respecta limitele de siguranță în funcționare;
3. „situație cu N elemente în funcțiune” înseamnă situația în care niciun element al sistemului de transport nu este indisponibil din cauza apariției unei contingențe;
4. „lista de contingențe” înseamnă lista de contingențe care trebuie simulate cu scopul de a testa conformitatea cu limitele de siguranță în funcționare;
5. „stare normală de funcționare” înseamnă situația în care sistemul se află în limitele de siguranță în funcționare în situația cu N elemente în funcțiune și după apariția oricărei contingențe din lista de contingențe, ținând seama de efectul măsurilor de remediere disponibile;
6. „rezerve pentru stabilizarea frecvenței” sau „RSF” înseamnă rezervele de putere activă disponibile pentru stabilizarea frecvenței sistemului după producerea unui dezechilibru;
7. „rezerve pentru restabilirea frecvenței” sau „RRF” înseamnă rezervele de putere activă disponibile pentru a readuce frecvența la valoarea ei nominală și, în cazul unei zone sincrone formate din mai mult de o zonă RFP, pentru a restabili echilibrul de puteri la valoarea programată;
8. „rezerve de înlocuire” sau „RI” înseamnă rezervele de putere activă disponibile pentru restabilirea sau susținerea nivelului necesar al RRF pentru a se pregăti preluarea dezechilibrelor următoare ale sistemului, inclusiv rezerva în exploatare;
9. „furnizor de rezerve” înseamnă o entitate juridică având o obligație legală sau contractuală de a furniza RSF, RRF sau RI utilizând cel puțin o unitate de furnizare a rezervelor sau cel puțin un grup de furnizare a rezervelor;
10. „unitate de furnizare a rezervelor” înseamnă o singură unitate generatoare și/sau unitate consumatoare sau o agregare a acestora, racordată la un punct de racordare comun, care îndeplinește cerințele pentru furnizarea de RSF, RRF sau RI;
11. „grup de furnizare a rezervelor” înseamnă o agregare de unități generatoare, de unități consumatoare și/sau de unități de furnizare a rezervelor racordate la mai mult de un punct de racordare, care îndeplinesc cerințele pentru furnizarea de RSF, RRF sau RI;
12. „zonă de reglaj frecvență-putere” sau „zonă RFP” înseamnă o parte a unei zone sincrone sau o întreagă zonă sincronă, delimitată fizic prin puncte de măsurare pe liniile de interconexiune cu alte zone RFP, operată de unul sau mai mulți OTS care au responsabilitatea efectuării reglajului frecvență-putere;
13. „durata de restabilire a frecvenței” înseamnă durata maximă preconizată după apariția unui dezechilibru de putere activă instantaneu, mai mic sau egal cu incidentul de referință, în care frecvența sistemului revine în limitele admise aferente valorilor de restabilire a frecvenței – în cazul zonelor sincrone cu o singură zonă RFP și, respectiv, durata maximă preconizată după apariția unui dezechilibru de putere activă instantaneu apărut într-o zonă RFP, în care acest dezechilibru este compensat – în cazul zonelor sincrone cu mai mult de o zonă RFP;

14. „criteriul (N-1)” înseamnă regula potrivit căreia elementele rămase în funcțiune în zona de reglaj a unui OTS după producerea unei contingențe își pot păstra starea de funcționare în noua situație operațională fără ca limitele de siguranță în funcționare să fie încălcate;

15. „situația cu (N-1) elemente în funcțiune” înseamnă acea situație din sistemul de transport în care apare o contingență cuprinsă în lista de contingențe;

16. „rezervă de putere activă” înseamnă rezervele de echilibrare disponibile pentru menținerea frecvenței;

17. „stare de alertă” înseamnă starea în care sistemul se află în limitele de siguranță în funcționare, dar în care a fost detectată o contingență cuprinsă în lista de contingențe, la a cărei apariție măsurile de remediere disponibile nu sunt suficiente pentru a menține starea normală de funcționare;

18. „bloc de reglaj frecvență-putere” sau „bloc RFP” înseamnă o parte a unei zone sincrone sau o întreagă zonă sincronă, delimitată fizic prin punctele de măsurare de pe liniile de interconexiune cu alte blocuri RFP, care este formată dintr-una sau din mai multe zone RFP și este operată de unul sau mai mulți OTS care au responsabilitatea efectuării reglajului frecvență-putere;

19. „abaterea de reglaj a zonei de reglaj” sau „ARZ” înseamnă suma dintre abaterea de reglaj a componentei de putere activă („ΔP”), adică diferența obținută în timp real între valoarea instantanee a puterii de schimb măsurată în timp real („P”) și valoarea programată a puterii de schimb reglate („P0”) aferentă unei zone RFP specifice sau unui bloc RFP specific, și abaterea de reglaj a componentei de frecvență („K*Δf”), care este dată de produsul dintre factorul K și abaterea de frecvență aferentă respectivei zone RFP specifice sau respectivului bloc RFP specific, unde abaterea de reglaj a zonei de reglaj este egală cu ΔP+K*Δf;

20. „valoarea programată a puterii de schimb reglate” înseamnă o succesiune de valori de referință ale puterii de schimb nete aferente unei zone RFP sau unui bloc RFP prin intermediul liniilor de interconexiune în curent alternativ („CA”);

21. „reglajul tensiunii” înseamnă acțiunile de reglaj manual sau automat realizate într-un nod de producție, în nodurile de la capătul liniilor CA sau sistemelor HVDC, în transformatoare sau prin intermediul altor mijloace menite să mențină nivelul de tensiune stabilit sau valoarea stabilită a puterii reactive;

22. „stare de colaps” înseamnă acea stare a sistemului caracterizată prin nefuncționarea completă a unei părți a sistemului sau a întregului sistem de transport;

23. „contingență internă” înseamnă o contingență care are loc în interiorul zonei de reglaj a OTS, inclusiv pe liniile de interconexiune;

24. „contingență externă” înseamnă o contingență care are loc în afara zonei de reglaj a OTS și care nu include liniile de interconexiune, care generează un factor de influență mai mare decât pragul de influență al contingențelor;

25. „factor de influență” înseamnă valoarea numerică utilizată pentru cuantificarea celui mai puternic efect al retragerii din exploatare a unui element din sistemul de transport situat în afara zonei de reglaj a OTS care nu include liniile de interconexiune, în ceea ce privește modificarea fluxurilor de putere sau tensiune provocată de respectiva retragere din exploatare, asupra oricărui element din sistemul de transport. Amploarea efectului crește direct proporțional cu valoarea;

26. „prag de influență al contingențelor” înseamnă valoarea numerică limită față de care se verifică factorii de influență; prin raportare la această valoare, se consideră că apariția unei contingențe în afara zonei de reglaj a OTS având un factor de influență mai mare decât pragul de influență al contingențelor afectează semnificativ zona de reglaj a OTS, inclusiv liniile de interconexiune;

27. „analiza contingențelor” înseamnă simularea computerizată a contingențelor cuprinse în lista de contingențe;

28. „timpul critic de eliminare a defectului” înseamnă durata maximă de eliminare a defectului pentru care sistemul de transport își menține starea stabilă de funcționare;

29. „defect” înseamnă toate tipurile de scurtcircuite (monofazate, bifazate și trifazate, cu sau fără punere la pământ), ruperea unui conductor, întreruperea unui circuit sau o conexiune intermitentă care determină indisponibilitatea permanentă a elementului afectat din sistemul de transport;

30. „element din sistemul de transport” înseamnă orice componentă a sistemului de transport;

31. „perturbație” înseamnă un eveniment neplanificat care poate provoca abaterea sistemului de transport de la starea normală de funcționare;

32. „stabilitate dinamică” este un termen general care include stabilitatea de unghi rotoric, stabilitatea de frecvență și stabilitatea de tensiune;

33. „evaluarea stabilității dinamice” înseamnă evaluarea siguranței în funcționare din punctul de vedere al stabilității dinamice;

34. „stabilitatea de frecvență” înseamnă capacitatea sistemului de transport de a menține frecvența stabilă atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;

35. „stabilitatea de tensiune” înseamnă capacitatea unui sistem de transport de a menține tensiuni acceptabile în toate nodurile din sistemul de transport atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;

36. „starea sistemului” înseamnă starea operațională a sistemului de transport în raport cu limitele de siguranță în funcționare, care poate fi o stare normală de funcționare, o stare de alertă, de urgență, de colaps și de restaurare;

37. „stare de urgență” înseamnă starea sistemului în care se încalcă una sau mai multe limite de siguranță în funcționare;

38. „stare de restaurare” înseamnă starea sistemului în care scopul tuturor activităților din sistemul de transport este acela de a restabili funcționarea sistemului și de a menține siguranța în funcționare după starea de colaps sau după cea de urgență;

39. „contingență excepțională” înseamnă apariția simultană a mai multor contingențe având o cauză comună;

40. „abatere de frecvență” înseamnă diferența dintre frecvența reală și cea nominală din zona sincronă, care poate fi pozitivă sau negativă;

41. „frecvența sistemului” înseamnă frecvența electrică a sistemului, care poate fi măsurată în toate punctele zonei sincrone, având la bază premisa unei valori coerente în tot sistemul într-un interval de ordinul secundelor, cu existența doar a unor diferențe minore între punctele de măsurare diferite.

42. „procesul de restabilire a frecvenței” sau „PRF” înseamnă un proces care vizează readucerea frecvenței la frecvența nominală a rețelei și, în zonele sincrone cuprinzând mai mult de o zonă RFP, procesul care vizează restabilirea echilibrului de putere la valoarea programată;

43. „abatere de reglaj la restabilirea frecvenței” sau „ARRF” înseamnă abaterea de reglaj pentru PRF care este egală cu ARZ dintr-o zonă RFP sau egală cu abaterea de frecvență în cazul în care zona RFP corespunde din punct de vedere geografic zonei sincrone;

44. „program” înseamnă un set de valori de referință care reprezintă producția, consumul sau schimbul de energie electrică într-o anumită perioadă de timp;

45. „factorul K al unei zone RFP sau al unui bloc RFP” înseamnă o valoare exprimată în megawați pe hertz („MW/Hz”), mai mare sau cât mai apropiată de suma dintre autoreglajul producției, autoreglajul consumului și contribuția rezervei pentru stabilizarea frecvenței corespunzătoare abaterii maxime de frecvență în regim staționar;

46. „stare locală” este determinantul unei stări de alertă, de urgență sau de colaps atunci când nu există niciun risc de prelungire a consecințelor în afara zonei de reglaj, inclusiv asupra liniilor de interconexiune conectate la această zonă de reglaj;

47. „abaterea maximă de frecvență în regim staționar” înseamnă valoarea maximă preconizată a abaterii de frecvență după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință la care sistemul este planificat să funcționeze în regim stabil;

48. „zona de observabilitate” înseamnă propriul sistem de transport al unui OTS împreună cu părțile relevante ale sistemelor de distribuție și ale sistemelor de transport ale OTS învecinați, pentru care un OTS implementează monitorizarea în timp real și realizează modelarea pentru a menține siguranța în funcționare în zona sa de reglaj, inclusiv liniile de interconexiune;

49. „OTS învecinați” înseamnă OTS racordați direct prin cel puțin o linie de interconexiune în CA sau CC;

50. „analiza siguranței în funcționare” înseamnă întreaga sferă a activităților computerizate, manuale și automate realizate în scopul de a evalua siguranța în funcționare a sistemului de transport și măsurile de remediere necesare pentru a menține siguranța în funcționare;

51. „indicatori ai siguranței în funcționare” înseamnă indicatorii utilizați de OTS pentru a monitoriza siguranța în funcționare în ceea ce privește stările sistemului, precum și defectele și perturbațiile care influențează siguranța în funcționare;

52. „evaluarea siguranței în funcționare” înseamnă clasificarea folosită de OTS ca să monitorizeze siguranța în funcționare pe baza indicatorilor siguranței în funcționare;

53. „teste operaționale” înseamnă atât acele teste efectuate de către un OTS sau OD pentru întreținerea și dezvoltarea practicilor operaționale și a instruirii aferente, precum și pentru dobândirea informațiilor cu privire la comportamentul sistemului de transport în condiții anormale de funcționare, cât și testele efectuate de utilizatorii de rețea semnificativi asupra instalațiilor proprii, în scopuri similare;

54. „contingență normală” înseamnă apariția unei contingențe pe o singură latură sau un singur nod de injecție de putere;

55. „contingență extraordinară” înseamnă apariția simultană a mai multor contingențe care nu au o cauză comună sau pierderea mai multor unități generatoare, conducând la o pierdere totală de capacitate mai mare decât incidentul de referință;

56. „viteza de variație a sarcinii” reprezintă viteza de modificare a puterii active a unei unități generatoare, a unui loc de consum sau a unui sistem HVDC;

57. „rezervă de putere reactivă” înseamnă puterea reactivă care este disponibilă pentru menținerea tensiunii;

58. „incident de referință” înseamnă abaterea maximă pozitivă sau negativă care are loc instantaneu între producție și consum într-o zonă sincronă, luată în considerare la dimensionarea RSF;

59. „stabilitate de unghi rotoric” înseamnă capacitatea mașinilor sincrone de a rămâne în sincronism atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;

60. „plan de securitate” înseamnă planul care conține o evaluare a riscului activelor critice ale OTS în cazul unor scenarii privind amenințări fizice și informatice majore și o evaluare a efectelor potențiale;

61. „limite de stabilitate” înseamnă limitele permise pentru operarea sistemului de transport în ceea ce privește respectarea limitelor stabilității de tensiune, ale stabilității de unghi rotoric și ale stabilității de frecvență;

62. „starea de zonă extinsă” desemnează o stare de alertă, de urgență sau de colaps care prezintă riscul de propagare la nivelul sistemelor de transport interconectate;

63. „plan de apărare a sistemului” înseamnă ansamblul de măsuri tehnice și organizatorice care trebuie luate pentru a preveni propagarea unei perturbații sau o deteriorare în sistemul de transport, în vederea evitării unei perturbații la nivel de stare de zonă extinsă și a unei stări de colaps;

64. „topologie” înseamnă datele privind modul de conectare în stații a diferitelor elemente din cadrul sistemelor de transport sau de distribuție și cuprinde configurația electrică și poziția întrerupătoarelor și a separatoarelor;

65. „suprasarcini tranzitorii admisibile” înseamnă suprasarcinile temporare pe elementele sistemului de transport, care sunt permise pentru o perioadă limitată de timp și care nu provoacă deteriorări fizice ale elementelor din sistemul de transport, atâta timp cât durata definită și limitele sunt respectate;

66. „linie de interconexiune virtuală” înseamnă o mărime de intrare suplimentară a regulatoarelor din zonele RFP implicate, care are același efect ca o mărime de intrare bazată pe valoarea măsurată a unei linii de interconexiune fizice și care permite schimbul de energie electrică între zonele respective;

67. „sisteme flexibile de transport al curentului alternativ” sau „FACTS” înseamnă echipamente de transport al energiei electrice în curent alternativ, în scopul consolidării capacității de reglaj și al creșterii capacității de transfer al puterii active;

68. „adecvanță” înseamnă capacitatea surselor de putere dintr-o zonă de a acoperi consumul din acea zonă;

69. „programul agregat al schimburilor externe nete” înseamnă programul care realizează agregarea programelor schimburilor externe ale tuturor OTS și a programelor de schimburi comerciale externe între două zone de programare sau între o zonă de programare și un grup de alte zone de programare;

70. „plan de disponibilitate” înseamnă combinația dintre toate stările de disponibilitate preconizate ale unui activ relevant într-o anumită perioadă de timp;

71. „stare de disponibilitate” înseamnă capacitatea unui element de rețea, a unei unități generatoare sau a unui loc de consum de a furniza un serviciu într-o anumită perioadă de timp, indiferent dacă se află în funcțiune sau nu;

72. „aproape în timp real” înseamnă o diferență de timp între ultima închidere a porții intrazilnice și timpul real, care nu depășește 15 minute;

73. „program de consum” înseamnă un program care reprezintă consumul unui loc de consum sau al unui grup de locuri de consum;

74. „mediul de date de planificare operațională ENTSO-E” înseamnă ansamblul de echipamente și aplicații informatice dezvoltate cu scopul de a permite stocarea, schimbul și gestionarea datelor utilizate pentru procesele de planificare operațională între OTS;

75. „program de schimburi comerciale externe” înseamnă un program care reprezintă schimburile comerciale de energie electrică între participanții la piață în diferite zone de programare;

76. „programul schimburilor externe al OTS” înseamnă programul care reprezintă schimbul de energie electrică între OTS din diferite zone de programare;

77.

„retragere forțată din exploatare” înseamnă scoaterea neplanificată din funcțiune a unui activ relevant din orice cauză specifică situației de urgență care nu se află sub controlul operațional al operatorului activului relevant respectiv;

78. „program de producție” înseamnă programul de producție a energiei electrice de către o unitate generatoare sau de către un grup de unități generatoare;

79. „program de schimburi comerciale interne” înseamnă un program care reprezintă schimburile comerciale de energie electrică dintr-o zonă de programare, care au loc între diferiți participanți la piață;

80. „activ relevant intern” înseamnă un activ relevant care face parte din zona de reglaj a unui OTS sau un activ relevant dintr-un sistem de distribuție, inclusiv un sistem de distribuție închis, care este conectat direct sau indirect la zona de reglaj a OTS respectiv;

81. „poziție netă a zonei CA” înseamnă valoarea agregată netă a tuturor programelor schimburilor externe în CA ale unei zone;

82. „regiune de coordonare a retragerilor din exploatare” înseamnă un ansamblu de zone de reglaj pentru care OTS definesc proceduri de monitorizare și, acolo unde este necesar, de coordonare a disponibilității activelor relevante pentru toate orizonturile de timp;

83. „loc de consum relevant” înseamnă un loc de consum care participă la procesul de coordonare a retragerilor din exploatare și a cărui disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;

84. „activ relevant” înseamnă un loc de consum relevant, o unitate generatoare relevantă sau un element de rețea relevant care participă la coordonarea retragerilor din exploatare;

85. „element de rețea relevant” înseamnă orice componentă a unui sistem de transport, inclusiv liniile de interconexiune, sau a unui sistem de distribuție, inclusiv a unui sistem de distribuție închis, cum ar fi o linie unică, un circuit unic, un transformator unic, un transformator defazor de reglaj unic, sau o instalație de reglaj al tensiunii care participă la procesul de coordonare a retragerilor din exploatare și a cărei disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;

86. „incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare” înseamnă starea în care combinația dintre disponibilitatea unuia sau mai multor elemente de rețea relevante, al unităților generatoare relevante și/sau al locurilor de consum și cea mai bună estimare a stării prognozate a rețelei electrice conduce la încălcarea limitelor de siguranță în funcționare, luându-se în considerare măsurile de remediere aflate la dispoziția OTS care nu presupun costuri;

87. „agent de planificare a retragerilor din exploatare” înseamnă o entitate căreia îi revine sarcina planificării disponibilității unei unități generatoare relevante, a unui loc de consum relevant sau a unui element de rețea relevant;

88. „unitate generatoare relevantă” înseamnă unitatea generatoare care participă la coordonarea retragerilor din exploatare și a cărei disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;

89. „centru de coordonare a securității la nivel regional” („CCSR”) înseamnă entitatea sau entitățile, deținute sau controlate de către OTS, dintr-una sau mai multe regiuni de calcul al capacităților, care efectuează sarcini legate de coordonarea regională a OTS;

90. „agent de programare” înseamnă entitatea sau entitățile cărora le revine sarcina de a transmite programele participanților la piață către OTS sau, după caz, către terți;

91. „zonă de programare” înseamnă o zonă în care se aplică obligațiile OTS în ceea ce privește programarea, datorită unor nevoi operaționale sau organizatorice;

92. „cu o săptămână înainte” înseamnă săptămâna de dinaintea săptămânii calendaristice de funcționare;

93. „pe un an” înseamnă în anul de dinaintea anului calendaristic de funcționare;

94. „OTS afectat” înseamnă un OTS care are nevoie, pentru analiza și menținerea siguranței în funcționare, de informațiile privind schimbul de rezerve și/sau utilizarea în comun a rezervelor și/sau procesul de compensare a dezechilibrelor și/sau procesul de activare transfrontalieră;

95. „capacitate de rezervă” înseamnă cantitatea de RSF, RRF sau RI care trebuie să fie puse la dispoziția OTS;

96. „schimb de rezerve” înseamnă posibilitatea ca un OTS să aibă acces la o capacitate de rezervă racordată la altă zonă RFP, bloc RFP sau zonă sincronă ca să-și completeze propriile rezerve în conformitate cu necesarul de rezerve rezultat din procesul propriu de dimensionare a RSF, RRF sau RI, această capacitate de rezervă fiind destinată exclusiv respectivului OTS fără ca niciun alt OTS să o ia în calcul în scopul respectării cerințelor proprii privind rezervele care rezultă din procesele lor respective de dimensionare a rezervelor;

97. „partajare de rezerve” înseamnă un mecanism în care mai mulți OTS utilizează aceeași capacitate de rezervă, fie RSF, RRF sau RI, pentru a-și completa propriile rezerve în conformitate cu necesarul de rezerve rezultat din procesele proprii de dimensionare a rezervelor;

98. „timp de declanșare a stării de alertă” înseamnă perioada de timp necesară pentru ca starea de alertă să devină activă;

99. „RRF automate” înseamnă RRF care pot fi activate printr-un dispozitiv de reglaj automat;

100. „temporizarea activării RRF automate” înseamnă intervalul de timp dintre stabilirea unei noi valori de referință de către regulatorul central frecvență-putere de schimb și începutul livrării fizice de RRF automate;

101. „durata de activare completă a RRF automate” înseamnă perioada de timp dintre stabilirea unei noi valori de referință de către regulatorul central frecvență-putere de schimb și activarea sau dezactivarea corespunzătoare a RRF automate;

102. „date despre valoarea medie a ARRF” înseamnă setul de date constând în valoarea medie a ARRF înregistrată instantaneu dintr-o zonă RFP sau dintr-un bloc RFP într-o anumită perioadă de timp măsurată;

103. „OTS furnizor al capacității de reglaj” înseamnă OTS care declanșează activarea capacității sale de rezervă pentru un OTS beneficiar al capacității de reglaj, în condițiile unui acord de partajare a rezervelor;

104. „OTS beneficiar al capacității de reglaj” înseamnă OTS care calculează capacitatea de rezervă ținând cont de capacitatea de rezervă care este accesibilă prin intermediul unui OTS furnizor al capacității de reglaj, în condițiile unui acord de partajare a rezervelor;

105. „procesul de aplicare a criteriilor” înseamnă procesul de calcul al parametrilor-țintă pentru zona sincronă, pentru blocul RFP, precum și pentru zona RFP, pe baza datelor obținute în procesul de colectare și de furnizare a datelor;

106. „procesul de colectare și de furnizare a datelor” înseamnă procesul de colectare a setului de date necesare pentru a îndeplini criteriile de evaluare a calității frecvenței;

107. „proces de activare a RRF transfrontaliere” înseamnă un proces convenit între OTS care participă la procesul care permite activarea RRF conectate într-o altă zonă RFP prin corectarea în mod corespunzător a contribuției PRF implicate;

108. „proces de activare a RI transfrontaliere” înseamnă un proces convenit între OTS care participă la procesul care permite activarea RI conectate într-o altă zonă RFP prin corectarea în mod corespunzător a contribuției PIR implicate;

109. „incident de dimensionare” înseamnă cel mai mare dezechilibru de putere activă preconizat produs instantaneu într-un bloc RFP, atât în direcție pozitivă, cât și în direcție negativă;

110. „abaterea timpului electric” înseamnă discrepanța temporală dintre timpul sincron și timpul universal coordonat (UTC);

111. „abaterea de frecvență pentru activarea integrală a RSF” înseamnă valoarea nominală a abaterii de frecvență la care RSF dintr-o zonă sincronă este activată integral;

112. „durata de activare integrală a RSF” înseamnă perioada de timp dintre apariția incidentului de referință și activarea integrală corespunzătoare a RSF;

113. „RSF obligatorie” înseamnă acea parte din toate RSF pentru care este responsabil OTS;

114. „proces de stabilizare a frecvenței” sau „PSF” înseamnă un proces care vizează stabilizarea frecvenței sistemului prin compensarea dezechilibrelor cu ajutorul unor rezerve adecvate;

115. „proces de cuplare a frecvențelor” înseamnă un proces convenit între toți OTS din două zone sincrone, care permite corelarea activării RSF prin adaptarea fluxurilor HVDC între zonele sincrone;

116. „parametru care definește calitatea frecvenței” înseamnă principalele variabile ale frecvenței sistemului care definesc principiile calității frecvenței;

117. „parametru-țintă pentru calitatea frecvenței” înseamnă principalul obiectiv de frecvență, în funcție de care este evaluat comportamentul proceselor de activare a RSF, RRF și RI în starea de funcționare normală;

118. „criterii de evaluare a calității frecvenței” înseamnă un set de calcule care utilizează valori măsurate ale frecvenței sistemului și care permite evaluarea calității frecvenței sistemului față de parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței;

119. „date pentru evaluarea calității frecvenței” înseamnă setul de date care permite calcularea criteriilor de evaluare a calității frecvenței;

120. „domeniul de recuperare a frecvenței” înseamnă domeniul de frecvență în care se preconizează că frecvența sistemului din zonele sincrone GB și IE/IN revine după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință pe durata de recuperare a frecvenței;

121. „durata de recuperare a frecvenței” înseamnă, pentru zonele sincrone GB și IE/IN, perioada maximă de timp preconizată după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință în care sistemul revine la abaterea de frecvență maximă în regim staționar;

122. „domeniul de restabilire a frecvenței” înseamnă domeniul de frecvență în care se preconizează că frecvența sistemului din zonele sincrone GB, IE/IN și Europa de Nord revine după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință pe durata de restabilire a frecvenței;

123. „parametri-țintă pentru ARRF” înseamnă variabilele-țintă principale ale blocului RFP pe baza cărora sunt determinate și evaluate criteriile de dimensionare pentru RRF și RI din blocul RFP care sunt folosite pentru a reflecta comportamentul blocului RFP în condiții normale de funcționare;

124. „transfer de putere la restabilirea frecvenței” înseamnă puterea care este transferată între zonele RFP în cadrul procesului de activare a RRF transfrontaliere;

125. „valoarea de referință a frecvenței” înseamnă valoarea-țintă a frecvenței utilizate în PRF, definită ca suma dintre frecvența nominală a sistemului și o valoare de compensare necesară pentru a reduce abaterea timpului electric;

126. „cerințe de disponibilitate a RRF” înseamnă o serie de cerințe definite de OTS dintr-un bloc RFP în ceea ce privește disponibilitatea RRF;

127. „reguli de dimensionare a RRF” înseamnă specificațiile procesului de dimensionare a RRF dintr-un bloc RFP;

128. „procesul de compensare a dezechilibrelor” înseamnă un proces convenit între OTS, care permite evitarea activării simultane a RRF în direcții opuse, luând în considerare ARRF respective, precum și RRF activate, și corectând în mod corespunzător contribuția PRF implicate;

129. „transfer de putere pentru compensarea dezechilibrelor” înseamnă puterea care este transferată între zonele RFP în cadrul procesului de compensare a dezechilibrelor;

130. „obligație de RSF inițială” înseamnă cantitatea de RSF alocată unui OTS pe baza cheii de repartizare;

131. „date referitoare la frecvența instantanee” înseamnă un set de valori măsurate referitoare la frecvența generală a sistemului dintr-o zonă sincronă, cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu o secundă, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;

132. „abaterea frecvenței instantanee” înseamnă un set de valori măsurate referitoare la abaterile de frecvență ale întregului sistem dintr-o zonă sincronă, cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu o secundă, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;

133. „date referitoare la ARRF instantanee” înseamnă un set de date referitoare la ARRF dintr-un bloc RFP cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu 10 secunde, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;

134. „domeniu ARRF de nivelul 1” înseamnă primul domeniu folosit în scopul evaluării calității frecvenței la nivelul blocului RFP în care ARRF ar trebui menținută o anumită parte din timp;

135. „domeniu ARRF de nivelul 2” înseamnă al doilea domeniu folosit în scopul evaluării calității frecvenței la nivelul blocului RFP în care ARRF ar trebui menținută o anumită parte din timp;

136. „acord operațional în blocul RFP” înseamnă un acord multilateral între toți OTS dintr-un bloc RFP în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un OTS și înseamnă o metodologie operațională în blocul RFP care urmează a fi adoptată în mod unilateral de către OTS relevant în cazul în care blocul RFP este operat de un singur OTS;

137. „transfer de putere de înlocuire” înseamnă puterea care este schimbată între zonele RFP în cadrul procesului de activare a RI transfrontaliere;

138. „dezechilibre din blocul RFP” înseamnă suma dintre ARRF, RRF activată și RI activată în cadrul blocului și schimbul de putere pentru compensarea dezechilibrelor, transferul de putere la restabilirea frecvenței și transferul de putere de înlocuire din acest bloc RFP cu alte blocuri RFP;

139. „Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP” înseamnă un OTS responsabil cu colectarea datelor privind criteriile de evaluare a calității frecvenței și de aplicarea acestor criterii la blocul RFP;

140. „structura reglajului frecvență-putere” înseamnă structura de bază care ia în considerare toate aspectele relevante ale reglajului frecvență-putere, în special în ceea ce privește obligațiile și responsabilitățile aferente, precum și categoriile și rolurile rezervelor de putere activă;

141. „structura responsabilității proceselor” înseamnă structura necesară pentru a stabili responsabilitățile și obligațiile în ceea ce privește rezervele de putere activă pe baza structurii de reglaj din zona sincronă;

142. „structura activării proceselor” înseamnă structura necesară pentru a clasifica procesele aferente diverselor tipuri de rezerve de putere activă, în ceea ce privește rolul și activarea acestora;

143. „durata de activare completă a RRF manuale” înseamnă perioada de timp dintre schimbarea valorii de referință și activarea sau dezactivarea corespunzătoare a RRF manuale;

144. „abaterea maximă a frecvenței instantanee” înseamnă valoarea absolută maximă preconizată a abaterii frecvenței instantanee după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință, valoare la depășirea căreia trebuie activate măsurile de urgență;

145. „zonă de monitorizare” înseamnă o parte a unei zone sincrone sau o întreagă zonă sincronă, delimitată fizic prin punctele de măsurare pe liniile de interconexiune cu alte zone de monitorizare și operată de unul sau mai mulți OTS care îndeplinesc obligațiile aplicabile unei zone de monitorizare;

146. „calificare prealabilă” înseamnă procesul de verificare a conformității unei unități de furnizare a rezervelor sau a unui grup de furnizare a rezervelor cu cerințele stabilite de OTS;

147. „perioadă de variație a sarcinii” înseamnă o perioadă de timp definită de un punct de pornire fix și de o durată pe parcursul căreia intrarea și/sau ieșirea puterii active crește sau scade;

148. „OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve” înseamnă OTS care este responsabil să dea dispoziții unității de furnizare a rezervelor sau grupului de furnizare a rezervelor pentru activarea RRF și/sau RI;

149. „OD cu rezerve racordate” înseamnă OD responsabil de rețeaua de distribuție la care este racordată o unitate de furnizare a rezervelor sau un grup de furnizare a rezervelor care furnizează rezerve unui OTS;

150. „OTS cu rezerve racordate” înseamnă OTS responsabil de zona de monitorizare la care este racordată o unitate de furnizare a rezervelor sau un grup de furnizare a rezervelor;

151. „OTS receptor al rezervei” înseamnă un OTS implicat într-un schimb cu un OTS cu rezerve racordate și/sau cu o unitate de furnizare a rezervelor sau cu un grup furnizor de rezerve racordat la o altă zonă de monitorizare sau RFP;

152. „procesul de înlocuire a rezervelor” sau „PIR” înseamnă un proces de restabilire a RRF activate și, în plus, în cazul GB și IE /IN, de restabilire a RSF activate;

153. „cerințe de disponibilitate a RI” înseamnă o serie de cerințe definite de OTS dintr-un bloc RFP în ceea ce privește disponibilitatea RI;

154. „reguli de dimensionare a RI” înseamnă specificațiile procesului de dimensionare a RI dintr-un bloc RFP;

155. „domeniu de frecvență standard” înseamnă un interval definit simetric în jurul frecvenței nominale, în care se consideră că se operează frecvența sistemului dintr-o zonă sincronă;

156. „abaterea standard a frecvenței” înseamnă valoarea absolută a abaterii de frecvență care limitează domeniul de frecvență standard;

157. „abaterea de frecvență în regim staționar” înseamnă valoarea absolută a abaterii de frecvență după apariția unui dezechilibru, după ce frecvența sistemului a fost stabilizată;

158. „responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone” înseamnă un OTS responsabil de colectarea datelor privind criteriile de evaluare a calității frecvenței și de aplicarea acestor criterii la zona sincronă;

159. „procesul de ajustare a timpului” înseamnă un proces de ajustare prin care se urmărește readucerea la zero a abaterii timpului electric care se manifestă între timpul sincron și UTC.

Articolul 4

Obiective și aspecte de reglementare

(1) Prezentul regulament vizează:

(a) stabilirea cerințelor și a principiilor comune de siguranță în funcționare;

(b) stabilirea principiilor comune de planificare operațională în sistemul interconectat;

(c) stabilirea proceselor comune de reglaj frecvență-putere și a structurilor de reglaj;

(d) asigurarea condițiilor pentru menținerea siguranței în funcționare în întreaga Uniune;

(e) asigurarea condițiilor pentru menținerea unui nivel de calitate a frecvenței comun tuturor zonelor sincrone din Uniune;

(f) promovarea coordonării operării rețelei și a planificării operaționale;

(g) asigurarea și creșterea transparenței și a fiabilității informațiilor privind operarea sistemului de transport;

(h) contribuția la funcționarea eficientă și la dezvoltarea sistemului de transport al energiei electrice și al sectorului energiei electrice din Uniune.

(2) Atunci când aplică prezentul regulament, statele membre, autoritățile competente și operatorii de sistem au următoarele obligații:

(a) să aplice principiile proporționalității și nediscriminării;

(b) să asigure transparența;

(c) să aplice principiul optimizării între eficiența generală maximă și cele mai scăzute costuri totale pentru toate părțile implicate;

(d) să se asigure că OTS folosesc mecanismele de piață cât mai mult cu putință, pentru a asigura siguranța și stabilitatea rețelei;

(e) să respecte responsabilitatea atribuită OTS relevant, în scopul asigurării siguranței în funcționare a sistemului, inclusiv în conformitate cu legislația națională;

(f) să se consulte cu OD relevanți și să țină cont de impactul potențial asupra sistemului lor; și

(g) să țină seama de standardele și de specificațiile tehnice convenite la nivel european.

Articolul 5

Termenii și condițiile sau metodologiile OTS

(1) OTS elaborează termenii și condițiile sau metodologiile necesare în temeiul prezentului regulament și le transmit spre aprobare autorităților de reglementare competente în conformitate cu articolul 6 alineatele (2) și (3) sau entității desemnate de statul membru în conformitate cu articolul 6 alineatul (4) în termenele respective stabilite de prezentul regulament.

(2) În cazul în care o propunere de termeni și condiții sau metodologii în conformitate cu prezentul regulament trebuie să fie elaborată și convenită de mai mult de un OTS, OTS participanți cooperează strâns. Cu sprijinul ENTSO-E, OTS informează periodic autoritățile de reglementare și agenția în legătură cu progresele înregistrate în ceea ce privește elaborarea acestor termeni și condiții sau metodologii.

(3) În cazul în care nu se ajunge la un consens între OTS care decid cu privire la propunerile de termeni și condiții sau metodologii în conformitate cu articolul 6 alineatul (2), aceștia decid cu majoritate calificată. O majoritate calificată pentru propuneri în conformitate cu articolul 6 alineatul (2) necesită o majoritate a:

(a) OTS reprezentând cel puțin 55 % din statele membre și

(b) OTS reprezentând state membre care cuprind cel puțin 65 % din populația Uniunii.

(4) O minoritate de blocare pentru decizii în conformitate cu articolul 6 alineatul (2) trebuie să includă OTS reprezentând cel puțin patru state membre. În caz contrar, majoritatea calificată este considerată ca fiind întrunită.

(5) În cazul în care regiunile în cauză cuprind mai mult de cinci state membre și nu se ajunge la un consens între OTS care decid cu privire la propunerile de termeni și condiții sau metodologii în conformitate cu articolul 6 alineatul (3), aceștia decid cu majoritate calificată. O majoritate calificată pentru propunerile în conformitate cu articolul 6 alineatul (3) necesită o majoritate a:

(a) OTS reprezentând cel puțin 72 % din statele membre în cauză și

(b) OTS reprezentând state membre care cuprind cel puțin 65 % din populația regiunii în cauză.

(6) O minoritate de blocare în ceea ce privește deciziile în conformitate cu articolul 6 alineatul (3) trebuie să includă cel puțin un număr minim de OTS reprezentând peste 35 % din populația statelor membre participante, plus OTS reprezentând cel puțin un stat membru în cauză suplimentar. În caz contrar, majoritatea calificată este considerată ca fiind întrunită.

(7) OTS care decid cu privire la propunerile de termeni și condiții sau metodologii în conformitate cu articolul 6 alineatul (3) referitoare la regiunile compuse din cel mult cinci state membre decid pe bază de consens.

(8) Pentru deciziile OTS luate în temeiul alineatelor (3) și (4), se atribuie un vot fiecărui stat membru. Dacă există mai mulți OTS pe teritoriul unui stat membru, statul membru respectiv distribuie drepturile de vot între OTS.

(9) În cazul în care OTS nu prezintă autorităților de reglementare o propunere de termeni și condiții sau metodologii în conformitate cu articolul 6 alineatele (2) și (3) sau entităților desemnate de statele membre în conformitate cu articolul 6 alineatul (4) în termenele stabilite în prezentul regulament, aceștia furnizează autorităților de reglementare competente și agenției proiectele de termeni și condiții sau metodologii relevante și explică motivele care au împiedicat ajungerea la un acord. Agenția informează Comisia și, în cooperare cu autoritățile de reglementare competente, la cererea Comisiei, analizează motivele pentru care nu s-a ajuns la un acord și informează Comisia cu privire la aceasta. Comisia ia măsurile corespunzătoare pentru a face posibilă adoptarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor necesare în termen de patru luni de la primirea informațiilor din partea agenției.

Articolul 6

Aprobarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor OTS

(1) Fiecare autoritate de reglementare aprobă termenii și condițiile sau metodologiile elaborate de către OTS în conformitate cu alineatele (2) și (3). Entitatea desemnată de statul membre aprobă termenii și condițiile sau metodologiile elaborate de OTS în temeiul alineatului (4). Entitatea desemnată este autoritatea de reglementare dacă statul membru nu prevede altfel.

(2) Următoarele propuneri de termeni și condiții sau metodologii fac obiectul aprobării de către toate autoritățile de reglementare ale Uniunii, iar un stat membru poate transmite autorității de reglementare vizate un aviz pe această temă:

(a) cerințe organizaționale cheie, rolurile și responsabilitățile pentru schimbul de date legate de siguranța în funcționare, în conformitate cu articolul 40 alineatul (6);

(b) metodologia de elaborare a modelelor comune de rețea în conformitate cu articolul 67 alineatul (1) și cu articolul 70;

(c) metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare în conformitate cu articolul 75.

(3) Următoarele propuneri de termeni și condiții sau metodologii fac obiectul aprobării de către toate autoritățile de reglementare din regiunea vizată, iar un stat membru poate transmite autorității de reglementare vizate un aviz pe această temă:

(a) metodologia, pentru fiecare zonă sincronă, necesară definirii inerției minime în conformitate cu articolul 39 alineatul (3) litera (b);

(b) dispoziții comune, pentru fiecare regiune de calcul al capacității, necesare gestionării siguranței în funcționare la nivel regional, în conformitate cu articolul 76;

(c) metodologia, cel puțin pentru fiecare zonă sincronă, pentru evaluarea pertinenței activelor legate de coordonarea retragerilor din exploatare, în conformitate cu articolul 84;

(d) metodologiile, condițiile și valorile incluse în acordurile operaționale pentru zona sincronă de la articolul 118, cu privire la:

(i)

parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrul-țintă pentru calitatea frecvenței, în conformitate cu articolul 127;

(ii) regulile de dimensionare pentru RSF în conformitate cu articolul 153;

(iii) proprietățile suplimentare ale RSF în conformitate cu articolul 154 alineatul (2);

(iv) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, măsurile necesare pentru a asigura recuperarea rezervoarelor de energie în conformitate cu articolul 156 alineatul (6) litera (b);

(v) pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF în conformitate cu articolul 156 alineatul (10);

(vi) pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, ipotezele și metodologia pentru analiza cost-beneficiu în conformitate cu articolul 156 alineatul (11);

(vii) pentru alte zone decât zona sincronă EC și, dacă este cazul, limitele pentru schimbul de RSF între OTS în conformitate cu articolul 163 alineatul (2);

(viii) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, metodologia de stabilire a cantității minime de capacitate de rezervă furnizate la RSF între zonele sincrone, definită în conformitate cu articolul 174 alineatul (2) litera (b);

(ix) limitarea cantității de schimb de RRF între zonele sincrone definite în conformitate cu articolul 176 alineatul (1) și limitarea cantității de partajare de RRF între zonele sincrone definite în conformitate cu articolul 177 alineatul (1);

(x) limitarea cantității de schimb de RI între zonele sincrone definite în conformitate cu articolul 178 alineatul (1) și limitarea cantității de partajare de RI între zonele sincrone definite în conformitate cu articolul 179 alineatul (1);

(e) metodologiile și condițiile incluse în acordurile operaționale în blocul RFP de la articolul 119, cu privire la:

(i) restricții de rampă la producția de putere activă, în conformitate cu articolul 137 alineatele (3) și (4);

(ii) măsuri de coordonare care să vizeze reducerea ARRF, astfel cum sunt definite la articolul 152 alineatul (14);

(iii) măsuri pentru a reduce ARRF prin solicitarea de modificări ale producției sau consumului unităților generatoare și al unităților consumatoare, în conformitate cu articolul 152 alineatul (16);

(iv) regulile de dimensionare a RRF în conformitate cu articolul 157 alineatul (1);

(f) măsuri de atenuare pentru fiecare zonă sincronă sau bloc RFP, în conformitate cu articolul 138;

(g) o propunere comună pentru fiecare zonă sincronă vizând stabilirea blocurilor RFP în conformitate cu articolul 141 alineatul (2).

(4) Dacă nu se stabilește altfel de către statul membru, termenii și condițiile sau metodologiile de mai jos sunt supuse aprobării individuale a entității desemnate în conformitate cu alineatul (1) de către statul membru:

(a) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, propunerea fiecărui OTS în care se precizează nivelul pierderii de consum la care sistemul de transport este în stare de colaps;

(b) sfera schimbului de date cu OD și cu utilizatorii de rețea semnificativi, în conformitate cu articolul 40 alineatul (5);

(c) cerințe suplimentare pentru grupurile de furnizare a RSF, în conformitate cu articolul 154 alineatul (3);

(d) excluderea grupurilor furnizoare de RSF de la furnizarea RSF, în conformitate cu articolul 154 alineatul (4);

(e) pentru zonele sincrone CE și Europa de Nord, propunerea referitoare la perioada minimă de activare intermediară care trebuie asigurată de furnizorii de RSF în conformitate cu articolul 156 alineatul (9);

(f) cerințele tehnice pentru RRF definite de către OTS în conformitate cu articolul 158 alineatul (3);

(g) respingerea grupurilor furnizoare de RRF de la furnizarea RRF în conformitate cu articolul 159 alineatul (7);

(h) cerințe tehnice pentru racordarea unităților furnizoare de RI și a grupurilor furnizoare de RI, definite de OTS în conformitate cu articolul 161 alineatul (3) și

(i) respingerea grupurilor furnizoare de RI de la furnizarea RI în conformitate cu articolul 162 alineatul (6).

(5) Atunci când unui operator de sistem relevant sau OTS i se impune sau i se permite, în temeiul prezentului regulament, să precizeze sau să își dea acordul în privința unor cerințe care nu fac obiectul

alineatului (4), statele membre pot să ceară aprobarea prealabilă a autorității de reglementare competente în privința respectivelor cerințe.

(6) Propunerile de termeni și condiții sau metodologii includ un calendar orientativ de implementare și o descriere a impactului preconizat al acestora în ceea ce privește obiectivele prezentului regulament. Propunerile de termeni și condiții sau metodologii care fac obiectul aprobării de către mai multe sau de către toate autoritățile de reglementare sunt transmise agenției la aceeași dată la care sunt transmise autorităților de reglementare. La cererea autorităților de reglementare competente, agenția emite în termen de trei luni un aviz cu privire la propunerile de termeni și condiții sau metodologii.

(7) În cazul în care aprobarea termenilor și condițiilor sau metodologiilor necesită o decizie din partea mai multor autorități de reglementare, autoritățile de reglementare competente se consultă, cooperează îndeaproape și se coordonează pentru a ajunge la un acord. În cazul în care agenția emite un aviz, autoritățile de reglementare competente trebuie să țină seama de avizul respectiv. Autoritățile de reglementare iau deciziile cu privire la termenii și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu alineatele (2) și (3) în termen de șase luni de la primirea termenilor și condițiilor sau metodologiilor de către autoritatea de reglementare sau, după caz, de către ultima autoritate de reglementare în cauză.

(8) În cazul în care autoritățile de reglementare nu au putut ajunge la un acord în termenul prevăzut la alineatul (7) sau la cererea lor comună, agenția adoptă o decizie privind propunerile prezentate de termeni și condiții sau metodologii în termen de șase luni, în conformitate cu articolul 8 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 713/2009.

(9) Atunci când aprobarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor necesită luarea unei decizii de către o entitate unică desemnată în conformitate cu alineatul (4), entitatea unică desemnată trebuie să ia această decizie în termen de 6 luni de la primirea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor.

(10). Orice parte poate formula o plângere la adresa unui operator de sistem sau OTS relevant cu privire la obligațiile sau la deciziile care îi revin operatorului de sistem sau OTS relevant în temeiul prezentului regulament, pe care poate să o depună la autoritatea de reglementare care, în calitate de autoritate de soluționare a litigiilor, emite o decizie în termen de două luni de la primirea plângerii. Această perioadă poate fi prelungită cu încă două luni dacă autoritatea de reglementare solicită informații suplimentare. Această prelungire poate fi extinsă cu acordul reclamantului. Decizia autorității de reglementare are efect obligatoriu până la anularea sa în caz de recurs.

Articolul 7

Modificări ale termenilor și condițiilor sau ale metodologiilor OTS

(1) În cazul în care una sau mai multe autorități de reglementare solicită o modificare pentru a aproba termenii și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu articolul 6 alineatele (2) și (3), OTS relevanți prezintă o propunere de modificare a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor în vederea aprobării în termen de două luni de la solicitarea autorităților de reglementare. Autoritățile de reglementare competente decid cu privire la termenii și condițiile sau metodologiile modificate în termen de două luni de la transmiterea lor.

(2) În cazul în care o entitate desemnată solicită o modificare pentru a aproba termenii și condițiile sau metodologiile prezentate în conformitate cu articolul 6 alineatul (4), OTS relevant prezintă o propunere de modificare a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor în vederea aprobării în termen de două luni de la solicitarea entității desemnate. Entitatea desemnată decide cu privire la termenii și condițiile sau metodologiile modificate în termen de două luni de la transmiterea lor.

(3) În cazul în care autoritățile de reglementare competente nu au putut ajunge la un acord privind termenii și condițiile sau metodologiile în conformitate cu articolul 6 alineatele (2) și (3) în termenul de două luni, sau la cererea lor comună, agenția adoptă o decizie privind termenii și condițiile sau metodologiile modificate în termen de șase luni, în conformitate cu articolul 8 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 713/2009. În cazul în care OTS relevanți nu prezintă o propunere de modificare a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor, se aplică procedura prevăzută la articolul 5 alineatul (7).

(4) OTS responsabili cu elaborarea propunerii de termeni și condiții sau metodologii sau autoritățile de reglementare sau entitățile desemnate responsabile cu adoptarea lor în conformitate cu articolul 6 alineatele (2), (3) și (4) pot propune modificări ale acestor termeni și condiții sau metodologii. Propunerile de modificare a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor se transmit spre consultare, dacă este cazul, în conformitate cu procedura prevăzută la articolul 11 și se aprobă în conformitate cu procedura stabilită la articolele 5 și 6.

Articolul 8

Publicarea pe internet

(1) OTS responsabili pentru elaborarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor în conformitate cu prezentul regulament le publică pe internet după aprobarea lor de către autoritățile de reglementare competente sau, în cazul în care o astfel de aprobare nu este necesară, după elaborarea lor, cu excepția cazului în care aceste informații sunt considerate confidențiale în conformitate cu articolul 12.

(2) Publicarea se referă, de asemenea, la următoarele aspecte:

(a) îmbunătățirea instrumentelor pentru operarea rețelelor, în conformitate cu articolul 55 alineatul (1) litera (e);

(b) parametrii-țintă pentru ARRF, în conformitate cu articolul 128;

(c) restricții de rampă la nivelul zonei sincrone, în conformitate cu articolul 137 alineatul (1);

(d) restricții de rampă la nivelul blocului RFP, în conformitate cu articolul 137 alineatul (3);

(e) măsurile luate în starea de alertă din cauza rezervelor insuficiente de putere activă, în conformitate cu articolul 152 alineatul (11) și

(f) solicitarea unui OTS cu rezerve racordate către un furnizor de RSF de a pune la dispoziție informații în timp real, în conformitate cu articolul 154 alineatul (11).

Articolul 9

Recuperarea costurilor

(1) Costurile care sunt suportate de operatorii de sistem supuși tarifelor de rețea reglementate și care decurg din obligațiile prevăzute în prezentul regulament se evaluează de către autoritățile de reglementare relevante. Costurile evaluate ca fiind rezonabile, eficiente și proporționate se recuperează prin tarife de rețea sau alte mecanisme adecvate.

(2) La cererea autorităților de reglementare relevante, operatorii de sistem menționați la alineatul (1) furnizează, în termen de trei luni de la data depunerii cererii, informațiile necesare pentru a facilita evaluarea costurilor suportate.

Articolul 10

Implicarea părților interesate

Agenția, în strânsă cooperare cu ENTSO-E, organizează implicarea părților interesate în ceea ce privește operarea sistemului în condiții de siguranță și alte aspecte ale punerii în aplicare a prezentului regulament. Această implicare include reuniuni periodice cu părțile interesate pentru a identifica probleme și pentru a propune îmbunătățiri în ceea ce privește operarea sistemului în condiții de siguranță.

Articolul 11

Consultare publică

(1) OTS responsabili pentru prezentarea propunerilor de termeni și condiții sau metodologii sau a modificărilor acestora în conformitate cu prezentul regulament consultă părțile interesate, inclusiv autoritățile relevante din fiecare stat membru, cu privire la proiectele de propuneri de termeni și condiții sau metodologii menționate la articolul 6 alineatele (2) și (3). Consultarea trebuie să dureze cel puțin o lună.

(2) Propunerile de termeni și condiții sau de metodologii prezentate de OTS la nivelul Uniunii se publică și se supun consultării publice la nivelul Uniunii. Propunerile prezentate de OTS la nivel regional sunt supuse consultării publice, cel puțin la nivel regional. Părțile care prezintă propuneri la nivel bilateral sau multilateral întreprind o consultare publică cel puțin în statele membre în cauză.

(3) OTS responsabili cu elaborarea propunerii de termeni și condiții sau metodologii țin seama în mod corespunzător de opiniile părților interesate care rezultă în urma consultărilor care au precedat prezentarea acesteia în vederea aprobării de către autoritățile de reglementare. În toate cazurile, la depunerea cererii trebuie furnizată o justificare solidă a includerii sau a neincluderii opiniilor rezultate din consultare, care trebuie publicată în timp util, înainte de sau simultan cu publicarea propunerii de termeni și condiții sau metodologii.

Articolul 12

Obligații în materie de confidențialitate

(1) Informațiile confidențiale primite, schimbate sau transmise în temeiul prezentului regulament sunt supuse cerințelor secretului profesional prevăzute la alineatele (2), (3) și (4).

(2) Obligația de a păstra secretul profesional se aplică persoanelor care fac obiectul dispozițiilor din prezentul regulament.

(3) Informațiile confidențiale primite de persoanele sau de autoritățile de reglementare menționate la alineatul (2) în timpul exercitării atribuțiilor lor nu pot fi divulgate niciunei alte persoane sau autorități fără a aduce atingere cazurilor reglementate de dreptul intern, celorlalte dispoziții ale prezentului regulament sau altor acte legislative relevante ale Uniunii.

(4) Fără a aduce atingere cazurilor reglementate de legislația națională sau a Uniunii, autoritățile de reglementare, organismele sau persoanele care primesc informații confidențiale în temeiul prezentului regulament le pot utiliza numai în scopul exercitării funcțiilor lor în temeiul prezentului regulament.

Articolul 13

Acorduri cu OTS nevizați de prezentul regulament

În cazul în care o zonă sincronă cuprinde atât OTS din Uniune, cât și din țări terțe, în termen de 18 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament toți OTS din Uniune din respectiva zonă sincronă se străduiesc să încheie cu OTS din țările terțe nevizați de prezentul regulament un acord care să stabilească baza pentru cooperarea lor în ceea ce privește operarea în condiții de siguranță a sistemului și

demersurile necesare pentru asigurarea de către OTS din țările terțe a conformității cu obligațiile prevăzute de prezentul regulament.

Articolul 14

Monitorizare

(1) ENTSO-E monitorizează punerea în aplicare a prezentului regulament, în conformitate cu articolul 8 alineatul (8) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Monitorizarea va include cel puțin următoarele aspecte:

(a) indicatori ai siguranței în funcționare, în conformitate cu articolul 15;

(b) reglajul frecvență-putere, în conformitate cu articolul 16;

(c) evaluarea coordonării regionale, în conformitate cu articolul 17;

(d) identificarea divergențelor în ceea ce privește punerea în aplicare la nivel național a prezentului regulament în ceea ce privește termenii și condițiile sau metodologiile menționate la articolul 6 alineatul (3);

(e) identificarea îmbunătățirilor suplimentare ale instrumentelor și serviciilor în conformitate cu articolul 55 literele (a) și (b), dincolo de ameliorările identificate de OTS în conformitate cu articolul 55 litera (e);

(f) identificarea oricăror îmbunătățiri necesare în raportul anual privind scala de clasificare a incidentelor în conformitate cu articolul 15, care sunt necesare pentru a sprijini sustenabilitatea și durabilitatea siguranței în funcționare și

(g) identificarea problemelor referitoare la cooperarea în ceea ce privește siguranța în funcționare a sistemului cu OTS din țări terțe.

(2) Agenția, în cooperare cu ENTSO-E, elaborează, în termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, o listă a informațiilor relevante care trebuie comunicate agenției de către ENTSO-E, în conformitate cu articolul 8 alineatul (9) și cu articolul 9 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Lista informațiilor relevante poate face obiectul unor actualizări. ENTSO-E menține o arhivă de date electronice cuprinzătoare și într-un format standardizat cu informațiile solicitate de către agenție.

(3) OTS relevanți prezintă Rețelei europene a operatorilor de sisteme de transport de energie electrică informațiile necesare pentru îndeplinirea sarcinilor menționate la alineatele (1) și (2).

(4) Pe baza unei cereri a autorității de reglementare, OD furnizează OTS informațiile prevăzute la alineatul (2), cu excepția cazului în care informațiile sunt deja la dispoziția autorităților de reglementare, a OTS, a agenției sau a ENTSO-E în legătură cu sarcinile lor respective de monitorizare a punerii în aplicare, cu scopul de a evita duplicarea informațiilor.

Articolul 15

Raportarea anuală privind indicatorii siguranței în funcționare

(1) Până la 30 septembrie, ENTSO-E publică un raport anual bazat pe scala de clasificare a incidentelor, adoptată în conformitate cu articolul 8 alineatul (3) litera (a) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Agenția poate să își prezinte avizul cu privire la formatul și conținutul raportului anual, inclusiv localizarea geografică a incidentelor raportate, interdependențele dintre sistemele electrice ale zonelor de reglaj ale OTS, precum și orice informații retrospective.

(2) OTS din fiecare stat membru furnizează ENTSO-E, până la 1 martie, datele și informațiile necesare pentru elaborarea rapoartelor anuale pe baza scalei de clasificare a incidentelor menționată la alineatul (1). Datele furnizate de OTS acoperă anul anterior.

(3) Rapoartele anuale menționate la alineatul (1) trebuie să conțină cel puțin următorii indicatori ai siguranței în funcționare, relevanți pentru siguranța în funcționare:

(a) numărul elementelor sistemului de transport declanşate anual, per OTS;

(b) numărul instalațiilor generatoare declanşate anual, per OTS;

(c) energia nefurnizată pe an ca urmare a deconectării neprevăzute a locurilor de consum, per OTS;

(d) durata și numărul ocurențelor de stări de alertă și de stări de urgență, per OTS;

(e) durata și numărul evenimentelor în care a existat o lipsă de rezerve, per OTS;

(f) durata și numărul abaterilor de tensiune care depăşesc intervalele din tabelele 1 și 2 din anexa II, per OTS;

(g) numărul de minute în afara domeniului de frecvență standard și numărul de minute în afara celor 50 % din abaterea de frecvență maximă în regim staționar per zonă sincronă;

(h) numărul de separări prin segmentare sau de stări de colaps locale și

(i) numărul de colapsuri care implică doi sau mai mulți OTS.

(4) Raportul anual menționat la alineatul (1) trebuie să conțină următorii indicatori ai siguranței în funcționare, relevanți pentru planificarea operațională:

(a) numărul evenimentelor în care un incident din lista de contingențe a condus la o degradare a stării operaționale a sistemului;

(b) numărul evenimentelor menționate la litera (a) în care a avut loc o degradare a condițiilor de operare a sistemului ca urmare a discrepanțelor neașteptate față de prognozele pentru consum sau producție;

(c) numărul evenimentelor în care a avut loc o degradare a condițiilor de operare a sistemului din cauza unei contingențe excepționale;

(d) numărul evenimentelor menționate la litera (c) în care a avut loc o degradare a condițiilor de operare a sistemului ca urmare a discrepanțelor neașteptate față de prognozele pentru consum sau producție și

(e) numărul evenimentelor care conduc la o degradare a condițiilor de operare a sistemului din cauza lipsei rezervelor de putere activă.

(5) Rapoartele anuale trebuie să conțină explicația motivelor apariției incidentelor la evaluarea siguranței în funcționare 2 și 3 în conformitate cu scara de clasificare a incidentelor adoptată de ENTSO-E. Aceste explicații se bazează pe o anchetă a incidentelor efectuată de OTS, a cărei derulare se prevede în scala de clasificare a incidentelor. OTS informează respectivele autorități de reglementare cu privire la o anchetă în timp util înainte ca aceasta să fie lansată. Autoritățile de reglementare și agenția pot fi implicate în anchetă la cererea acestora.

Articolul 16

Raportul anual privind reglajul frecvență-putere

(1) Până la 30 septembrie, ENTSO-E publică un raport anual privind reglajul frecvență-putere pe baza informațiilor furnizate de OTS în conformitate cu alineatul (2). Raportul anual privind reglajul frecvență-putere include informațiile enumerate la alineatul (2) pentru fiecare stat membru.

(2) Începând de la 14 septembrie 2018, OTS din fiecare stat membru comunică ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, următoarele informații privind anul anterior:

(a) identificarea blocurilor RFP, a zonelor RFP și a zonelor de monitorizare din statul membru;

(b) identificarea blocurilor RFP care nu se află în statul membru și care conțin zone RFP și zone de monitorizare care se află în statul membru respectiv;

(c) identificarea zonelor sincrone de care aparține fiecare stat membru;

(d) datele referitoare la criteriile de evaluare a calității frecvenței pentru fiecare zonă sincronă și fiecare bloc RFP de la literele (a), (b) și (c), care se referă la fiecare lună din cel puțin doi ani calendaristici anteriori;

(e) RSF obligatorie și obligația de RSF inițială a fiecărui OTS care își desfășoară activitatea în statul membru, pentru fiecare lună din cel puțin doi ani calendaristici anteriori și

(f) o descriere și data punerii în aplicare a măsurilor de atenuare și a cerințelor pentru rampă în vederea reducerii abaterilor de frecvență deterministe, întreprinse în cursul anului calendaristic precedent în conformitate cu articolele 137 și 138, în care au fost implicați OTS din statul membru.

(3) Datele furnizate de OTS acoperă anul anterior. Informațiile privind zonele sincrone, blocurile RFP, zonele RFP și zonele de monitorizare de la literele (a), (b) și (c) se raportează o singură dată. Când se modifică aceste zone, informațiile se raportează până la data de 1 martie a anului următor.

(4) După caz, toți OTS dintr-o zonă sincronă sau dintr-un bloc RFP cooperează la colectarea datelor menționate la alineatul (2).

Articolul 17

Raportul anual privind evaluarea coordonării regionale

(1) Până la 30 septembrie, ENTSO-E publică un raport anual privind evaluarea coordonării regionale, pe baza rapoartelor anuale privind evaluarea coordonării regionale furnizate de centrele de coordonare a securității la nivel regional în conformitate cu alineatul (2), evaluează eventualele probleme de interoperabilitate și propune schimbări care vizează îmbunătățirea eficacității și a eficienței în ceea ce privește coordonarea operării sistemului.

(2) Până la 1 martie, fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional elaborează un raport anual și îl transmite ENTSO-E, incluzând următoarele informații privind sarcinile pe care le îndeplinește:

(a) numărul de evenimente, durata medie si motivele pentru care nu a putut să își îndeplinească funcțiile;

(b) statisticile referitoare la restricții, inclusiv la durata, localizarea și numărul acestor restricții, împreună cu măsurile de remediere aferente activate și costul acestora, dacă au fost suportate costuri;

(c) numărul de cazuri în care OTS refuză să implementeze măsurile de remediere recomandate de către centrul de coordonare a securității la nivel regional și motivele acestora;

(d) numărul incompatibilităților constatate referitor la retragerile din exploatare în conformitate cu articolul 80 și

(e) o descriere a cazurilor în care a fost evaluată lipsa de adecvanță la nivel regional, precum și o descriere a măsurilor de atenuare instituite.

(3) Datele furnizate către ENTSO-E de către centrele de coordonare a securității la nivel regional acoperă anul anterior.

PARTEA II
SIGURANȚA ÎN FUNCȚIONARE

TITLUL 1
CERINȚE PRIVIND SIGURANȚA ÎN FUNCȚIONARE

CAPITOLUL 1
Stările sistemului, măsurile de remediere și limitele de siguranță în funcționare

Articolul 18

Clasificarea stărilor sistemului

(1) Un sistem de transport este în starea normală de funcționare în cazul în care sunt îndeplinite toate condițiile de mai jos:

(a) fluxurile de tensiune și de putere se încadrează în limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu articolul 25;

(b) frecvența îndeplinește următoarele criterii:

(i) abaterea de frecvență în regim staționar se încadrează în domeniul de frecvență standard; sau

(ii) valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului nu este mai mare decât abaterea maximă de frecvență în regim staționar și nu sunt atinse limitele frecvenței sistemului pentru starea de alertă;

(c) rezervele de putere activă și reactivă sunt suficiente pentru a suporta contingențele din lista de contingențe definită în conformitate cu articolul 33 fără să se încalce limitele de siguranță în funcționare;

(d) funcționarea zonei de reglaj a OTS în cauză este și va rămâne în limitele de siguranță în funcționare după activarea măsurilor de remediere în urma producerii unei contingențe din lista de contingențe definită în conformitate cu articolul 33;

(2) Un sistem de transport este în stare de alertă în cazul în care:

(a) fluxurile de tensiune și de putere se încadrează în limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu articolul 25 și

(b) capacitatea de rezervă a OTS este redusă cu mai mult de 20 % pentru o perioadă mai lungă de 30 de minute și nu există niciun mijloc prin care să se compenseze această reducere în decursul funcționării în timp real a sistemului; sau

(c) frecvența îndeplinește următoarele criterii:

(i) valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului nu este mai mare decât abaterea maximă de frecvență în regim staționar și

(ii) valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului a depășit constant 50 % din abaterea maximă de frecvență în regim staționar, pentru o perioadă de timp mai lungă decât perioada de declanșare a stării de alertă, sau domeniul de frecvență standard, pentru o perioadă de timp mai lungă decât durata de restabilire a frecvenței; sau

(d) cel puțin o contingență din lista de contingențe, definită în conformitate cu articolul 33, determină o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare ale OTS, chiar și după activarea măsurilor de remediere;

(3) Un sistem de transport este în stare de urgență în cazul în care este îndeplinită cel puțin una dintre următoarele condiții:

(a) există cel puțin o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare ale OTS definite în conformitate cu articolul 25;

(b) frecvența nu îndeplinește criteriile pentru starea normală de funcționare și pentru starea de alertă definite în conformitate cu alineatele (1) și (2);

(c) este activată cel puțin o măsură din planul OTS de apărare a sistemului;

(d) există o deficiență în funcționarea instrumentelor, mijloacelor și instalațiilor, definită în conformitate cu articolul 24 alineatul (1), care determină indisponibilitatea acestor instrumente, mijloace și instalații pentru o perioadă mai lungă de 30 de minute.

(4) Un sistem de transport este în stare de colaps în cazul în care cel puțin una dintre următoarele condiții este îndeplinită:

(a) pierderea a mai mult de 50 % din consum în zona de reglaj a OTS în cauză;

(b) lipsa totală a tensiunii timp de cel puțin trei minute în zona de reglaj a OTS în cauză, care determină declanșarea unor planuri de restaurare.

Un OTS din zonele sincrone GB și IE/IN poate elabora o propunere în care să precizeze nivelul pierderii de consum la care sistemul de transport este în stare de colaps. OTS din zonele sincrone GB și IE/IN notifică această situație ENTSO-E.

(5) Un sistem de transport este în stare de restaurare atunci când un OTS, aflat în stare urgență sau de colaps, a început să activeze măsuri din planul de restaurare.

Articolul 19

Monitorizare și determinarea stărilor sistemului de către OTS

(1) Fiecare OTS, în decursul funcționării în timp real, determină starea sistemului său de transport.

(2) Fiecare OTS monitorizează următorii parametri ai sistemului de transport în timp real în zona sa de reglaj, pe baza telemetriei în timp real sau a valorilor calculate din zona sa de observabilitate, luând în calcul datele structurale și datele în timp real în conformitate cu articolul 42:

(a) fluxurile de putere activă și reactivă;

(b) tensiunile în bara colectoare;

(c) frecvența și abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței din zona sa RFP;

(d) rezervele de putere activă și reactivă și

(e) producția și consumul.

(3) Pentru a stabili starea sistemului, fiecare OTS trebuie să facă analiza contingențelor cel puțin o dată la fiecare 15 minute, monitorizând parametrii sistemului de transport definiți în conformitate cu alineatul (2) față de limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu articolul 25 și față de criteriile pentru stările sistemului definite în conformitate cu articolul 18. Fiecare OTS verifică, de asemenea, nivelul rezervelor disponibile față de capacitatea de rezervă. Atunci când efectuează analiza contingențelor, fiecare OTS ține seama de efectul măsurilor de remediere și al măsurilor din planul de apărare a sistemului.

(4) În cazul în care sistemul său de transport nu este într-o stare normală de funcționare și în cazul în care această stare a sistemului este calificată drept stare de zonă extinsă, OTS are următoarele obligații:

(a) să informeze toți OTS cu privire la starea sistemului său prin intermediul unui instrument informatic pentru schimbul de date în timp real la nivel paneuropean și

(b) să furnizeze informații suplimentare cu privire la elementele sistemului său de transport care fac parte din zona de observabilitate a altor OTS, acestor OTS.

Articolul 20

Măsuri de remediere în cadrul operării sistemului

(1) Fiecare OTS se străduiește să asigure că sistemul său de transport rămâne în stare normală de funcționare și este responsabil de gestionarea situațiilor de nerespectare a siguranței în funcționare. Pentru a atinge acest obiectiv, fiecare OTS concepe, elaborează și activează măsuri de remediere, în funcție de disponibilitate și ținând cont de timpul și de resursele necesare pentru activarea acestora, precum și de condițiile din afara sistemului de transport care sunt relevante pentru fiecare măsură de remediere.

(2) Măsurile de remediere utilizate de OTS în cadrul operării sistemelor în conformitate cu alineatul (1) și cu articolele 21-23 din prezentul regulament trebuie să concorde cu măsurile de remediere luate în considerare la calculul capacităților, în conformitate cu articolul 25 din Regulamentul (UE) 2015/1222 .

Articolul 21

Principii și criterii aplicabile măsurilor de remediere

(1) Fiecare OTS aplică următoarele principii atunci când activează și coordonează măsuri de remediere în conformitate cu articolul 23:

(a) în situațiile de nerespectare a siguranței în funcționare care nu trebuie să fie gestionate în mod coordonat, un OTS concepe, elaborează și activează măsurile de remediere care readuc sistemul la starea normală de funcționare și care previn propagarea stării de alertă sau de urgență în afara zonei de reglaj a OTS din categoriile definite la articolul 22;

(b) în situațiile de nerespectare a siguranței în funcționare care trebuie să fie gestionate în mod coordonat, un OTS concepe, elaborează și activează măsurile de remediere împreună cu ceilalți OTS în cauză, potrivit metodologiei de elaborare a măsurilor de remediere în coordonare în temeiul articolului 76 alineatul (1) litera (b) și ținând seama de recomandarea unui centru de coordonare a securității la nivel regional, în conformitate cu articolul 78 alineatul (4).

(2) Atunci când alege măsurile de remediere adecvate, fiecare OTS trebuie să aplice următoarele criterii:

(a) să activeze măsurile de remediere cele mai eficace și eficiente din punct de vedere economic;

(b) să activeze măsuri de remediere cât mai aproape de timpul real, ținând seama de perioada de timp preconizată de activare și de urgența situației de operare a sistemului pe care intenționează să o soluționeze;

(c) să ia în considerare riscurile de eșec în cazul aplicării măsurilor de remediere disponibile și impactul acestora asupra siguranței în funcționare, cum ar fi:

(i) riscurile de eșec sau de scurtcircuit provocate de modificarea topologiei;

(ii) riscurile de retrageri din exploatare provocate de modificările puterii active sau reactive la unitățile generatoare sau la locurile de consum și

(iii) riscurile de defecțiune cauzate de comportamentul echipamentelor;

(d) să acorde prioritate măsurilor de remediere care pun la dispoziție cea mai mare capacitate interzonală pentru alocarea capacităților, respectând totodată toate limitele de siguranță în funcționare.

Articolul 22

Categorii de măsuri de remediere

(1) Fiecare OTS utilizează următoarele categorii de măsuri de remediere:

(a) modificarea duratei unei retrageri planificate din exploatare sau repunerea în serviciu a elementelor sistemului de transport pentru a obține disponibilitatea operațională a respectivelor elemente ale sistemelor de transport;

(b) modificarea activă a fluxurilor de putere prin:

(i) comutarea ploturilor la transformatoarele de putere;

(ii) comutarea ploturilor la transformatoarele defazor de reglaj;

(iii) modificarea topologiilor;

(c) reglajul tensiunii și gestionarea puterii reactive prin:

(i) comutarea ploturilor la transformatoarele de putere;

(ii) comutarea capacitorilor și bobinelor de reactanță;

(iii) comutarea dispozitivelor de gestionare a tensiunii și a puterii reactive pe bază de electronică de putere;

(iv) transmiterea de dispoziții către OD racordați la sistemele de transport și către utilizatorii de rețea semnificativi pentru blocarea reglajului automat de tensiune și putere reactivă al transformatoarelor sau pentru activarea la instalațiile lor a măsurilor de remediere prevăzute la punctele (i)-(iii) dacă deteriorarea tensiunii periclitează siguranța în funcționare sau amenință să conducă la un colaps de tensiune într-un sistem de transport;

(v) solicitarea modificării valorii de ieșire a puterii reactive sau a valorii de referință a tensiunii grupurilor generatoare sincrone racordate la sistemul de transport;

(vi) solicitarea modificării valorii de ieșire a puterii reactive a comutatorilor grupurilor generatoare nesincrone racordate la sistemul de transport;

(d) recalcularea capacității interzonale pe o zi și intrazilnice în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222;

(e) redispecerizarea utilizatorilor de rețea electrică racordați la sistemul de transport sau distribuție din zona de reglaj a OTS, între doi sau mai mulți OTS;

(f) comercializarea în contrapartidă între două sau mai multe zone de ofertare;

(g) ajustarea fluxurilor de putere activă prin intermediul sistemelor HVDC;

(h) activarea procedurilor de gestionare a abaterilor de frecvență;

(i) limitarea, în conformitate cu articolul 16 alineatul (2) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, a capacității interzonale alocate deja într-o situație de urgență în cazul în care utilizarea acestei capacități pune în pericol siguranța în funcționare, dacă toți OTS de la o anumită linie de interconexiune sunt de acord cu o astfel de ajustare și dacă redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă nu este posibilă și

(j) dacă este cazul, includerea izolării sub sarcină reglate manual în starea normală sau în starea de alertă.

(2) Dacă este necesar și justificat pentru a menține siguranța în funcționare, fiecare OTS poate pregăti și activa măsuri de remediere suplimentare. OTS trebuie să raporteze și să justifice aceste cazuri în fața autorității de reglementare competente și, dacă este cazul, statului membru, cel puțin o dată pe an după activarea măsurilor de remediere suplimentare. Rapoartele și justificările relevante sunt, de asemenea, publicate. Comisia Europeană sau agenția poate solicita autorității de reglementare competente să furnizeze informații suplimentare cu privire la activarea măsurilor de remediere suplimentare în cazurile în care acestea afectează un sistem de transport învecinat.

Articolul 23

Pregătirea, activarea și coordonarea măsurilor de remediere

(1) Fiecare OTS pregătește și activează măsurile de remediere în conformitate cu criteriile prevăzute la articolul 21 alineatul (2), pentru a preveni deteriorarea stării sistemului, pe baza următoarelor elemente:

(a) monitorizarea și stabilirea stărilor sistemului în conformitate cu articolul 19;

(b) analiza contingențelor în funcționarea în timp real în conformitate cu articolul 34 și

(c) analiza contingențelor în planificarea operațională în conformitate cu articolul 72.

(2) Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere, inclusiv de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă, în conformitate cu articolul 25 și cu articolul 35 din Regulamentul (UE) 2015/1222 sau o procedură din planul de apărare al unui OTS care afectează alți OTS, OTS relevant evaluează, în cooperare cu OTS vizați, impactul unor astfel de măsuri sau demersuri de remediere în interiorul și în afara zonei sale de reglaj, în conformitate cu articolul 75 alineatul (1), cu articolul 76 alineatul (1) litera (b) și cu articolul 78 alineatele (1), (2) și (4) și furnizează OTS vizați informațiile despre acest impact.

(3) Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere care au un impact asupra URS și OD conectați la sistemul de transport, fiecare OTS, în cazul în care sistemul său de transport este în starea normală de funcționare sau în starea de alertă, evaluează impactul măsurilor de remediere în cooperare cu URS și OD afectați și alege măsurile de remediere care contribuie la menținerea stării normale de funcționare și a funcționării în siguranță în cazul tuturor părților implicate. Toți URS și DO afectați furnizează OTS toate informațiile necesare pentru această coordonare.

(4) Atunci când pregătește și activează măsurile de remediere, fiecare OTS cu un sistem de transport care nu este în stare normală sau de alertă coordonează, în măsura în care este posibil, aceste măsuri de remediere cu URS și OD afectați care sunt conectați la sistemul de transport, pentru a menține siguranța în funcționare și integritatea sistemului de transport.

Atunci când un OTS activează o măsură de remediere, toți URS și OD conectați la sistemul de transport aplică dispozițiile date de OTS.

(5) În cazul în care restricțiile au doar consecințe asupra stării locale din interiorul zonei de reglaj a OTS și nerespectarea siguranței în funcționare nu trebuie gestionată în mod coordonat, OTS responsabil cu gestionarea acesteia poate decide să nu activeze măsuri de remediere care presupun costuri.

Articolul 24

Disponibilitatea mijloacelor, instrumentelor și instalațiilor OTS

(1) Fiecare OTS asigură disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța următoarelor elemente:

(a) instalații pentru monitorizarea stării sistemului de transport, inclusiv aplicații pentru estimarea stării și instalații pentru reglajul frecvență-putere;

(b) mijloace de reglare a comutării întrerupătoarelor, a conjunctoarelor, a schimbătoarelor de ploturi și a altor echipamente utilizate pentru a regla elementele sistemului de transport;

(c) mijloace de comunicare cu camerele de comandă ale altor OTS și CCSR;

(d) instrumente de analiză a siguranței în funcționare și

(e) instrumente și mijloace de comunicare necesare OTS pentru a facilita operațiunile transfrontaliere de piață.

(2) În cazul în care instrumentele, mijloacele și instalațiile OTS menționate la alineatul (1) afectează OD sau URS racordați la sistemul de transport și implicați în furnizarea serviciilor de echilibrare, a serviciilor tehnologice de sistem sau de apărare sau de restaurare sau în furnizarea în timp real de date operaționale în conformitate cu articolul 44, cu articolul 47, cu articolul 50, cu articolul 51 și cu articolul 52, OTS relevant și respectivii OD și URS trebuie să coopereze și să se coordoneze pentru a specifica și a asigura disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța acestor instrumente, mijloace și instalații.

(3) În termen de 18 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, fiecare OTS adoptă un plan de continuitate a activității care detaliază răspunsurile sale la o pierdere a instrumentelor, a mijloacelor și a instalațiilor critice și conține dispoziții în ceea ce privește întreținerea, înlocuirea și dezvoltarea acestora. Fiecare OTS își reexaminează cel puțin o dată pe an planul de asigurare a continuității activității și îl actualizează după caz și, în orice caz, după orice modificare importantă a instrumentelor, mijloacelor și instalațiilor critice sau condițiilor de operare a sistemului respectiv. OTS pun la dispoziția OD și URS vizați părțile din planul de asigurare a continuității activității care îi afectează pe aceștia din urmă.

Articolul 25

Limitele siguranței în funcționare

(1) Fiecare OTS specifică limitele de siguranță în funcționare pentru fiecare element al sistemului său de transport, luând în considerare cel puțin următoarele caracteristici fizice:

(a) limitele de tensiune în conformitate cu articolul 27;

(b) limitele pentru curentul de scurtcircuit în conformitate cu articolul 30 și

(c) limitele actuale în materie de clasificare termică, inclusiv suprasarcinile tranzitorii admisibile.

(2) Atunci când definește limitele siguranței în funcționare, fiecare OTS ține seama de capacitățile URS de a împiedica deconectarea determinată de domeniile de tensiune și de limitele de frecvență în stările normale și de alertă.

(3) În cazul schimbării unuia dintre elementele sistemului de transport, fiecare OTS validează și, dacă este necesar, actualizează limitele de siguranță în funcționare.

(4) Pentru fiecare linie de interconexiune, fiecare OTS convine cu OTS din vecinătate limitele comune de siguranță în funcționare în conformitate cu alineatul (1).

Articolul 26

Plan de securitate pentru protecția infrastructurii critice

(1) Fiecare OTS specifică, ținând seama de articolul 5 din Directiva 2008/114/CE a Consiliului ([10]), un plan de securitate confidențial care conține o evaluare a riscului asupra activelor deținute sau operate de OTS și care acoperă principalele scenarii de amenințări cibernetice sau fizice stabilite de către statul membru.

(2) Planul de securitate trebuie să ia în considerare impactul potențial al sistemelor europene de transport interconectate și să includă măsuri fizice și organizatorice care vizează atenuarea riscurilor identificate.

(3) Fiecare OTS reexaminează periodic planul de securitate pentru a-l adapta la schimbarea scenariilor de amenințare și pentru a reflecta evoluția sistemului de transport.

CAPITOLUL 2

Reglajul tensiunii și gestionarea puterii reactive

Articolul 27

Obligațiile tuturor OTS în ceea ce privește limitele de tensiune

(1) În conformitate cu articolul 18, fiecare OTS depune toate eforturile pentru a se asigura că, în timpul stării normale de funcționare, tensiunea rămâne în regim staționar la punctele de racordare ale sistemului de transport în limitele specificate în tabelele 1 și 2 din anexa II.

(2) În cazul în care OTS relevant din Spania solicită, în conformitate cu articolul 16 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2016/631, ca unitățile generatoare racordate la tensiuni nominale între 300 și 400 kV să rămână conectate în domeniul de tensiune de la 1,05 la 1,0875 per unitate pentru o perioadă nedeterminată, respectivul domeniu de tensiune suplimentar trebuie să fie luat în considerare de către OTS relevant din Spania la respectarea cerințelor de la alineatul (1).

(3) Fiecare OTS definește baza tensiunii pentru notarea valorilor per unitate.

(4) Fiecare OTS se străduiește să asigure că, în timpul stării normale de funcționare și după producerea unei contingențe, tensiunea rămâne în domenii mai largi de tensiune pentru perioade limitate de operare atunci când există un acord cu privire la aceste domenii mai largi de tensiune cu OD racordați la sistemul de transport, cu gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice, în conformitate cu articolul 16 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2016/631 sau cu deținătorii de sisteme HVDC în conformitate cu articolul 18 din Regulamentul (UE) 2016/1447.

(5) OTS convin, cu OD racordați la sistemul de transport și cu URS racordați la sistemul de transport, cu privire la domeniile de tensiune la punctele de racordare sub 110 kV în cazul în care aceste domenii de tensiune sunt relevante pentru menținerea limitelor de siguranță în funcționare. OTS se străduiesc să asigure faptul că tensiunea rămâne în interiorul domeniului convenit în timpul stării normale de funcționare și după producerea unor contingențe.

Articolul 28

Obligațiile URS cu privire la reglajul tensiunii și la gestionarea puterii reactive în cadrul operării sistemului

(1) În termen de 3 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toți URS care sunt unități generatoare racordate la sistemul de transport ce nu fac obiectul articolului 16 din Regulamentul (UE) 2016/631 sau care sunt sisteme HVDC ce nu fac obiectul articolului 18 din Regulamentul (UE) 2016/1447 își informează OTS cu privire la capacitățile lor față de cerințele de tensiune prevăzute la articolul 16 din Regulamentul (UE) 2016/631 sau la articolul 18 din Regulamentul (UE) 2016/1447, declarându-și capacitățile de tensiune și durata pe care se pot menține fără deconectare.

(2) URS care sunt locuri de consum ce fac obiectul cerințelor de la articolul 3 din Regulamentul (UE) 2016/1388 nu se deconectează din cauza unei perturbații în domeniile de tensiune menționate la articolul 27. În termen de 3 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, URS care sunt locuri de consum racordate la sistemul de transport și care nu fac obiectul articolului 3 din Regulamentul (UE) 2016/1388 își informează OTS cu privire la capacitățile lor față de cerințele de tensiune definite în anexa II la Regulamentul (UE) 2016/1388, declarându-și capacitățile de tensiune și durata pe care se pot menține fără deconectare.

(3) URS care sunt locuri de consum racordate la sistemul de transport mențin valorile de referință ale puterii reactive, intervalele factorilor și valorile de referință ale tensiunii pentru reglajul tensiunii în intervalul convenit cu OTS în conformitate cu articolul 27.

Articolul 29

Obligațiile tuturor OTS cu privire la reglajul tensiunii și la gestionarea puterii reactive în cadrul operării sistemului

(1) În cazul în care tensiunea la punctul de racordare la sistemul de transport este în afara intervalelor definite în tabelele 1 și 2 din anexa II la prezentul regulament, fiecare OTS aplică reglajul tensiunii și măsurile de remediere pentru gestionarea puterii reactive, în conformitate cu articolul 22 alineatul (1) litera (c) din prezentul regulament, pentru a restabili tensiunea la punctul de racordare în intervalul specificat în anexa II și în intervalul de timp prevăzut la articolul 16 din Regulamentul (UE) 2016/631 și la articolul 13 din Regulamentul (UE) 2016/1388.

(2) Atunci când face analiza siguranței în funcționare, fiecare OTS ține cont de valorile tensiunii la care se pot deconecta URS racordați la sistemul de transport care nu fac obiectul cerințelor din Regulamentul (UE) 2016/631 sau din Regulamentul (UE) 2016/1388.

(3) OTS asigură rezerve de putere reactivă, cu volum și răspuns în timp adecvate, pentru a menține tensiunile în zona sa de reglaj și pe liniile de interconexiune în limitele stabilite în anexa II.

(4) OTS interconectați prin linii de interconexiune în CA specifică împreună un regim de reglaj al tensiunii corespunzător, pentru a asigura că sunt respectate limitele comune de siguranță în funcționare stabilite în conformitate cu articolul 25 alineatul (4).

(5) Fiecare OTS stabilește cu fiecare OD racordat la sistemul de transport valorile de referință ale puterii reactive, intervalele factorilor de putere și valorile de referință ale tensiunii pentru reglajul tensiunii la punctul de racordare dintre OTS și OD, în conformitate cu articolul 15 din Regulamentul (UE) 2016/1388. Pentru a asigura faptul că acești parametri sunt menținuți, fiecare OD racordat la sistemul de transport își utilizează resursele de putere reactivă și are dreptul de a da dispoziții privind reglajul tensiunii către URS conectați la sistemul de distribuție.

(6) Fiecare OTS are dreptul să utilizeze toate capacitățile de putere reactivă conectate la sistemul de transport în zona sa de reglaj pentru a gestiona în mod eficace puterea reactivă și pentru a menține domeniile de tensiune prevăzute în tabelele 1 și 2 din anexa II la prezentul regulament.

(7) Fiecare OTS, în mod direct sau indirect, în coordonare cu OD conectați la sistemul de transport dacă este cazul, operează resursele de putere reactivă din zona sa de reglaj, inclusiv blocarea reglajului automat tensiune/putere reactivă al transformatoarelor, reducerea tensiunii și deconectarea consumului pe criteriul scăderii tensiunii, pentru a menține limitele siguranței în funcționare și pentru a preveni o prăbușire a tensiunii sistemului de transport.

(8) Fiecare OTS stabilește măsurile de reglaj al tensiunii în cooperare cu URS și cu OD racordați la sistemul de transport și cu OTS învecinați.

(9) Atunci când este relevant pentru reglajul tensiunii și pentru gestionarea puterii active în sistemul de transport, un OTS poate cere, în coordonare cu un OD, unui URS racordat la sistemul de transport să urmeze dispozițiile privind reglajul tensiunii.

CAPITOLUL 3

Gestionarea curentului de scurtcircuit

Articolul 30

Curentul de scurtcircuit

Fiecare OTS stabilește:

(a) curentul de scurtcircuit maxim la care este depășită capacitatea nominală a întrerupătoarelor și a altor echipamente și

(b) curentul de scurtcircuit minim pentru funcționarea corectă a echipamentelor de protecție.

Articolul 31

Calculul curentului de scurtcircuit și măsurile aferente

(1) Fiecare OTS trebuie să efectueze calculul curentului de scurtcircuit pentru a evalua impactul OTS învecinați, al URS conectați la sistemul de transport și al sistemelor de distribuție conectate la sistemul de transport, inclusiv al sistemelor de distribuție închise, asupra nivelurilor curentului de scurtcircuit în sistemul de transport. În cazul în care un sistem de distribuție conectat la sistemul de transport, inclusiv un sistem de distribuție închis, are un impact asupra nivelurilor curentului de scurtcircuit, acesta trebuie să fie inclus în calculul curentului de scurtcircuit pentru sistemul de transport.

(2) La efectuarea calculelor curentului de scurtcircuit, fiecare OTS are următoarele obligații:

(a) să utilizeze datele cele mai exacte și de înaltă calitate disponibile;

(b) să țină seama de standardele internaționale și

(c) să ia în considerare ca bază de calcul al curentului maxim de scurtcircuit condițiile operaționale care oferă cel mai înalt nivel posibil de curent de scurtcircuit, inclusiv curentul de scurtcircuit din alte sisteme de transport și de distribuție, inclusiv din sistemele de distribuție închise.

(3) Fiecare OTS aplică măsuri operaționale sau de altă natură pentru a preveni abaterile de la limitele maxime și minime ale curentului de scurtcircuit menționate la articolul 30, în orice interval de timp și pentru toate echipamentele de protecție. În cazul în care se produce o astfel de abatere, fiecare OTS

trebuie să activeze măsuri de remediere sau să aplice alte măsuri prin care să asigure restabilirea limitelor menționate la articolul 30. O abatere de la limitele respective este permisă numai în timpul secvențelor de comutare.

CAPITOLUL 4

Gestionarea fluxului de putere

Articolul 32

Limitele fluxului de putere

(1) Fiecare OTS menține fluxurile de putere în limitele de siguranță în funcționare definite atunci când sistemul este în starea sa normală de funcționare și după producerea unei contingențe din lista de contingențe menționată la articolul 33 alineatul (1).

(2) În situația cu (N-1) elemente în funcțiune, în starea normală de funcționare, fiecare OTS își menține fluxurile de putere în suprasarcinile tranzitorii admisibile menționate la articolul 25 alineatul (1) litera (c), după ce a pregătit măsurile de remediere care trebuie aplicate și executate în intervalul de timp prevăzut pentru suprasarcinile tranzitorii admisibile.

CAPITOLUL 5

Analiza și gestionarea contingențelor

Articolul 33

Lista de contingențe

(1) Fiecare OTS stabilește o listă de contingențe care include contingențe interne și externe din zona sa de observabilitate, evaluând dacă vreuna dintre aceste contingențe pune în pericol siguranța în funcționare a zonei de reglaj a OTS. Lista de contingențe trebuie să includă atât contingențele obișnuite, cât și contingențele excepționale identificate prin aplicarea metodologiei elaborate în temeiul articolului 75.

(2) Pentru a stabili o listă de contingențe, fiecare OTS clasifică fiecare contingență drept obișnuită, excepțională sau extraordinară, luând în considerare probabilitatea apariției și următoarele principii:

(a) fiecare OTS clasifică contingențele pentru propria sa zonă de reglaj;

(b) atunci când condițiile operaționale sau meteorologice sporesc semnificativ probabilitatea apariției unei contingențe excepționale, fiecare OTS trebuie să includă respectiva situație în propria listă a situațiilor de urgență și

(c) pentru a ține seama de contingențele excepționale cu impact ridicat asupra propriului sistem de transport sau asupra celor învecinate, fiecare OTS trebuie să includă respectiva situație în propria listă a situațiilor de urgență.

(3) Fiecare OD și URS conectat la sistemul de transport care este o instalație de producere a energiei electrice furnizează toate informațiile pertinente pentru analiza contingențelor, solicitate de OTS, inclusiv date despre prognoze și date în timp real, cu o posibilă agregare a datelor în conformitate cu articolul 50 alineatul (2).

(4) Fiecare OTS își coordonează analiza contingențelor în ceea ce privește coerența listelor de contingențe cel puțin cu OTS din zona sa de observabilitate, în conformitate cu articolul 75.

(5) Fiecare OTS informează OTS din zona sa de observabilitate cu privire la contingențele externe incluse în propria listă de contingențe.

(6) Fiecare OTS informează, cu suficient timp înainte, OTS în cauză din zona sa de observabilitate cu privire la intenția de efectuare a unor modificări topologice asupra elementelor sistemului său de transport, care sunt incluse ca contingențe externe în listele de contingențe ale OTS vizați.

(7) Fiecare OTS se asigură că datele în timp real sunt suficient de precise pentru a permite convergența calculelor sarcină-flux care se fac în cadrul analizei contingențelor.

Articolul 34

Analiza contingențelor

(1) Fiecare OTS efectuează analiza contingențelor în zona sa de observabilitate pentru a identifica contingențele care periclitează sau sunt de natură să pericliteze siguranța în funcționare a zonei sale de reglaj și identifică măsurile de remediere care pot fi necesare pentru a soluționa contingențele, inclusiv atenuarea efectelor contingențelor excepționale.

(2) Fiecare OTS se asigură că eventualele încălcări ale limitelor de siguranță în funcționare din zona sa de reglaj care sunt identificate prin analiza contingențelor nu periclitează siguranța în funcționare a sistemului său de transport sau ale sistemelor de transport interconectate.

(3) Fiecare OTS efectuează analiza contingențelor pe baza prognozelor datelor operaționale și a datelor operaționale în timp real din zona sa de observabilitate. Punctul de plecare pentru analiza contingențelor în situația cu N elemente în funcțiune este topologia relevantă a sistemului de transport, care include retragerile din exploatare planificate în etapele de planificare operațională.

Articolul 35

Tratarea contingențelor

(1) Fiecare OTS trebuie să evalueze riscurile asociate fiecărei contingențe după ce face o simulare a tuturor contingențelor din lista de contingențe și după ce evaluează dacă își poate menține sistemul de transport în limitele de siguranță în funcționare în situația cu (N-1) elemente în funcțiune.

(2) Atunci când un OTS estimează că riscurile asociate unei contingențe sunt atât de importante încât nu ar fi în măsură să pregătească și să activeze măsuri de remediere în timp util pentru a preveni nerespectarea criteriului (N-1) sau în cazul în care există un risc de propagare a unei perturbații în sistemul de transport interconectat, OTS trebuie să pregătească și să activeze, cât mai curând posibil, măsurile de remediere pentru a asigura conformitatea cu criteriul (N-1).

(3) În cazul unei situații cu (N-1) elemente în funcțiune cauzate de o perturbație, fiecare OTS trebuie să activeze o măsură de remediere pentru a asigura faptul că sistemul de transport revine la o stare normală de funcționare cât mai curând posibil și că această situație cu (N-1) elemente în funcțiune devine noua situație cu N elemente în funcțiune.

(4) Un OTS nu este obligat să respecte criteriul (N-1) în următoarele situații:

(a) în timpul secvențelor de comutare;

(b) pe durata necesară pregătirii și activării măsurilor de remediere.

(5) Cu excepția cazului în care un stat membru stabilește altfel, un OTS nu are obligația de a respecta criteriul (N-1) atâta vreme cât nu există decât consecințe locale în interiorul zonei de reglaj a OTS.

CAPITOLUL 6

Protecție

Articolul 36

Cerințe generale de protecție

(1) Fiecare OTS își operează sistemul de transport cu echipamentele de protecție și cu echipamentele de protecție de rezervă necesare pentru a preveni automat propagarea perturbațiilor care ar putea periclita siguranța în funcționare a propriului sistem de transport și a sistemului de transport interconectat.

(2) Cel puțin o dată la cinci ani, fiecare OTS își reexaminează strategia și conceptele de protecție și le actualizează, dacă este necesar, pentru a asigura funcționarea corectă a echipamentelor de protecție și menținerea siguranței în funcționare.

(3) După o operațiune de protecție care a avut impact în afara zonei de reglaj a unui OTS care include liniile de interconexiune, respectivul OTS trebuie să evalueze dacă echipamentele de protecție din zona sa de reglaj au funcționat astfel cum a fost planificat și să ia măsuri de remediere atunci când este necesar.

(4) Fiecare OTS specifică valori de referință pentru echipamentele de protecție a sistemului său de transport, care să asigure o eliminare a defectului fiabilă, rapidă și selectivă, inclusiv pentru protecția de rezervă în caz de defecțiune a sistemului de protecție principal.

(5) Înainte de intrarea în funcțiune a echipamentului de protecție sau a echipamentului de protecție de rezervă sau în urma oricărei modificări, fiecare OTS stabilește, de comun acord cu OTS învecinați, definirea valorilor de referință de protecție pentru liniile de interconexiune și se coordonează cu OTS respectivi înainte de a schimba valorile.

Articolul 37

Scheme de protecție specială

Atunci când un OTS utilizează o schemă de protecție specială, acesta trebuie:

(a) să se asigure că fiecare schemă de protecție specială acționează în mod selectiv, fiabil și eficace;

(b) să evalueze, în momentul elaborării unei scheme de protecție specială, consecințele asupra sistemului de transport în caz de funcționare incorectă, ținând seama de impactul asupra OTS vizați;

(c) să verifice dacă schema de protecție specială are o fiabilitate comparabilă pentru sistemele de protecție utilizate la protecția primară a elementelor sistemului de transport;

(d) să opereze sistemul de transport cu schema de protecție specială în limitele de siguranță în funcționare stabilite în conformitate cu articolul 25 și

(e) să coordoneze funcțiile schemei de protecție specială, principiile de activare și valorile de referință cu OTS învecinați și cu OD conectați la sistemul de transport afectați, inclusiv sistemele de distribuție închise și URS afectați care sunt conectați la sistemul de transport.

Articolul 38

Monitorizarea și evaluarea stabilității dinamice

(1) Fiecare OTS monitorizează stabilitatea dinamică a sistemului de transport prin intermediul unor studii realizate offline, în conformitate cu alineatul (6). OTS fac schimb de date relevante pentru monitorizarea stabilității dinamice a sistemului de transport cu alți OTS din zona sincronă.

(2) Fiecare OTS efectuează un studiu de evaluare a stabilității dinamice cel puțin o dată pe an pentru a identifica limitele de stabilitate și posibilele probleme de stabilitate ale sistemului său de transport. Toți OTS din fiecare zonă sincronă coordonează evaluările stabilității dinamice, care acoperă total sau parțial zona sincronă.

(3) Atunci când efectuează evaluări coordonate ale stabilității dinamice, OTS în cauză stabilesc:

(a) sfera evaluării coordonate a stabilității dinamice, cel puțin în ceea ce privește modelul comun de rețea;

(b) setul de date care trebuie schimbate între OTS în cauză pentru a realiza evaluarea coordonării stabilității dinamice;

(c) o listă a scenariilor stabilite de comun acord cu privire la evaluarea coordonată a stabilității dinamice și

(d) o listă de contingențe stabilite de comun acord sau a perturbațiilor al căror impact se evaluează prin evaluarea coordonată a stabilității dinamice.

(4) În caz de probleme de stabilitate datorate oscilațiilor interzonale prost amortizate care afectează mai mulți OTS dintr-o zonă sincronă, fiecare OTS participă la o evaluare coordonată a stabilității dinamice la nivelul zonei sincrone cât mai curând posibil și furnizează datele necesare pentru această evaluare. Aceste evaluări sunt inițiate și efectuate de OTS vizați sau de către rețeaua ENTSO-E.

(5) Atunci când un OTS identifică o potențială influență asupra stabilității tensiunii, a stabilității de unghi rotoric sau a stabilității frecvenței în relație cu alte sisteme de transport interconectate, OTS în cauză coordonează metodele utilizate pentru evaluarea stabilității dinamice, furnizând datele necesare și planificând măsurile de remediere comune care vizează îmbunătățirea stabilității, inclusiv procedurile de cooperare între OTS.

(6) Atunci când decide cu privire la metodele utilizate pentru evaluarea stabilității dinamice, fiecare OTS aplică următoarele reguli:

(a) în cazul în care, în ceea ce privește lista de contingențe, limitele de regim staționar sunt atinse înainte limitele de stabilitate, OTS își bazează evaluarea stabilității dinamice numai pe studiile de stabilitate offline efectuate în faza de planificare operațională pe termen mai lung;

(b) dacă, în condiții de retragere din exploatare planificată, cu privire la lista de contingențe, limitele de regim staționar și limitele de stabilitate sunt apropiate sau limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OTS trebuie să efectueze o evaluare a stabilității dinamice în etapa de planificare operațională pe o zi, cu menținerea acestor condiții. OTS planifică măsuri de remediere care urmează a fi utilizate în decursul operării în timp real, dacă este necesar, și

(c) dacă sistemul de transport este în situația cu N elemente în funcțiune cu privire la lista de contingențe și limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OTS trebuie să efectueze o evaluare a stabilității dinamice în toate etapele planificării operaționale și să reevalueze limitele de stabilitate cât mai curând posibil după depistarea unei schimbări semnificative în ceea ce privește situația cu N elemente în funcțiune.

Articolul 39

Gestionarea stabilității dinamice

(1) În cazul în care evaluarea stabilității dinamice indică faptul că există o nerespectare a limitelor de stabilitate, OTS în a căror zonă de reglaj a apărut această nerespectare concep, pregătesc și activează măsuri de remediere pentru a menține stabilitatea sistemului de transport. Aceste măsuri de remediere pot presupune implicarea URS.

(2) Fiecare OTS se asigură că timpul de eliminare a defectului, în cazul defectelor care pot duce la starea de instabilitate de zonă extinsă a sistemului de transport, este mai scurt decât timpul critic de eliminare a defectului calculat de OTS în evaluarea stabilității dinamice efectuată în conformitate cu articolul 38.

(3) În ceea ce privește cerințele referitoare la nivelul minim de inerție care sunt relevante pentru stabilitatea de frecvență la nivelul zonei sincrone:

(a) toți OTS din respectiva zonă sincronă efectuează, în termen de cel mult doi ani de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, un studiu comun pentru fiecare zonă sincronă, care să identifice dacă trebuie stabilite cerințe minime de inerție, luând în considerare costurile și beneficiile, precum și posibile alternative. OTS trebuie să transmită autorităților lor de reglementare studiile pe care le-au efectuat. Toți OTS efectuează o analiză periodică și o actualizare a studiilor o dată la doi ani;

(b) în cazul în care studiile menționate la litera (a) demonstrează necesitatea de a se defini inerția minimă necesară, toți OTS din zona sincronă respectivă elaborează în comun o metodologie pentru definirea inerției minime necesare în vederea menținerii siguranței în funcționare și a prevenirii nerespectării limitelor de stabilitate. Metodologia respectivă trebuie să respecte principiile eficienței și proporționalității, să fie elaborată în termen de șase luni de la finalizarea studiilor menționate la litera (a) și trebuie actualizată în termen de șase luni de data actualizării și punerii la dispoziție a studiilor; și

(c) fiecare OTS implementează în operarea în timp real inerția minimă în propria zonă de reglaj, în conformitate cu metodologia definită și cu rezultatele obținute în conformitate cu litera (b).

TITLUL 2

SCHIMB DE DATE

CAPITOLUL 1

Cerințe generale privind schimbul de date

Articolul 40

Organizare, roluri, responsabilități și calitatea schimbului de date

(1) Schimbul și furnizarea de informații și de date în temeiul prezentului titlu reflectă, în măsura posibilului, situația reală și situația prognozată din sistemul de transport.

(2) Fiecare OTS este responsabil de furnizarea și utilizarea unor date și informații de înaltă calitate.

(3) Fiecare OTS colectează următoarele informații cu privire la zona sa de observabilitate și schimbă aceste date cu toți ceilalți OTS, în măsura în care acest lucru este necesar pentru efectuarea analizei siguranței în funcționare în conformitate cu articolul 72:

(a) producție;

(b) consum;

(c) programe;

(d) poziții de echilibrare;

(e) retragerile planificate din exploatare și topologiile stațiilor de transformare și

(f) prognoze.

(4) Fiecare OTS reprezintă informațiile prevăzute la alineatul (3) ca injecții și retrageri de la fiecare nod al modelului individual de rețea al OTS menționat la articolul 64.

(5) În coordonare cu OD și URS, fiecare OTS determină aplicabilitatea și sfera schimbului de date, pe baza următoarelor categorii:

(a) date structurale în conformitate cu articolul 48;

(b) date referitoare la programare și prognoze în conformitate cu articolul 49;

(c) date în timp real în conformitate cu articolul 44, cu articolul 47 și cu articolul 50 și

(d) dispoziții în conformitate cu articolul 51, cu articolul 52 și cu articolul 53.

(6) În termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, toți OTS stabilesc împreună principalele cerințe organizatorice, rolurile și responsabilitățile în ceea ce privește schimbul de date. Aceste cerințe organizatorice, roluri și responsabilități țin cont de și vin în completarea, dacă este cazul, a condițiilor operaționale ale metodologiei privind datele referitoare la producție și consum, elaborată în conformitate cu articolul 16 din Regulamentul (UE) 2015/1222. Ele se aplică tuturor dispozițiilor care vizează schimburile de date de la prezentul titlu și includ cerințe organizatorice, roluri și responsabilități pentru următoarele elemente:

(a) obligația ca OTS să comunice fără întârziere către OTS învecinați toate modificările parametrilor de protecție, ale limitelor termice și ale capacităților tehnice de pe liniile de interconexiune dintre zonele lor de reglaj;

(b) obligația ca OD conectați direct la sistemul de transport să informeze OTS la care sunt conectați, în termenele convenite, cu privire la orice modificări ale datelor și informațiilor în temeiul prezentului titlu;

(c) obligația ca OD adiacenți și/sau OD din amonte și din aval să se informeze reciproc, în termenele convenite, cu privire la orice modificări ale datelor și informațiilor în temeiul prezentului titlu;

(d) obligația ca URS să își informeze OTS sau OD, în termenele convenite, cu privire la orice modificări relevante ale datelor și informațiilor stabilite în temeiul prezentul titlu;

(e) conținutul detaliat al datelor și informațiilor stabilite în temeiul prezentului titlu, inclusiv principiile de bază, tipul datelor, mijloacele de comunicare, formatul și standardele aplicabile, calendarul și responsabilitățile;

(f) marcarea temporală și periodicitatea transmiterii de date și informații care trebuie furnizate de către OD și URS, urmând a fi utilizate de către OTS în diverse termene. Trebuie definită frecvența schimburilor de informații pentru datele în timp real, datele programate și actualizarea datelor structurale și

(g) formatul de raportare a datelor și a informațiilor stabilite în temeiul prezentului titlu.

ENTSO-E publică cerințele organizatorice, rolurile și responsabilitățile.

(7) În termen de 18 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, fiecare OTS stabilește de comun acord cu OD relevanți procese eficace, eficiente și proporționale pentru furnizarea și gestionarea schimburilor de date între aceștia, inclusiv, în cazul în care este necesar pentru operarea eficientă a rețelei, furnizarea de date referitoare la sistemele de distribuție și URS. Fără a aduce atingere dispozițiilor de la alineatul (6) litera (g), fiecare OTS convine cu OD relevanți formatul schimbului de date.

(8) URS conectați la sistemul de transport trebuie să aibă acces la datele legate de instalațiile de rețea puse în funcțiune la respectivul punct de racordare.

(9) Fiecare OTS stabilește de comun acord cu OD racordați la sistemul de transport sfera informațiilor suplimentare pe care trebuie să le schimbe între ei în ceea ce privește instalațiile de rețea puse în funcțiune.

(10) OD cu un punct de racordare la un sistem de transport au dreptul de a obține informațiile structurale, programate și în timp real relevante de la OTS relevanți și de a culege informațiile structurale, programate și în timp real relevante de la OD învecinați. OD învecinați determină în mod coordonat sfera informațiilor care pot fi schimbate.

CAPITOLUL 2

Schimbul de date între OTS

Articolul 41

Schimbul de date structurale și prognozate

(1) OTS învecinați schimbă între ei cel puțin următoarele informații structurale legate de zona lor de observabilitate:

(a) topologia obișnuită a stațiilor de transformare și alte date relevante, pe nivel de tensiune;

(b) date tehnice privind liniile de transport;

(c) date tehnice privind transformatoarele care conectează OD, URS care sunt locuri de consum și transformatoarele bloc ale generatoarelor URS care sunt instalații de producere a energiei electrice;

(d) valorile maxime și minime ale puterii active și reactive ale URS care sunt unități generatoare;

(e) date tehnice privind transformatoarele schimbătoare de fază;

(f) date tehnice privind sistemele HVDC;

(g) date tehnice privind bobinele de reactanță, condensatorii și compensatoarele statice de putere reactivă (VAR) și

(h) limitele de siguranță în funcționare definite de către fiecare OTS în conformitate cu articolul 25.

(2) Pentru a-și coordona protecția sistemelor de transport, OTS învecinați își comunică reciproc valorile de referință ale protecției liniilor pentru care există contingențe incluse ca contingențe externe în listele lor de contingențe.

(3) Pentru a-și coordona analiza siguranței în funcționare și pentru a stabili modelul comun de rețea în conformitate cu articolul 67, cu articolul 68, cu articolul 69 și cu articolul 70, fiecare OTS schimbă, cel puțin cu toți ceilalți OTS din același zonă sincronă, cel puțin următoarele date:

(a) topologia sistemelor de transport cu tensiune de cel puțin 220 kV din zona sa de reglaj;

(b) un model sau un echivalent al sistemului de transport cu tensiune mai mică de 220 kV, cu impact semnificativ asupra propriului sistem de transport;

(c) limitele termice ale elementelor sistemului de transport și

(d) o cantitate agregată prognozată realistă și exactă a energiei injectate și retrase, pe sursă de energie primară, la fiecare nod al sistemului de transport pentru diferite intervale de timp.

(4) Pentru a-și coordona și pentru a efectua evaluările stabilității dinamice în temeiul articolului 38 alineatele (2) și (4), fiecare OTS schimbă, cu ceilalți OTS din aceeași zonă sincronă sau din partea sa relevantă, următoarele date:

(a) date privind URS care sunt unități generatoare, inclusiv următoarele elemente, dar fără a se limita la acestea:

(i) parametrii electrici ai generatorului, adecvați pentru evaluarea stabilității dinamice, inclusiv inerția totală;

(ii) modelele de protecție;

(iii) generatorul și agregatul primar;

(iv) descrierea transformatorului ridicător;

(v) valoarea minimă și maximă a puterii reactive;

(vi) modelele de reglaj al vitezei și modelele de tensiune și

(vii) modelele de agregat primar și modele de sistem de excitație potrivite pentru perturbațiile importante;

(b) datele privind tipul de reglaj și intervalul de reglaj de tensiune în ceea ce privește comutatorul de ploturi, inclusiv descrierea comutatoarelor de ploturi în sarcină existente, precum și datele privind tipul de reglaj și intervalul de reglaj de tensiune în ceea ce privește transformatoarele ridicătoare și de rețea, și

(c) datele privind sistemele HVDC și dispozitivele FACTS referitoare la modelele dinamice ale sistemului sau ale dispozitivului și reglajul aferent în condiții de perturbație importantă.

Articolul 42

Schimb de date în timp real

(1) În conformitate cu articolele 18 și 19, fiecare OTS schimbă cu alți OTS din aceeași zonă sincronă următoarele date cu privire la starea sistemului său de transport, cu ajutorul instrumentului informatic pentru schimbul de date în timp real la nivel paneuropean, după cum prevede ENTSO-E:

(a) frecvența;

(b) abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței;

(c) transferurile măsurate de putere activă între zonele RFP;

(d) informațiile referitoare la agregarea generării;

(e) starea sistemului în conformitate cu articolul 18;

(f) valoarea de referință a regulatorului frecvență-putere și

(g) transferul de putere prin liniile de interconexiune virtuale.

(2) Fiecare OTS schimbă cu alți OTS din zona sa de observabilitate următoarele date cu privire la sistemul de transport prin intermediul schimburilor de date în timp real între sistemele SCADA *(supervisory control and data acquisition)* ale OTS și sistemele de gestionare a energiei:

(a) topologia reală a stației de transformare;

(b) puterea activă și reactivă în celula de linie, inclusiv transportul, distribuția și liniile dintre URS;

(c) puterea activă și reactivă în celula de transformator, inclusiv transportul, distribuția și transformatoarele dintre URS;

(d) puterea activă și reactivă în celula instalației de producere a energiei electrice;

(e) pozițiile de reglaj ale transformatoarelor, inclusiv ale transformatoarelor schimbătoare de fază;

(f) tensiunea măsurată sau estimată a barei colectoare;

(g) puterea reactivă în celula bobinei de reactanță și a condensatorului sau din compensatorul static de putere reactivă și

(h) restricții privind capacitățile de producție de putere activă și reactivă cu privire la zona de observabilitate.

(3) Fiecare OTS are dreptul de a solicita tuturor OTS din zona de observabilitate să furnizeze instantanee în timp real ale datelor referitoare la starea estimată din zona de reglaj a OTS respectiv, dacă acest lucru este relevant pentru siguranța în funcționare a sistemului de transport al OTS solicitant.

CAPITOLUL 3

Schimbul de date între OTS și OD în interiorul zonei de reglaj a OTS

Articolul 43

Schimb de date structurale

(1) Fiecare OTS stabilește zona de observabilitate din sistemele de distribuție racordate la sistemul de transport care este necesară pentru ca OTS să stabilească starea sistemului în mod corect și eficient, pe baza metodologiei elaborate în conformitate cu articolul 75.

(2) În cazul în care un OTS consideră că un sistem de distribuție neracordat la sistemul de transport are o influență semnificativă în ceea ce privește tensiunea, fluxurile de putere sau alți parametri de reprezentare a comportamentului sistemului de transport, acest sistem de distribuție este definit de către OTS ca făcând parte din zona de observabilitate în conformitate cu articolul 75.

(3) Informațiile structurale legate de zona de observabilitate menționată la alineatele (1) și (2), pe care fiecare OD le-a furnizat OTS, trebuie să includă cel puțin:

(a) stațiile de transformare, pe tensiune;

(b) liniile care conectează stațiile de transformare menționate la litera (a);

(c) transformatoarele din stațiile de transformare menționate la litera (a);

(d) URS și

(e) bobinele de reactanță și condensatorii conectați la stațiile de transformare menționate la litera (a).

(4) Fiecare OD conectat la sistemul de transport furnizează OTS o actualizare a informațiilor structurale în conformitate cu alineatul (3) cel puțin o dată la șase luni.

(5) Cel puțin o dată pe an, fiecare OD racordat la sistemul de transport furnizează OTS, per surse de energie primară, capacitatea totală de producție agregată a unităților generatoare de tip A care fac obiectul cerințelor din Regulamentul (UE) 2016/631 și cele mai bune estimări posibile ale capacității de producție ale unităților generatoare de tip A care nu fac obiectul cerințelor din Regulamentul (UE) 2016/631 sau care beneficiază de o derogare de la acestea, conectate la sistemul său de distribuție, precum și informațiile conexe privind comportamentul acestor unități în ceea ce privește frecvența.

Articolul 44

Schimb de date în timp real

Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare OD furnizează OTS la care este conectat, în timp real, informațiile legate de zona de observabilitate a OTS, astfel cum se prevede la articolul 43 alineatele (1) și (2), inclusiv:

(a) topologia reală a stației de transformare;

(b) puterea activă și reactivă în celula de linie;

(c) puterea activă și reactivă în celula de transformator;

(d) injecția de putere activă și reactivă în celula instalației de producere a energiei electrice;

(e) pozițiile ploturilor din transformatoarele conectate la sistemul de transport;

(f) tensiunile în bara colectoare;

(g) puterea reactivă în celula bobinei de reactanță și a condensatorului;

(h) cele mai bune date disponibile pentru producția agregată per sursă de energie primară în zona OD și

(i) cele mai bune date disponibile pentru consumul agregat în zona OD.

CAPITOLUL 4

Schimbul de date între OTS, gestionarii de linii de interconexiune sau alte linii și unitățile generatoare conectate la sistemul de transport

Articolul 45

Schimb de date structurale

(1) Fiecare URS care este gestionar al unui instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip D racordată la sistemul de transport furnizează OTS cel puțin următoarele date:

(a) date generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată, precum și sursa de energie primară;

(b) date privind turbinele și instalația de producere a energiei electrice, inclusiv timpul de pornire la cald și la rece;

(c) date pentru calculul curentului de scurtcircuit;

(d) date privind transformatorul instalației de producere a energiei electrice;

(e) datele RSF ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu articolul 154;

(f) datele RRF ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu articolul 158;

(g) datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu articolul 161;

(h) datele necesare pentru restaurarea sistemului de transport;

(i) datele și modelele necesare pentru efectuarea simulării dinamice;

(j) date privind protecția;

(k) datele necesare pentru stabilirea costurilor măsurilor de remediere, în conformitate cu articolul 78 alineatul (1) litera (b); în cazul în care un OTS recurge la mecanismele bazate pe piață în conformitate cu articolul 4 alineatul (2) litera (d), furnizarea prețurilor care trebuie plătite de către OTS se consideră suficientă;

(l) capacitatea puterii reactive pentru reglarea tensiunii.

(2) Fiecare URS care este gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B sau C racordată la sistemul de transport furnizează OTS cel puțin următoarele date:

(a) date generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată, precum și sursa de energie primară;

(b) date pentru calculul curentului de scurtcircuit;

(c) date RSF în conformitate cu definiția și cu cerințele de la articolul 173 pentru unitățile generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;

(d) datele RRF ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;

(e) datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;

(f) date privind protecția;

(g) capacitatea de reglaj al puterii reactive;

(h) datele necesare pentru stabilirea costurilor măsurilor de remediere, în conformitate cu articolul 78 alineatul (1) litera (b); în cazul în care un OTS recurge la mecanismele bazate pe piață în conformitate cu articolul 4 alineatul (2) litera (d), furnizarea prețurilor care trebuie plătite de către OTS se consideră suficientă;

(i) datele necesare pentru efectuarea evaluării stabilității dinamice în conformitate cu articolul 38.

(3) Un OTS poate solicita gestionarului instalației de producere a energiei electrice de la o unitate generatoare racordată la sistemul de transport să furnizeze date suplimentare, dacă este cazul, pentru o analiză a siguranței în funcționare, în conformitate cu titlul 2 din partea III.

(4) Fiecare gestionar de sistem HVDC sau de linie de interconexiune furnizează OTS următoarele date cu privire la sistemul HVDC sau la linia de interconexiune:

(a) datele nominale ale instalației;

(b) date privind transformatoarele;

(c) date privind filtrele și băncile de filtre;

(d) date privind compensarea puterii reactive;

(e) capacitatea de reglaj al puterii reactive;

(f) capacitatea de reglaj al puterii reactive și al tensiunii;

(g) întâietatea modului de funcționare putere activă sau putere reactivă, dacă este cazul;

(h) capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență;

(i) modelele dinamice pentru simularea dinamică;

(j) date privind protecția și

(k) capacitatea de trecere peste defect.

(5) Fiecare gestionar de linie de interconexiune în curent alternativ furnizează OTS cel puțin următoarele date:

(a) datele nominale ale instalației;

(b) parametrii electrici;

(c) protecțiile asociate.

Articolul 46

Schimb de date programat

(1) Fiecare URS care este gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B, C sau D racordată la sistemul de transport furnizează OTS cel puțin următoarele date:

(a) cantitatea de putere activă generată, precum și cantitatea și disponibilitatea rezervelor de putere activă, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice;

(b) fără întârziere, orice indisponibilitate programată sau limitare a puterii active;

(c) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive și

(d) prin derogare de la literele (a) și (b), în regiunile cu un sistem central de dispecerizare, datele solicitate de OTS pentru pregătirea programării sale în ceea ce privește producția de putere activă.

(2) Fiecare operator de sistem HVDC furnizează OTS cel puțin următoarele date:

(a) programarea în ceea ce privește puterea activă și disponibilitatea acesteia, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice;

(b) fără întârziere, orice indisponibilitate programată sau restricție a puterii active și

(c) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive sau tensiunii;

(3) Fiecare operator de linie de interconexiune în curent alternativ sau operator de linie furnizează OTS datele privind indisponibilitatea prevăzută sau restricțiile de putere activă.

Articolul 47

Schimb de date în timp real

(1) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare utilizator de rețea semnificativ care este gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B, C sau D furnizează OTS, în timp real, cel puțin următoarele date:

(a) poziția întrerupătoarelor la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OTS;

(b) puterea activă și reactivă la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OTS și

(c) în cazul instalațiilor de producere a energiei electrice cu alt consum decât cel auxiliar, puterea activă și reactivă netă.

(2) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare gestionar al unui sistem HVDC sau al unei linii de interconexiune în curent alternativ trebuie să pună la dispoziția OTS, în timp real, cel puțin următoarele date privind punctul de racordare al sistemului HVDC sau al liniei de interconexiune în curent alternativ:

(a) poziția întrerupătoarelor;

(b) starea de funcționare și

(c) puterea activă și reactivă.

CAPITOLUL 5

Schimbul de date între OTS, OD și unitățile de producție racordate la sistemul de distribuție

Articolul 48

Schimb de date structurale

(1) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS în temeiul articolului 2 alineatul (1) litera (a) și prin agregarea URS în temeiul articolului 2 alineatul (1) litera (e) racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze cel puțin următoarele date către OTS și OD la care are un punct de racordare:

(a) date generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată, precum și sursa de energie primară sau tipul de combustibil;

(b) date RSF în conformitate cu definiția și cu cerințele de la articolul 173 pentru instalațiile de producere a energiei electrice care oferă sau furnizează serviciul RSF;

(c) date privind RRF pentru instalațiile de producere a energiei electrice care oferă sau furnizează serviciul RRF;

(d) datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează serviciul RI;

(e) date privind protecția;

(f) capacitatea de reglaj al puterii reactive;

(g) capacitatea de acces la distanță la întrerupător;

(h) datele necesare pentru efectuarea simulărilor dinamice, în conformitate cu dispozițiile din Regulamentul (UE) 2016/631, și

(i) nivelul de tensiune și amplasarea fiecărei unități generatoare.

(2) Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS în temeiul articolului 2 alineatul (1) litera (a) și al articolului 2 alineatul (1) litera (e) trebuie să informeze OTS și OD la care are un punct de racordare, în termenul convenit, dar nu mai târziu de prima punere în funcțiune sau de efectuarea oricăror modificări la instalațiile existente, despre orice modificare a sferei și conținutului datelor enumerate la alineatul (1).

Articolul 49

Schimb de date programat

Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS în temeiul articolului 2 alineatul (1) litera (a) și al articolului 2 alineatul (1) litera (e) racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze OTS și OD la care are un punct de racordare cel puțin următoarele date:

(a) indisponibilitatea prevăzută, restricționarea programată a puterii active și producția prognozată de putere activă la punctul de racordare;

(b) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive și

(c) prin derogare de la literele (a) și (b), în regiunile cu un sistem central de dispecerizare, datele solicitate de OTS pentru pregătirea programării sale în ceea ce privește producția de putere activă.

Articolul 50

Schimb de date în timp real

(1) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS în temeiul articolului 2 alineatul (1) litera (a) și al articolului 2 alineatul (1) litera (e) racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze OTS și OD la care are un punct de racordare, în timp real, cel puțin următoarele date:

(a) starea dispozitivelor de comutare și a întrerupătoarelor la punctul de racordare și

(b) fluxurile de putere activă și reactivă, curentul și tensiunea la punctul de racordare.

(2) Fiecare OTS definește, în cooperare cu OD responsabil, care URS pot fi scutiți de obligația de a furniza direct OTS datele în timp real enumerate la alineatul (1). În astfel de cazuri, OTS și OD responsabili convin asupra datelor agregate în timp real ale URS respectivi care urmează a fi transmise OTS.

Articolul 51

Schimbul de date între OTS și OD privind unitățile generatoare semnificative

(1) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare OD furnizează OTS informațiile menționate la articolele 48, 49 și 50 cu frecvența și nivelul de detaliere solicitate de OTS.

(2) Fiecare OTS pune la dispoziția OD la al cărui sistem de distribuție sunt racordați URS informațiile prevăzute la articolele 48, 49 și 50 solicitate de OD.

(3) Un OTS poate solicita date suplimentare de la un gestionar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS în temeiul articolului 2 alineatul (1) litera (a) și al articolului 2 alineatul (1) litera (e) racordat la sistemul de distribuție, în cazul în care acest lucru este necesar pentru analiza siguranței în funcționare și pentru validarea modelelor.

CAPITOLUL 6

Schimbul de date între OTS și locurile de consum

Articolul 52

Schimbul de date între OTS și locurile de consum racordate la sistemul de transport

(1) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare gestionar de loc de consum racordat la sistemul de transport furnizează OTS următoarele date structurale:

(a) datele electrice ale transformatoarelor electrice racordate la sistemul de transport;

(b) caracteristicile sarcinii locului de consum și

(c) caracteristicile reglajului puterii reactive.

(2) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare gestionar de loc de consum racordat la sistemul de transport furnizează OTS următoarele date:

(a) programarea sa în ceea ce privește consumul de putere activă și consumul prognozat de putere reactivă, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice, inclusiv modificările aduse programului sau prognozelor;

(b) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive;

(c) în cazul participării la consumul comandabil, un grafic al intervalului său de putere maximă și minimă structurală care urmează să fie redus și

(d) prin derogare de la litera (a), în regiunile cu un sistem central de dispecerizare, datele solicitate de OTS pentru pregătirea programării sale în ceea ce privește producția de putere activă.

(3) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare gestionar de loc de consum racordat la sistemul de transport furnizează OTS următoarele date în timp real:

(a) puterea activă și reactivă la punctul de racordare și

(b) intervalul de putere minimă și maximă care urmează să fie redus.

(4) Fiecare gestionar de loc de consum racordat la sistemul de transport descrie OTS comportamentul său în domeniile de tensiune menționate la articolul 27.

Articolul 53

Schimbul de date între OTS și locurile de consum racordate la sistemul de distribuție sau terții care participă la consumul comandabil

(1) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare URS care este un loc de consum racordat la sistemul de distribuție și care participă la consumul comandabil în alt mod decât printr-un terț furnizează următoarele date programate și în timp real către OTS și OD:

(a) puterea activă minimă și maximă structurală disponibilă pentru consumul comandabil și durata maximă și minimă a oricărei potențiale utilizări a acestei puteri pentru consumul comandabil;

(b) o prognoză a puterii active nerestricționate disponibile pentru consumul comandabil și orice consum comandabil planificat;

(c) puterea activă și reactivă în timp real la punctul de racordare și

(d) o confirmare a faptului că sunt aplicate estimările valorilor efective ale consumului comandabil.

(2) Dacă OTS nu prevede altfel, fiecare URS care este un terț ce participă la consumul comandabil, conform definiției de la articolul 27 din Regulamentul (UE) 2016/1388, furnizează OTS și OD, pe o zi și aproape în timp real și în numele tuturor locurilor sale de consum racordate la sistemul de distribuție, următoarele date:

(a) puterea activă minimă și maximă structurală disponibilă pentru consumul comandabil și durata maximă și minimă a oricărei potențiale activări a consumului comandabil într-o arie geografică specifică definită de OTS și OD;

(b) o prognoză a puterii active nerestricționate disponibile pentru consumul comandabil și orice nivel planificat al consumului comandabil într-o arie geografică specifică definită de OTS și OD;

(c) puterea activă și reactivă, în timp real, și

(d) o confirmare a faptului că sunt aplicate estimările valorilor efective ale consumului comandabil.

TITLUL 3

CONFORMITATE

CAPITOLUL 1

Roluri și responsabilități

Articolul 54

Responsabilitatea URS

(1) Fiecare URS notifică OTS sau OD la care are un punct de racordare orice modificare planificată a capacităților sale tehnice care ar putea avea un impact asupra conformității cu cerințele prezentului regulament, înainte de a efectua modificarea respectivă.

(2) Fiecare URS notifică OTS sau OD la care are un punct de racordare orice perturbație operațională în instalația sa care ar putea avea afecta conformitatea acesteia cu cerințele prezentului regulament, cât mai curând posibil după producerea perturbației respective.

(3) Fiecare URS notifică OTS sau OD la care are un punct de racordare programul testelor planificate și procedurile care trebuie urmate pentru a verifica conformitatea instalației sale cu cerințele prezentului regulament, în timp util și înainte de lansarea acestora. OTS sau OD aprobă în prealabil și în timp util programul testelor planificate și procedurile, iar aprobarea nu poate fi refuzată în mod nejustificat. În

cazul în care URS are un punct de racordare la OD și interacționează, în conformitate cu alineatul (2), numai cu OD, OTS are dreptul să solicite OD respectiv rezultatele testelor de conformitate, care sunt relevante pentru siguranța în funcționare a sistemului său de transport.

(4) La cererea OTS sau OD, în temeiul articolului 41 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2016/631 și al articolului 35 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2016/1388, URS efectuează simulări și teste de conformitate în temeiul acestor regulamente, în orice moment pe durata de viață a instalației sale și în special după orice defectare, modificare sau înlocuire a oricăror echipamente care ar putea avea un impact asupra conformității instalației cu cerințele prezentului regulament în ceea ce privește capacitatea instalației de a atinge valorile declarate, cerințele temporale aplicabile acestor valori și disponibilitatea sau furnizarea contractată de servicii tehnologice de sistem. Terții care furnizează consumul comandabil direct OTS, furnizorii de redispecerizare la unitățile generatoare sau locurile de consum prin intermediul agregării, precum și alți furnizori de rezerve de putere activă trebuie să se asigure că instalațiile din portofoliul lor respectă cerințele prezentului regulament.

Articolul 55

Sarcinile OTS cu privire la operarea sistemului

Fiecare OTS este responsabil de siguranța în funcționare în zona sa de reglaj și are, în special, următoarele obligații:

(a) să elaboreze și să implementeze instrumente pentru operarea rețelelor, care să fie relevante pentru zona sa de reglaj și legate de operarea în timp real și de planificarea operațională;

(b) să dezvolte și să implementeze instrumente și soluții pentru prevenirea și remedierea perturbațiilor;

(c) să folosească servicii furnizate de terți, prin intermediul procedurilor de achiziții publice, atunci când este cazul, precum redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă, managementul congestiilor, rezervele în exploatare și alte servicii tehnologice de sistem;

(d) să respecte scala de clasificare a incidentelor adoptată de către ENTSO-E în conformitate cu articolul 8 alineatul (3) litera (a) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009 și să prezinte ENTSO-E informațiile necesare pentru îndeplinirea sarcinilor legate de întocmirea scalei de clasificare a incidentelor și

(e) să monitorizeze anual adecvanța instrumentelor de operare a rețelei stabilite în temeiul literelor (a) și (b), care sunt necesare pentru a menține siguranța în funcționare. Fiecare OTS identifică orice îmbunătățiri adecvate ale acestor instrumente de operare a rețelelor, ținând seama de rapoartele anuale pregătite de ENTSO-E pe baza scalei de clasificare a incidentelor în conformitate cu articolul 15. Orice îmbunătățire identificată va fi implementată ulterior de către OTS.

CAPITOLUL 2

Testarea operațională

Articolul 56

Scop și responsabilități

(1) Fiecare OTS și fiecare OD sau URS racordat la sistemul de transport poate efectua testarea operațională a elementelor sistemului său de transport și, respectiv, a instalațiilor lor în condiții operaționale simulate și pentru o perioadă limitată de timp. În acest scop, ei trebuie să anunțe acest lucru în timp util și înaintea începerii testării și să reducă la minimum efectul asupra funcționării în timp real a sistemului. Testele operaționale urmăresc să furnizeze:

(a) dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente din prezentul regulament pentru un nou element al sistemului de transport la prima sa intrare în funcțiune;

(b)

dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente din prezentul regulament pentru o nouă instalație a URS sau OD la prima sa intrare în funcțiune;

(c) dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente din prezentul regulament la orice schimbare a unui element din sistemul de transport sau a unei instalații a URS sau OD, care este relevantă pentru operarea sistemului;

(d) evaluarea posibilelor efecte negative ale producerii unui defect, scurtcircuit sau incident neprevăzut și neașteptat în operarea sistemului, într-un element al sistemului de transport sau la instalația URS ori a OD.

(2) OTS, OD sau URS utilizează rezultatele testelor operaționale menționate la alineatul (1) pentru ca:

(a) OTS să asigure funcționarea corectă a elementelor sistemului de transport;

(b) OD și URS să asigure funcționarea corectă a sistemelor de distribuție și a instalațiilor URS;

(c) OTS, OD sau URS să dezvolte noi practici operaționale și să le mențină pe cele existente;

(d) OTS să garanteze îndeplinirea serviciilor tehnologice de sistem;

(e) OTS, OD sau URS să obțină informații despre performanța elementelor sistemului de transport și a instalațiilor URS și OD în orice condiții și cu respectarea tuturor dispozițiilor operaționale ale prezentului regulament, în ceea ce privește:

(i) aplicarea controlată de variații de tensiune sau de frecvență care vizează obținerea de informații cu privire la comportamentul sistemului de transport și al elementelor acestuia și

(ii) testarea practicilor operaționale în stare de urgență și de restaurare.

(3) Fiecare OTS se asigură că testarea operațională nu pune în pericol siguranța în funcționare a sistemului său de transport. Testele operaționale pot fi amânate sau întrerupte din cauza unor condiții neplanificate ale sistemului sau din motive de siguranță a personalului, cetățenilor, instalației sau aparatajului supus testelor sau elementelor sistemului de transport sau ale instalațiilor OD sau URS.

(4) În caz de degradare a stării sistemului de transport în care se realizează testarea operațională, OTS al sistemului de transport respectiv are dreptul de a întrerupe testarea operațională. Dacă efectuarea unui test afectează alt OTS și starea sistemului acestuia se degradează, OTS sau URS sau OD care efectuează testarea trebuie, atunci când este informat în acest sens de către OTS afectat, să înceteze de îndată testul operațional.

(5) Fiecare OTS se asigură că rezultatele testelor operaționale relevante derulate împreună cu toate analizele aferente sunt:

(a) încorporate în procesul de certificare și de formare a angajaților responsabili de operarea în timp real;

(b) utilizate drept contribuții în procesul de cercetare și dezvoltare al ENTSO-E și

(c) folosite pentru a îmbunătăți practicile operaționale, inclusiv practicile pentru starea de urgență și de restaurare.

Articolul 57

Efectuarea testelor și analizelor operaționale

(1) Fiecare OTS sau OD la care URS are un punct de racordare își păstrează dreptul de a testa conformitatea URS cu cerințele prezentului regulament, puterea de intrare sau de ieșire anticipată a URS și furnizarea de servicii tehnologice de sistem contractată de URS, în orice moment pe toată durata de viață a instalației. OTS sau OD notifică URS în timp util procedura pentru testele operaționale respective, înainte de lansarea unui astfel de test.

(2) OTS sau OD la care URS are un punct de racordare publică lista cu informațiile și documentele care trebuie furnizate, precum și condițiile care trebuie îndeplinite de către URS pentru testarea operațională a conformității. Această listă cuprinde cel puțin următoarele informații:

(a) toată documentația și certificatele echipamentelor care urmează să fie furnizate de către URS;

(b) detalii cu privire la caracteristicile tehnice ale instalației URS relevante pentru funcționarea sistemului;

(c) cerințe privind modelele de evaluare a stabilității dinamice și

(d) studiile efectuate de URS care demonstrează rezultatele preconizate ale evaluării stabilității dinamice, dacă este cazul.

(3) Dacă este cazul, fiecare OTS sau OD publică alocarea responsabilităților URS și OTS sau OD pentru testarea operațională a conformității.

TITLUL 4

FORMARE

Articolul 58

Programul de formare

(1) În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, fiecare OTS elaborează și adoptă:

(a) un program inițial de formare pentru certificare și un program permanent de formare continuă a personalului său responsabil de operarea în timp real a sistemului de transport;

(b) un program de formare pentru angajații săi responsabili cu planificarea operațională. Fiecare OTS contribuie la elaborarea și adoptarea de programe de formare pentru angajații centrelor relevante de coordonare a siguranței la nivel regional;

(c) un program de formare pentru angajații săi responsabili cu echilibrarea.

(2) Programele de formare ale OTS includ cunoștințe privind elementele sistemului de transport, operarea sistemului de transport, utilizarea sistemelor și proceselor la locul de muncă, operațiunile între OTS, condițiile de piață, recunoașterea și răspunsul la situațiile excepționale produse în operarea sistemului, precum și activitățile și instrumentele de planificare operațională.

(3) Angajații OTS responsabili de operarea în timp real a sistemului de transport urmează, ca parte a formării inițiale, o formare profesională în materie de interoperabilitate a sistemelor de transport, pe baza experienței operaționale și a reacțiilor obținute în cadrul formării comune efectuate cu OTS învecinați, în conformitate cu articolul 63. Această formare în materie de interoperabilitate trebuie să includă pregătirea și activarea unor măsuri de remediere coordonate necesare în toate stările sistemului.

(4) Fiecare OTS include în programul său de formare pentru angajații care se ocupă de operarea sistemului de transport în timp real frecvența activităților de formare și următoarele componente:

(a) o descriere a elementelor sistemului de transport;

(b) operarea sistemului de transport în toate stările specifice sistemului, inclusiv starea de restaurare;

(c) utilizarea sistemelor și proceselor la locul de muncă;

(d) coordonarea operațiunilor și condițiilor de piață între OTS;

(e) recunoașterea situațiilor operaționale excepționale și răspunsul la acestea;

(f) domenii relevante ale ingineriei electroenergetice;

(g) aspecte relevante ale pieței interne a energiei electrice din Uniune;

(h) aspecte relevante ale codurilor de rețea sau ale orientărilor adoptate în conformitate cu articolul 6 și cu articolul 18 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009;

(i) siguranța și securitatea persoanelor și a echipamentelor nucleare și de altă natură în operarea sistemelor de transport;

(j) cooperarea și coordonarea între OTS în operarea în timp real și în planificarea operațională la nivelul principalelor camere de comandă, în limba engleză, cu excepția cazului în care se prevede altfel;

(k) formare profesională comună cu OD și URS conectați la sistemul de transport, dacă este cazul;

(l) aptitudini comportamentale cu accent special pe gestionarea stresului, reacții în situații critice, responsabilitate și competențe motivaționale și

(m) practicile și instrumentele de planificare operațională, inclusiv cele utilizate cu centrele de coordonare a securității la nivel regional în planificarea operațională.

(5) Programul de formare pentru personalul responsabil cu planificarea operațională include cel puțin aspectele prevăzute la alineatul (4) literele (c), (f), (g), (h), (j) și (m).

(6) Programul de formare pentru personalul responsabil cu echilibrarea include cel puțin aspectele menționate la alineatul (4) literele (c), (g) și (h).

(7) Fiecare OTS păstrează evidența programelor de formare ale angajaților, pe durata contractului lor de muncă. La cererea autorității de reglementare relevante, fiecare OTS furnizează sfera și detaliile programelor de formare profesională.

(8) Fiecare OTS își reexaminează programele de formare cel puțin o dată pe an sau în urma unor modificări semnificative ale sistemului. Fiecare OTS își actualizează programele de formare pentru a reflecta evoluția circumstanțelor operaționale, a regulilor pieței, a configurației rețelei și a caracteristicilor sistemului, cu accent special pe noile tehnologii, pe schimbarea modelelor de consum și de producție și pe evoluția pieței.

Articolul 59

Condiții pentru formare

(1) Programele de formare ale OTS pentru angajații care se ocupă de operarea în timp real includ formarea la locul de muncă și formarea offline. Formarea la locul de muncă este efectuată sub supravegherea unui angajat experimentat însărcinat cu operarea în timp real. Formarea offline se desfășoară într-un mediu care simulează camera de comandă, cu detalii de modelare a rețelei la un nivel adecvat sarcinilor pentru care au fost instruiți.

(2) Fiecare OTS implementează activități de formare pentru personalul responsabil cu operarea în timp real pe baza unui model de baze de date cuprinzător al rețelei sale cu datele respective de la alte rețele care vizează cel puțin zona de observabilitate, la un nivel de detaliere suficient pentru a reproduce aspecte operaționale între OTS. Scenariile de formare se bazează pe condițiile reale și simulate ale sistemului. Dacă este cazul, rolul celorlalți OTS, al OD conectați la sistemul de transport și al utilizatorilor de rețea semnificativi este de asemenea simulat, cu excepția cazului în care acesta poate fi reprezentat direct în activitățile de formare comune.

(3) Fiecare OTS coordonează formarea offline a angajaților responsabili de operarea în timp real cu OD și URS conectați la sistemul de transport în ceea ce privește impactul instalațiilor lor asupra operării în timp real a sistemului de transport, într-o manieră cuprinzătoare și proporțională, ținând cont de topologia actualizată a rețelei și de caracteristicile echipamentelor secundare. Atunci când este relevant, OTS, OD racordați la sistemul de transport și URS derulează activități comune de formare offline constând în simulări sau ateliere de formare.

Articolul 60

Coordonatorii de formare și formatorii

(1) Responsabilitățile coordonatorului de formare includ elaborarea, monitorizarea și actualizarea programelor de formare, precum și stabilirea:

(a) calificărilor și a procesului de selecție pentru formarea angajaților OTS;

(b) formării necesare pentru certificarea personalului operațional care este responsabil de operarea în timp real;

(c) proceselor, inclusiv a documentației relevante, necesare pentru programele de formare inițială și continuă;

(d) procesului necesar pentru certificarea personalului operațional care este responsabil de operarea în timp real și

(e) procesului de extindere a perioadei de formare și a perioadei de certificare pentru personalul operațional care este responsabil de operarea în timp real.

(2) Fiecare OTS stabilește abilitățile și nivelul de competență al formatorilor la locul de muncă. Formatorii la locul de muncă trebuie să aibă un nivel adecvat de experiență operațională după certificare.

(3) Fiecare OTS ține un registru al personalului operațional responsabil de operarea în timp real care efectuează activitățile de formatori la locul de muncă și analizează capacitatea acestora de a furniza pregătire practică atunci când decide cu privire la prelungirea certificării lor.

Articolul 61

Certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real

(1) O persoană poate deveni un membru al personalului operațional responsabil de operarea în timp real cu condiția să fie calificată și ulterior certificată de un reprezentant desemnat de OTS pentru sarcinile respective în termenul definit în programul de formare. Unui membru al personalului operațional responsabil de operarea în timp real nu îi este permis să lucreze în camera de comandă fără a fi supravegheat, cu excepția cazului în care este certificat.

(2) În termen de 18 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, fiecare OTS definește și implementează un proces, inclusiv nivelul de competență, pentru certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real.

(3) Angajații OTS responsabili de operarea în timp real sunt certificați în urma unei evaluări formale care cuprinde un examen oral și/sau scris și/sau o evaluare practică cu un set predefinit de criterii de reușită.

(4) OTS păstrează o copie a certificatelor emise și a rezultatelor evaluării formale. La cererea autorității de reglementare, OTS trebuie să furnizeze o copie a înscrisurilor aferente examenului de certificare.

(5) Fiecare OTS înregistrează perioada de valabilitate a certificatelor eliberate angajaților responsabili de operarea în timp real.

(6) Fiecare OTS stabilește perioada maximă de certificare, care nu depășește cinci ani, dar care poate fi prelungită pe baza unor criterii stabilite de fiecare OTS, și poate ține seama de participarea angajaților responsabili de operarea în timp real la un program de formare continuă cu o experiență practică suficientă.

Articolul 62

Limba de comunicare între personalul operațional responsabil de operarea în timp real

(1) Cu excepția cazului în care se prevede altfel, limba de contact comună între angajații unui OTS și cei ai OTS învecinați este limba engleză.

(2) Fiecare OTS își instruiește personalul operațional relevant pentru a obține suficiente competențe în limbile de contact comune convenite cu OTS învecinați.

Articolul 63

Cooperarea între OTS în materie de formare

(1) Fiecare OTS organizează sesiuni de formare regulate cu OTS învecinați pentru a îmbunătăți cunoașterea caracteristicilor sistemelor de transport din țările învecinate, precum și comunicarea și coordonarea dintre angajații OTS învecinați responsabili de operarea în timp real. Formarea între OTS include cunoștințe detaliate despre măsurile coordonate necesare în cazul fiecărei stări a sistemului.

(2) Fiecare OTS stabilește, în cooperare cu cel puțin OTS învecinați, necesitatea și frecvența sesiunilor comune de formare, inclusiv conținutul minim și sfera acestora, ținând seama de nivelul de influență reciprocă și de cooperarea operațională necesară. Formarea între OTS poate include sesiuni comune de formare constând în ateliere și simulări, însă nu trebuie să se limiteze la acestea.

(3) Fiecare OTS participă împreună cu alți OTS, cel puțin o dată pe an, la sesiuni de formare privind gestionarea aspectelor inter-OTS în operarea în timp real. Frecvența se stabilește ținând seama de nivelul de influență reciprocă al sistemelor de transport și de tipul de linie de interconexiune – linii CC/CA.

(4) OTS fac schimb de experiență dobândită în operarea în timp real, inclusiv prin vizite și schimburi de experiență între membrii personalului operațional responsabil de operarea în timp real, cu OTS învecinați, cu toți OTS cu care au sau au avut interacțiuni operaționale, precum și cu centrele de coordonare a securității la nivel regional.

PARTEA III

PLANIFICAREA OPERAȚIONALĂ

TITLUL 1

DATELE PENTRU ANALIZA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE ÎN PLANIFICAREA OPERAȚIONALĂ

Articolul 64

Dispoziții generale privind modelele individuale și comune ale rețelei

(1) Pentru a efectua analiza siguranței în funcționare în temeiul titlului 2 din prezenta parte, fiecare OTS elaborează modele individuale de rețea potrivit metodologiilor stabilite în aplicarea articolului 17 din Regulamentul (UE) 2015/1222 și a articolului 18 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei pentru fiecare dintre intervalele de timp de mai jos, aplicând formatul de date stabilit în temeiul articolului 114 alineatul (2):

(a) pe un an, în conformitate cu articolele 66, 67 și 68;

(b) după caz, pe o săptămână, în conformitate cu articolul 69;

(c) pe o zi, în conformitate cu articolul 70 și

(d) intrazilnic, în conformitate cu articolul 70.

(2) Modelele individuale de rețea includ informațiile și datele structurale prevăzute la articolul 41.

(3) Fiecare OTS realizează modelele individuale de rețea și fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional contribuie la realizarea modelelor comune de rețea prin aplicarea formatului de date stabilit în temeiul articolului 114 alineatul (2).

Articolul 65

Scenarii pe un an

(1) Toți OTS elaborează împreună o listă comună a scenariilor pe un an pe baza cărora evaluează modul de funcționare a sistemului de transport interconectat în anul următor. Aceste scenarii trebuie să permită identificarea și evaluarea influenței sistemului de transport interconectat asupra siguranței în funcționare. Scenariile cuprind următoarele variabile:

(a) cererea de energie electrică;

(b) condițiile referitoare la contribuția surselor regenerabile de energie;

(c) pozițiile stabilite de import/export, inclusiv valorile de referință convenite care să permită fuzionarea;

(d) modelul de producție, cu un parc de producție disponibil în întregime;

(e) dezvoltarea rețelei pe un an.

(2) Atunci când elaborează lista comună a scenariilor, OTS țin seama de următoarele elemente:

(a) de modelele tipice ale schimbului transfrontalier pentru diferite niveluri de consum și în ceea ce privește sursele de energie regenerabile și producția convențională;

(b) de probabilitatea producerii scenariilor;

(c) de eventualele abateri de la limitele de siguranță în funcționare pentru fiecare scenariu;

(d) de cantitatea de putere produsă și consumată de instalațiile de producere a energiei electrice și de locurile de consum conectate la sistemele de distribuție.

(3) În cazul în care nu reușesc să stabilească lista comună a scenariilor menționată la alineatul (1), OTS utilizează următoarele scenarii implicite:

(a) vârful de iarnă, a treia miercuri din ianuarie anul curent, ora 10.30 CET;

(b) golul de iarnă, a doua duminică din ianuarie anul curent, ora 3.30 CET;

(c) vârful de primăvară, a treia miercuri din aprilie anul curent, ora 10.30 CET;

(d) golul de primăvară, a doua duminică din aprilie anul curent, ora 3.30 CET;

(e) vârful de vară, a treia miercuri din iulie anul trecut, ora 10.30 CET;

(f) golul de vară, a doua duminică din iulie anul trecut, ora 3.30 CET;

(g) vârful de toamnă, a treia miercuri din octombrie anul trecut, ora 10.30 CET;

(h) golul de toamnă, a doua duminică din octombrie anul trecut, ora 3.30 CET.

(4) ENTSO-E publică în fiecare an, până la data de 15 iulie, lista comună a scenariilor stabilite pentru anul următor, inclusiv descrierea acestor scenarii și perioada în care urmează a fi utilizate.

Articolul 66

Modelele individuale ale rețelei pe un an

(1) Fiecare OTS stabilește un model individual de rețea pe un an, pentru fiecare dintre scenariile elaborate în conformitate cu articolul 65, utilizând cele mai bune estimări ale variabilelor definite la articolul 65 alineatul (1). Fiecare OTS își publică modelele individuale de rețea pe un an în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, în conformitate cu articolul 114 alineatul (1).

(2) Atunci când își stabilește modelul individual de rețea pe un an, fiecare OTS are următoarele obligații:

(a) să convină împreună cu OTS învecinați asupra fluxului de putere estimat în sistemele HVDC care leagă zonele lor de reglaj;

(b) să echilibreze, pentru fiecare scenariu, suma următoarelor elemente:

(i) schimburile nete pe liniile CA;

(ii) fluxurile de putere estimate în sistemele HVDC;

(iii) sarcina, inclusiv o estimare a pierderilor, și

(iv) producția.

(3) Fiecare OTS include în modelele individuale de rețea pe un an puterile de ieșire agregate pentru instalațiile de producere a energiei electrice conectate la sistemele de distribuție. Aceste puteri de ieșire agregate trebuie să aibă următoarele caracteristici:

(a) să fie în concordanță cu datele structurale furnizate în conformitate cu cerințele prevăzute la articolul 41, la articolul 43, la articolul 45 și la articolul 48;

(b) să fie în concordanță cu scenariile elaborate în conformitate cu articolul 65 și

(c) să facă o distincție cu privire la tipul de sursă de energie primară.

Articolul 67

Modelele comune ale rețelei pe un an

(1) În termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, toți OTS elaborează împreună o propunere de metodologie comună de realizare a modelelor de rețea pe un an pornind de la modelele individuale de rețea stabilite în conformitate cu articolul 66 alineatul (1), precum și de păstrare a acestor modele. Metodologia trebuie să ia în considerare și să completeze, atunci când este necesar, condițiile operaționale din metodologia privind modelul comun de rețea elaborate în conformitate cu articolul 17 din Regulamentul (UE) 2015/1222 și cu articolul 18 din Regulamentul (UE) 2016/1719 , în ceea ce privește următoarele elemente:

(a) termenele de colectare a modelelor individuale de rețea stabilite pe un an, pentru fuzionarea acestora într-un model comun de rețea și pentru salvarea modelelor individuale și comune de rețea;

(b) controlul calității modelelor individuale și comune de rețea care trebuie implementate pentru a garanta exhaustivitatea și coerența acestora și

(c) corectarea și îmbunătățirea modelelor individuale și comune de rețea, implementând cel puțin controalele de calitate menționate la litera (b).

(2) Fiecare OTS are dreptul de a solicita unui alt OTS orice informații cu privire la modificările aduse topologiei rețelei sau cu privire la demersurile operaționale, cum ar fi valorile de referință ale protecțiilor sau schemele de protecție a sistemului, diagrame linie și configurația stațiilor de transformare sau modele suplimentare ale rețelei relevante pentru furnizarea unei reprezentări exacte a sistemului de transport în vederea efectuării analizei siguranței operaționale.

Articolul 68

Actualizarea modelelor individuale și comune ale rețelei pe un an

(1) Atunci când un OTS modifică sau anunță o modificare, care este semnificativă pentru siguranța în funcționare, a celei mai bune estimări a variabilelor utilizate pentru a determina modelul individual de rețea pe un an, stabilit în conformitate cu articolul 66 alineatul (1), el trebuie să își actualizeze modelul individual de rețea pe un an și să îl publice în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(2) Ori de câte ori este actualizat un model individual de rețea, modelul comun de rețea pe un an se actualizează în consecință, prin aplicarea metodologiei stabilite în conformitate cu articolul 67 alineatul (1).

Articolul 69

Modelele individuale și comune ale rețelei pe o săptămână

(1) În cazul în care doi sau mai mulți OTS consideră necesar, ei stabilesc cele mai reprezentative scenarii pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare a sistemului lor de transport pentru intervalul pe o săptămână și elaborează o metodologie de fuzionare a modelelor individuale de rețea, similară cu metodologia pentru realizarea modelului comun de rețea pe un an pornind de la modelele individuale de rețea pe un an în conformitate cu articolul 67 alineatul (1).

(2) Fiecare OTS menționat la alineatul (1) își stabilește sau își actualizează modelele individuale de rețea pe o săptămână, în funcție de scenariile determinate în conformitate cu alineatul (1).

(3) OTS menționați la alineatul (1) sau terții cărora le-a fost delegată sarcina menționată la alineatul (1) realizează modele comune de rețea pe o săptămână conform metodologiei elaborate în conformitate cu alineatul (1) și utilizând modelele individuale de rețea stabilite în conformitate cu alineatul (2).

Articolul 70

Metodologie pentru realizarea modelelor comune de rețea pe o zi și intrazilnice

(1) În termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, toți OTS elaborează în comun o propunere de metodologie de realizare a modelelor comune de rețea pe o zi și intrazilnice pornind de la modelele individuale de rețea, precum și de păstrare a acestor modele. Metodologia trebuie să ia în considerare și să completeze, atunci când este necesar, condițiile operaționale din metodologia privind modelul comun de rețea elaborate în conformitate cu articolul 17 din Regulamentul (UE) 2015/1222, în ceea ce privește următoarele elemente:

(a) definiția mărcilor temporale;

(b) termenele de colectare a modelelor individuale de rețea, pentru fuzionarea acestora într-un model comun de rețea și pentru salvarea modelelor individuale și comune de rețea. Termenele trebuie să fie compatibile cu procesele regionale stabilite pentru pregătirea și activarea măsurilor de remediere;

(c) controlul calității modelelor individuale și a modelului comun de rețea care trebuie implementate pentru a garanta exhaustivitatea și coerența acestora;

(d) corectarea și îmbunătățirea modelelor individuale și comune de rețea, implementând cel puțin controalele de calitate menționate la litera (c) și

(e) tratarea informațiilor suplimentare referitoare la demersurile operaționale, cum ar fi valorile de referință ale protecțiilor sau schemele de protecție a sistemului, diagramele linie și configurația stației de transformare pentru a gestiona siguranța în funcționare.

(2) Fiecare OTS creează modele individuale de rețea pe o zi și intrazilnice în conformitate cu alineatul (1) și le publică în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(3) Atunci când creează modelele individuale de rețea pe o zi sau intrazilnice menționate la alineatul (2), fiecare OTS include:

(a) prognozele actualizate pentru producție și consum;

(b) rezultatele disponibile ale proceselor de piață pe o zi și intrazilnice;

(c) rezultatele disponibile ale sarcinilor de planificare descrise la titlul 6 din partea III;

(d) pentru instalațiile de producere a energiei electrice racordate la sistemele de distribuție, producția de putere agregată activă diferențiată în funcție de tipul de sursă de energie primară potrivit datelor furnizate în conformitate cu articolul 40, cu articolul 43, cu articolul 44, cu articolul 48, cu articolul 49 și cu articolul 50;

(e) topologia actualizată a sistemului de transport.

(4) Toate măsurile de remediere convenite deja se includ în modelele individuale de rețea pe o zi și intrazilnice și trebuie să poată fi clar diferențiate de injecțiile și retragerile stabilite în conformitate cu articolul 40 alineatul (4) și de topologia rețelei fără aplicarea măsurilor de remediere.

(5) Fiecare OTS trebuie să evalueze acuratețea variabilelor de la alineatul (3), comparându-le cu valorile lor reale și ținând seama de principiile stabilite în conformitate cu articolul 75 alineatul (1) litera (c).

(6) În cazul în care, în urma evaluării menționate la alineatul (5), un OTS consideră că acuratețea variabilelor este insuficientă pentru a evalua siguranța în funcționare, el stabilește cauzele acestei deficiențe. În cazul în care cauzele depind de procesele OTS de stabilire a modelelor individuale de rețea, OTS reexaminează aceste procese pentru a obține rezultate mai precise. În cazul în care cauzele depind de variabile furnizate de alte părți, respectivul OTS împreună cu respectivele părți vor depune eforturi pentru a se asigura că variabilele respective sunt exacte.

Articolul 71

Controlul calității modelelor de rețea

Atunci când definesc controalele de calitate în conformitate cu articolul 67 alineatul (1) litera (b) și cu articolul 70 alineatul (1) litera (c), toți OTS stabilesc în comun controale menite cel puțin să verifice:

(a) coerența statutului de conectare al liniilor de interconexiune;

(b) încadrarea valorilor tensiunii în valorile operaționale admise pentru elementele sistemului de transport care au influență asupra altor zone de reglaj;

(c) coerența suprasarcinilor tranzitorii admisibile pe liniile de interconexiune și

(d) compatibilitatea puterii active și a puterii reactive injectate sau retrase cu valorile operaționale obișnuite.

TITLUL 2
ANALIZA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE

Articolul 72

Analiza siguranței în funcționare în planificarea operațională

(1) Fiecare OTS efectuează analiza coordonată a siguranței în funcționare cel puțin pentru următoarele intervale de timp:

(a) pe un an;

(b) pe o săptămână, în conformitate cu articolul 69;

(c) pe o zi și

(d) intrazilnic.

(2) Atunci când efectuează o analiză coordonată a siguranței în funcționare, OTS aplică metodologia adoptată în conformitate cu articolul 75.

(3) Pentru a efectua analize ale siguranței în funcționare, fiecare OTS trebuie, în fiecare situație cu N elemente în funcțiune, să simuleze fiecare contingență din lista de contingențe stabilite în conformitate cu articolul 33 și să verifice că, în situația cu (N-1) elemente în funcțiune, limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu articolul 25 nu sunt depășite în zona sa de reglaj.

(4) Fiecare OTS realizează analizele sale ale siguranței în funcționare utilizând cel puțin modelele comune de rețea stabilite în conformitate cu articolul 67, cu articolul 68, cu articolul 70 și, după caz, cu articolul 69 și ține cont de retragerile din exploatare planificate atunci când efectuează aceste analize.

(5) Fiecare OTS transmite rezultatele analizelor siguranței în funcționare pe care le-a efectuat cel puțin către OTS ale căror elemente sunt incluse în zona de observabilitate a OTS și sunt afectate în conformitate cu această analiză a siguranței în funcționare, pentru a permite acestor OTS să verifice dacă sunt respectate limitele de siguranță în funcționare în zonele lor de reglaj.

Articolul 73

Analiza siguranței în funcționare pe un an și până la, inclusiv, pe o săptămână

(1) Fiecare OTS efectuează analize ale siguranței în funcționare pe un an și, după caz, pe o săptămână, în vederea depistării cel puțin a următoarelor restricții:

(a) fluxurile de putere și tensiunile care depășesc limitele siguranței în funcționare;

(b) încălcări ale limitelor de stabilitate ale sistemului de transport identificate în conformitate cu articolul 38 alineatele (2) și (6) și

(c) încălcarea pragurilor de scurtcircuit din sistemul de transport.

(2) Atunci când depistează o posibilă restricție, OTS elaborează măsuri de remediere în conformitate cu articolele 20-23. Dacă nu sunt disponibile măsuri de remediere care nu presupun costuri și restricția este legată de indisponibilitatea planificată a unor active relevante, restricția este constituită de o incompatibilitate a planificării retragerilor din exploatare, iar OTS inițiază coordonarea retragerilor din exploatare în conformitate cu articolul 95 sau cu articolul 100, în funcție de perioada anului când se inițiază această măsură.

Articolul 74

Analiza siguranței în funcționare pe o zi, intrazilnică și aproape în timp real

(1) Fiecare OTS efectuează analiza siguranței în funcționare pe o zi, intrazilnică și aproape în timp real pentru a depista posibilele restricții și pentru a pregăti și pune în aplicare măsuri de remediere împreună cu alți OTS și, după caz, cu OD sau URS afectați.

(2) Fiecare OTS monitorizează prognozele referitoare la consum și la producție. Atunci când aceste prognoze indică o abatere semnificativă a producției sau a consumului, OTS își actualizează analiza siguranței în funcționare.

(3) Atunci când efectuează analiza siguranței în funcționare aproape în timp real în zona sa de observabilitate, fiecare OTS utilizează estimarea stării.

Articolul 75

Metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare

(1) În termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toți OTS elaborează în comun o propunere de metodologie pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare. Metodologia respectivă va avea ca obiectiv standardizarea analizei siguranței în funcționare cel puțin pentru fiecare zonă sincronă și include cel puțin:

(a) metodele de evaluare a influenței pe care o au elementele sistemului de transport și URS situați în afara zonei de reglaj a unui OTS, în scopul de a identifica elementele incluse în zona de observabilitate a OTS și pragurile de influență ale contingențelor, deasupra cărora contingențele legate de aceste elemente constituie contingențe externe;

(b) principii comune de evaluare a riscurilor, care acoperă cel puțin contingențele menționate la articolul 33:

(i) probabilitatea aferentă;

(ii) suprasarcinile tranzitorii admisibile și

(iii) impactul contingențelor;

(c) principii pentru evaluarea și gestionarea incertitudinilor legate de producție și de consum, luând în considerare o marjă de fiabilitate, în conformitate cu articolul 22 din Regulamentul (UE) 2015/1222;

(d) cerințe privind coordonarea și schimbul de informații între centrele de coordonare a securității la nivel regional pe tema sarcinilor enumerate la articolul 77 alineatul (3);

(e) rolul ENTSO-E în ceea ce privește guvernanța instrumentelor comune, îmbunătățirea normelor privind calitatea datelor, monitorizarea metodologiei pentru analiza coordonată a siguranței în funcționare și dispozițiile comune pentru coordonarea regională a siguranței în funcționare în fiecare regiune de calcul al capacităților.

(2) Metodele la care se face trimitere la alineatul (1) litera (a) trebuie să permită identificarea tuturor elementelor dintr-o zonă de observabilitate a OTS ca fiind elemente de rețea ale altor OTS sau OD racordați la sistemul de transport, unități generatoare sau locuri de consum. Aceste metode trebuie să ia în considerare următoarele elemente ale sistemului de transport și caracteristici ale URS:

(a) statutul de conectivitate sau valorile electrice (tensiuni, fluxuri de putere, unghiul rotoric) care influențează în mod semnificativ acuratețea rezultatelor estimării stării sistemului în zona de reglaj OTS, peste pragurile comune;

(b) statutul de conectivitate sau valorile electrice (tensiuni, fluxuri de putere, unghiul rotoric) care influențează în mod semnificativ acuratețea rezultatelor analizei siguranței în funcționare a OTS, peste pragurile comune, și

(c) cerința de a asigura o reprezentare adecvată a elementelor conectate în zona de observabilitate a OTS.

(3) Valorile menționate la alineatul (2) literele (a) și (b) se determină prin situații reprezentative pentru diferitele condiții care pot fi anticipate, caracterizate de variabile precum nivelul și modelul de producție, nivelul schimburilor transfrontaliere de energie electrică și retragerile din exploatare ale activelor.

(4) Metodele la care se face trimitere la alineatul (1) litera (a) trebuie să permită identificarea tuturor elementelor din lista de contingențe externe ale unui OTS, cu următoarele caracteristici:

(a) fiecare element are un factor de influență asupra valorilor electrice, cum ar fi fluxurile de putere, tensiunile și unghiul rotoric în cadrul zonei de reglaj a OTS, care sunt mai mari decât pragurile comune de influență ale contingențelor, ceea ce înseamnă că retragerile din exploatare ale acestor elemente pot influența în mod semnificativ rezultatele analizei contingențelor efectuate de către OTS;

(b) alegerea pragurilor de influență ale contingențelor trebuie să reducă la minimum riscul ca apariția unei contingențe identificate în zona de reglaj a unui OTS și nu în lista de contingențe externe a OTS să determine un comportament al sistemului OTS considerat inacceptabil pentru oricare element al listei sale de contingențe interne, cum ar fi o stare de urgență;

(c) evaluarea unui astfel de risc se bazează pe situații reprezentative pentru diferitele stări care pot fi preconizate, caracterizate de variabile precum nivelul și modelul de producție, nivelurile de schimb și retragerile din exploatare ale activelor.

(5) Principiile pentru evaluarea comună a riscurilor menționate la alineatul (1) litera (b) stabilesc criteriile de evaluare a siguranței în funcționare la sistemele interconectate. Aceste criterii trebuie stabilite în raport cu un nivel armonizat al riscurilor maxime acceptate între diferitele analize ale siguranței în funcționare ale OTS. Aceste principii se referă la:

(a) coerența între definițiile contingențelor excepționale;

(b) evaluarea probabilității și a impactului unor contingențe excepționale și

(c) luarea în considerare a contingențelor excepționale din lista de contingențe a unui OTS, atunci când probabilitatea producerii acestora depășește un prag comun.

(6) Principiile pentru evaluarea și gestionarea incertitudinilor menționate la alineatul (1) litera (c) trebuie să permită menținerea impactului incertitudinilor în ceea ce privește producția sau consumul sub un nivel maxim armonizat și acceptabil pentru analiza siguranței în funcționare a fiecărui OTS. Aceste principii stabilesc:

(a) condiții armonizate, potrivit cărora un OTS își actualizează analiza siguranței în funcționare. Condițiile trebuie să ia în considerare aspecte relevante precum orizontul de timp al prognozelor referitoare la producție și consum, gradul de schimbare a valorilor prognozate în cadrul zonei de reglaj a OTS sau în cadrul zonei de reglaj a altor OTS, locul producției și al consumului și rezultatele anterioare ale analizelor siguranței în funcționare realizate de acesta și

(b) frecvența minimă a actualizărilor prognozelor referitoare la producție și la consum, în funcție de variabilitatea lor și de capacitatea instalată de producție nedispecerizabilă.

Articolul 76

Propunere privind coordonarea regională a siguranței în funcționare

(1) În termen de 3 luni de la aprobarea metodologiei pentru coordonarea siguranței în funcționare prevăzută la articolul 75 alineatul (1), toți OTS din fiecare regiune de calcul al capacităților elaborează împreună o propunere de dispoziții comune pentru coordonarea siguranței în funcționare la nivel regional, care urmează să fie aplicate de către centrele de coordonare a securității la nivel regional și de către OTS din regiunea de calcul al capacităților. Propunerea respectă metodologiile pentru coordonarea analizelor siguranței în funcționare elaborate în conformitate cu articolul 75 alineatul (1) și completează, atunci când este necesar, metodologiile elaborate în conformitate cu articolele 35 și 74 din Regulamentul (UE) 2015/1222. Propunerea stabilește:

(a) condițiile și frecvența coordonării intrazilnice a analizei siguranței în funcționare și actualizările modelului comun de rețea de către centrul de coordonare a securității la nivel regional;

(b) metodologia de pregătire a măsurilor de remediere care trebuie gestionate în coordonare, ținând cont de relevanța lor transfrontalieră, astfel cum s-a stabilit în conformitate cu articolul 35 din Regulamentul (UE) 2015/1222, ținând cont de cerințele de la articolele 20-23 și stabilind cel puțin:

(i) procedura pentru schimbul de informații cu privire la măsurile de remediere disponibile, între OTS relevanți și centrul de coordonare a securității la nivel regional;

(ii) clasificarea restricțiilor și a măsurilor de remediere în conformitate cu articolul 22;

(iii) identificarea măsurilor de remediere cu eficacitate și eficiență economică maximă în cazul unor nerespectări ale siguranței în funcționare menționate la articolul 22;

(iv) pregătirea și activarea măsurilor de remediere în conformitate cu articolul 23 alineatul (2);

(v) partajarea costurilor măsurilor de remediere menționate la articolul 22, cu completarea după caz a metodologiei comune elaborate în conformitate cu articolul 74 din Regulamentul (UE) 2015/1222. Ca principiu general, costurile congestiilor relevante la nivel netransfrontalier sunt suportate de OTS responsabil de zona de reglaj dată, iar costurile congestiilor relevante la nivel transfrontalier sunt suportate de OTS responsabili de zonele de reglaj, proporțional cu efectul agravant al schimbului de energie electrică între zonele de reglaj prin elementul de rețea congestionat.

(2) Atunci când stabilește dacă o congestie are relevanță transfrontalieră, OTS țin cont de congestia care s-ar produce în lipsa schimburilor de energie electrică între zonele de reglaj.

Articolul 77

Organizarea pentru coordonarea regională a siguranței în funcționare

(1) Propunerea tuturor OTS dintr-o regiune de calcul al capacităților privind dispozițiile comune pentru coordonarea regională a siguranței în funcționare în temeiul articolului 76 alineatul (1) include, de asemenea, dispoziții comune privind organizarea coordonării regionale a siguranței în funcționare și cel puțin:

(a) desemnarea centrului sau centrelor de coordonare a securității la nivel regional care vor efectua sarcinile de la alineatul (3) pentru respectiva regiune de calcul al capacităților;

(b) norme privind guvernanța și funcționarea centrului sau centrelor de coordonare a securității la nivel regional, care să asigure tratamentul echitabil al tuturor OTS membri;

(c) atunci când OTS propune să desemneze mai mult de un centru de coordonare a securității la nivel regional în conformitate cu litera (a):

(i) o propunere de alocare coerentă a sarcinilor între centrele de coordonare a securității la nivel regional care își vor desfășura activitatea în respectiva regiune de calcul al capacităților. Propunerea trebuie să țină cont de necesitatea de coordonare a diverselor sarcini alocate centrelor de coordonare a securității la nivel regional;

(ii) o evaluare care să demonstreze că instalarea propusă a centrelor de coordonare a securității la nivel regional și alocarea sarcinilor sunt eficiente, eficace și respectă calculul capacităților coordonat la nivel regional, instituit în temeiul articolelor 20 și 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222;

(iii) un proces decizional și de coordonare eficace, care să aplaneze pozițiile conflictuale dintre centrele de coordonare a securității la nivel regional din regiunea de calcul al capacităților.

(2) La elaborarea propunerii de dispoziții comune privind organizarea coordonării regionale a siguranței de la alineatul (1), trebuie respectate următoarele cerințe:

(a) fiecare OTS trebuie să fie acoperit de cel puțin un centru de coordonare a securității la nivel regional;

(b) toți OTS se asigură că numărul total al centrelor de coordonare a securității la nivel regional din Uniune nu este mai mare de șase.

(3) OTS din fiecare regiune de calcul al capacităților propun delegarea următoarelor sarcini în conformitate cu alineatul (1):

(a) coordonarea siguranței în funcționare la nivel regional în conformitate cu articolul 78, pentru a sprijini OTS să își îndeplinească obligațiile aferente intervalelor de timp pe un an, pe o zi și intrazilnice prevăzute la articolul 34 alineatul (3), la articolul 72 și la articolul 74;

(b) construirea unui model comun de rețea în conformitate cu articolul 79;

(c) coordonarea regională a retragerilor din exploatare în conformitate cu articolul 80, pentru a sprijini OTS să își îndeplinească obligațiile prevăzute la articolele 98 și 100;

(d) evaluarea regională a adecvanței în conformitate cu articolul 81, pentru a sprijini OTS să își îndeplinească obligațiile prevăzute la articolul 107.

(4) Atunci când execută sarcinile care îi revin, un centru de coordonare a securității la nivel regional ține cont de datele care acoperă cel puțin toate regiunile de calcul al capacităților pentru care i s-au alocat sarcini, inclusiv zonele de observabilitate ale tuturor OTS din respectivele regiuni de calcul al capacităților.

(5) Toate centrele de coordonare a securității la nivel regional își coordonează executarea sarcinilor pentru a facilita îndeplinirea obiectivelor prezentului regulament. Toate centrele de coordonare a securității la nivel regional asigură armonizarea proceselor și, acolo unde duplicarea nu este justificată de considerente de eficiență sau de necesitatea asigurării continuității serviciului, crearea unor instrumente comune care să asigure cooperarea și coordonarea eficientă între centrele de coordonare a securității la nivel regional.

Articolul 78

Coordonarea regională a siguranței în funcționare

(1) Fiecare OTS furnizează centrului de coordonare a securității la nivel regional toate informațiile și datele necesare pentru a efectua evaluarea coordonată la nivel regional a siguranței în funcționare, care cuprinde cel puțin următoarele elemente:

(a) versiunea actualizată a listei de contingențe, stabilită în conformitate cu criteriile definite în metodologia de coordonare a analizei siguranței în funcționare, adoptată în conformitate cu articolul 75 alineatul (1);

(b)

lista actualizată a posibilelor măsuri de remediere, printre categoriile enumerate la articolul 22, și costurile anticipate aferente furnizate în conformitate cu articolul 35 din Regulamentul (UE) 2015/1222 în cazul în care o măsură de remediere presupune redispecerizare sau comercializare în contrapartidă, menite să contribuie la eliminarea restricțiilor identificate în regiune, și

(c) limitele de siguranță în funcționare stabilite în conformitate cu articolul 25.

(2) Fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional are următoarele atribuții:

(a) realizează evaluarea coordonată a siguranței în funcționare la nivel regional, în conformitate cu articolul 76, pe baza modelului comun de rețea instituit în conformitate cu articolul 79, a listei de contingențe și a limitelor de siguranță în funcționare furnizate de fiecare OTS în conformitate cu alineatul (1). Acesta prezintă rezultatele evaluării coordonate a siguranței în funcționare la nivel regional cel puțin tuturor OTS din regiunea de calcul al capacităților. În cazul în care depistează o restricție, acesta recomandă OTS relevant măsurile de remediere cele mai eficace și eficiente din punct de vedere economic, având posibilitatea de a recomanda și alte măsuri de remediere decât cele prezentate de către OTS. Această recomandare de măsuri de remediere trebuie însoțită de justificări;

(b) coordonează pregătirea măsurilor de remediere cu și între OTS în conformitate cu articolul 76 alineatul (1) litera (b), pentru ca OTS să poată realiza o activare coordonată a măsurilor de remediere în timp real.

(3) Atunci când efectuează evaluarea coordonată a siguranței în funcționare la nivel regional și identifică măsurile de remediere corespunzătoare, fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional trebuie să se coordoneze cu alte centre de coordonare a securității la nivel regional.

(4) Atunci când un OTS primește din partea centrului de coordonare a securității la nivel regional rezultatele evaluării coordonate a siguranței în funcționare la nivel regional împreună cu o propunere de măsură de remediere, el evaluează măsura de remediere recomandată pentru elementele implicate în măsura de remediere respectivă și situate în zona sa de reglaj. În acest sens, OTS aplică dispozițiile articolului 20. OTS decide dacă implementează sau nu măsura de remediere recomandată. Atunci când decide să nu implementeze măsura de remediere recomandată, OTS trebuie să își justifice decizia în fața CCSR. Atunci când decide să implementeze măsura de remediere recomandată, OTS aplică această măsură elementelor aflate în zona sa de reglaj cu condiția ca acest lucru să fie compatibil cu condițiile în timp real.

Articolul 79

Construirea modelului comun al rețelei

(1) Fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional verifică calitatea modelelor individuale de rețea pentru a contribui la realizarea modelului comun de rețea pentru fiecare interval de timp menționat, în conformitate cu metodologiile menționate la articolul 67 alineatul (1) și la articolul 70 alineatul (1).

(2) Fiecare OTS pune la dispoziția centrului său de coordonare a securității la nivel regional modelul individual de rețea necesar pentru realizarea modelului comun de rețea pentru fiecare interval de timp, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(3) Dacă este cazul, fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional solicită OTS respectiv să își corecteze modelele individuale de rețea pentru a obține conformitatea acestora cu controalele de calitate și în scopul îmbunătățirii acestora.

(4) Fiecare OTS își corectează modelul individual de rețea după ce verifică necesitatea remedierii, dacă este cazul, pe baza cererilor centrului de coordonare a securității la nivel regional sau ale altui OTS.

(5) În conformitate cu metodologiile menționate la articolul 67 alineatul (1) și la articolul 70 alineatul (1) și în conformitate cu articolul 28 din Regulamentul (UE) 2015/1222, toți OTS desemnează un centru de coordonare a securității la nivel regional care să realizeze modelul comun de

rețea pentru fiecare interval de timp și să îl stocheze în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

Articolul 80

Coordonarea regională a retragerilor din exploatare

(1) Numărul regiunilor de coordonare a retragerilor din exploatare în care OTS procedează la coordonarea retragerilor din exploatare trebuie să fie cel puțin egal cu numărul regiunilor de calcul al capacităților.

(2) OTS din două sau mai multe regiuni de coordonare a retragerilor din exploatare pot să convină cu privire la fuzionarea acestora într-o regiune unică de coordonare a retragerilor din exploatare. Ei trebuie, în acest caz, să identifice centrul de coordonare a securității la nivel regional care îndeplinește sarcinile menționate la articolul 77 alineatul (3).

(3) Fiecare OTS furnizează centrului de coordonare a securității la nivel regional informațiile necesare pentru a depista și soluționa incompatibilitățile dintre regiuni în ceea ce privește planificarea retragerilor din exploatare, inclusiv cel puțin:

(a) planurile de disponibilitate a activelor sale interne relevante, stocate în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E;

(b) cele mai recente planuri de disponibilitate pentru toate activele nerelevante din zona sa de reglaj care sunt:

  (i) de natură să influențeze rezultatele analizei legate de incompatibilitatea planificării retragerilor din exploatare;

  (ii) modelate în modele individuale de rețea care sunt utilizate la evaluarea incompatibilității planificării retragerilor din exploatare;

(c) scenarii în care incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare trebuie să fie analizate și utilizate la elaborarea modelelor comune de rețea corespunzătoare derivate din modelele comune de rețea pentru diferitele intervale de timp, stabilite în conformitate cu articolul 67 și cu articolul 79.

(4) Fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional efectuează analizele regionale ale siguranței în funcționare pe baza informațiilor furnizate de OTS relevați în vederea depistării eventualelor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare. El furnizează tuturor OTS din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare o listă a incompatibilităților în planificarea retragerilor din exploatare și soluțiile pe care le propune pentru soluționarea acestor incompatibilități.

(5) La îndeplinirea obligațiilor care îi revin în temeiul alineatului (4), fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional își coordonează analizele cu alte centre de coordonare a securității la nivel regional.

(6) La îndeplinirea obligațiilor care le revin în conformitate cu articolul 98 alineatul (3) și cu articolul 100 alineatul (4) litera (b), toți OTS trebuie să țină seama de rezultatele evaluării furnizate de centrul de coordonare a securității la nivel regional în conformitate cu alineatele (3) și (4).

Articolul 81

Evaluarea adecvanței regionale

(1) Fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional efectuează evaluări regionale ale adecvanței cel puțin pentru intervalul de timp aferent săptămânii următoare.

(2) Fiecare OTS furnizează centrului de coordonare a securității la nivel regional informațiile necesare pentru a efectua evaluarea regională a adecvanței menționată la alineatul (1), inclusiv:

(a) nivelul total preconizat al consumului și resursele disponibile ale consumului comandabil;

(b) disponibilitatea unităților generatoare și

(c) limitele siguranței în funcționare.

(3) Fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional trebuie să efectueze evaluarea adecvanței pe baza informațiilor furnizate de OTS relevanți cu scopul de a identifica situațiile în care se preconizează o lipsă de adecvanță în oricare dintre zonele de reglaj sau la nivel regional, ținând seama de potențialele schimburi transfrontaliere și de limitele siguranței în funcționare. El furnizează rezultatele, împreună cu măsurile pe care le propune în vederea reducerii riscurilor pentru OTS din regiunea de calcul al capacităților. Aceste acțiuni includ propuneri de măsuri de remediere care să permită intensificarea schimburilor transfrontaliere.

(4) Atunci când efectuează o evaluare regională a adecvanței, fiecare centru de coordonare a securității la nivel regional își coordonează analizele cu alte centre de coordonare a securității la nivel regional.

TITLUL 3

COORDONAREA RETRAGERILOR DIN EXPLOATARE

CAPITOLUL 1

Regiunile de coordonare a retragerilor din exploatare, activele relevante

Articolul 82

Scopul coordonării retragerilor din exploatare

Fiecare OTS, cu sprijinul centrului de coordonare a securității la nivel regional, pentru situațiile prevăzute în prezentul regulament, efectuează coordonarea retragerilor din exploatare în conformitate cu principiile prezentului titlu pentru a monitoriza starea de disponibilitate a activelor relevante și coordonează planurile de disponibilitate pentru a asigura siguranța în funcționare a sistemului de transport.

Articolul 83

Coordonarea regională

(1) Toți OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare elaborează în comun o procedură operațională de coordonare regională, menită să stabilească aspectele operaționale pentru implementarea coordonării retragerilor din exploatare în fiecare regiune, procedură care include:

(a) frecvența, amploarea și tipul coordonării pentru, cel puțin, intervalele de timp pe un an și pe o săptămână;

(b) dispoziții referitoare la evaluările efectuate de centrul de coordonare a securității la nivel regional în conformitate cu articolul 80;

(c) modalități practice pentru validarea planurilor de disponibilitate a unui element de rețea relevant pe un an, astfel cum se prevede la articolul 98.

(2) Fiecare OTS participă la coordonarea retragerilor din exploatare din regiunile sale de coordonare a retragerilor din exploatare și aplică procedurile operaționale de coordonare regională stabilite în conformitate cu alineatul (1).

(3) În cazul în care apar incompatibilități de planificare între diferitele regiuni de coordonare a retragerilor din exploatare, toți OTS și toate centrele de coordonare a securității la nivel regional din aceste regiuni trebuie să se coordoneze pentru a rezolva aceste incompatibilități.

(4) Fiecare OTS furnizează celorlalți OTS din aceeași regiune de coordonare a retragerilor din exploatare toate informațiile relevante de care dispune cu privire la proiectele de infrastructură legate de sistemul de transport, de sistemele de distribuție, de sistemele de distribuție închise, de unitățile generatoare sau locurile de consum care pot avea un impact asupra operării zonei de reglaj a altui OTS din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare.

(5) Fiecare OTS furnizează OD racordați la sistemul de transport și aflați în zona sa de reglaj toate informațiile relevante de care dispune cu privire la proiectele de infrastructură aferente sistemului de transport, care pot avea un impact asupra operării sistemului de distribuție al acestor OD.

(6) Fiecare OTS furnizează ODI conectați la sistemul de transport și aflați în zona sa de reglaj toate informațiile relevante de care dispune cu privire la proiectele de infrastructură aferente sistemului de transport, care pot avea un impact asupra operării sistemului de distribuție a acestor ODI.

Articolul 84

Metodologia de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare

(1) În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, toți OTS elaborează în comun o metodologie cel puțin pentru fiecare zonă sincronă, care să servească la evaluarea relevanței pentru coordonarea retragerii din exploatare a unităților generatoare, a locurilor de consum și a elementelor de rețea situate într-un sistem de transport sau într-un sistem de distribuție, inclusiv în sistemele de distribuție închise.

(2) Metodologia menționată la alineatul (1) se bazează pe aspectele calitative și cantitative care identifică impactul asupra zonei de reglaj a unui OTS al stării de disponibilitate fie a unităților generatoare, fie a locurilor de consum, fie a elementelor de rețea care sunt situate într-un sistem de transport sau într-un sistem de distribuție, inclusiv într-un sistem de distribuție închis, și care sunt legate direct sau indirect de zona de reglaj a unui alt OTS și, în special, pe:

(a) aspectele cantitative legate de evaluarea modificărilor valorilor electrice (tensiuni, fluxuri de putere, unghiul rotoric) la cel puțin un element de rețea din zona de reglaj a unui OTS, în urma schimbării stării de disponibilitate a unui potențial activ relevant situat în altă zonă de reglaj. Această evaluare trebuie să se desfășoare pe baza unor modele comune ale rețelei pe un an;

(b) pragurile de sensibilitate a valorilor electrice menționate la litera (a), față de care să se poată evalua relevanța unui activ. Aceste praguri trebuie armonizate cel puțin pentru fiecare zonă sincronă;

(c) capacitatea unităților generatoare sau a locurilor de consum potențiale relevante de a se califica drept URS;

(d) aspecte calitative precum dimensiunea și proximitatea față de granițele unei zone de reglaj ale unităților generatoare, locurilor de consum sau elementelor de rețea potențiale relevante;

(e) relevanța sistematică a tuturor elementelor de rețea situate într-un sistem de transport sau într-un sistem de distribuție care face legătura între diferite zone de reglaj și

(f) relevanța sistematică a tuturor elementelor critice de rețea.

(3) Metodologia elaborată în conformitate cu alineatul (1) trebuie să respecte metodele pentru evaluarea influenței pe care o au elementele sistemului de transport și URS situați în afara zonei de reglaj a unui OTS, stabilite în conformitate cu articolul 75 alineatul (1) litera (a).

Articolul 85

Lista unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante

(1) În termen de 3 luni de la data aprobării metodologiei de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare menționată la articolul 84 alineatul (1), toți OTS din fiecare

regiune de coordonare a retragerilor din exploatare evaluează în comun relevanța unităților generatoare și a locurilor de consum pentru coordonarea retragerilor din exploatare, pe baza acestei metodologii, și stabilesc o listă unică, pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, a unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante.

(2) Toți OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să pună în comun la dispoziție, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, lista unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante din respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.

(3) Fiecare OTS notifică autorității sale de reglementare lista unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare la care participă.

(4) Pentru fiecare activ intern relevant care este o unitate generatoare sau un loc de consum, OTS are următoarele obligații:

(a) să informeze gestionarul unității generatoare relevante sau al locului de consum relevant cu privire la includerea sa în listă;

(b) să informeze OD cu privire la unitățile generatoare relevante și la locurile de consum relevante care sunt conectate la sistemul lor de distribuție și

(c) să informeze ODI cu privire la unitățile generatoare relevante și la locurile de consum relevante care sunt conectate la sistemul lor de distribuție închis.

Articolul 86

Actualizarea listei unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante

(1) Înainte de data de 1 iulie a fiecărui an calendaristic, toți OTS din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare reevaluează împreună relevanța unităților generatoare și a locurilor de consum pentru coordonarea retragerilor din exploatare, pe baza metodologiei elaborate în conformitate cu articolul 84 alineatul (1).

(2) Dacă este cazul, toți OTS din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare decid de comun acord să actualizeze lista unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante din respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare înainte de data de 1 august a fiecărui an calendaristic.

(3) Toți OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare pun la dispoziție, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, lista actualizată pentru respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.

(4) Fiecare OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare informează părțile menționate la articolul 85 alineatul (4) cu privire la conținutul listei actualizate.

Articolul 87

Lista elementelor de rețea relevante

(1) În termen de 3 luni de la aprobarea metodologiei de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare potrivit articolului 84 alineatul (1), toți OTS din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare evaluează în comun, pe baza acestei metodologii, relevanța pentru coordonarea retragerilor din exploatare a elementelor de rețea situate într-un sistem de transport sau într-un sistem de distribuție, inclusiv într-un sistem de distribuție închis, și stabilesc o listă unică, pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, cu elementele de rețea relevante.

(2) Lista elementelor de rețea relevante dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să conțină toate elementele de rețea ale unui sistem de transport sau ale unui sistem de distribuție, inclusiv ale unui sistem de distribuție închis situat în acea regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, care sunt identificate ca fiind relevante prin aplicarea metodologiei stabilite în temeiul articolului 84 alineatul (1).

(3) Toți OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să pună la dispoziție în comun lista elementelor de rețea relevante disponibile în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(4) Fiecare OTS notifică autorității sale de reglementare lista elementelor de rețea relevante pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare la care participă.

(5) Pentru fiecare activ intern relevant care este un element de rețea, OTS are următoarele obligații:

(a) să informeze deținătorul elementului de rețea relevant cu privire la includerea sa în listă;

(b) să informeze OD cu privire la elementele de rețea relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție și

(c) să informeze ODI cu privire la elementele de rețea relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție închis.

Articolul 88

Actualizarea listei elementelor de rețea relevante

(1) Înainte de data de 1 iulie a fiecărui an calendaristic, toți OTS din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare reevaluează în comun, pe baza metodologiei stabilite în temeiul articolului 84 alineatul (1), relevanța pentru coordonarea retragerilor din exploatare a elementelor de rețea situate într-un sistem de transport sau într-un sistem de distribuție, inclusiv într-un sistem de distribuție închis.

(2) Dacă este cazul, toți OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare decid în comun să actualizeze lista elementelor de rețea relevante din respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare înainte de data de 1 august a fiecărui an calendaristic.

(3) Toți OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să pună la dispoziție lista actualizată în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(4) Fiecare OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare informează părțile menționate la articolul 85 alineatul (4) cu privire la conținutul listei actualizate.

Articolul 89

Desemnarea agenților de planificare a retragerilor din exploatare

(1) Fiecare OTS acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare pentru fiecare element de rețea pe care îl gestionează.

(2) Pentru toate celelalte active relevante, deținătorul desemnează un agent de planificare a retragerilor din exploatare sau acționează el însuși în această calitate în ceea ce privește activul relevant în cauză și își informează OTS cu privire la această desemnare.

Articolul 90

Tratamentul activelor relevante aflate într-un sistem de distribuție sau într-un sistem de distribuție închis

(1) Fiecare OTS coordonează cu OD planificarea retragerilor din exploatare ale activelor relevante interne racordate la sistemul său de distribuție.

(2) Fiecare OTS coordonează cu ODI planificarea retragerilor din exploatare ale activelor relevante interne racordate la sistemul său de distribuție închis.

CAPITOLUL 2

Elaborarea și actualizarea planurilor de disponibilitate a activelor relevante

Articolul 91

Variații ale termenelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare pe un an

Toți OTS dintr-o zonă sincronă pot conveni în comun să adopte și să pună în aplicare un interval de timp pentru coordonarea retragerilor din exploatare pe anul următor, care se poate abate de la intervalul de timp definit la articolul 94, la articolul 97 și la articolul 99, cu condiția să nu fie afectată coordonarea retragerilor din exploatare în alte zone sincrone.

Articolul 92

Dispoziții generale privind planurile de disponibilitate

(1) Starea de disponibilitate a unui activ trebuie să fie una dintre următoarele:

(a) „disponibil” când activul relevant este gata și capabil să furnizeze serviciul, indiferent dacă este sau nu în funcțiune;

(b) „indisponibil” când activul relevant nu este gata și nu este capabil să furnizeze serviciul;

(c) „în test” când se testează capacitatea activului relevant de a furniza serviciul.

(2) Starea „în test” se aplică numai atunci când există un impact potențial asupra sistemului de transport și în următoarele perioade de timp:

(a) între prima conectare și punerea în funcțiune finală a activului respectiv și

(b) imediat după operațiuni de întreținere a activului relevant.

(3) Planurile de disponibilitate cuprind cel puțin următoarele informații:

(a) motivul stării „indisponibil” a unui activ;

(b) în cazul în care sunt identificate aceste situații, condițiile care trebuie îndeplinite înainte de aplicarea stării „indisponibil” a unui activ în timp real;

(c) timpul necesar pentru a readuce în funcțiune un activ, atunci când este necesar, pentru a menține siguranța în funcționare.

(4) Starea de disponibilitate a fiecărui activ relevant în intervalul de timp pe un an trebuie să fie prevăzută cu rezoluție zilnică.

(5) În cazul în care programele de producție și de consum sunt transmise OTS în temeiul articolului 111, rezoluția în timp a stărilor de disponibilitate trebuie să fie în concordanță cu aceste programe.

Articolul 93

Planuri de disponibilitate orientative pe termen lung

(1) Până la doi ani înainte de începerea oricărei coordonări a retragerilor din exploatare pe un an, fiecare OTS trebuie să evalueze planurile indicative corespunzătoare pentru disponibilitatea activelor

relevante interne, furnizate de agenții de planificare a retragerilor din exploatare în conformitate cu articolele 4, 7 și 15 din Regulamentul (UE) nr. 543/2013, și să își prezinte observațiile preliminare, inclusiv orice incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, tuturor agenților de planificare a retragerilor din exploatare afectați.

(2) Fiecare OTS efectuează evaluarea referitoare la planurile indicative de disponibilitate a activelor relevante interne menționate la alineatul (1) în fiecare an, până la începerea perioadei de coordonare a retragerilor din exploatare pe un an.

Articolul 94

Furnizarea propunerilor de plan de disponibilitate pe un an

(1) Înainte de data de 1 august a fiecărui an calendaristic, un agent de planificare a retragerilor din exploatare, altul decât un OTS care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, un OD sau un ODI, prezintă OTS care participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare și, după caz, OD sau ODI, un plan de disponibilitate care să acopere anul calendaristic următor pentru fiecare dintre activele sale relevante.

(2) OTS menționat (menționați) la alineatul (1) depune (depun) toate eforturile pentru a examina cererile de modificare a unui plan de disponibilitate atunci când le primește (primesc). Când acest lucru nu este posibil, OTS respectiv(i) examinează cererile de modificare a unui plan de disponibilitate după finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an.

(3) OTS menționat (menționați) la alineatul (1) examinează cererile de modificare a unui plan de disponibilitate după finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an:

(a) cu respectarea ordinii în care au fost primite cererile de modificare și

(b) cu aplicarea procedurii stabilite în conformitate cu articolul 100.

Articolul 95

Coordonarea pe un an a stării de disponibilitate a activelor relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare nu este un OTS care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, nici un OD și nici un ODI

(1) Fiecare OTS evaluează într-un interval pe un an dacă din planurile de disponibilitate primite în conformitate cu articolul 94 decurg incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare.

(2) Atunci când constată existența unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, un OTS implementează următorul proces:

(a) informează fiecare agent de planificare a retragerilor din exploatare afectat despre condițiile pe care trebuie să le îndeplinească pentru a atenua incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare constatate;

(b) OTS poate solicita ca unul sau mai mulți agenți de planificare a retragerilor din exploatare să prezinte un plan alternativ de disponibilitate care să îndeplinească condițiile menționate la litera (a) și

(c) OTS repetă evaluarea în conformitate cu alineatul (1) pentru a stabili dacă persistă vreo incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare.

(3) În urma unei cereri din partea OTS în conformitate cu alineatul (2) litera (b), în cazul în care agentul de planificare a retragerilor din exploatare nu reușește să depună un plan de disponibilitate alternativ menit să atenueze toate incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OTS elaborează un plan de disponibilitate alternativ care trebuie:

(a)

să ia în considerare impactul raportat de agenții de coordonare a retragerilor din exploatare afectați, precum și, după caz, de OD sau de ODI;

(b) să limiteze evoluția planului de disponibilitate alternativ la ceea ce este strict necesar pentru a atenua incompatibilitățile legate de planificarea retragerilor din exploatare și

(c) să își notifice autoritatea de reglementare și, dacă este cazul, OD și ODI afectați și agenții de planificare a retragerilor din exploatare, cu privire la planul de disponibilitate alternativ, inclusiv cu privire la motivele pentru elaborarea acestuia, precum și la impactul raportat de agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și, după caz, de OD sau de ODI.

Articolul 96

Coordonarea pe un an a stării de disponibilitate a activelor relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare este un OTS care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, un OD sau un ODI

(1) Fiecare OTS planifică starea de disponibilitate a elementelor de rețea relevante care interconectează diferitele zone de reglaj pentru care acționează în calitate de agent de planificare a retragerilor din exploatare în coordonare cu OTS din aceeași regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.

(2) Fiecare OTS, OD și ODI planifică starea de disponibilitate a elementelor de rețea relevante pentru care îndeplinesc atribuții de agent de planificare a retragerilor din exploatare și care nu interconectează diferite zone de reglaj, utilizând ca bază planurile de disponibilitate elaborate în conformitate cu alineatul (1).

(3) Atunci când se stabilește gradul de disponibilitate a elementelor de rețea relevante în conformitate cu alineatele (1) și (2), OTS, OD și ODI:

(a) reduc la minimum impactul asupra pieței, menținând în același timp siguranța în funcționare și

(b) utilizează ca bază planurile de disponibilitate prezentate și elaborate în conformitate cu articolul 94.

(4) Atunci când un OTS detectează o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OTS are dreptul să propună o schimbare a planurilor de disponibilitate a activelor interne relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare nu este un OTS care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, nici un OD și nici un ODI și trebuie să identifice o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare, cu OD și cu ODI în cauză, folosind mijloacele pe care le are la dispoziție.

(5) În cazul în care starea „indisponibil” a unui element de rețea relevant nu a fost planificată după luarea măsurilor de la alineatul (4) și lipsa acestei planificări ar pune în pericol siguranța în funcționare, OTS:

(a) ia măsurile necesare pentru a planifica starea „indisponibil”, asigurând în același timp siguranța în funcționare, luând în considerare impactul raportat OTS de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați;

(b) notifică măsurile menționate la litera (a) tuturor părților afectate și

(c) notifică măsurile luate autorităților de reglementare relevante, OD sau ODI afectați, dacă este cazul, și agenților de planificare a retragerilor din exploatare, inclusiv justificarea acestor măsuri, impactul raportat de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și de către OD sau ODI, dacă este cazul.

(6) Fiecare OTS pune la dispoziție, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, toate informațiile de care dispune cu privire la problemele de rețea care trebuie rezolvate și la măsurile de remediere care trebuie pregătite și activate înainte de a declanșa starea de disponibilitate „indisponibil” sau „în test” a unui element de rețea.

Articolul 97

Furnizarea planurilor preliminare de disponibilitate pe un an

(1) Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, fiecare OTS furnizează tuturor celorlalți OTS, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, planurile preliminare de disponibilitate pentru anul calendaristic următor pentru toate activele interne relevante.

(2) Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, pentru fiecare activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție, OTS furnizează OD planul preliminar de disponibilitate pe un an.

(3) Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, pentru fiecare activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție închis, OTS furnizează ODI planul preliminar de disponibilitate pe un an.

Articolul 98

Validarea planurilor de disponibilitate pe un an în zonele de coordonare a retragerilor din exploatare

(1) Fiecare OTS verifică dacă apar incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare atunci când ține cont de toate planurile preliminare de disponibilitate pe un an.

(2) În absența unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, toți OTS dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare validează în comun planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante din respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.

(3) În cazul în care un OTS detectează o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OTS implicați din regiunea sau regiunile de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză identifică împreună o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare, cu OD și cu ODI, utilizând mijloacele pe care le au la dispoziție și respectând pe cât posibil planurile de disponibilitate prezentate de agenții de planificare a retragerilor din exploatare, care nu sunt un OTS ce participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, nici un OD și nici un ODI, elaborate în conformitate cu articolele 95 și 96. Dacă se identifică o soluție, toți OTS din regiunea sau regiunile de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză trebuie să actualizeze și să valideze planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante.

(4) Dacă nu se identifică o soluție pentru o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, fiecare OTS în cauză, sub rezerva aprobării de către autoritatea de reglementare competentă dacă statul membru prevede astfel, are următoarele obligații:

(a) aduce forțat la starea „disponibil” toate stările „indisponibil” sau „în test” pentru activele relevante implicate în incompatibilitatea în planificare a unei retrageri din exploatare pe perioada în cauză și

(b) notifică măsurile luate autorităților de reglementare relevante, OD sau ODI afectați, dacă este cazul, și agenților de planificare a retragerilor din exploatare, inclusiv justificarea acestor măsuri, impactul raportat de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și de către OD sau ODI, dacă este cazul.

(5) Toți OTS din regiunile de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză actualizează și validează în consecință planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante.

Articolul 99

Planurile finale de disponibilitate pe un an

(1) Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, fiecare OTS:

(a) finalizează coordonarea retragerilor din exploatare pe un an ale activelor interne relevante și

(b) finalizează planurile de disponibilitate a activelor sale interne relevante și le stochează în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(2) Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OTS furnizează agentului său de planificare a retragerilor din exploatare planurile sale finale de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant.

(3) Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OTS furnizează OD relevant planurile sale finale de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție.

(4) Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OTS furnizează ODI relevant planurile sale finale de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție închis.

Articolul 100

Actualizările planurilor finale de disponibilitate pe un an

(1) Agentul de planificare a retragerilor din exploatare trebuie să poată lansa o procedură pentru modificarea planului final de disponibilitate pe un an în perioada dintre finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an și executarea sa în timp real.

(2) Agentul de planificare a retragerilor din exploatare care nu este un OTS ce participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să poată depune, la OTS relevant (relevanți), o cerere de modificare a planului final de disponibilitate pe un an a activelor relevante din sfera sa de responsabilitate.

(3) În cazul unei cereri de modificare în conformitate cu alineatul (2), se aplică următoarea procedură:

(a) OTS destinatar confirmă primirea cererii și evaluează cât mai curând posibil dacă modificarea determină apariția unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare;

(b) în cazul în care se depistează incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OTS implicați din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare identifică împreună o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în cauză și, dacă este cazul, cu OD și cu ODI, utilizând mijloacele aflate la dispoziția lor;

(c) dacă nu s-a depistat nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare sau dacă nu persistă nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OTS destinatar validează modificarea solicitată, iar OTS relevanți trebuie să informeze în consecință toate părțile afectate și să actualizeze planul final de disponibilitate pe un an în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E și

(d) în cazul în care nu se găsește nicio soluție pentru incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OTS respinge modificarea solicitată.

(4) Atunci când un OTS care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare intenționează să modifice planul final de disponibilitate pe un an a unui activ pentru care acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare, el inițiază procedura următoare:

(a) OTS solicitant elaborează o propunere de modificare a planului de disponibilitate pe un an, inclusiv o evaluare a măsurii în care aceasta ar putea conduce la incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, și își prezintă propunerea tuturor celorlalți OTS din regiunea sau din regiunile sale de coordonare a retragerilor din exploatare;

(b) dacă se constată incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OTS implicați din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare identifică împreună o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în cauză și, dacă este cazul, cu OD și cu ODI, utilizând mijloacele aflate la dispoziția acestora;

(c) dacă nu s-a depistat nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare sau dacă se identifică o soluție la incompatibilitatea în planificarea retragerilor din exploatare, OTS respectivi validează modificarea solicitată, informează în consecință toate părțile afectate și actualizează planul final de disponibilitate pe un an în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E;

(d) dacă nu se identifică nicio soluție la incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OTS solicitant trebuie să își anuleze procedura de modificare.

CAPITOLUL 3

Executarea planurilor de disponibilitate

Articolul 101

Gestionarea stării „în test” a activelor relevante

(1) Cu maximum o lună înainte de începerea stării „în test”, agentul de planificare a retragerii din exploatare a unui activ relevant a cărui stare a fost declarată ca fiind „în test” furnizează OTS și, în cazul în care este racordat la un sistem de distribuție, inclusiv la sisteme de distribuție închise, OD sau ODI, următoarele:

(a) un plan detaliat al testelor;

(b) un calendar orientativ de producție sau de consum dacă activul relevant în cauză este o unitate generatoare relevantă sau un loc de consum relevant și

(c) modificările aduse topologiei sistemului de transport sau de distribuție în cazul în care activul relevant în cauză este un element de rețea relevant.

(2) Agentul de planificare a retragerilor din exploatare actualizează informațiile menționate la alineatul (1) de îndată ce acestea suferă vreo modificare.

(3) OTS al unui activ relevant a cărui stare de disponibilitate a fost declarată ca fiind „în test” furnizează informațiile primite în conformitate cu alineatul (1) tuturor celorlalți OTS din regiunea sau regiunile sale de coordonare a retragerilor din exploatare, la cererea acestora.

(4) În cazul în care activul relevant menționat la alineatul (1) este un element de rețea relevant care interconectează două sau mai multe zone de reglaj, OTS din zonele de reglaj în cauză convin cu privire la informațiile care urmează să fie furnizate în conformitate cu alineatul (1).

Articolul 102

Procedura de tratare a retragerilor forțate din exploatare

(1) Fiecare OTS elaborează o procedură pentru a remedia situația în care o retragere forțată din exploatare i-ar periclita siguranța în funcționare. Procedura trebuie să permită OTS să se asigure că stările „disponibil” sau „indisponibil” ale altor active relevante din zona sa de reglaj pot fi schimbate în „indisponibil” sau, respectiv, „disponibil”.

(2) OTS trebuie să urmeze procedura prevăzută la alineatul (1) numai în cazul în care nu se ajunge la niciun acord cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în ceea ce privește soluțiile pentru retragerile forțate din exploatare. OTS informează autoritatea de reglementare în consecință.

(3) Atunci când inițiază procedura, OTS trebuie să respecte, în măsura posibilului, limitările tehnice ale activelor relevante.

(4) Un agent de planificare a retragerilor din exploatare notifică retragerea forțată din exploatare a unuia sau mai multora dintre activele sale relevante către OTS și, în cazul în care este racordat la un sistem de distribuție sau la un sistem de distribuție închis, către OD sau ODI cât mai repede posibil după începutul retragerii forțate din exploatare.

(5) La notificarea retragerii forțate din exploatare, agentul de planificare a retragerilor din exploatare trebuie să furnizeze următoarele informații:

(a) motivul pentru care are loc retragerea forțată din exploatare;

(b) durata preconizată a retragerii forțate din exploatare și

(c) dacă este cazul, impactul retragerii forțate din exploatare asupra stării de disponibilitate a altor active relevante pentru care este agent de planificare a retragerilor din exploatare.

(6) În cazul în care OTS constată că una sau mai multe retrageri forțate din exploatare prevăzute la alineatul (1) ar putea scoate sistemul de transport din starea normală de funcționare, el informează agentul sau agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați cu privire la termenul în care siguranța în funcționare nu mai poate fi menținută decât dacă activul sau activele lor relevante în retragere forțată din exploatare revin la starea „disponibil”. Agenții de planificare a retragerilor din exploatare informează OTS dacă sunt capabili să respecte termenul respectiv și furnizează justificări întemeiate dacă nu sunt în măsură să respecte acest termen.

(7) În urma modificărilor aduse planului de disponibilitate în urma retragerilor forțate din exploatare și în conformitate cu intervalul de timp stabilit la articolele 7, 10 și 15 din Regulamentul (UE) nr. 543 /2013, OTS în cauză actualizează mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E cu cele mai recente informații.

Articolul 103

Executarea în timp real a planurilor de disponibilitate

(1) Fiecare gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice se asigură că toate unitățile generatoare pe care le deține și care sunt declarate în starea „disponibil” sunt pregătite pentru producția de energie electrică în conformitate cu capacitățile lor tehnice declarate, atunci când este necesar pentru a menține siguranța în funcționare, cu excepția cazului de retragere forțată din exploatare.

(2) Fiecare gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice se asigură că nicio unitate generatoare pe care o deține și care este declarată în starea „indisponibil” nu produce energie electrică.

(3) Fiecare gestionar al unui loc de consum se asigură că niciun loc de consum pe care îl deține și care este declarat în starea „indisponibil” nu produce energie electrică.

(4) Fiecare gestionar al unui element de rețea relevant se asigură că toate elementele de rețea relevante pe care le deține și care sunt declarate în starea „disponibil” sunt pregătite pentru transportul de energie electrică în conformitate cu capacitățile lor tehnice declarate atunci când este necesar, pentru a menține siguranța în funcționare, cu excepția cazurilor de retragere forțată din exploatare.

(5) Fiecare gestionar al unui element de rețea relevant se asigură că niciun element de rețea relevant pe care îl deține și care este declarat în starea „indisponibil” nu transportă energie electrică.

(6) Când se aplică condiții specifice legate de rețea pentru executarea stării „indisponibil” sau „în test” a unui element de rețea relevant în conformitate cu articolul 96 alineatul (6), OTS, OD sau ODI în cauză evaluează îndeplinirea acestor condiții înainte de executarea respectivei stări. Dacă nu sunt îndeplinite aceste condiții, acesta transmite gestionarului elementului relevant de rețea dispoziții să nu execute, integral sau parțial, starea „indisponibil” sau „în test”.

(7) Atunci când un OTS constată că executarea unei stări„indisponibil” sau „în test” a unui activ relevant determină sau ar putea determina ieșirea sistemului de transport din starea normală de funcționare, acesta transmite gestionarului elementului relevant de rețea, dacă este racordat la sistemul de transport, sau OD ori ODI dacă este racordat la un sistem de distribuție sau la un sistem de distribuție închis, dispoziții să amâne executarea stării „indisponibil” sau „în test” a respectivului activ relevant conform instrucțiunilor sale și în măsura în care este posibil, respectând totodată limitele tehnice și de siguranță.

TITLUL 4

ADECVANȚA

Articolul 104

Prognoză pentru analiza adecvanței zonei de reglaj

Fiecare OTS pune la dispoziția tuturor celorlalți OTS, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, orice prognoză utilizată la analizele adecvanței zonei de reglaj, în conformitate cu articolul 105 și cu articolul 107.

Articolul 105

Analiza adecvanței zonei de reglaj

(1) Fiecare OTS trebuie să efectueze analiza adecvanței zonei de reglaj, evaluând posibilitatea ca suma producției din zona sa de reglaj și a capacităților de import să corespundă consumului total din zona sa de reglaj în diferite scenarii operaționale, ținând seama de nivelul necesar al rezervelor de putere activă prevăzut la articolul 118 și la articolul 119.

(2) Atunci când efectuează analiza adecvanței zonei de reglaj în temeiul alineatului (1), fiecare OTS:

(a) utilizează cele mai recente planuri de disponibilitate și cele mai recente date disponibile pentru:

  (i) capacitățile unităților generatoare prevăzute în temeiul articolului 43 alineatul (5), al articolului 45 și al articolului 51;

  (ii) capacitatea interzonală;

  (iii) potențialul consum comandabil în temeiul articolelor 52 și 53;

(b) ia în considerare contribuția energiei produse din surse regenerabile și a consumului;

(c) evaluează probabilitatea și durata estimată a unei absențe a adecvanței și preconizează cantitatea de energie nefurnizată ca urmare a unei astfel de absențe.

(3) Cât mai curând posibil după evaluarea absenței adecvanței în zona sa de reglaj, fiecare OTS notifică absența către autoritatea sa de reglementare sau, atunci când acest lucru este prevăzut în mod explicit în legislația națională, către o altă autoritate competentă relevantă, precum și, dacă este cazul, către orice parte afectată.

(4) Cât mai curând posibil după evaluarea absenței adecvanței în zona sa de reglaj, fiecare OTS informează toți OTS în acest sens prin mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

Articolul 106

Adecvanța zonei de reglaj până la, inclusiv, cu o săptămână înainte

(1) Fiecare OTS contribuie la perspectivele anuale paneuropene asupra adecvanței producției de vară și de iarnă, aplicând metodologia adoptată de ENTSO-E menționată la articolul 8 alineatul (3) litera (f) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

(2) De două ori pe an, fiecare OTS efectuează o analiză a adecvanței zonei de reglaj pentru vara și iarna următoare, luând în considerare scenarii paneuropene compatibile cu perspectivele anuale paneuropene asupra adecvanței producției de vară și de iarnă.

(3) Fiecare OTS își actualizează analiza adecvanței zonei de reglaj dacă detectează vreo modificare probabilă a stării de disponibilitate a unităților generatoare, a estimărilor de consum, a estimărilor pentru sursele de energie regenerabile sau a capacităților interzonale, care ar putea influența semnificativ adecvanța preconizată.

Articolul 107

Adecvanța zonei de reglaj în intervalul pe o zi și în intervalul intrazilnic

(1) Fiecare OTS efectuează o analiză a adecvanței zonei de reglaj în intervalul de timp pe o zi și în intervalul intrazilnic pe baza următoarelor elemente:

(a) programele menționate la articolul 111;

(b) consumul preconizat;

(c) producția preconizată din surse regenerabile de energie;

(d) rezervele de putere activă în conformitate cu datele furnizate în temeiul articolului 46 alineatul (1) litera (a);

(e) capacitățile de import și de export coerente cu capacitățile interzonale calculate, acolo unde este cazul, în conformitate cu articolul 14 din Regulamentul (UE) 2015/1222;

(f) capacitățile unităților generatoare, în conformitate cu datele furnizate în temeiul articolului 43 alineatul (4), al articolului 45 și al articolului 51, precum și stările lor de disponibilitate și

(g) capacitățile locurilor de consum cu consumul comandabil în conformitate cu datele furnizate în temeiul articolului 52 și al articolului 53, precum și stările lor de disponibilitate.

(2) Fiecare OTS evaluează:

(a) nivelul minim de import și nivelul maxim de export compatibile cu adecvanța zonei sale de reglaj;

(b) durata preconizată a unei eventuale absențe a adecvanței și

(c) cantitatea de energie care nu este furnizată în absența adecvanței.

(3) În cazul în care, în urma analizei de la alineatul (1), adecvanța nu este realizată, fiecare OTS notifică absența adecvanței către autoritatea sa de reglementare sau către altă autoritate competentă. OTS prezintă autorității sale de reglementare sau altei autorități competente o analiză a cauzelor lipsei adecvanței și propune măsuri de atenuare.

TITLUL 5
SERVICII TEHNOLOGICE DE SISTEM

Articolul 108

Servicii tehnologice de sistem

(1) Fiecare OTS verifică disponibilitatea serviciilor tehnologice de sistem.

(2) În ceea ce privește serviciile de putere activă și reactivă și în coordonare cu alți OTS, dacă este cazul, fiecare OTS:

(a) concepe, instituie și gestionează achizițiile de servicii tehnologice de sistem;

(b) monitorizează, pe baza datelor furnizate în temeiul titlului 2 din partea II, dacă nivelul și localizarea serviciilor tehnologice de sistem disponibile permit asigurarea siguranței în funcționare și

(c) utilizează toate mijloacele disponibile eficiente din punct de vedere economic și fezabile pentru a obține nivelul necesar de servicii tehnologice de sistem.

(3) Fiecare OTS publică nivelurile capacității de rezervă necesare pentru a menține siguranța în funcționare.

(4) Fiecare OTS comunică nivelul disponibil al rezervelor de putere activă celorlalți OTS, la cerere.

Articolul 109

Servicii tehnologice de sistem pentru puterea reactivă

(1) Pentru fiecare interval de planificare operațională, fiecare OTS trebuie să evalueze, față de propriile prognoze, dacă serviciile sale tehnologice de sistem pentru puterea reactivă disponibile sunt suficiente pentru a menține siguranța în funcționare a sistemului de transport.

(2) Pentru a spori eficiența funcționării elementelor sistemului său de transport, fiecare OTS monitorizează:

(a) capacitățile disponibile de putere reactivă ale instalațiilor de producere a energiei electrice;

(b) capacitățile disponibile de putere reactivă ale locurilor de consum racordate la sistemul de transport;

(c) capacitățile disponibile de putere reactivă ale OD;

(d) echipamentele racordate la sistemul de transport disponibile pentru furnizarea puterii reactive și

(e) raportul dintre puterea activă și puterea reactivă la interfața dintre sistemul de transport și sistemele de distribuție racordate la sistemul de transport.

(3) În cazul în care nivelul serviciilor tehnologice de sistem pentru puterea reactivă nu este suficient pentru a menține siguranța în funcționare, fiecare OTS:

(a) informează OTS învecinați și

(b) pregătește și activează măsuri de remediere în conformitate cu articolul 23.

TITLUL 6

PROGRAMARE

Articolul 110

Stabilirea proceselor de programare

(1) Când stabilesc un proces de programare, OTS țin cont de și completează, dacă este cazul, condițiile operaționale ale metodologiei privind datele referitoare la producție și la consum, elaborată în conformitate cu articolul 16 din Regulamentul (UE) 2015/1222.

(2) În cazul în care o zonă de ofertare acoperă doar o singură zonă de reglaj, sfera geografică a zonei de programare este egală cu zona de ofertare. În cazul în care o zonă de reglaj acoperă mai multe zone de ofertare, sfera geografică a zonei de programare este egală cu zona de ofertare. În cazul în care o zonă de ofertare cuprinde mai multe zone de reglaj, OTS din această zonă de ofertare pot decide de comun acord să opereze un proces de programare comun; altminteri, fiecare zonă de reglaj din respectiva zonă de ofertare este considerată o zonă de programare separată.

(3) Pentru fiecare instalație de producere a energiei electrice și loc de consum care fac obiectul cerințelor de programare prevăzute în termenii și condițiile naționale, gestionarul în cauză trebuie să desemneze un agent de programare sau să acționeze în calitate de agent de programare.

CJUE - Piața Neamț

(4) Fiecare participant la piață și fiecare agent de transfer, sub rezerva cerințelor de programare prevăzute în termenii și condițiile naționale, trebuie să desemneze un agent de programare sau să acționeze în calitate de agent de programare.

(5) Fiecare OTS care operează o zonă de programare stabilește modalitățile necesare pentru prelucrarea programelor furnizate de agenții de programare.

(6) În cazul în care o zonă de programare acoperă mai mult de o zonă de reglaj, OTS responsabili de zonele de reglaj stabilesc de comun acord care OTS să opereze zona de programare.

Articolul 111

Notificarea programelor în zonele de programare

(1) Fiecare agent de programare, cu excepția agenților de programare ai agenților de transfer, transmit OTS care operează zona de programare, dacă acest lucru a fost solicitat de OTS, și, dacă este cazul, unui terț, următoarele programe:

(a) programele de producție;

(b) programele de consum;

(c) programele pentru schimburile comerciale interne și

(d) programele pentru schimburile comerciale externe.

(2) Fiecare agent de programare al unui agent de transfer sau, dacă este cazul, al unei contrapărți centrale, transmite OTS care operează o zonă de programare acoperită de cuplarea piețelor, dacă acest lucru a fost solicitat de OTS, și, dacă este cazul, unui terț, următoarele programe:

(a) programele pentru schimburile comerciale externe ca:

  (i) schimburi multilaterale între zona de programare și un grup de alte zone de programare;

  (ii) schimburi bilaterale între zona de programare și o altă zonă de programare;

(b) programe pentru schimburile comerciale interne între agentul de transfer și contrapărțile centrale;

(c) programe pentru schimburile comerciale interne între agentul de transfer și alți agenți de transfer.

Articolul 112

Coerența programelor

(1) Fiecare OTS care operează o zonă de programare trebuie să verifice dacă programele de producție, de consum, de schimburi comerciale externe, precum și programele OTS externi din zona sa de programare sunt echilibrate.

(2) În cazul programelor OTS externi, fiecare OTS convine cu privire la valorile din program cu respectivul OTS. În absența unui acord, se aplică valoarea cea mai mică.

(3) Pentru schimburile bilaterale între două zone de programare, fiecare OTS convine asupra programelor de schimburi comerciale externe cu respectivul OTS. În absența unui acord cu privire la valorile programelor schimburilor comerciale, se aplică valoarea cea mai mică.

(4) Toți OTS care operează zone de programare trebuie să verifice că toate programele de schimburi cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată între toate zonele de programare din zona sincronă sunt echilibrate. În cazul în care apare o nepotrivire și OTS nu cad de acord în privința programului schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată, se aplică valoarea cea mai mică.

(5) Fiecare agent de programare al unui agent de transfer sau, dacă este cazul, al unei contrapărți centrale, furnizează OTS, la cererea lor, valorile schimburilor comerciale externe ale fiecărei zone de programare implicate în cuplarea piețelor sub formă de programe ale schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată.

(6) Fiecare calculator al schimburilor programate furnizează OTS, la cererea lor, valorile schimburilor comerciale programate aferente zonelor de programare implicate în cuplarea piețelor, sub formă de programe ale schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată, inclusiv ale schimburilor bilaterale dintre două zone de programare.

Articolul 113

Furnizarea de informații către alți OTS

(1) La cererea unui alt OTS, OTS solicitat calculează și furnizează:

(a) programele schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată și

(b) poziție netă a zonei CA, în cazul în care zona de programare este interconectată cu alte zone de programare prin intermediul liniilor de transport CA.

(2) Atunci când este necesar pentru crearea modelului comun de rețea, în conformitate cu articolul 70 alineatul (1), fiecare OTS care operează o zonă de programare furnizează oricărui OTS solicitant:

(a) programele de producție și

(b) programele de consum.

TITLUL 7
MEDIUL DE DATE DE PLANIFICARE OPERAȚIONALĂ AL ENTSO-E

Articolul 114

Dispoziții generale pentru mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E

(1) În termen de 24 de luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, ENTSO-E, în conformitate cu articolele 115, 116 și 117, implementează și administrează un mediu de date de planificare operațională al ENTSO-E pentru stocarea, schimbul și gestionarea tuturor informațiilor relevante.

(2) În termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, toți OTS definesc un format de date armonizat pentru schimbul de date, care constituie o parte integrantă a mediului de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(3) Toți OTS și toate centrele de coordonare a securității la nivel regional au acces la toate informațiile conținute în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(4) Până la implementarea mediului de date de planificare operațională al ENTSO-E, toți OTS pot să schimbe atât între ei, cât și cu centrele de coordonare a securității la nivel regional, toate datele relevante.

(5) ENTSO-E trebuie să pregătească un plan de continuitate a activității care să fie aplicat în caz de indisponibilitate a mediului său de date de planificare operațională.

Articolul 115

Modele individuale de rețea, modele comune de rețea și analiza siguranței în funcționare

(1) Mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E stochează toate modelele individuale de rețea și alte informații aferente relevante pentru toate intervalele de timp relevante stabilite în prezentul regulament, la articolul 14 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2015/1222 și la articolul 9 din Regulamentul (UE) 2016/1719.

(2) Informațiile privind modelele individuale de rețea conținute în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E trebuie să permită fuzionarea acestora în modele comune de rețea.

(3) Modelul comun de rețea stabilit pentru fiecare interval de timp se pune la dispoziție în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

(4) În cazul intervalului pe un an, următoarele informații trebuie puse la dispoziție în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E:

(a) modelul individual de rețea pe un an, pentru fiecare OTS și pentru fiecare scenariu, stabilit în conformitate cu articolul 66, și

(b) modelul comun de rețea pe un an, pentru fiecare scenariu, definit în conformitate cu articolul 67.

(5) În cazul intervalelor pe o zi și intrazilnice, următoarele informații trebuie puse la dispoziție în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E:

(a) modelele individuale pe o zi și intrazilnice pentru fiecare OTS și în funcție de rezoluția temporală, definite în conformitate cu articolul 70 alineatul (1);

(b) schimburile planificate la momentele relevante, pentru fiecare zonă de programare sau graniță a zonei de programare, oricare este considerată relevantă de către OTS, și pentru fiecare sistem HVDC care leagă zonele de programare;

(c) modelele comune de rețea pe o zi și intrazilnice, în funcție de rezoluția temporală, definite în conformitate cu articolul 70 alineatul (1), și

(d) o listă a măsurilor de remediere pregătite și convenite pentru a face față restricțiilor cu relevanță transfrontalieră.

Articolul 116

Coordonarea retragerilor din exploatare

(1) Mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E trebuie să conțină un modul pentru stocarea și schimbul tuturor informațiilor relevante legate de coordonarea retragerilor din exploatare.

(2) Informațiile menționate la alineatul (1) trebuie să includă cel puțin starea de disponibilitate a activelor relevante și informațiile privind planurile de disponibilitate menționate la articolul 92.

Articolul 117

Adecvanța sistemului

(1) Mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E trebuie să conțină un modul pentru stocarea și schimbul tuturor informațiilor relevante în vederea efectuării unei analize coordonare a adecvanței.

(2) Informațiile menționate la alineatul (1) includ cel puțin:

(a) datele referitoare la adecvanța sistemului pentru sezonul următor, furnizate de fiecare OTS;

(b) raportul referitor la analiza adecvanței sistemului la nivel paneuropean pentru sezonul următor;

(c) prognozele privind adecvanța în conformitate cu articolul 104 și

(d) informații privind lipsa adecvanței în conformitate cu articolul 105 alineatul (4).

PARTEA IV

REGLAJUL FRECVENȚĂ-PUTERE ȘI REZERVELE

TITLUL 1

ACORDURI OPERAȚIONALE

Articolul 118

Acorduri operaționale de zonă sincronă

(1) În termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toți OTS din fiecare zonă sincronă elaborează în comun propuneri pentru:

(a) regulile de dimensionare pentru RSF în conformitate cu articolul 153;

(b) proprietățile suplimentare ale RSF în conformitate cu articolul 154 alineatul (2);

(c) parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței, în conformitate cu articolul 127;

(d) în ceea ce privește zonele sincrone Europa continentală („EC") și Europa de Nord, parametrii-țintă pentru abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței pentru fiecare bloc RFP, în conformitate cu articolul 128;

(e) metodologia de evaluare a riscului și a evoluției riscului de epuizare a RSF din zona sincronă, în conformitate cu articolul 131 alineatul (2);

(f) monitorizarea zonei sincrone în conformitate cu articolul 133;

(g) Calculul valorii programate a puterii de schimb reglate din poziția netă a zonei CA în zonă, cu o perioadă comună de variație a sarcinii pentru calcularea ARZ într-o zonă sincronă cu mai mult de o zonă RFP, în conformitate cu articolul 136;

(h) dacă este cazul, limitări ale producției de putere activă a liniilor de interconexiune HVDC între zonele sincrone în conformitate cu articolul 137;

(i) structura RFP în conformitate cu articolul 139;

(j) dacă este cazul, metodologia pentru a reduce abaterea timpului electric în conformitate cu articolul 181;

(k) ori de câte ori zona sincronă este operată de mai mult de un OTS, alocarea specifică a responsabilităților între OTS în conformitate cu articolul 141;

(l) procedurile operaționale în caz de epuizare a RSF în conformitate cu articolul 152 alineatul (7);

(m) în ceea ce privește zonele sincrone IE/IN, măsurile necesare pentru a asigura recuperarea rezervoarelor de energie în conformitate cu articolul 156 alineatul (6) litera (b);

(n) proceduri operaționale în vederea reducerii abaterii frecvenței de sistem pentru a readuce starea sistemului la starea normală de funcționare și pentru a limita riscul de intrare în starea de urgență, în conformitate cu articolul 152 alineatul (10);

(o) rolurile și responsabilitățile OTS care implementează un proces de compensare a dezechilibrelor, un proces de activare a RRF transfrontaliere sau un proces de activare a RI transfrontaliere, în conformitate cu articolul 149 alineatul (2);

(p) cerințe privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice, în conformitate cu articolul 151 alineatul (2);

(q) normele comune pentru operarea în stare normală de funcționare și în stare de alertă, în conformitate cu articolul 152 alineatul (6), și măsurile menționate la articolul 152 alineatul (15);

(r) în ceea ce privește zonele sincrone EC și Europa de Nord, perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF în conformitate cu articolul 156 alineatul (10);

(s) pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, ipotezele și metodologia pentru analiza cost-beneficiu în conformitate cu articolul 156 alineatul (11);

(t) dacă este cazul, în ceea ce privește alte zone sincrone decât zona sincronă EC, limite pentru schimbul de RSF între OTS, în conformitate cu articolul 163 alineatul (2);

(u) rolurile și responsabilitățile OTS cu rezerve racordate, OTS receptor al rezervei și OTS afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și RI, definite în conformitate cu articolul 165 alineatul (1);

(v) rolurile și responsabilitățile OTS care furnizează capacitatea de reglaj, OTS care primește capacitatea de reglaj și OTS afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și RI, definite în conformitate cu articolul 166 alineatul (1);

(w) rolurile și responsabilitățile OTS cu rezerve racordate, OTS receptor al rezervei și OTS afectat în ceea ce privește schimbul de rezerve între zonele sincrone, precum și ale OTS care furnizează capacitatea de reglaj, OTS care primește capacitatea de reglaj și OTS afectat în ceea ce privește partajarea de rezerve între zonele sincrone definite în conformitate cu articolul 171 alineatul (2);

(x) metodologia de stabilire a unor limite cu privire la amploarea partajării de RSF între zonele sincrone, definită în conformitate cu articolul 174 alineatul (2);

(y) în ceea ce privește zonele sincrone IE/IN, metodologia de stabilire a cantității minime de capacitate de rezervă furnizate pe RSF între zonele sincrone, în conformitate cu articolul 174 alineatul (2) litera (b);

(z) metodologia de stabilire a unor limite în ceea ce privește amploarea schimbului de RRF între zonele sincrone, definită în conformitate cu articolul 176 alineatul (1), și metodologia de stabilire a unor limite în ceea ce privește amploarea partajării de RRF între zonele sincrone, definită în conformitate cu articolul 177 alineatul (1), și

(aa) metodologia de stabilire a limitelor cantității de RI schimbate între zonele sincrone, definită în conformitate cu articolul 178 alineatul (1), și metodologia de stabilire a limitelor cantității de RI partajate între zonele sincrone, definită în conformitate cu articolul 179 alineatul (1).

(2) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit metodologiile și condițiile enumerate la articolul 6 alineatul (3) litera (d), spre aprobare, tuturor autorităților de reglementare din zona sincronă în cauză. În termen de o lună de la aprobarea acestor metodologii și condiții, toți OTS din fiecare zonă sincronă încheie un acord operațional de zonă sincronă care intră în vigoare după trei luni de la data aprobării metodologiilor și condițiilor.

Articolul 119

Acorduri operaționale în blocul RFP

(1) În termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toți OTS din fiecare bloc RFP elaborează în comun propuneri pentru:

(a) în cazul în care blocul RFP este format din mai mult de o zonă RFP, parametrii-țintă pentru ARRF aferenți fiecărei zone RFP, definiți în conformitate cu articolul 128 alineatul (4);

(b) responsabilul cu monitorizarea blocului RFP, în conformitate cu articolul 134 alineatul (1);

(c) restricții de rampă la producția de putere activă, în conformitate cu articolul 137 alineatele (3) și (4);

(d) în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un OTS, alocarea specifică a responsabilităților între OTS din interiorul blocului RFP, în conformitate cu articolul 141 alineatul (9);

(e) dacă este cazul, desemnarea OTS responsabil pentru sarcinile prevăzute la articolul 145 alineatul (6);

(f) cerințe suplimentare privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice, în conformitate cu articolul 151 alineatul (3);

(g) procedurile operaționale în caz de epuizare a RRF sau RI, în conformitate cu articolul 152 alineatul (8);

(h) regulile de dimensionare a RRF definite în conformitate cu articolul 157 alineatul (1);

(i) regulile de dimensionare a RI definite în conformitate cu articolul 160 alineatul (2);

(j) în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un OTS, alocarea specifică a responsabilităților definită în conformitate cu articolul 157 alineatul (3) și, dacă este cazul, alocarea specifică a responsabilităților definită în conformitate cu articolul 160 alineatul (6);

(k) procedura de escaladare definită în conformitate cu articolul 157 alineatul (4) și, dacă este cazul, procedura de escaladare definită în conformitate cu articolul 160 alineatul (7);

(l) cerințele privind disponibilitatea RRF, cerințele privind controlul de calitate definite în conformitate cu articolul 158 alineatul (2) și, dacă este cazul, cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele privind controlul de calitate definite în conformitate cu articolul 161 alineatul (2);

(m)

dacă este cazul, limitele schimbului de RSF între diferite zone RFP din diferitele blocuri RFP din zona sincronă EC și schimbul de RRF sau RI între zonele RFP ale unui bloc RFP dintr-o zonă sincronă formată din mai mult de un bloc RFP, definite în conformitate cu articolul 163 alineatul (2), articolul 167 și articolul 169 alineatul (2);

(n) rolurile și responsabilitățile OTS cu rezerve racordate, OTS receptor al rezervei și OTS afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau RI cu OTS din alte blocuri RFP, definite în conformitate cu articolul 165 alineatul (6);

(o) rolurile și responsabilitățile OTS care furnizează capacitatea de reglaj, OTS care primește capacitatea de reglaj și OTS afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și RI, definite în conformitate cu articolul 166 alineatul (7);

(p) rolurile și responsabilitățile OTS care furnizează capacitatea de reglaj, OTS care primește capacitatea de reglaj și OTS afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și RI între zonele sincrone, în conformitate cu articolul 175 alineatul (2);

(q) măsuri de coordonare care să vizeze reducerea ARRF, astfel cum sunt definite la articolul 152 alineatul (14), și

(r) măsuri pentru a reduce ARRF prin solicitarea de modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare și unităților consumatoare, în conformitate cu articolul 152 alineatul (16).

(2) Toți OTS din fiecare bloc RFP transmit metodologiile și condițiile enumerate la articolul 6 alineatul (3) litera (e), spre aprobare, tuturor autorităților de reglementare din blocul RFP în cauză. În termen de o lună de la aprobarea acestor metodologii și condiții, toți OTS din fiecare bloc RFP încheie un acord operațional în blocul RFP care intră în vigoare după trei luni de la data aprobării metodologiilor și condițiilor.

Articolul 120

Acordul operațional de zonă RFP

În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, toți OTS din fiecare zonă RFP stabilesc un acord operațional de zonă RFP care include cel puțin:

(a) alocarea specifică a responsabilităților între OTS din interiorul RFP, în conformitate cu articolul 141 alineatul (8);

(b) numirea OTS responsabil pentru implementarea și operarea procesului de restabilire a frecvenței, în conformitate cu articolul 143 alineatul (4).

Articolul 121

Acordul operațional în zona de monitorizare

În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, toți OTS din fiecare zonă de monitorizare elaborează un acord operațional în zona de monitorizare care include cel puțin alocarea responsabilităților între OTS din aceeași zonă de monitorizare, în conformitate cu articolul 141 alineatul (7).

Articolul 122

Acordul privind compensarea dezechilibrelor

Toți OTS care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor elaborează un acord privind compensarea dezechilibrelor, care să includă cel puțin rolurile și responsabilitățile OTS, în conformitate cu articolul 149 alineatul (3).

Articolul 123

Acordul de activare a RRF transfrontaliere

C.T.C.E. Piatra Neamț

Toți OTS care participă la același proces de activare a RRF transfrontaliere elaborează un acord de activare a RRF transfrontaliere, care să includă cel puțin rolurile și responsabilitățile OTS, în conformitate cu articolul 149 alineatul (3).

Articolul 124

Acordul de activare a RI transfrontaliere

Toți OTS care participă la același proces de activare a RI transfrontaliere elaborează un acord de activare a RI transfrontaliere, care să includă cel puțin rolurile și responsabilitățile OTS, în conformitate cu articolul 149 alineatul (3).

Articolul 125

Acordul de partajare

Toți OTS care participă la același proces de partajare a RSF, RRF sau RI stabilesc un acord de partajare care să includă cel puțin:

(a) în cazul partajării RRF sau RI într-o zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OTS care furnizează capacitatea de reglaj, OTS care primește capacitatea de reglaj și OTS afectat, în conformitate cu articolul 165 alineatul (3); sau

(b) în cazul partajării de rezerve între zone sincrone, rolurile și responsabilitățile OTS care furnizează capacitatea de reglaj și OTS care primește capacitatea de reglaj, în conformitate cu articolul 171 alineatul (4), și procedurile în cazul în care partajarea rezervelor între zonele sincrone nu se realizează în timp real, în conformitate cu articolul 171 alineatul (9).

Articolul 126

Acordul de schimb

Toți OTS care participă la același proces de schimb de RSF, RRF sau RI stabilesc un acord de schimb care să includă cel puțin:

(a) în cazul schimbului de RRF sau RI într-o zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei, în conformitate cu articolul 165 alineatul (3); sau

(b) în cazul schimbului de rezerve între zone sincrone, rolurile și responsabilitățile OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei, în conformitate cu articolul 171 alineatul (4), și procedurile în cazul în care schimbul de rezerve între zonele sincrone nu se realizează în timp real, în conformitate cu articolul 171 alineatul (9).

TITLUL 2

CALITATEA FRECVENȚEI

Articolul 127

Parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrii-țintă de calitate a frecvenței

(1) Parametrii care definesc calitatea frecvenței trebuie să fie:

(a) frecvența nominală pentru toate zonele sincrone;

(b) domeniul de frecvență standard pentru toate zonele sincrone;

(c) abaterea maximă a frecvenței instantanee pentru toate zonele sincrone;

(d) abaterea maximă de frecvență în regim staționar pentru toate zonele sincrone;

(e) durata de restabilire a frecvenței pentru toate zonele sincrone;

(f) durata de recuperare a frecvenței pentru zonele sincrone GB și IE/IN;

(g) domeniul de restabilire a frecvenței pentru zonele sincrone GB, IE/IN și Europa de Nord;

(h) domeniul de recuperare a frecvenței pentru zonele sincrone GB și IE/IN și

(i) timpul de declanșare a stării de alertă pentru toate zonele sincrone.

(2) Valoarea nominală a frecvenței trebuie să fie de 50 Hz pentru toate zonele sincrone.

(3) Valorile implicite ale parametrilor care definesc calitatea frecvenței menționați la alineatul (1) sunt prevăzute în tabelul 1 din anexa III.

(4) Parametrul-țintă pentru calitatea frecvenței este numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard pe an pentru fiecare zonă sincronă, iar valoarea sa implicită pentru fiecare zonă sincronă este valoarea prevăzută în tabelul 2 din anexa III.

(5) Valorile parametrilor care definesc calitatea frecvenței din tabelul 1 din anexa III și a parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței din tabelul 2 din anexa III se aplică cu excepția cazului în care toți OTS dintr-o zonă sincronă propun valori diferite în temeiul alineatelor (6), (7) și (8).

(6) Toți OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord au dreptul de a propune, în acordul operațional de zonă sincronă, valori diferite de valorile prevăzute în tabelele 1 și 2 din anexa III în ceea ce privește:

(a) timpul de declanșare a stării de alertă;

(b) numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard.

(7) Toți OTS din zonele sincrone GB și IE/IN au dreptul de a propune, în acordul operațional de zonă sincronă, valori diferite de valorile prevăzute în tabelele 1 și 2 din anexa III în ceea ce privește:

(a) durata de restabilire a frecvenței;

(b) timpul de declanșare a stării de alertă și

(c) numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard.

(8) Propunerea de modificare a valorilor în temeiul alineatelor (6) și (7) se bazează pe o evaluare a valorilor înregistrate ale frecvenței sistemului pentru o perioadă de cel puțin un an și pe evoluția zonei sincrone și trebuie să îndeplinească următoarele condiții:

(a) propunerea de modificare a parametrilor care definesc calitatea frecvenței din tabelul 1 din anexa III sau a parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței din tabelul 2 din anexa III ține seama de următoarele elemente:

  (i) dimensiunea sistemului, bazată pe consumul și producția de energie electrică din zona sincronă și pe inerția zonei sincrone;

  (ii) incidentul de referință;

  (iii) structura rețelei și/sau topologia rețelei;

  (iv) comportamentul componentelor de producție și de consum;

  (v) numărul și răspunsul unităților generatoare cu răspuns limitat la abaterile de frecvență – creșteri de frecvență și cu răspuns limitat la abaterile de frecvență – scăderi de frecvență, astfel cum sunt definite la articolul 13 alineatul (2) și la articolul 15 alineatul (2) litera (c) din Regulamentul (UE) 2016/631;

  (vi) numărul și răspunsul unităților consumatoare care operează cu reglajul frecvenței în sistemele energetice prin variația cererii de energie activat sau cu reglajul foarte rapid al puterii active prin variația cererii de energie activat, astfel cum se definește la articolul 29 și la articolul 30 din Regulamentul (UE) 2016/1388; și

  (vii) capacitățile tehnice ale unităților generatoare și ale unităților consumatoare;

(b) Toți OTS din zona sincronă organizează o consultare publică privind impactul exercitat asupra părților interesate de propunerea de modificare a parametrilor care definesc calitatea frecvenței din tabelul 1 din anexa III sau a parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței din tabelul 2 din anexa III.

(9) Toți OTS fac tot posibilul să respecte valorile parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau ale parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței. Toți OTS verifică îndeplinirea parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței cel puțin o dată pe an.

Articolul 128

Parametrii-țintă pentru ARRF

(1) Toți OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, valorile domeniului ARRF de nivelul 1 și ale domeniului ARRF de nivelul 2 pentru fiecare bloc RFP din zonele sincrone EC și Europa de Nord cel puțin o dată pe an.

(2) Toți OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord, dacă sunt formate din mai mult de un bloc RFP, se asigură că valorile domeniilor ARRF de nivelul 1 și ale domeniilor ARRF de nivelul 2 din blocurile RFP ale acestor zone sincrone sunt proporționale cu rădăcina pătrată a sumei obligațiilor de RSF inițială ale OTS care constituie blocurile RFP, în conformitate cu articolul 153.

(3) Toți OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord fac tot posibilul ca să respecte următorii parametri-țintă pentru ARRF pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă:

(a) numărul de intervale de timp pe an în afara domeniului ARRF de nivel 1 în cadrul unui interval de timp egal cu durata de restabilire a frecvenței trebuie să fie mai mic de 30 % din intervalele de timp ale anului; și

(b) numărul de intervale de timp pe an în afara domeniului ARRF de nivel 2 în cadrul unui interval de timp egal cu durata de restabilire a frecvenței trebuie să fie mai mic de 5 % din intervalele de timp ale anului.

(4) În cazul în care un bloc RFP este format din mai mult de o zonă RFP, toți OTS din blocul RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, valorile parametrilor-țintă pentru ARRF aferente fiecărei zone RFP.

(5) Pentru zonele sincrone GB și IE/IN, domeniul ARRF de nivel 1 trebuie să fie mai mare sau egal cu 200 mHz, iar domeniul ARRF de nivel 2 trebuie să fie mai mare sau egal cu 500 mHz.

(6) Toți OTS din zonele sincron GB și IE/IN fac tot posibilul să respecte următorii parametri-țintă pentru ARRF dintr-o zonă sincronă:

(a) numărul maxim de intervale de timp în afara domeniului ARRF de nivel 1 trebuie să fie mai mic sau egal cu valoarea din tabelul 1 din anexa IV ca procentaj din intervalele de timp pe an;

(b) numărul maxim de intervale de timp în afara domeniului ARRF de nivel 2 trebuie să fie mai mic sau egal cu valoarea din tabelul 1 din anexa IV ca procentaj din intervalele de timp pe an.

(7) Toți OTS verifică, cel puțin o dată pe an, dacă sunt îndepliniți parametrii-țintă pentru ARRF.

Articolul 129

Procesul de aplicare a criteriilor

Procesul de aplicare a criteriilor trebuie să cuprindă:

(a) colectarea datelor de evaluare a calității frecvenței și

(b) calculul criteriilor de evaluare a calității frecvenței.

Articolul 130

Datele pentru evaluarea calității frecvenței

(1) Datele pentru evaluarea calității frecvenței sunt următoarele:

(a) pentru zona sincronă:

(i) datele referitoare la frecvența instantanee și

(ii) datele referitoare la abaterea frecvenței instantanee;

(b) pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă, datele referitoare la ARRF instantanee.

(2) Precizia de măsurare a datelor referitoare la frecvența instantanee și a datelor referitoare la ARRF instantanee, în cazul în care sunt măsurate în Hz, trebuie să fie de cel puțin 1 mHz.

Articolul 131

Criteriile de evaluare a calității frecvenței

(1) Criteriile de evaluare a calității frecvenței trebuie să cuprindă:

(a) pentru zona sincronă, în timpul funcționării în stare normală de funcționare sau în stare de alertă în conformitate cu articolul 18 alineatele (1) și (2), lunar, pentru datele referitoare la frecvența instantanee:

(i) valoarea medie;

(ii) abaterea standard;

(iii) percentilele 1, 5, 10, 90, 95 și 99;

(iv) timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea standard a frecvenței, cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee;

(v) timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea maximă a frecvenței instantanee, cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee;

(vi) numărul evenimentelor în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență din zona sincronă a depășit 200 % din abaterea standard a frecvenței și abaterea instantanee de frecvență nu a fost readusă la 50 % din abaterea standard a frecvenței pentru zona sincronă EC și la limitele pentru restabilirea frecvenței în cazul zonelor sincrone GB, IE/IN și Europa de Nord, pe durata de restabilire a frecvenței. Datele fac distincția între abaterea de frecvență negativă și cea pozitivă;

(vii) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, numărul evenimentelor în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență s-a situat în afara domeniului de recuperare a frecvenței și nu a fost readusă în domeniul de recuperare a frecvenței, cu distincție între abaterea de frecvență negativă și cea pozitivă;

(b) pentru fiecare bloc RFP din zonele sincrone EC și Europa de Nord în timpul funcționării în stare normală de funcționare sau în stare de alertă în conformitate cu articolul 18 alineatele (1) și (2), lunar:

(i) pentru un set de date care conține valorile medii ale ARRF din blocul RFP pentru intervale de timp egale cu durata de restabilire a frecvenței:

— valoarea medie;

— abaterea standard;

— percentilele 1, 5, 10, 90, 95 și 99;

— numărul intervalelor de timp în care valoarea medie a ARRF s-a aflat în afara domeniului ARRF de nivel 1, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive și

— numărul intervalelor de timp în care valoarea medie a ARRF s-a aflat în afara domeniului ARRF de nivel 2, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive;

(ii) pentru un set de date care conține valorile medii ale ARRF din blocul RFP pentru intervalele de timp cu durata de un minut: numărul evenimentelor, pe lună, în care ARRF a depășit 60 % din capacitatea de rezervă a RRF și nu a fost readusă la 15 % din capacitatea de rezervă a RRF, pe durata de restabilire a frecvenței, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive;

(c) pentru blocurile RFP din zona sincronă GB sau IE/IN, în timpul funcționării în stare normală de funcționare sau în stare de alertă în conformitate cu articolul 18 alineatele (1) și (2), lunar și pentru un set de date care conține valorile medii ale ARRF

din blocul RFP pe intervale de timp cu durata de un minut: numărul evenimentelor în care valoarea absolută a ARRF a depășit abaterea maximă de frecvență în regim staționar și ARRF nu a fost readusă la 10 % din abaterea maximă de frecvență în regim staționar, pe durata de restabilire a frecvenței, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive.

(2) Toți OTS din fiecare zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, o metodă comună de evaluare a riscurilor și evoluția riscului de epuizare a RSF în zona sincronă respectivă. Această metodologie se aplică cel puțin o dată pe an și se bazează cel puțin pe datele istorice privind frecvența instantanee a sistemului pentru o perioadă de cel puțin un an. OTS din fiecare zonă sincronă furnizează datele de intrare necesare pentru această evaluare.

Articolul 132

Procesul de colectare și de furnizare a datelor

(1) Procesul de colectare și de furnizare a datelor cuprinde următoarele:

(a) valori măsurate ale frecvenței sistemului;

(b) calculul datelor de evaluare a calității frecvenței și

(c) furnizarea datelor de evaluare a calității frecvenței pentru procesul de aplicare a criteriilor.

(2) Procesul de colectare și de furnizare a datelor se implementează de către responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone, desemnat în conformitate cu articolul 133.

Articolul 133

Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone

(1) Toți OTS dintr-o zonă sincronă desemnează, în acordul operațional de zonă sincronă, un OTS din zona sincronă ca responsabil cu monitorizarea zonei sincrone.

(2) Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone implementează procesul de colectare și de furnizare a datelor din zona sincronă menționat la articolul 132.

(3) Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone implementează procesul de aplicare a criteriilor menționat la articolul 129.

(4) Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone colectează datele pentru evaluarea calității frecvenței din zona sa sincronă și efectuează procesul de aplicare a criteriilor, inclusiv calculul criteriilor de evaluare a calității frecvenței, o dată la 3 luni și în termen de 3 luni de la sfârșitul perioadei analizate.

Articolul 134

Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP

(1) Toți OTS dintr-un bloc RFP desemnează, în acordul operațional în blocul RFP, un OTS din blocul RFP respectiv ca responsabil cu monitorizarea blocului RFP.

(2) Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP colectează datele pentru evaluarea calității frecvenței din blocul său RFP în conformitate cu procesul de aplicare a criteriilor menționat la articolul 129.

(3) Fiecare OTS dintr-o zonă RFP furnizează responsabilului cu monitorizarea blocului RFP valorile măsurate din zona RFP necesare în vederea colectării datelor pentru evaluarea calității frecvenței din blocul RFP.

(4) Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP furnizează datele pentru evaluarea calității frecvenței din blocul său RFP și din zona sa RFP o dată la 3 luni și în termen de 2 luni de la sfârșitul perioadei analizate.

Articolul 135

Informații referitoare la comportamentul componentelor de producție și de consum

În conformitate cu articolul 40, fiecare OTS cu rezerve racordate are dreptul de a solicita de la URS informațiile necesare pentru a monitoriza comportamentul componentelor de consum și de producție legat de dezechilibre. Aceste informații pot cuprinde:

(a) valoarea de referință a puterii active cu marcă de timp pentru operarea în timp real și în viitor și

(b) producția totală de putere activă cu marcă de timp.

Articolul 136

Perioada de variație a sarcinii din zona sincronă

Toți OTS din fiecare zonă sincronă cu mai mult de o zonă RFP precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, o perioadă de variație a sarcinii comună a programelor schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată între zonele de RFP din zona sincronă. Calculul valorii programate a puterii de schimb reglate din poziția netă a zonei CA pentru calculul ARZ se realizează cu perioada de variație a sarcinii comună.

Articolul 137

Limitări de rampă pentru producția de putere activă

(1) Toți OTS din două zone sincrone au dreptul de a preciza, în acordul operațional de zonă sincronă, limitări pentru producția de putere activă a liniilor de interconexiune HVDC dintre zonele sincrone, pentru a-și limita influențele asupra îndeplinirii parametrilor-țintă pentru calitatea frecvenței din zona sincronă prin stabilirea unei viteze maxime de variație a sarcinii pentru toate liniile de interconexiune HVDC care racordează o zonă sincronă la o altă zonă sincronă.

(2) Limitările de la alineatul (1) nu se aplică la compensarea dezechilibrelor, la cuplarea frecvențelor și nici la activarea transfrontalieră a RRF și RI prin liniile de interconexiune HVDC.

(3) Toți OTS conectați la o linie de interconexiune HVDC au dreptul de a stabili, în acordul operațional în blocul RFP, limitări comune ale producției de putere activă a respectivei linii de interconexiune HVDC, pentru a limita influența acesteia asupra îndeplinirii parametrului-țintă pentru ARRF al blocurilor RFP conectate, convenind asupra perioadelor de rampă și/sau asupra vitezei maxime de variație a sarcinii pentru această linie de interconexiune HVDC. Aceste limitări comune nu se aplică la compensarea dezechilibrelor, la cuplarea frecvențelor și nici la activarea transfrontalieră a RRF și RI prin liniile de interconexiune HVDC. Toți OTS dintr-o zonă sincronă coordonează aceste măsuri în zona sincronă.

(4) Toți OTS dintr-un bloc RFP au dreptul de a stabili, în acordul operațional în blocul RFP, următoarele măsuri pentru a sprijini îndeplinirea parametrului-țintă pentru ARRF al blocului RFP și pentru a reduce abaterile de frecvență deterministe, ținând cont de limitările tehnologice ale unităților generatoare și ale unităților consumatoare:

(a) obligații privind perioadele de variație a sarcinii și/sau viteza maximă de variație a sarcinii la unitățile generatoare și/sau la unitățile consumatoare;

(b) obligații privind timpii individuali de pornire a rampei la unitățile generatoare și/sau la unitățile consumatoare din blocul RFP și

(c)

coordonarea rampei între unitățile generatoare, unitățile consumatoare și consumul de putere activă în interiorul blocului RFP.

Articolul 138

Atenuare

În cazul în care valorile calculate pentru o perioadă de un an calendaristic cu privire la parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței sau la parametrii-țintă pentru ARRF se situează în afara țintelor stabilite pentru zona sincronă sau blocul RFP, toți OTS din zona sincronă relevantă sau din blocul RFP relevant au următoarele obligații:

(a) să analizeze dacă parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței sau parametrii-țintă pentru ARRF se mențin în afara țintelor stabilite pentru zona sincronă sau blocul RFP și, în cazul în care există un risc justificat ca acest lucru să se întâmple, să analizeze cauzele și să elaboreze recomandări și

(b) să elaboreze măsuri de atenuare, pentru a asigura îndeplinirea, în viitor, a obiectivelor pentru zona sincronă sau blocul RFP.

TITLUL 3
STRUCTURA REGLAJULUI FRECVENȚĂ-PUTERE

Articolul 139

Structura de bază

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă specifică structura reglajului frecvență-putere pentru zona sincronă în acordul operațional de zonă sincronă. Fiecare OTS este responsabil de punerea în aplicare a structurii reglajului frecvență-putere din zona sa sincronă și operează în conformitate cu aceasta.

(2) Structura reglajului frecvență-putere din fiecare zonă sincronă include:

(a) o structură de activare a procesului, în conformitate cu articolul 140, și

(b) o structură de responsabilitate a procesului, în conformitate cu articolul 141.

Articolul 140

Structura de activare a procesului

(1) Structura de activare a procesului include:

(a) un PReF în temeiul articolului 142;

(b) un PRR în temeiul articolului 143 și

(c) pentru zona sincronă EC, un proces de ajustare a timpului, în conformitate cu articolul 181.

(2) Structura de activare a procesului poate include:

(a) un PIR, în temeiul articolului 144;

(b) un proces de compensare a dezechilibrului, în conformitate cu articolul 146;

(c) un proces de activare a RRF transfrontaliere, în conformitate cu articolul 147;

(d) un proces de activare a RI transfrontaliere, în conformitate cu articolul 148 și

(e) pentru alte zone decât zona sincronă EC, un proces de ajustare a timpului în temeiul articolului 181.

Articolul 141

Structura de responsabilitate a procesului

(1) Atunci când specifică structura de responsabilitate a procesului, toți OTS din fiecare zonă sincronă trebuie să ia în considerare cel puțin următoarele criterii:

(a) dimensiunea și inerția totală, inclusiv inerția artificială, a zonei sincrone;

(b) structura rețelei și/sau topologia rețelei și

(c) comportamentul componentelor de consum și de producție, precum și comportamentul HVDC.

(2) În termen de 4 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, toți OTS dintr-o zonă sincronă elaborează împreună o propunere comună privind stabilirea blocurilor RFP, care să respecte următoarele cerințe:

(a) o zonă de monitorizare corespunde unei singure zone RFP sau face parte dintr-o singură zonă RFP;

(b) o zonă RFP corespunde unui singur bloc RFP sau face parte dintr-un singur bloc RFP;

(c) un bloc RFP corespunde unei singure zone sincrone sau face parte dintr-o singură zonă sincronă și

(d) fiecare element de rețea face parte dintr-o singură zonă de monitorizare, dintr-o singură zonă RFP și dintr-un singur bloc RFP.

(3) Toți OTS din fiecare zonă de monitorizare trebuie să calculeze și să monitorizeze în mod continuu transferul de putere activă în timp real în zona de monitorizare.

(4) Toți OTS din fiecare zonă RFP:

(a) monitorizează în permanență ARRF din zona RFP;

(b) implementează și operează un PRF pentru zona RFP;

(c) fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru ARRF din zona RFP, potrivit dispozițiilor de la articolul 128, și

(d) au dreptul de a implementa una sau mai multe dintre procesele menționate la articolul 140 alineatul (2).

(5) Toți OTS din fiecare bloc RFP:

(a) fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru ARRF din blocul RFP, potrivit dispozițiilor de la articolul 128, și

(b) respectă regulile de dimensionare a RRF în conformitate cu articolul 157 și regulile de dimensionare a RI în conformitate cu articolul 160.

(6) Toți OTS din fiecare zonă sincronă:

(a) implementează și operează un PReF în zona sincronă;

(b) respectă regulile de dimensionare a RSF în conformitate cu articolul 153 și

(c) fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru calitatea frecvenței, în conformitate cu articolul 127.

(7) Toți OTS din fiecare zonă de monitorizare precizează, în acordul operațional de zonă de monitorizare, repartizarea responsabilităților între OTS din zona de monitorizare pentru respectarea obligației prevăzute la alineatul (3).

(8) Toți OTS din fiecare zonă RFP precizează, în acordul operațional de zonă RFP, repartizarea responsabilităților între OTS din zona RFP pentru respectarea obligațiilor prevăzute la alineatul (4).

(9) Toți OTS din fiecare bloc RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, repartizarea responsabilităților între OTS din blocul RFP pentru respectarea obligațiilor prevăzute la alineatul (5).

(10) Toți OTS din fiecare zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, repartizarea responsabilităților între OTS din zona sincronă pentru respectarea obligațiilor prevăzute la alineatul (6).

(11) Toți OTS din două sau mai multe zone RFP conectate prin linii de interconexiune au dreptul de a forma un bloc RFP dacă sunt îndeplinite cerințele pentru blocul RFP prevăzute la alineatul (5).

Articolul 142

Procesul de reținere a frecvenței

(1) Obiectivul de reglaj al PReF este stabilizarea frecvenței sistemului prin activarea RSF.

(2) Caracteristica generală a activării RSF într-o zonă sincronă reflectă o scădere monotonă a activării RSF ca funcție a abaterii de frecvență.

Articolul 143

Procesul de restabilire a frecvenței

(1) Obiectivul de reglaj al PRF este:

(a) reglarea ARRF spre valoarea zero pe durata de restabilire a frecvenței;

(b) în cazul zonelor sincrone EC și Europa de Nord, pentru a înlocui treptat RSF activate prin activarea RRF în conformitate cu articolul 145.

(2) ARRF este:

(a) ARZ dintr-o zonă RFP, în cazul în care există mai multe zone RFP într-o zonă sincronă; sau

(b) abaterea de frecvență, atunci când o zonă RFP corespunde blocului RFP și zonei sincrone.

(3) O ARZ dintr-o zonă RFP se calculează ca fiind suma dintre produsul factorului K al zonei RFP și abaterea frecvenței, plus diferența dintre:

(a) fluxul total de putere activă la linia de interconexiune și la linia de interconexiune virtuală și

(b) valoarea programată a puterii de schimb reglate, în conformitate cu articolul 136.

(4) În cazul în care o zonă RFP este formată din mai mult de o zonă de monitorizare, toți OTS din zona RFP desemnează, în acordul operațional de zonă RFP, un OTS responsabil pentru implementarea și operarea procesului de restabilire a frecvenței.

(5) În cazul în care o zonă RFP este formată din mai mult de o zonă de monitorizare, procesul de restabilire a frecvenței în această zonă RFP trebuie să permită reglajul transferului de putere activă din fiecare zonă de monitorizare, la o valoare determinată ca sigură pe baza unei analize a siguranței în funcționare în timp real.

Articolul 144

Procesul de înlocuire a rezervelor

(1) Obiectivul de reglaj al PIR trebuie să îndeplinească cel puțin unul dintre următoarele obiective prin activarea RI:

(a) restabilirea treptată a RRF activate;

(b) susținerea activării RRF;

(c) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, restabilirea progresivă a RSF și RRF activate.

(2) PIR se operează prin instrucțiunile de activare manuală a RI în vederea îndeplinirii obiectivului de reglaj în conformitate cu alineatul (1).

Articolul 145

Procesul de restabilire manuală și automată a frecvenței

(1) Fiecare OTS din fiecare zonă RFP implementează un proces automat de restabilire a frecvenței („aPRF”) și un proces manual de restabilire a frecvenței („mPRF”).

(2) În termen de doi ani de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, OTS din zonele sincrone GB și IE/IN pot să prezinte autorităților lor competente de reglementare, individual, o propunere de a nu implementa un aPRF. Aceste propuneri includ o analiză cost-beneficiu care demonstrează că implementarea unui aPRF ar duce la costuri mai mari decât beneficiile. În cazul în care propunerea este aprobată de către autoritățile de reglementare competente, OTS și autoritățile de reglementare respective reevaluează decizia cel puțin o dată la patru ani.

(3) În cazul în care o zonă RFP este formată din mai mult de o zonă de monitorizare, toți OTS din zona RFP stabilesc o procedură pentru implementarea unui aPRF și a unui mPRF în acordul operațional de zonă RFP. În cazul în care un bloc RFP este format din mai mult de o zonă RFP, toți OTS din zonele RFP stabilesc o procedură pentru implementarea unui mPRF în acordul operațional în blocul RFP.

(4) Un aPRF trebuie operat în mod buclă închisă atunci când ARRF reprezintă valoarea de intrare și valoarea de referință pentru activarea RRF automate reprezintă valoarea de ieșire. Valoarea de referință pentru activarea RRF automate se calculează de către un singur regulator central frecvență-putere de schimb, operat de un OTS în zona sa RFP. În zonele sincrone EC și Europa de Nord, regulatorul central frecvență-putere de schimb:

(a) este un regulator automat conceput să reducă ARRF la zero;

(b) are un comportament proporțional-integral;

(c) are un algoritm de reglaj care împiedică termenul integral al unui regulator proporțional-integral să acumuleze abaterea de reglaj și să depășească domeniul de reglaj și

(d) are funcționalități pentru modurile operaționale extraordinare în cazul funcționării în starea de alertă și în cea de urgență.

(5) Un mPRF se operează prin instrucțiunile de activare manuală a RRF în vederea îndeplinirii obiectivului de reglaj în conformitate cu articolul 143 alineatul (1).

(6) Pe lângă implementarea aPRF în zonele RFP, toți OTS dintr-un bloc RFP care este format din mai mult de o zonă RFP au dreptul de a desemna, în acordul operațional în blocul RFP, un OTS care:

(a) să calculeze și să monitorizeze ARRF din întregul bloc RFP și

(b) să ia în considerare ARRF din întregul bloc RFP la calculul valorii de referință pentru activarea aRRF în conformitate cu articolul 143 alineatul (3), în plus față de ARRF din zona RFP.

Articolul 146

Procesul de compensare a dezechilibrelor

(1) Obiectivul de reglaj al procesului de compensare a dezechilibrelor vizează reducerea cantității de activări simultane a RRF contrare în diverse zone RFP participante prin transferul de putere la compensarea dezechilibrelor.

(2) Fiecare OTS are dreptul de a implementa procesul de compensare a dezechilibrelor pentru zonele RFP din același bloc RFP, între blocuri RFP diferite sau între diferite zone sincrone, prin încheierea unui acord de compensare a dezechilibrelor.

(3) OTS implementează procesul de compensare a dezechilibrelor în așa fel încât acesta să nu afecteze:

(a) stabilitatea PReF din zona sincronă sau zonele sincrone implicate în procesul de compensare a dezechilibrelor;

(b) stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OTS participant sau afectat și

(c) siguranța în funcționare.

(4) OTS implementează transferul de putere la compensarea dezechilibrelor între zonele RFP ale unei zone sincrone în cel puțin una dintre următoarele modalități:

(a) prin definirea fluxurilor de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care va fi inclusă în calculul ARRF;

(b) prin ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

(5) OTS implementează transferul de putere la compensarea dezechilibrelor între zone RFP din diferite zone sincrone, prin ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

(6) OTS implementează transferul de putere la compensarea dezechilibrelor astfel încât să nu se depășească cantitatea reală a RRF activate, necesară pentru reglarea la zero a ARRF din respectiva zonă RFP, fără transfer de putere la compensarea dezechilibrelor.

(7) Toți OTS care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor se asigură că suma tuturor transferurilor de putere la compensarea dezechilibrelor este egală cu zero.

(8) Procesul de compensare a dezechilibrelor trebuie să includă un mecanism de rezervă care să asigure că transferul de putere la compensarea dezechilibrelor din fiecare zonă RFP este zero sau este limitat la o valoare la care poate fi garantată siguranța în funcționare.

(9) În cazul în care un bloc RFP este format din mai mult de o zonă RFP și capacitatea de rezervă din RRF, precum și capacitatea de rezervă din RI se calculează pe baza dezechilibrelor din blocul RFP, toți OTS din același bloc RFP implementează un proces de compensare a dezechilibrelor și transferă cantitatea maximă de putere pentru compensarea dezechilibrelor potrivit definiției de la alineatul (6) dinspre și către alte zone RFP din același bloc RFP.

(10) În cazul în care se implementează un proces de compensare a dezechilibrelor pentru zone RFP din zone sincrone diferite, toți OTS transferă cantitatea maximă de putere pentru compensarea dezechilibrelor potrivit definiției de la alineatul (6) dinspre și către alți OTS din aceeași zonă sincronă care participă la respectivul proces de compensare a dezechilibrelor.

(11) În cazul în care se implementează un proces de compensare a dezechilibrelor pentru zone RFP care nu fac parte din același bloc RFP, toți OTS din blocurile RFP implicate respectă obligațiile prevăzute la articolul 141 alineatul (5), indiferent de transferul de putere la compensarea dezechilibrelor.

Articolul 147

Procesul de activare a RRF transfrontaliere

(1) Obiectivul de reglaj al procesului de activare a RRF transfrontaliere este acela de a permite unui OTS să efectueze PRF prin transferul de putere la restabilirea frecvenței între zonele RFP.

(2) Fiecare OTS are dreptul de a pune în aplicare procesul de activare a RRF transfrontaliere în zonele RFP din același bloc RFP, între diferite blocuri de RFP sau între diferite zone sincrone prin încheierea unui acord de activare a RRF transfrontaliere.

(3) OTS implementează procesul de activare a RRF transfrontaliere în așa fel încât acesta să nu afecteze:

(a) stabilitatea PReF din zona sincronă sau din zonele sincrone implicate în procesul de activare a RRF transfrontaliere;

(b) stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OTS participant sau afectat și

(c) siguranța în funcționare.

(4) OTS implementează transferul de putere la restabilirea frecvenței între zonele RFP ale aceleiași zone sincrone printr-una dintre următoarele modalități:

(a) definirea unui flux de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care este inclusă în calculul ARRF în cazul în care activarea RRF se face automat;

(b) adaptarea unei valori programate a puterii de schimb reglate sau definirea unui flux de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală între zonele RFP în care activarea RRF se face manual; sau

(c) ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

(5) OTS implementează transferul de putere la restabilirea frecvenței între zone RFP din diferite zone sincrone, prin ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

(6) Toți OTS care participă la același proces de activare a RRF transfrontaliere se asigură că suma tuturor transferurilor de putere la restabilirea frecvenței este egală cu zero.

(7) Procesul de activare a RRF transfrontaliere trebuie să includă un mecanism de rezervă care să asigure că transferul de putere la restabilirea frecvenței din fiecare zonă RFP este zero sau este limitat la o valoare la care poate fi garantată siguranța în funcționare.

Articolul 148

Procesul de activare a RI transfrontaliere

(1) Obiectivul de reglaj al procesului de activare a RI transfrontaliere este acela de a permite unui OTS să efectueze PIR prin valoarea programată a puterii de schimb reglate între zonele RFP.

(2) Fiecare OTS are dreptul de a implementa procesul de activare a RI transfrontaliere în zonele RFP din același bloc RFP, între blocuri RFP diferite sau între zone sincrone diferite prin încheierea unui acord de activare a RI transfrontaliere.

(3) OTS implementează procesul de activare a RI transfrontaliere în așa fel încât acesta să nu afecteze:

(a) stabilitatea PReF din zona sincronă sau din zonele sincrone implicate în procesul de activare a RI transfrontaliere;

(b) stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OTS participant sau afectat și

(c) siguranța în funcționare.

(4) OTS implementează valoarea programată a puterii de schimb reglate între zonele RFP ale aceleiași zone sincrone prin cel puțin una dintre următoarele modalități:

(a) stabilirea fluxurilor de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care este inclusă în calculul ARRF;

(b) ajustarea unei valori programate a puterii de schimb reglate; sau

(c) ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

(5) OTS implementează valoarea programată a puterii de schimb reglate între zone RFP din diferite zone sincrone, prin ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

(6) Toți OTS care participă la același proces de activare a RI transfrontaliere se asigură că suma tuturor valorilor programate ale puterii de schimb reglate este egală cu zero.

(7) Procesul de activare a RI transfrontaliere trebuie să includă un mecanism de rezervă care să asigure că valoarea programată a puterii de schimb reglate din fiecare zonă RFP este zero sau este limitată la o valoare la care poate fi garantată siguranța în funcționare.

Articolul 149

Cerințe generale pentru procesele de reglaj transfrontaliere

(1) Toți OTS care participă la schimbul sau partajarea de RRF sau RI implementează un proces de activare a RRF sau RI transfrontaliere, după caz.

(2) Toți OTS dintr-o zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OTS care implementează un proces de compensare a dezechilibrelor, un proces de activare a RRF transfrontaliere sau un proces de activare a RI transfrontaliere între zone RFP din blocuri RFP diferite sau din zone sincrone diferite.

(3) Toți OTS care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor, la același proces de activare a RRF transfrontaliere sau la același proces de activare a RI transfrontaliere precizează în acordurile respective rolurile și responsabilitățile OTS, inclusiv:

(a) furnizarea tuturor datelor de intrare necesare pentru:

  (i) calculul transferului de putere în ceea ce privește limitele siguranței în funcționare și

  (ii) efectuarea analizei siguranței în funcționare în timp real de către OTS participanți și OTS afectați;

(b) responsabilitatea calculului transferului de putere și

(c) implementarea unor proceduri operaționale pentru a asigura siguranța în funcționare.

(4) Fără a aduce atingere dispozițiilor de la articolul 146 alineatele (9), (10) și (11) și ca parte a acordurilor menționate la articolele 122, 123 și 124, toți OTS care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor, la același proces de activare a RRF transfrontaliere sau la același proces de activare a RI transfrontaliere au dreptul de a preciza o abordare secvențială pentru calculul transferului de putere. Calculul secvențial al transferului de putere permite oricărui grup de OTS care operează zone RFP sau blocuri RFP racordate prin linii de interconexiune să transfere între ei putere pentru compensarea dezechilibrului, pentru restabilirea frecvenței sau pentru rezerva de înlocuire înainte de a efectua un transfer dinspre și către alți OTS.

Articolul 150

Notificarea OTS

(1) OTS care intenționează să își exercite dreptul de a implementa un proces de compensare a dezechilibrelor, un proces de activare a RRF transfrontaliere, un proces de activare a RI transfrontaliere, un proces de schimb de rezerve ori un proces de partajare a rezervelor trebuie să notifice tuturor celorlalți OTS din aceeași zonă, cu trei luni înainte de a-și exercita acest drept, următoarele elemente:

(a) OTS implicați;

(b) cantitatea preconizată de putere transferată din cauza procesului de compensare a dezechilibrelor, a procesului de activare a RRF transfrontaliere sau a procesului de activare a RI transfrontaliere;

(c) tipul rezervei și cantitatea maximă de putere transferată sau de rezerve partajate și

(d) intervalul de timp pentru schimbul sau partajarea de rezerve.

(2) În cazul în care se implementează un proces de compensare a dezechilibrelor, un proces de activare a RRF transfrontaliere sau un proces de activare a RI transfrontaliere pentru zone RFP care nu fac parte din același bloc RFP, fiecare OTS din zona sincronă în cauză are dreptul să se declare OTS afectat tuturor OTS din zona sincronă, pe baza unei analize a siguranței în funcționare și în termen de o lună de la data primirii notificării prevăzute la alineatul (1).

(3) OTS afectat are următoarele drepturi:

(a) de a solicita furnizarea valorilor în timp real ale transferului de putere la compensarea dezechilibrului, ale transferului de putere la restabilirea frecvenței și ale valorii programate a puterii de schimb reglate, necesare pentru analiza siguranței în funcționare în timp real, și

(b) de a solicita implementarea unei proceduri operaționale care să permită OTS afectat să stabilească limite pentru transferul de putere la compensarea dezechilibrelor, transferul de putere la restabilirea frecvenței și valoarea programată a puterii de schimb reglate între zonele RFP respective, pe baza analizei siguranței în funcționare în timp real.

Articolul 151

Infrastructură

(1) Toți OTS evaluează necesarul de infrastructură tehnică pentru implementarea și operarea proceselor menționate la articolul 140 și considerate de importanță critică, în conformitate cu planul de securitate menționat la articolul 26.

(2) Toți OTS dintr-o zonă sincronă specifică, în acordul operațional de zonă sincronă, cerințele minime privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice menționate la alineatul (1), inclusiv:

(a) acuratețea, rezoluția, disponibilitatea și redundanța valorilor măsurate, ale fluxurilor de putere activă și ale liniilor de interconexiune virtuale;

(b) disponibilitatea și redundanța sistemelor de comandă digitală;

(c) disponibilitatea și redundanța sistemelor infrastructurii de comunicații și

(d) protocoalele de comunicație.

(3) Toți OTS dintr-un bloc RFP stabilesc cerințe suplimentare privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice în acordul operațional în blocul RFP.

(4) Fiecare OTS din zona RFP:

(a) asigură un nivel suficient de calitate și disponibilitate al calculului ARRF;

(b) efectuează monitorizarea în timp real a calității calculului ARRF;

(c) ia măsuri în caz de calcul eronat al ARRF și

(d) în cazul în care ARRF este determinată de ARZ, efectuează o monitorizare ex-post a calității calculului ARRF prin compararea ARRF cu valorile de referință, cel puțin o dată pe an.

TITLUL 4

OPERAREA REGLAJULUI FRECVENȚĂ-PUTERE

Articolul 152

Stările sistemului legate de frecvența sistemului

(1) Fiecare OTS utilizează zona sa de reglaj cu rezerve suficiente crescătoare sau descrescătoare de putere activă, care pot include rezerve partajate sau schimbate, pentru a face față dezechilibrelor dintre cerere și ofertă din zona sa de reglaj. Fiecare OTS reglează ARRF, astfel cum se prevede la articolul 143, în vederea atingerii calității necesare a frecvenței în zona sincronă, în cooperare cu toți OTS din aceeași zonă sincronă.

(2) Fiecare OTS monitorizează aproape în timp real programele de producție și de schimb, fluxurile de putere, injecțiile în punctele nodale și retragerile din punctele nodale, precum și alți parametri din zona sa de reglaj care sunt relevanți pentru anticiparea unui risc de abatere de frecvență și ia, în coordonare cu alți OTS din zona sa sincronă, măsuri pentru a limita efectele negative ale acestora asupra echilibrului dintre producție și consum.

(3) Toți OTS din fiecare zonă sincronă specifică un schimb de date în timp real, în conformitate cu articolul 42, care include:

(a) starea sistemului în cazul sistemului de transport, în conformitate cu articolul 18, și

(b) datele de măsurare în timp real a ARRF din blocurile RFP și din zonele RFP din zona sincronă.

(4) Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone stabilește starea sistemului în ceea ce privește frecvența sistemului, în conformitate cu articolul 18 alineatele (1) și (2).

(5) Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone se asigură că toți OTS din toate zonele sincrone sunt informați în cazul în care abaterea frecvenței sistemului îndeplinește unul dintre criteriile pentru starea de alertă menționate la articolul 18.

(6) Toți OTS dintr-o zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, normele comune pentru operarea reglajului frecvență-putere și în starea normală de funcționare și în starea de alertă.

(7) Toți OTS din zonele sincrone GB și IE/IN specifică, în acordul operațional de zonă sincronă, procedurile operaționale pentru cazurile de epuizare a RSF. În aceste proceduri operaționale, OTS dintr-o zonă sincronă au dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare și al unităților consumatoare.

(8) Toți OTS dintr-un bloc RFP precizează procedurile operaționale pentru cazurile de epuizare a RRF sau RI în acordul operațional în blocul RFP. În aceste proceduri operaționale, OTS dintr-un bloc RFP au dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare și al unităților consumatoare.

(9) OTS dintr-un bloc RFP se străduiesc să evite ARRF care durează mai mult decât durata de restabilire a frecvenței.

(10) Toți OTS dintr-o zonă sincronă stabilesc, în acordul operațional de zonă sincronă, procedurile operaționale pentru starea de alertă cauzată de încălcarea limitelor de frecvență a sistemului. Procedurile operaționale vizează reducerea abaterii de frecvență din sistem pentru readucerea stării sistemului la starea normală de funcționare și pentru limitarea riscului de intrare în starea de urgență. Procedurile operaționale includ dreptul OTS de a devia de la obligațiile prevăzute la articolul 143 alineatul (1).

(11) Dacă sistemul este în stare de alertă din cauza rezervelor insuficiente de putere activă în conformitate cu articolul 18, OTS din blocurile RFP în cauză, în strânsă cooperare cu alți OTS din zona sincronă și cu OTS din alte zone sincrone, iau măsuri pentru a restabili și înlocui nivelurile necesare ale rezervelor de putere activă. În acest scop, OTS dintr-un bloc RFP au dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zona lor de reglaj pentru a reduce sau pentru a elimina încălcarea cerințelor privind rezerva de putere activă.

(12) Dacă media de 1 minut a ARRF dintr-un bloc RFP se situează peste domeniul ARRF de nivel 2 cel puțin pe durata necesară restabilirii frecvenței și atunci când OTS dintr-un bloc RFP nu preconizează că ARRF va fi redusă suficient prin luarea măsurilor de la alineatul (15), OTS au dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zonele lor respective pentru a reduce ARRF potrivit alineatului (16).

(13) Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, unde ARRF dintr-un bloc RFP depășește 25 % din incidentul de referință al zonei sincrone timp de mai mult de 30 de minute consecutive și în cazul în care OTS din acel bloc RFP nu preconizează că pot reduce în mod corespunzător ARRF prin măsurile luate

în temeiul alineatului (15), OTS solicită modificări ale producției sau ale consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zonele lor respective pentru a reduce ARRF potrivit alineatului (16).

(14) Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP este responsabil să identifice orice încălcare a limitelor de la alineatele (12) și (13) și:

(a) informează ceilalți OTS din blocul RFP și

(b) împreună cu OTS din blocul RFP, implementează măsuri coordonate în vederea reducerii ARRF, care trebuie specificate în acordul operațional în blocul RFP.

(15) În cazurile menționate la alineatele (11)-(13), toți OTS din fiecare zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, măsurile care permit OTS dintr-un bloc RFP să reducă în mod activ abaterea de frecvență prin activarea transfrontalieră a rezervelor. În cazurile menționate la alineatele (11)-(13), OTS din zona sincronă fac tot posibilul pentru a permite OTS din blocul RFP în cauză să își reducă ARRF.

(16) OTS dintr-un bloc RFP, în acordul operațional în blocul RFP, măsurile pentru reducerea ARRF prin modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zonele lor.

TITLUL 5
REZERVE PENTRU STABILIZAREA FRECVENȚEI

Articolul 153

Dimensionarea RSF

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă stabilesc, cel puțin anual, capacitatea de rezervă necesară pentru RSF în zona sincronă și obligația de RSF inițială a fiecărui OTS, în conformitate cu alineatul (2).

(2) Toți OTS din fiecare zonă sincronă specifică reguli de dimensionare în acordul operațional de zonă sincronă în conformitate cu următoarele criterii:

(a) capacitatea de rezervă pentru RSF necesare în zona sincronă acoperă cel puțin incidentul de referință și, pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, rezultatele abordării bazate pe dimensionarea probabilistică pentru RSF efectuate în conformitate cu litera (c);

(b) dimensiunea incidentului de referință se determină în conformitate cu următoarele condiții:

  (i) în zona sincronă EC, incidentul de referință este de 3 000 MW în direcție pozitivă și de 3 000 MW în direcție negativă;

  (ii) în zonele sincrone GB, IE/IN și Europa de Nord, incidentul de referință este cel mai mare dezechilibru care ar putea rezulta dintr-o variație instantanee a puterii active precum variația unei singure unități generatoare, a unui singur loc de consum, sau a unei singure linii de interconexiune HVDC sau din declanșarea unei linii CA sau este pierderea instantanee maximă a consumului de putere activă din cauza declanșării unuia sau a două puncte de racordare. Incidentul de referință se determină separat pentru direcția pozitivă și cea negativă;

(c) în zonele sincrone EC și Europa de Nord, toți OTS din zona sincronă au dreptul de a defini o abordare bazată pe dimensionarea probabilistică pentru RSF luând în calcul modelul de consum, modelul de producție și inerția, inclusiv inerția artificială, precum și mijloacele disponibile pentru desfășurarea inerției minime în timp real în conformitate cu metodologia prevăzută la articolul 39, cu scopul de a reduce probabilitatea apariției RSF insuficiente o dată la 20 de ani sau mai rar, și

(d) cotele de capacitate de rezervă pe RSF necesare pentru fiecare OTS ca obligație de RSF inițială se bazează pe suma producției nete și a consumului net din zona sa de reglaj, împărțită la suma producției nete și a consumului net din zona sincronă pe o perioadă de un an.

Articolul 154

Cerințe tehnice minime pentru RSF

(1) Fiecare OTS cu rezerve racordate se asigură că RSF au proprietățile enumerate pentru zona sa sincronă în tabelul 1 din anexa V.

(2) Toți OTS dintr-o zonă sincronă au dreptul de a specifica, în acordul operațional de zonă sincronă, proprietăți comune suplimentare ale RSF necesare pentru a asigura siguranța în funcționare în zona sincronă, prin intermediul unui set de parametri tehnici și în limitele prevăzute la articolul 15 alineatul (2) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631 și la articolele 27 și 28 din Regulamentul (UE) 2016/1388. Aceste proprietăți comune suplimentare ale RSF trebuie să ia în considerare capacitatea instalată, structura și modelul de consum și de producție din zona sincronă. OTS trebuie să aplice o perioadă de tranziție pentru introducerea de proprietăți suplimentare, definită în urma unei consultări cu furnizorii de RSF afectați.

(3) OTS cu rezerve racordate are dreptul de a stabili cerințe suplimentare pentru grupurile furnizoare de RSF în intervalele stabilite la articolul 15 alineatul (2) litera (d) din Regulamentul (UE) 2016/631 și la articolele 27 și 28 din Regulamentul (UE) 2016/1388 pentru a asigura siguranța în funcționare. Aceste cerințe suplimentare trebuie să se bazeze pe motive tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RSF. Furnizorul de RSF se asigură că este posibilă monitorizarea activării RSF la unitățile furnizoare de RSF din cadrul unui grup furnizor de rezerve.

(4) OTS cu rezerve racordate are dreptul de a exclude grupurile furnizoare de RSF de la furnizarea RSF pentru a asigura siguranța în funcționare. Această excludere trebuie să se bazeze pe motive tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RSF.

(5) Fiecare unitate furnizoare de RSF și fiecare grup furnizor de RSF are doar un OTS cu rezerve racordate.

(6) Fiecare unitate furnizoare de RSF și fiecare grup furnizor de RSF respectă proprietățile necesare pentru RSF din tabelul 1 din anexa V și orice alte proprietăți sau cerințe suplimentare specificate în conformitate cu alineatele (2) și (3) și activează RSF convenite prin intermediul unui regulator proporțional care reacționează la abateri de frecvență sau care este bazat pe o funcție monotonă hibridă pe intervale cu caracteristica putere-frecvență liniară în cazul RSF activate prin releu. Aceștia trebuie să poată activa RSF în domeniile de frecvență specificate la articolul 13 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2016/631.

(7) Fiecare OTS din zona sincronă se asigură că reacția combinată a RSF dintr-o zonă RFP respectă următoarele cerințe:

(a) activarea RSF nu este întârziată artificial și începe cât de curând posibil după o abatere de frecvență;

(b) în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, cel puțin 50 % din capacitatea totală RSF se furnizează după cel mult 15 secunde;

(c) în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, 100 % din capacitatea totală RSF se furnizează după cel mult 30 de secunde;

(d) în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, activarea capacității totale RSF crește cel puțin liniar de la 15 la 30 de secunde și

(e) în cazul în care abaterea de frecvență este mai mică de 200 mHz, capacitatea RSF aferentă activată este cel puțin proporțională cu același comportament temporal menționat la literele (a)-(d).

(8) Fiecare OTS cu rezerve racordate își monitorizează contribuția la PReF și activarea RSF în ceea ce privește RSF obligatorie, inclusiv unitățile furnizoare de RSF și grupurile furnizoare de RSF. Fiecare furnizor de RSF pune la dispoziția OTS cu rezerve racordate, pentru fiecare dintre unitățile sale furnizoare de RSF și grupurile sale furnizoare de RSF, cel puțin următoarele informații:

(a) statutul cu marcaj temporal care să indice dacă RSF sunt activate sau dezactivate;

(b) datele cu marcaj temporal referitoare la puterea activă necesare pentru a verifica activarea RSF, inclusiv datele cu marcaj temporal privind puterea activă instantanee;

(c) statismul regulatorului pentru unitățile generatoare de tip C și D, astfel cum sunt definite la articolul 5 din Regulamentul (UE) 2016/631, care acționează ca unități furnizoare de RSF, sau parametrul său echivalent pentru grupurile furnizoare de RSF care sunt formate din unități generatoare de tip A și/sau de tip B, astfel cum sunt definite la articolul 5 din Regulamentul (UE) 2016/631, și/sau din unități consumatoare cu reglajul puterii active la consumul comandabil, astfel cum sunt definite la articolul 28 din Regulamentul (UE) 2016/1388.

(9) Fiecare furnizor de RSF are dreptul să agrege datele respective pentru mai mult de o unitate furnizoare de RSF în cazul în care puterea maximă a unităților agregate este mai mică de 1,5 MW și este posibilă o verificare clară a activării RSF.

(10) La cererea OTS cu rezerve racordate, furnizorul de RSF pune la dispoziție, în timp real, informațiile enumerate la alineatul (9), cu o rezoluție temporală de cel puțin 10 secunde.

(11) La cererea OTS cu rezerve racordate și dacă este necesar pentru verificarea activării RSF, furnizorul de RSF pune la dispoziție informațiile enumerate la alineatul (9) privind instalațiile tehnice care fac parte din aceeași unitate furnizoare de RSF.

Articolul 155

Procesul de calificare prealabilă pentru RSF

(1) În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, fiecare OTS elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RSF și pune la dispoziția publicului detalii cu privire la procesul de calificare prealabilă pentru RSF.

(2) Un potențial furnizor de RSF trebuie să demonstreze OTS cu rezerve racordate că respectă cerințele tehnice și cerințele suplimentare prevăzute la articolul 154 prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF, descrise la alineatele (3)-(6) din prezentul articol.

(3) Un potențial furnizor de RSF depune o cerere oficială la OTS cu rezerve racordate, însoțită de informațiile solicitate referitoare la potențialele unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OTS cu rezerve racordate trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OTS cu rezerve racordate consideră că cererea este incompletă, potențialul furnizor de RSF prezintă informațiile suplimentare solicitate în termen de 4 săptămâni de la data primirii cererii de informații suplimentare. În cazul în care potențialul furnizor de RSF nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.

(4) În termen de 3 luni de la confirmarea faptului că cererea este completă, OTS cu rezerve racordate trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RSF. OTS cu rezerve racordate notifică decizia sa potențialului furnizor de RSF.

(5) În cazul în care respectarea anumitor cerințe din prezentul regulament a fost deja verificată de OTS cu rezerve racordate, acest lucru va fi recunoscut în calificarea prealabilă.

(6) Calificarea unităților furnizoare de RSF sau a grupurilor furnizoare de RSF este reevaluată:

(a) cel puțin o dată la cinci ani;

(b) în cazul în care cerințele de disponibilitate sau de ordin tehnic ale echipamentelor s-au schimbat și

(c) în cazul modernizării echipamentelor legate de activarea RSF.

Articolul 156

Furnizarea de RSF

(1) Fiecare OTS asigură disponibilitatea cel puțin a RSF obligatorii convenite între toți OTS din aceeași zonă sincronă în conformitate cu articolul 153, cu articolul 163, cu articolul 173 și cu articolul 174.

(2) Toți OTS dintr-o zonă sincronă stabilesc, cel puțin o dată pe an, dimensiunea factorului K din zona sincronă, ținând cont cel puțin de următorii factori:

(a) capacitatea de rezervă pe RSF împărțită la valoarea maximă a abaterii de frecvență în regim staționar;

(b) autoreglajul producției;

(c) autoreglajul consumului, ținând cont de contribuția în conformitate cu articolele 27 și 28 din Regulamentul (UE) 2016/1388;

(d) răspunsul la abaterile de frecvență ale liniilor de interconexiune HVDC menționate la articolul 172 și

(e) activarea răspunsului limitat la abaterile de frecvență și a răspunsului la abaterile de frecvență în conformitate cu articolele 13 și 15 din Regulamentul (UE) 2016/631.

(3) Toți OTS dintr-o zonă sincronă formată din mai mult de o zonă RFP trebuie să determine, în acordul operațional de zonă sincronă, cotele factorului K pentru fiecare zonă RFP, pe baza cel puțin a următoarelor elemente:

(a) obligațiile de RSF inițială;

(b) autoreglajul producției;

(c) autoreglajul consumului;

(d) cuplarea frecvențelor prin HVDC între zonele sincrone;

(e) schimbul de RSF.

(4) Un furnizor de RSF trebuie să garanteze disponibilitatea neîntreruptă a RSF, cu excepția unei retrageri forțate din exploatare a unei unități furnizoare de RSF, în perioada de timp în care este obligată să furnizeze RSF.

(5) Fiecare furnizor de RSF își informează OTS cu rezerve racordate, cât mai curând posibil, despre modificările disponibilității reale a unității furnizoare de RSF și/sau a grupului furnizor de RSF, în întregime sau în parte, relevante pentru rezultatele calificării prealabile.

(6) Fiecare OTS asigură sau impune furnizorilor săi de RSF să asigure că pierderea unei unități furnizoare de RSF nu pune în pericol siguranța în funcționare prin:

(a) limitarea cotei de RSF furnizate de fiecare unitate furnizoare de RSF la 5 % din capacitatea de rezervă pe RSF necesară pentru totalitatea zonelor sincrone CE și Europa de Nord;

(b) excluderea RSF furnizate de unitatea care definește incidentul de referință din zona sincronă de la procesul de dimensionare în zonele sincrone GB, IE/IN și Europa de Nord și

(c) înlocuirea RSF care devin indisponibile din cauza unei retrageri forțate din exploatare sau a indisponibilității unei unități furnizoare de RSF ori unui grup furnizor de RSF cât mai curând posibil din punct de vedere tehnic și în conformitate cu condițiile stabilite de OTS cu rezerve racordate.

(7) O unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care nu își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF atât timp cât persistă abaterea de frecvență. Pentru zonele sincrone GB și IE/IN, o unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care nu își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF până își activează RRF sau pe durata specificată în acordul operațional de zonă sincronă.

(8) O unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care nu își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF atât timp cât persistă abaterea de frecvență, cu excepția cazului în care rezervorul său de energie este epuizat pe direcția negativă sau pe direcția pozitivă. Pentru zonele sincrone GB și IE/IN, o unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF până își activează RRF sau pe durata specificată în acordul operațional de zonă sincronă.

(9) Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, fiecare furnizor de RSF se asigură că RSF de la unitățile sale furnizoare de RSF sau de la grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt accesibile în permanență în stare normală de funcționare. Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, de la declanșarea stării de alertă și pe toată durata acesteia, fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze FCR în permanență și pe o durată ce urmează a fi definită potrivit alineatelor (10) și (11). În cazul în care nu se definește o durată potrivit alineatelor (10) și (11), fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze FCR în permanență timp de cel puțin 15 minute sau, în cazul abaterilor de frecvență care sunt mai mici decât o abatere de frecvență care necesită activarea integrală a RSF, pe o durată echivalentă sau pe o durată prevăzută de fiecare OTS, care nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute.

(10) Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, toți OTS trebuie să elaboreze o propunere cu privire la perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF. Perioada stabilită nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute. Propunerea ține cont pe deplin de rezultatele analizei cost-beneficiu efectuate în temeiul alineatului (11).

(11) În termen de 6 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toți OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord propun ipoteze și o metodologie pentru efectuarea unei analize cost-beneficiu în vederea evaluării duratei necesare pentru ca unitățile furnizoare de RSF sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată să rămână disponibile în starea de alertă. În termen de 12 luni de la aprobarea ipotezelor și a metodologiei de către toate autoritățile de reglementare din zona respectivă, OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord transmit rezultatele analizei cost-beneficiu pe care au efectuat-o către autoritățile de reglementare în cauză, sugerând un interval de 15-30 de minute. Analiza cost-beneficiu ține cont cel puțin de:

(a) experiențele acumulate cu diverse intervale de timp și cote de tehnologii emergente din diversele blocuri RFP;

(b) impactul unei perioade de timp definite asupra costului total al rezervelor RSF în zona sincronă;

(c) impactul unei perioade de timp definite asupra riscurilor referitoare la stabilitatea sistemului, în special prin evenimente repetate implicând frecvența;

(d) impactul asupra riscurilor referitoare la stabilitatea sistemului și asupra costului total al RSF în cazul creșterii volumului total al RSF;

(e) impactul evoluțiilor tehnologice asupra costurilor perioadelor de disponibilitate pentru RSF de la unitățile furnizoare de RSF sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată.

(12) Furnizorul de RSF specifică limitările rezervorului de energie aparținând unităților sale furnizoare de RSF sau grupurilor sale furnizoare de RSF în procesul de calificare prealabilă, în conformitate cu articolul 155.

(13) Un furnizor de RSF care utilizează unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF cu un rezervor de energie care limitează capacitatea acestora de a furniza RSF asigură recuperarea rezervoarelor de energie în direcția pozitivă sau în direcția negativă, în conformitate cu următoarele criterii:

(a) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, un furnizor de RSF trebuie să utilizeze metodele specificate în acordul operațional de zonă sincronă;

(b) pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, furnizorul de RSF asigură recuperarea rezervoarelor de energie cât mai curând posibil, în termen de 2 ore de la încheierea stării de alertă.

TITLUL 6
REZERVE PENTRU RESTABILIREA FRECVENȚEI

Articolul 157

Dimensionarea RRF

(1) Toți OTS dintr-un bloc RFP stabilesc regulile de dimensionare a RRF în acordul operațional de bloc RFP.

(2) Regulile de dimensionare a RRF trebuie să includă cel puțin următoarele:

(a) toți OTS dintr-un bloc RFP din zonele sincrone CE și Europa de Nord trebuie să determine capacitatea de rezervă necesară de RRF a blocului RFP pe baza unor înscrisuri istorice consecutive cuprinzând cel puțin valorile istorice pentru dezechilibrul de bloc RFP. Eșantionarea acestor înscrisuri istorice acoperă cel puțin durata de restabilire a frecvenței. Perioada de timp luată în considerare pentru aceste înscrisuri trebuie să fie reprezentativă și să includă cel puțin o perioadă completă de un an care să se încheie nu mai devreme de 6 luni înainte de data efectuării calculului;

(b) toți OTS dintr-un bloc RFP din zonele sincrone CE și Europa de Nord trebuie să determine capacitatea de rezervă necesară de RRF a blocului RFP care este suficientă pentru a respecta parametrii-țintă actuali pentru ARRF de la articolul 128 pe durata menționată la litera (a), pe baza cel puțin a unei metodologii probabilistice. Utilizând această metodologie probabilistică, OTS țin seama de restricțiile definite în acordurile de partajare sau de schimb de rezerve, datorate unor eventuale încălcări ale siguranței în funcționare și ale cerințelor privind disponibilitatea RRF. Toți OTS dintr-un bloc RFP iau în considerare orice modificări majore preconizate ale distribuirii dezechilibrelor din blocul RFP sau alți factori de influențare relevanți în raport cu perioada de timp avută în vedere;

(c) toți OTS dintr-un bloc RFP determină raportul dintre RRF automate, RRF manuale, durata de activare completă a RRF automate și durata de activare completă a RRF manuale, în vederea conformării cu cerința de la litera (b). În acest scop, durata de activare completă a RRF automate ale unui bloc RFP și durata de activare completă a RRF manuale ale unui bloc RFP nu trebuie să depășească durata de restabilire a frecvenței;

(d) OTS dintr-un bloc RFP stabilesc amploarea incidentului de referință, care este cel mai mare dezechilibru ce ar putea rezulta dintr-o variație instantanee a puterii active a unei singure unități generatoare, a unui singur loc de consum sau a unei singure linii de interconexiune HVDC sau din declanșarea unei linii CA în blocul RFP;

(e) toți OTS dintr-un bloc RFP stabilesc capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF, care nu poate fi mai mică decât incidentul de dimensionare pozitiv al blocului RFP;

(f) toți OTS dintr-un bloc RFP stabilesc capacitatea de rezervă negativă pe RRF, care nu poate fi mai mică decât incidentul de dimensionare negativ al blocului RFP;

(g) toți OTS dintr-un bloc RFP stabilesc capacitatea de rezervă pe RRF a unui bloc RFP, eventualele limitări geografice pentru distribuția acesteia în interiorul blocului RFP și eventualele limitări geografice pentru orice schimb sau partajare de rezerve cu alte blocuri RFP, în scopul respectării limitelor de siguranță în funcționare;

(h) toți OTS dintr-un bloc RFP se asigură că capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF sau o combinație a capacității de rezervă pe RRF și RI este suficientă pentru a acoperi dezechilibrele pozitive din blocul RFP cel puțin 99 % din timp, pe baza înscrisurilor istorice menționate la litera (a);

(i) toți OTS dintr-un bloc RFP se asigură că capacitatea de rezervă negativă pe RRF sau o combinație a capacității de rezervă pe RRF și RI este suficientă pentru a acoperi dezechilibrele negative din blocul RFP cel puțin 99 % din timp, pe baza înscrisurilor istorice menționate la litera (a);

(j) toți OTS dintr-un bloc RFP pot reduce capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RRF, prin încheierea unui acord de partajare a RRF cu alte blocuri RFP, în conformitate cu dispozițiile de la titlul 8. Respectivului acord de partajare i se aplică următoarele cerințe:

  (i) în zonele sincrone EC și Europa de Nord, reducerea capacității de rezervă pozitivă pe RRF a blocului RFP se limitează la diferența, dacă este un număr pozitiv, dintre dimensiunea incidentului de dimensionare pozitiv și capacitatea de rezervă pe RRF necesară pentru a acoperi dezechilibrele pozitive din blocul RFP 99 % din timp, pe baza înscrisurilor istorice menționate la litera (a). Reducerea capacității de rezervă pozitivă nu poate depăși 30 % din dimensiunea incidentului de dimensionare pozitiv;

  (ii) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF și riscul nefurnizării determinat de partajare trebuie evaluate permanent de către OTS din blocul RFP;

(k) toți OTS dintr-un bloc RFP pot reduce capacitatea de rezervă negativă pe RRF a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RRF, prin încheierea unui acord de partajare a RRF cu alte blocuri RFP, în conformitate cu dispozițiile de la titlul 8. Respectivului acord de partajare i se aplică următoarele cerințe:

  (i) în zonele sincrone EC și Europa de Nord, reducerea capacității de rezervă negativă pe RRF a blocului RFP se limitează la diferența, dacă este un număr pozitiv, dintre dimensiunea incidentului de dimensionare negativ și capacitatea de rezervă pe RRF necesară pentru a acoperi dezechilibrele negative din blocul RFP 99 % din timp, pe baza înscrisurilor istorice menționate la litera (a);

  (ii) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, capacitatea de rezervă negativă pe RRF și riscul nefurnizării determinat de partajare trebuie evaluate permanent de către OTS din blocul RFP.

(3) Toți OTS dintr-un bloc RFP, în cazul în care blocul cuprinde mai mult de un OTS, stabilesc în acordul operațional în blocul RFP repartizarea specifică a responsabilităților între OTS din zonele RFP pentru respectarea obligațiilor stabilite la alineatul (2).

(4) Toți OTS dintr-un bloc RFP trebuie să aibă o capacitate de rezervă suficientă pe RRF, în orice moment, în conformitate cu regulile de dimensionare a RRF. OTS dintr-un bloc RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, o procedură de escaladare pentru situațiile de risc grav de capacitate de rezervă insuficientă pe RRF în blocul RFP.

Articolul 158

Cerințe tehnice minime pentru RRF

(1) Cerințele tehnice minime pentru RRF sunt următoarele:

(a) fiecare unitate furnizoare de RRF și fiecare grup furnizor de RRF se racordează doar la un singur OTS cu rezerve racordate;

(b) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF trebuie să activeze RRF în conformitate cu valoarea de referință primită de la OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;

(c) OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve este OTS cu rezerve racordate sau un OTS desemnat de OTS cu rezerve racordate într-un acord de schimb de RRF în temeiul articolului 165 alineatul (3) sau al articolului 171 alineatul (4);

(d) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF automate trebuie să aibă o temporizare a activării RRF automate care să nu depășească 30 de secunde;

(e) un furnizor de RRF se asigură că este posibilă monitorizarea activării RRF la unitățile furnizoare de RRF din cadrul unui grup furnizor de rezerve. În acest scop, furnizorul de RRF trebuie să poată furniza către OTS cu rezerve racordate și către OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve valori măsurate în timp real la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OTS cu rezerve racordate în ceea ce privește:

  (i) producția programată de putere activă cu marcă de timp;

(ii) puterea activă instantanee cu marcă de timp pentru:

— fiecare unitate furnizoare de RRF;

— fiecare grup furnizor de RRF și

— fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a unui grup furnizor de RRF cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;

(f) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF automate trebuie să își poată activa capacitatea completă de rezervă pe RRF automate pe durata de activare completă a RRF automate;

(g) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF manuale trebuie să își poată activa capacitatea completă de rezervă pe RRF manuale pe durata de activare completă a RRF manuale;

(h) un furnizor de RRF trebuie să îndeplinească cerințele privind disponibilitatea RRF și

(i) o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF trebuie să îndeplinească cerințele privind viteza de variație a sarcinii în blocul RFP.

(2) Toți OTS dintr-un bloc RFP specifică cerințele privind disponibilitatea RRF și cerințele privind controlul calității la unitățile furnizoare de RRF și grupurile furnizoare de RRF din blocul lor RFP în acordul operațional în blocul RFP în conformitate cu articolul 119.

(3) OTS cu rezerve racordate trebuie să adopte cerințele tehnice pentru racordarea unităților furnizoare de RRF și a grupurilor furnizoare de RRF pentru a asigura furnizarea RRF în condiții de siguranță și de securitate.

(4) Fiecare furnizor de RRF trebuie:

(a) să se asigure că unitățile furnizoare de RRF și grupurile furnizoare de RRF îndeplinesc cerințele tehnice minime pentru RRF, cerințele privind disponibilitatea RRF și cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la alineatele (1)-(3) și

(b) să își informeze OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve despre o reducere a disponibilității reale a unității sale furnizoare de RRF sau a grupului furnizor de RRF sau a unei părți a acestuia din urmă, cât de curând posibil.

(5) Fiecare OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve asigură monitorizarea conformității cu cerințele tehnice minime pentru RRF de la alineatul (1), cu cerințele privind disponibilitatea RRF de la alineatul (2), cu cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la alineatul (1) și cu cerințele de racordare de la alineatul (3) prin intermediul unităților sale furnizoare de RRF și al grupurilor sale furnizoare de RRF.

Articolul 159

Procesul de calificare prealabilă pentru RRF

(1) În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, fiecare OTS elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RRF și clarifică și pune la dispoziția publicului detalii cu privire la acesta.

(2) Un potențial furnizor de RRF trebuie să demonstreze OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat de OTS cu rezerve racordate în acordul de schimb de RRF că respectă cerințele tehnice minime privind RRF de la articolul 158 alineatul (1), cerințele privind disponibilitatea RRF de la articolul 158 alineatul (2), cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la articolul 158 alineatul (1) și cerințele de racordare de la articolul 158 alineatul (3), prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RRF sau a potențialelor grupuri furnizoare de RRF, descris la alineatele (3)-(6) din prezentul articol.

(3) Un potențial furnizor de RRF depune o cerere oficială la OTS cu rezerve racordate sau la OTS desemnat relevant, însoțită de informațiile obligatorii referitoare la potențialele unități furnizoare de RRF

sau grupuri furnizoare de RRF. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat consideră că cererea este incompletă, el solicită informații suplimentare, iar potențialul furnizor de RRF prezintă informațiile suplimentare solicitate în termen de 4 săptămâni de la primirea cererii. În cazul în care potențialul furnizor de RRF nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.

(4) În termen de 3 luni de la confirmarea de către OTS cu rezerve racordate sau de către OTS desemnat a faptului că cererea este completă, OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități furnizoare de RRF sau grupuri furnizoare de RRF îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RRF. OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat notifică decizia sa potențialului furnizor de RRF.

(5) Selecția unităților furnizoare de RRF sau a grupurilor furnizoare de RRF de către OTS cu rezerve racordate sau de către OTS desemnat este valabilă pentru întreg blocul RFP.

(6) Calificarea unităților furnizoare de RRF sau a grupurilor furnizoare de RRF este reevaluată:

(a) cel puțin o dată la cinci ani și

(b) în cazul în care cerințele tehnice sau de disponibilitate a echipamentelor s-au schimbat.

(7) Pentru a asigura siguranța în funcționare, OTS cu rezerve racordate are dreptul de a exclude grupurile furnizoare de RRF de la furnizarea de RRF pe baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RRF.

TITLUL 7
REZERVE DE ÎNLOCUIRE

Articolul 160

Dimensionarea RI

(1) Toți OTS dintr-un bloc RFP au dreptul de a implementa un proces de înlocuire a rezervelor.

(2) Pentru a se conforma parametrilor-țintă pentru ARRF menționați la articolul 128, toți OTS dintr-un bloc RFP cu un PIR, care efectuează un proces de dimensionare combinat a RRF și RI pentru a îndeplini cerințele de la articolul 157 alineatul (2), definesc regulile de dimensionare a RI în acordul operațional în blocul RFP.

(3) Regulile de dimensionare a RI cuprind cel puțin următoarele cerințe:

(a) în zonele sincrone EC și Europa de Nord trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă pozitivă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RRF pozitive. În zonele sincrone GB și IE/IN, trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă pozitivă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RSF pozitive și RRF pozitive;

(b) în zonele sincrone EC și Europa de Nord trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă negativă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RRF negative. În zonele sincrone GB și IE/IN, trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă negativă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RSF negative și RRF negative;

(c) trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă pe RI, atunci când aceasta este luată în considerare la dimensionarea capacității de rezervă pe RRF în vederea respectării obiectivului de calitate ARRF pentru perioada în cauză, și

(d) respectarea siguranței în funcționare într-un bloc RFP pentru determinarea capacității de rezervă pe RI.

(4) Toți OTS dintr-un bloc RFP pot reduce capacitatea de rezervă pozitivă pe RI a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RI, prin elaborarea unui acord de partajare a RI pentru respectiva

capacitate pozitivă pe RI cu alte blocuri de RFP, în conformitate cu dispozițiile de la titlul 8 din partea IV. OTS care primește capacitatea de reglaj limitează reducerea capacității sale de rezervă pozitivă pe RI pentru ca:

(a) să garanteze că încă poate să își îndeplinească parametrii-țintă pentru ARRF prevăzuți la articolul 128;

(b) să se asigure că nu este pusă în pericol siguranța operațională și

(c) să se asigure că reducerea capacității de rezervă pozitivă pe RI nu depășește restul de capacitate de rezervă pozitivă pe RI a blocului RFP.

(5) Toți OTS dintr-un bloc RFP pot reduce capacitatea de rezervă negativă pe RI a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RI, prin elaborarea unui acord de partajare a RI pentru respectiva capacitate negativă pe RI cu alte blocuri de RFP, în conformitate cu dispozițiile de la titlul 8 din partea IV. OTS care primește capacitatea de reglaj limitează reducerea capacității sale de rezervă negativă pe RI pentru ca:

(a) să garanteze că încă poate să își îndeplinească parametrii-țintă pentru ARRF prevăzuți la articolul 128;

(b) să se asigure că nu este pusă în pericol siguranța operațională și

(c) să se asigure că reducerea capacității de rezervă negativă pe RI nu depășește restul de capacitate de rezervă negativă pe RI a blocului RFP.

(6) În cazul în care un bloc RFP este operat de mai mult de un OTS și dacă procesul este necesar pentru blocul RFP, toți OTS din respectivul bloc RFP specifică în acordul operațional în blocul RFP repartizarea responsabilităților între OTS din diferite zone RFP pentru implementarea regulilor de dimensionare prevăzute la alineatul (3).

(7) Un OTS trebuie să dispună în orice moment de o capacitate de rezervă suficientă pe RI în conformitate cu regulile de dimensionare a RI. OTS dintr-un bloc RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, o procedură de escaladare pentru situațiile de risc grav de capacitate de rezervă insuficientă pe RI în blocul RFP.

Articolul 161

Cerințe tehnice minime pentru RI

(1) Unitățile de furnizare a RI și grupurile de furnizare a RI trebuie să respecte următoarele cerințe tehnice minime:

(a) racordarea la un singur OTS cu rezerve racordate;

(b) activarea RI potrivit valorii de referință primite de la OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;

(c) OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve este OTS cu rezerve racordate sau un OTS care urmează a fi desemnat de OTS cu rezerve racordate în acordul de schimb de RI în temeiul articolului 165 alineatul (3) sau al articolului 171 alineatul (4);

(d) activarea capacității complete de rezervă pe RI pe durata de activare definită de către OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;

(e) dezactivarea RI potrivit valorii de referință primite de la OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;

(f) un furnizor de RI se asigură că este posibilă monitorizarea activării RI la unitățile furnizoare de RI din cadrul unui grup furnizor de rezerve. În acest scop, furnizorul de RI trebuie să poată furniza către OTS cu rezerve racordate și către OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve valori măsurate în timp real la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OTS cu rezerve racordate în ceea ce privește:

   (i) producția programată de putere activă cu marcă de timp, pentru fiecare unitate furnizoare de RI sau grup furnizor de RI și pentru fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a unui grup furnizor de RI cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;

(ii) puterea activă instantanee cu marcă de timp, pentru fiecare unitate furnizoare de RI sau grup furnizor de RI și pentru fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a unui grup furnizor de RI cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;

(g) îndeplinirea cerințelor privind disponibilitatea RI.

(2) Toți OTS dintr-un bloc RFP specifică cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele privind controlul calității la unitățile furnizoare de RI și grupurile furnizoare de RI în acordul operațional în blocul RFP.

(3) OTS cu rezerve racordate trebuie să adopte cerințele tehnice pentru racordarea unităților furnizoare de RRF și a grupurilor furnizoare de RRF pentru a asigura furnizarea RRF în condiții de siguranță și de securitate, potrivit descrierii procesului de calificare prealabilă.

(4) Fiecare furnizor de RI:

(a) se asigură că unitățile furnizoare de RI și grupurile furnizoare de RI îndeplinesc cerințele tehnice minime pentru RI și cerințele privind disponibilitatea RI de la alineatele (1)-(3) și

(b) își informează OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve despre o reducere a disponibilității reale sau o retragere forțată din exploatare a unității sale furnizoare de RI sau a grupului furnizor de RI sau a unei părți a acestuia din urmă, cât de curând posibil.

(5) Fiecare OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve asigură respectarea cerințelor tehnice pentru RI, cerințelor privind disponibilitatea RI și cerințelor de racordare menționate în prezentul articol în ceea ce privește unitățile sale furnizoare de RI și grupurile sale furnizoare de RI.

Articolul 162

Procesul de calificare prealabilă pentru RI

(1) În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, fiecare OTS dintr-un bloc RFP care a implementat un PIR elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RI și clarifică și pune la dispoziția publicului detalii cu privire la acesta.

(2) Un potențial furnizor de RI trebuie să demonstreze OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat de OTS cu rezerve racordate în acordul de schimb de RI că respectă cerințele tehnice minime privind RI, cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele de racordare de la articolul 161, prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RI sau a potențialelor grupuri furnizoare de RI, descris la alineatele (3)-(6).

(3) Un potențial furnizor de RI depune o cerere oficială la OTS cu rezerve racordate sau la OTS desemnat relevant, însoțită de informațiile obligatorii referitoare la potențialele unități furnizoare de RI sau grupuri furnizoare de RI. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat consideră că cererea este incompletă, potențialul furnizor de RI prezintă informațiile suplimentare solicitate în termen de 4 săptămâni de la primirea solicitării de prezentare a acestor informații. În cazul în care potențialul furnizor de RI nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.

(4) În termen de 3 luni de la confirmarea faptului că cererea este completă, OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități furnizoare de RI sau grupuri furnizoare de RI îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RI. OTS cu rezerve racordate sau OTS desemnat notifică decizia sa potențialului furnizor de RI.

(5) Calificarea unităților furnizoare de RI sau a grupurilor furnizoare de RI este reevaluată:

(a) cel puțin o dată la cinci ani și

(b) în cazul în care cerințele tehnice sau de disponibilitate a echipamentelor s-au schimbat.

(6) Pentru a asigura siguranța în funcționare, OTS cu rezerve racordate are dreptul de a refuza furnizarea de RI de către grupurile furnizoare de RI pe baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care formează un grup furnizor de RI.

TITLUL 8

SCHIMBUL ȘI PARTAJAREA DE REZERVE

CAPITOLUL 1

Schimbul și partajarea de rezerve într-o zonă sincronă

Articolul 163

Schimbul de RSF într-o zonă sincronă

(1) Toți OTS implicați în schimbul de RSF într-o zonă sincronă trebuie să respecte cerințele stabilite la alineatele (2)-(9). Schimbul de RSF implică transferul unei RSF obligatorii de la OTS receptor al rezervei către OTS cu rezerve racordate pentru capacitatea de rezervă pe RSF corespunzătoare.

(2) Toți OTS implicați în schimbul de RSF într-o zonă sincronă trebuie să respecte limitele și cerințele pentru schimbul de RSF în zona sincronă, specificate în tabelul 1 din anexa VI.

(3) În cazul schimbului de RSF, OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei trebuie să notifice acest lucru în conformitate cu articolul 150.

(4) Orice OTS cu rezerve racordate, OTS receptor al rezervei, sau OTS afectat implicat în schimbul de RSF poate refuza schimbul de RSF în cazul în care acesta ar putea genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.

(5) Fiecare OTS afectat verifică dacă marja sa de fiabilitate, instituită în conformitate cu articolul 22 din Regulamentul (UE) 2015/1222, este suficientă pentru a permite fluxurile de putere rezultate din activarea capacității de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.

(6) Toți OTS dintr-o zonă RFP ajustează parametrii de calcul al ARRF pentru a ține seama de schimbul de RSF.

(7) OTS cu rezerve racordate este responsabil pentru cerințele menționate la articolul 154 și la articolul 156 în ceea ce privește capacitatea de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.

(8) Unitatea sau grupul furnizor de RSF este responsabil pentru activarea RSF în fața OTS cu rezerve racordate.

(9) OTS vizați se asigură că schimbul de RSF nu împiedică niciun OTS să îndeplinească cerințele referitoare la rezerve de la articolul 156.

Articolul 164

Partajarea RSF într-o zonă sincronă

Un OTS nu partajează RSF cu alți OTS din zona sa sincronă pentru a-și îndeplini RSF obligatorie și pentru a reduce valoarea totală a RSF din zona sincronă în conformitate cu articolul 153.

Articolul 165

Cerințe generale pentru schimbul de RRF și de RI într-o zonă sincronă

(1) Toți OTS dintr-o zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OTS cu rezerve racordate, ale OTS receptor al rezervei și ale OTS afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau RI.

(2) În cazul în care are loc un schimb de RRF/RI, OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei notifică acest schimb, în conformitate cu cerințele de notificare de la articolul 150.

(3) OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei care participă la schimbul de RRF/RI specifică, într-un acord de schimb de RRF sau RI, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:

(a) responsabilitatea OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului de RRF/RI;

(b) cantitatea capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului de RRF/RI;

(c) implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu articolul 147 și cu articolul 148;

(d) cerințele tehnice minime referitoare la RRF/RI aferente procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere, în cazul în care OTS cu rezerve racordate nu este OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;

(e) implementarea calificării prealabile pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care fac obiectul schimbului în conformitate cu articolul 159 și cu articolul 162;

(f) responsabilitatea de a monitoriza îndeplinirea cerințelor tehnice pentru RRF/RI și a cerințelor de disponibilitate a capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului în conformitate cu articolul 158 alineatul (5) și cu articolul 161 alineatul (5) și

(g) proceduri pentru a se asigura faptul că schimbul de RRF/RI nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.

(4) Orice OTS cu rezerve racordate, OTS receptor al rezervei sau OTS afectat implicat în schimbul de RRF sau de RI poate refuza schimbul menționat la alineatul (2) în cazul în care acesta ar genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului de RRF sau RI.

(5) OTS vizați se asigură că schimbul de RRF/RI nu împiedică niciun OTS să respecte cerințele referitoare la rezerve stabilite în regulile de dimensionare a RRF sau RI de la articolul 157 și de la articolul 160.

(6) Toți OTS dintr-un bloc RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OTS cu rezerve racordate, ale OTS receptor al rezervei și ale OTS afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau de RI cu OTS din alte blocuri RFP.

Articolul 166

Cerințe generale pentru partajarea RRF și RI într-o zonă sincronă

(1) Toți OTS dintr-o zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OTS care furnizează capacitatea de reglaj, ale OTS care primește capacitatea de reglaj și ale OTS afectat în ceea ce privește partajarea RRF/RI.

(2) Atunci când are loc partajarea RRF/RI, OTS care furnizează capacitatea de reglaj și OTS care primește capacitatea de reglaj informează că are loc partajarea, în conformitate cu cerințele de notificare prevăzute la articolul 150.

(3) OTS care furnizează capacitatea de reglaj și OTS care primește capacitatea de reglaj ce participă la partajarea de RRF/RI specifică, într-un acord de partajare a RRF sau RI, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:

(a) cantitatea capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării de RRF/RI;

(b) implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu articolul 147 și cu articolul 148;

(c) procedurile pentru a se asigura că activarea capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI nu generează fluxuri de putere ce încalcă limitele siguranței în funcționare.

(4) Orice OTS care furnizează capacitate de reglaj, OTS care primește capacitate de reglaj sau OTS afectat implicat în partajarea RRF/RI poate refuza partajarea RRF/RI în cazul în care aceasta ar genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI.

(5) În cazul partajării RRF/RI, OTS care furnizează capacitate de reglaj trebuie să pună la dispoziția OTS care primește capacitate de reglaj o cotă din propria sa capacitate de rezervă pe RRF și RI, necesară pentru a respecta cerințele privind rezervele pentru RRF și/sau RI rezultate din regulile de dimensionare a RRF/RI de la articolul 157 și de la articolul 160. OTS care furnizează capacitate de reglaj poate fi:

(a) OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI; sau

(b) OTS care are acces la capacitatea sa de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI printr-un proces implementat de activare a RRF/RI transfrontaliere ca parte a unui acord de partajare a RRF/RI.

(6) Fiecare OTS care primește capacitate de reglaj este responsabil pentru tratarea incidentelor și dezechilibrelor în cazul în care capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI nu este disponibilă din cauza:

(a) limitărilor pentru restabilirea frecvenței sau ajustarea valorii programate a puterii de schimb reglate legate de siguranța în funcționare și

(b) utilizării parțiale sau totale a capacității de rezervă pe RRF și RI de către OTS care furnizează capacitate de reglaj.

(7) Toți OTS dintr-un bloc RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OTS care furnizează capacitatea de reglaj, ale OTS care primește capacitatea de reglaj și ale OTS afectat în ceea ce privește partajarea RRF și RI cu OTS din alte blocuri RFP.

Articolul 167

Schimbul de RRF într-o zonă sincronă

Toți OTS dintr-o zonă sincronă compusă din mai mult de un bloc RFP implicat în schimbul de RRF în zona sincronă respectă cerințele și limitele aplicabile schimbului de RRF stabilite în tabelul 1 din anexa VII.

Articolul 168

Partajarea RRF într-o zonă sincronă

Fiecare OTS dintr-un bloc RFP are dreptul de a partaja RRF cu alte blocuri RFP din aceeași zonă sincronă, în limitele stabilite de regulile de dimensionare a RRF de la articolul 157 alineatul (1) și în conformitate cu articolul 166.

Articolul 169

Schimbul de RI într-o zonă sincronă

Toți OTS dintr-o zonă sincronă compusă din mai mult de un bloc RFP implicat în schimbul de RI în zona sincronă respectă cerințele și limitele aplicabile schimbului de RI stabilite în tabelul 1 din anexa VIII.

Articolul 170

Partajarea RI într-o zonă sincronă

Fiecare OTS dintr-un bloc RFP are dreptul de a partaja RI cu alte blocuri RFP din aceeași zonă sincronă, în limitele stabilite de regulile de dimensionare a RI de la articolul 160 alineatele (4) și (5) și în conformitate cu articolul 166.

CAPITOLUL 2

Schimbul și partajarea de rezerve între zonele sincrone

Articolul 171

Cerințe generale

(1) Fiecare operator și/sau gestionar al unei linii de interconexiune HVDC care interconectează zonele sincrone furnizează OTS cu rezerve racordate capacitatea de a efectua schimbul și partajarea de RSF, RRF și RI în cazul în care această tehnologie este instalată.

(2) Toți OTS din zona sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OTS cu rezerve racordate, ale OTS receptor al rezervei și ale OTS afectat pentru schimbul de rezerve, precum și ale OTS care furnizează capacitate de reglaj, ale OTS care primește capacitate de reglaj și ale OTS afectat pentru partajarea rezervelor între zonele sincrone.

(3) OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei sau OTS care furnizează capacitate de reglaj și OTS care primește capacitate de reglaj notifică schimbul sau partajarea de RSF, RRF sau RI în conformitate cu articolul 150.

(4) OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei implicați în schimbul de rezerve precizează, într-un acord de schimb, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:

(a) responsabilitatea OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă a schimbului de rezerve;

(b) cantitatea capacității de rezervă care face obiectul schimbului de rezerve;

(c) implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu articolul 147 și cu articolul 148;

(d) implementarea calificării prealabile pentru capacitatea de rezervă care face obiectul schimbului de rezerve în conformitate cu articolul 155, cu articolul 159 și cu articolul 162;

(e) responsabilitatea de a monitoriza respectarea cerințelor tehnice și a cerințelor de disponibilitate a capacității de rezervă care face obiectul schimbului de rezerve în conformitate cu articolul 158 alineatul (5) și cu articolul 161 alineatul (5) și

(f) proceduri pentru a se asigura faptul că schimbul de rezerve nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.

(5) OTS care furnizează capacitate de reglaj și OTS care primește capacitate de reglaj implicați în partajarea rezervelor precizează rolurile și responsabilitățile care le revin într-un acord de partajare, inclusiv:

(a) cantitatea capacității de rezervă care face obiectul partajării de rezerve;

(b) implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu articolul 147 și cu articolul 148 și

(c) proceduri pentru a se asigura faptul că partajarea de rezerve nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.

(6) OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei implicați în schimbul de rezerve sau OTS care furnizează capacitate de reglaj și OTS care primește capacitate de reglaj implicați în partajarea rezervelor trebuie să elaboreze și să adopte un acord de coordonare și de operare a HVDC cu gestionarii liniei de interconexiune HVDC și/sau cu operatorii liniei de interconexiune HVDC sau cu persoanele juridice care cuprind gestionarii liniei de interconexiune HVDC și/sau operatorii liniei de interconexiune HVDC, inclusiv:

(a) interacțiuni în toate intervalele de timp, inclusiv planificarea și activarea;

(b) factorul de sensibilitate MW/Hz, funcția de răspuns liniar/dinamic sau static/progresiv a fiecărei linii de interconexiune HVDC care conectează zone sincrone și

(c) ponderea/interacțiunea acestor funcții în diverse trasee HVDC între zonele sincrone.

(7) Orice OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei sau OTS care furnizează capacitate de reglaj și OTS care primește capacitate de reglaj implicați în schimbul sau partajarea de rezerve pot refuza schimbul sau partajarea de rezerve în cazul în care acest lucru ar genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă care face obiectul schimbului sau partajării de rezerve.

(8) OTS implicați se asigură că schimbul de rezerve între zonele sincrone nu împiedică niciun OTS să respecte cerințele referitoare la rezerve de la articolul 153, de la articolul 157 și de la articolul 160.

(9) OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei, precum și OTS care furnizează capacitate de reglaj și OTS care primește capacitate de reglaj specifică, într-un acord de schimb sau de partajare, procedurile pentru cazurile în care schimbul sau partajarea de rezerve între zone sincrone nu poate fi realizat(ă) în timp real.

Articolul 172

Cuplarea frecvențelor între zonele sincrone

(1) Toți OTS din zonele sincrone racordate printr-o linie de interconexiune HVDC au dreptul de a implementa procesul de cuplare a frecvențelor ca să asigure un răspuns corelat la abaterile de frecvență. Procesul de cuplare a frecvențelor poate fi utilizat de OTS pentru a permite schimbul și/sau partajarea de RSF între zonele sincrone.

(2) Toți OTS din fiecare zonă sincronă specifică proiectul tehnic al procesului de cuplare a frecvențelor în acordul operațional de zonă sincronă. Procesul de cuplare a frecvențelor trebuie să ia în considerare:

(a) impactul operațional dintre zonele sincrone;

(b) stabilitatea PReF din zona sincronă;

(c) capacitatea OTS din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu articolul 127 și

(d) siguranța în funcționare.

(3) Fiecare operator de linie de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă prin linia de interconexiune HVDC în conformitate cu procesul de cuplare a frecvențelor implementat.

Articolul 173

Schimbul de RSF între zonele sincrone

(1) Toți OTS dintr-o zonă sincronă implicați într-un proces de cuplare a frecvențelor au dreptul de a utiliza procesul de schimb de RSF ca să facă schimb de RSF între zonele sincrone.

(2) Toți OTS din zonele sincrone implicați în schimbul de RSF între zone sincrone organizează schimbul respectiv într-un mod care să permită OTS dintr-o zonă sincronă să primească de la altă zonă sincronă o cotă din capacitatea totală de rezervă pe RSF necesară pentru zona lor sincronă în temeiul articolului 153.

(3) Cota din totalul capacității de rezervă pe RSF necesară zonei sincrone unde face obiectul schimbului este furnizată în a doua zonă sincronă, în plus față de capacitatea de rezervă totală pe RSF necesară pentru această a doua zonă sincronă în conformitate cu articolul 153.

(4) Toți OTS din zona sincronă specifică, în acordul operațional de zonă sincronă, limitele pentru schimbul de RSF.

(5) Toți OTS din zonele sincrone implicate încheie un acord de schimb de RSF în care prevăd condițiile pentru schimbul de RSF.

Articolul 174

Partajarea de RSF între zonele sincrone

(1) Toți OTS dintr-o zonă sincronă implicați într-un proces de cuplare a frecvențelor au dreptul de a utiliza acest proces ca să partajeze RSF între zonele sincrone.

(2) Toți OTS din zona sincronă specifică limitele de partajare a RSF în acordul operațional de zonă sincronă, în conformitate cu următoarele criterii:

(a) pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, toți OTS se asigură că suma RSF furnizată în zona sincronă și din alte zone sincrone ca parte a schimbului de RSF acoperă cel puțin incidentul de referință;

(b) pentru zonele sincrone GB și IE/IN, toți OTS specifică metodologia de stabilire a cantității minime de capacitate de rezervă furnizate pe RSF în zona sincronă.

(3) Toți OTS din zonele sincrone implicate specifică, în acordurile lor operaționale de zonă sincronă respective, condițiile schimbului de RSF între zonele sincrone implicate.

Articolul 175

Cerințe generale pentru partajarea RRF și RI între zonele sincrone

(1) În cazul partajării RRF sau RI, OTS care furnizează capacitate de reglaj trebuie să pună la dispoziția OTS care primește capacitate de reglaj o cotă din propria sa capacitate de rezervă pe RRF și RI, necesară pentru a respecta cerințele privind rezervele pentru RRF și/sau RI rezultate din regulile de dimensionare a RRF/RI menționate la articolul 157 și la articolul 160. OTS care furnizează capacitate de reglaj poate fi:

(a) OTS cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF sau RI; sau

(b) OTS care are acces la capacitatea sa de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI printr-un proces implementat de activare a RRF/RI transfrontaliere ca parte a unui acord de partajare a RRF/RI.

(2) Toți OTS dintr-un bloc RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OTS care furnizează capacitatea de reglaj, ale OTS care primește capacitatea de reglaj și ale OTS afectat în ceea ce privește partajarea RRF și RI cu OTS din alte blocuri RFP din alte zone sincrone.

Articolul 176

Schimbul de RRF între zonele sincrone

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, o metodă de stabilire a limitelor aplicabile schimbului de RRF cu alte zone sincrone. Metoda respectivă ia în considerare:

(a) impactul operațional dintre zonele sincrone;

(b) stabilitatea PRF din zona sincronă;

(c) capacitatea OTS din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu articolul 127 și parametrii-țintă pentru ARRF definiți în conformitate cu articolul 128 și

(d) siguranța în funcționare.

(2) Toți OTS din blocurile RFP implicate în schimbul de RRF între zone sincrone organizează acest schimb astfel încât OTS dintr-un bloc RFP din prima zonă sincronă să poată primi o cotă din cantitatea totală de capacitate de rezervă pe RRF necesară pentru blocul lor RFP, stabilită în conformitate cu articolul 157 alineatul (1), de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.

(3) Cota din totalul capacității de rezervă pe RRF necesare pentru blocul RFP din zona sincronă unde face obiectul schimbului este furnizată din blocul RFP din a doua zonă sincronă, în plus față de capacitatea de rezervă totală pe RRF necesară pentru acest al doilea bloc RFP în conformitate cu articolul 157 alineatul (1).

(4) Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OTS cu rezerve racordate, fie de OTS receptor al rezervei, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RRF prevăzute la articolul 158.

(5) Toți OTS din blocurile RFP de care aparțin OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei stabilesc, într-un acord privind schimbul de RRF, condițiile în care se desfășoară schimbul de RRF.

Articolul 177

Partajarea RRF între zonele sincrone

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă precizează în acordul operațional de zonă sincronă o metodologie de stabilire a limitelor aplicabile partajării RRF cu alte zone sincrone. Metodologia respectivă ia în considerare:

(a) impactul operațional dintre zonele sincrone;

(b) stabilitatea PRF din zona sincronă;

(c) reducerea maximă a RRF care poate fi luată în considerare la dimensionarea RRF în conformitate cu articolul 157, ca rezultat al partajării RRF;

(d) capacitatea zonei sincrone de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu articolul 127 și parametrii-țintă pentru ARRF definiți în conformitate cu articolul 128 și

(e) siguranța în funcționare.

(2) Toți OTS din blocurile RFP implicate în partajarea RRF între zone sincrone organizează această partajare astfel încât OTS dintr-un bloc RFP din prima zonă sincronă să poată primi o cotă din cantitatea totală de capacitate de rezervă pe RRF necesară pentru blocul lor RFP, definită în conformitate cu articolul 157 alineatul (1), de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.

(3) Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OTS care furnizează capacitatea de reglaj,

fie de OTS care primește capacitatea de reglaj, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RRF prevăzute la articolul 158 alineatul (1).

(4) Toți OTS din blocurile RFP de care aparțin OTS care furnizează capacitatea de reglaj și OTS care primesc capacitatea de reglaj stabilesc, într-un acord de partajare a RRF, condițiile în care se desfășoară partajarea RRF.

Articolul 178

Schimbul de RI între zonele sincrone

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, o metodă de stabilire a limitelor aplicabile schimbului de RI cu alte zone sincrone. Metoda respectivă ia în considerare:

(a) impactul operațional dintre zonele sincrone;

(b) stabilitatea PIR din zona sincronă;

(c) capacitatea zonei sincrone de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu articolul 127 și parametrii-țintă pentru ARRF definiți în conformitate cu articolul 128 și

(d) siguranța în funcționare.

(2) Toți OTS din blocurile RFP implicate în schimbul de RI între zone sincrone organizează acest schimb astfel încât OTS dintr-un bloc RFP din prima zonă sincronă să poată primi o cotă din cantitatea totală de capacitate de rezervă pe RI necesară pentru blocul lor RFP, definită la articolul 160 alineatul (2), de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.

(3) Cota din totalul capacității de rezervă pe RI necesare pentru blocul RFP din zona sincronă unde face obiectul schimbului este furnizată din blocul RFP din a doua zonă sincronă, în plus față de capacitatea de rezervă totală pe RI necesară pentru acest al doilea bloc RFP în conformitate cu articolul 160 alineatul (2).

(4) Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OTS cu rezerve racordate, fie de OTS receptor al rezervei, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RI de la articolul 161.

(5) Toți OTS din blocurile RFP de care aparțin OTS cu rezerve racordate și OTS receptor al rezervei stabilesc, într-un acord privind schimbul de RI, condițiile în care se desfășoară schimbul de RI.

Articolul 179

Partajarea RI între zonele sincrone

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă definesc în acordul operațional de zonă sincronă o metodă de determinare a limitelor aplicabile partajării RI cu alte zone sincrone. Metoda respectivă ia în considerare:

(a) impactul operațional dintre zonele sincrone;

(b) stabilitatea PIR din zona sincronă;

(c) reducerea maximă a RI care poate fi luată în considerare în regulile de dimensionare a RI în conformitate cu articolul 160, ca rezultat al partajării RI;

(d) capacitatea OTS din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu articolul 127 și capacitatea blocurilor RFP de a respecta parametrii-țintă pentru ARRF definiți în conformitate cu articolul 128 și

(e) siguranța în funcționare.

(2) Toți OTS din blocurile RFP implicate în partajarea RI între zone sincrone organizează această partajare astfel încât OTS dintr-un bloc RFP din prima zonă sincronă să poată primi o cotă din cantitatea totală de capacitate de rezervă pe RI necesară pentru blocul lor RFP, definită în conformitate cu articolul 160 alineatul (2), de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.

(3) Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OTS care furnizează capacitatea de reglaj, fie de OTS care primește capacitatea de reglaj, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RI prevăzute la articolul 161.

(4) Toți OTS din fiecare bloc RFP de care aparține OTS care furnizează capacitatea de reglaj și OTS care primește capacitatea de reglaj stabilesc, într-un acord de partajare a RI, condițiile în care se desfășoară partajarea RI.

CAPITOLUL 3

Procesul de activare transfrontalieră a RRF/RI

Articolul 180

Procesul de activare transfrontalieră a RRF/RI

Toți OTS implicați în activarea transfrontalieră a RRF și RI din aceeași zonă sincronă sau din zone sincrone diferite respectă cerințele prevăzute la articolul 147 și la articolul 148.

TITLUL 9

PROCESUL DE AJUSTARE A TIMPULUI

Articolul 181

Procesul de ajustare a timpului

(1) Obiectivul de ajustare a timpului electric este ajustarea valorii medii a frecvenței sistemului la frecvența nominală.

(2) Dacă este cazul, toți OTS dintr-o zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, metodologia de corectare a abaterii timpului electric, care include:

(a) intervalele de timp în care OTS se străduiesc să mențină abaterea timpului electric;

(b) ajustările valorii de referință a frecvenței pentru readucerea la zero a abaterii timpului electric și

(c) măsurile de creștere sau de scădere a frecvenței medii a sistemului prin intermediul rezervelor de putere activă.

(3) Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone se ocupă de:

(a) monitorizarea abaterilor timpului electric;

(b) calculul ajustărilor valorii de referință a frecvenței și

(c) coordonarea măsurilor aferente procesului de ajustare a timpului.

TITLUL 10

COOPERAREA CU OD

Articolul 182

Grupurile sau unitățile de furnizare a rezervelor racordate la rețeaua OD

(1) OTS și OD cooperează în vederea facilitării și permiterii furnizării de rezerve de putere activă prin intermediul grupurilor de furnizare a rezervelor sau al unităților de furnizare a rezervelor situate în sistemele de distribuție.

(2) În sensul procesului de calificare prealabilă pentru RSF prevăzut la articolul 155, pentru RRF prevăzut la articolul 159 și pentru RI prevăzut la articolul 162, fiecare OTS trebuie să elaboreze și să specifice, într-un acord cu OD cu rezerve racordate și OD intermediari, termenii schimbului de informații necesar pentru aceste procese de calificare prealabilă în ceea ce privește unitățile de furnizare a rezervelor sau grupurile de furnizare a rezervelor situate în sistemele de distribuție și în ceea ce privește furnizarea rezervelor de putere activă. Procesul de calificare prealabilă pentru RSF prevăzut la articolul 155, pentru RRF prevăzut la articolul 159 și pentru RI prevăzut la articolul 162 specifică informațiile care trebuie furnizate de către potențialele unități sau grupuri de furnizare a rezervelor, care includ:

(a) nivelurile de tensiune și punctele de racordare a unităților sau grupurilor de furnizare a rezervelor;

(b) tipul rezervelor de putere activă;

(c) capacitatea de rezervă maximă furnizată de unitățile sau grupurile de furnizare a rezervelor la fiecare punct de racordare și

(d) viteza maximă de modificare a puterii active pentru unitățile sau grupurile de furnizare a rezervelor.

(3) Procesul de calificare prealabilă se bazează pe calendarul convenit și pe normele privind schimburile de informații și furnizarea de rezerve de putere activă între OTS, OD cu rezerve racordate și OD intermediari. Procesul de calificare prealabilă trebuie să aibă o durată maximă de trei luni de la depunerea unei cereri oficiale complete de către unitatea sau grupul furnizor de rezerve.

(4) Pe durata procesului de calificare prealabilă a unității sau a grupului furnizor de rezerve racordat la sistemul său de distribuție, fiecare OD cu rezerve racordate și OD intermediar, în cooperare cu OTS, are dreptul de a limita sau de a exclude furnizarea de rezerve de putere activă situate în sistemul său de distribuție, pe baza unor motive tehnice, cum ar fi amplasarea geografică a unităților de furnizare a rezervelor și a grupurilor de furnizare a rezervelor.

(5) Fiecare OD cu rezerve racordate și fiecare OD intermediar are dreptul, în cooperare cu OTS, să stabilească limite temporare pentru furnizarea de rezerve de putere activă situate în sistemul său de distribuție, înainte de activarea rezervelor. OTS respectiv stabilește procedurile aplicabile de comun acord cu OD cu rezerve racordate și cu OD intermediari.

TITLUL 11

TRANSPARENȚA INFORMAȚIILOR

Articolul 183

Cerințe generale privind transparența

(1) Toți OTS se asigură că informațiile menționate în prezentul titlu se publică la o dată și într-un format care nu creează un avantaj sau un dezavantaj concurențial real sau potențial pentru nicio parte individuală sau categorie de părți și ținând seama în mod corespunzător de informațiile comerciale sensibile.

(2) Fiecare OTS utilizează cunoștințele și instrumentele pe care le are la dispoziție pentru a depăși constrângerile tehnice și pentru a asigura disponibilitatea și exactitatea informațiilor puse la dispoziția ENTSO-E în conformitate cu articolul 16 și cu articolul 185 alineatul (3).

(3) Fiecare OTS asigură disponibilitatea și exactitatea informațiilor puse la dispoziția ENTSO-E în conformitate cu articolele 184-190.

(4) Toate materialele pentru publicare menționate la articolele 184-190 se pun la dispoziția ENTSO-E cel puțin în limba engleză. ENTSO-E publică aceste materiale pe platforma pentru transparența informațiilor constituită în conformitate cu articolul 3 din Regulamentul (UE) nr. 543/2013.

Articolul 184

Informații referitoare la acordurile operaționale

(1) Fiecare OTS transmite conținutul acordului operațional de zonă sincronă la care este parte autorității sale de reglementare sau, după caz, altei autorități competente cu cel puțin o lună înainte de intrarea în vigoare a acestuia.

(2) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, conținutul acordului operațional de zonă sincronă la care sunt parte, cel târziu la o săptămână de la data intrării în vigoare a acestuia.

(3) Fiecare OTS din fiecare bloc RFP transmite conținutul acordului operațional în blocul RFP la care este parte autorității sale de reglementare sau, după caz, altei autorități competente.

Articolul 185

Informații referitoare la calitatea frecvenței

(1) În cazul în care OTS dintr-o zonă sincronă propun modificarea valorilor parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau ale parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței în conformitate cu articolul 127, ei transmit valorile modificate către ENTSO-E, spre publicare, cu cel puțin o lună înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional de zonă sincronă.

(2) Dacă este cazul, toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, valorile parametrilor-țintă pentru ARRF pentru fiecare zonă RFP și pentru fiecare bloc RFP, cu cel puțin o lună înainte de aplicarea acestora.

(3) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, metodologia utilizată pentru a determina riscul de epuizare a RSF, cu cel puțin trei luni înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional de zonă sincronă.

(4) Responsabilul cu monitorizarea fiecărei zone sincrone transmite ENTSO-E, spre publicare, rezultatele procesului de aplicare a criteriilor în zona lor sincronă în termen de trei luni de la ultima marcă temporală a perioadei de măsurare și cel puțin de patru ori pe an. Rezultatele respective includ cel puțin:

(a) valorile criteriilor de evaluare a calității frecvenței, calculate pentru zona sincronă și pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă, în conformitate cu articolul 133 alineatul (3), și

(b) rezoluția valorii măsurate, acuratețea valorii măsurate și metoda de calcul specificate în conformitate cu articolul 132.

(5) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, perioada de variație a sarcinii în conformitate cu articolul 136, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acesteia.

Articolul 186

Informații referitoare la structura reglajului frecvență-putere

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, cu cel puțin trei luni înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional de zonă sincronă, următoarele informații:

(a) informații privind structura procesului de activare al zonei sincrone, inclusiv cel puțin informații privind zonele de monitorizare, zonele RFP și blocurile RFP definite, precum și OTS aferenți și

(b) informații privind structura procesului de responsabilitate al zonei sincrone, incluzând cel puțin informații referitoare la procesele dezvoltate în conformitate cu articolul 140 alineatele (1) și (2).

(2) Toți OTS care implementează un proces de compensare a dezechilibrelor trebuie să publice informații despre acest proces, care să includă cel puțin lista OTS participanți și data începerii procesului de compensare a dezechilibrelor.

Articolul 187

Informații referitoare la RSF

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, abordarea referitoare la dimensionare pentru RSF în zona lor sincronă, în conformitate cu articolul 153 alineatul (2), cu cel puțin o lună înainte de aplicarea acesteia.

(2) Dacă este cazul, toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, cantitatea totală a capacității de rezervă pe RSF și cotele capacității de rezervă pe RSF necesare fiecărui OTS, specificate în conformitate cu articolul 153 alineatul (1) ca obligație de RSF inițială, cu cel puțin o lună înainte de aplicarea acestora.

(3) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, proprietățile RSF stabilite pentru zona lor sincronă în conformitate cu articolul 154 alineatul (2) și cerințele suplimentare pentru grupurile furnizoare de RSF în conformitate cu articolul 154 alineatul (3), cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.

Articolul 188

Informații referitoare la RRF

(1) Toți OTS din fiecare bloc RFP transmit ENTSO-E, spre publicare, cerințele pentru disponibilitatea RRF și pentru controlul calității în conformitate cu articolul 158 alineatul (2) și cerințele tehnice de racordare specificate în conformitate cu articolul 158 alineatul (3) pentru blocul lor RFP, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.

(2) Toți OTS din fiecare bloc RFP transmit ENTSO-E, spre publicare, regulile de dimensionare specificate pentru blocul lor RFP, în conformitate cu articolul 157 alineatul (1), cu cel puțin trei luni înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional în blocul RFP.

(3) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, până la data de 30 noiembrie a fiecărui an, o prognoză a capacităților de rezervă pe RRF ale fiecărui bloc RFP pentru anul următor.

(4) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, în termen de 30 de zile de la încheierea trimestrului, capacitățile reale de rezervă pe RRF ale fiecărui bloc RFP din ultimul trimestru.

Articolul 189

Informații referitoare la RI

(1) Toți OTS din fiecare bloc RFP care operează un proces de înlocuire a rezervelor transmit ENTSO-E, spre publicare, cerințele pentru disponibilitatea RI specificate în conformitate cu articolul 161 alineatul (2) și cerințele tehnice de racordare specificate în conformitate cu articolul 161 alineatul (3) pentru blocul lor RFP, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.

(2) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, până la data de 30 noiembrie a fiecărui an, o prognoză a capacităților de rezervă pe RI ale fiecărui bloc RFP pentru anul următor.

(3) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, în termen de 30 de zile de la încheierea trimestrului, capacitățile reale de rezervă pe RI ale fiecărui bloc RFP din ultimul trimestru.

Articolul 190

Informații referitoare la partajare și la schimb

(1) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, compilațiile anuale ale acordurilor de partajare a RRF și de partajare a RI pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă, în conformitate cu articolul 188 alineatul (3) și cu articolul 189 alineatul (2). Aceste compilații cuprind următoarele informații:

(a) identitatea blocurilor RFP pentru care există un acord de partajare a RRF sau RI și

(b) cota RRF și RI reduse datorită fiecărui acord de partajare a RRF sau RI.

(2) Toți OTS din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, informațiile privind repartizarea RSF între zonele sincrone, în conformitate cu articolul 187 alineatul (1). Informațiile cuprind:

(a) cota din capacitatea de rezervă pe RSF partajată între OTS care au încheiat acorduri de partajare a RSF și

(b) efectele partajării RSF asupra capacității de rezervă pe RSF a OTS implicați.

(3) Dacă este cazul, toți OTS publică informațiile privind schimbul de RSF, RRF și RI.

PARTEA V
DISPOZIȚII FINALE

Articolul 191

Modificarea contractelor și a termenilor și condițiilor generale

Toate clauzele relevante din contracte și din termenii și condițiile generale ale OTS, OD și utilizatorilor de rețea semnificativi legate de operarea sistemului trebuie să respecte cerințele din prezentul regulament. În acest sens, respectivele contracte, respectivii termeni și respectivele condiții generale trebuie modificate în consecință.

Articolul 192

Intrare în vigoare

Prezentul regulament intră în vigoare în a douăzecea zi de la data publicării în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*.

Articolele 41-53 se aplică după 18 luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament. În cazul în care alte articole prevăd furnizarea sau utilizarea datelor potrivit articolelor 41-53, în perioada cuprinsă între data intrării în vigoare a prezentului regulament și data aplicabilității articolelor 41-53 se utilizează cele mai recente date echivalente disponibile, într-un format de date stabilit de entitatea responsabilă de furnizarea datelor, dacă nu se prevede altfel.

Articolul 54 alineatul (4) se aplică începând de la data aplicării articolului 41 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2016/631 și de la data aplicării articolului 35 alineatul (2) din Regulamentul (UE) 2016/1388.

Prezentul regulament este obligatoriu în toate elementele sale și se aplică direct în toate statele membre.

Adoptat la Bruxelles, 2 august 2017.

Pentru Comisie

Președintele

Jean-Claude JUNCKER

([1]) JO L 211, 14.8.2009, p. 15.

([2]) Regulamentul (CE) nr. 713/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 de instituire a Agenției pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (JO L 211, 14.8.2009, p. 1).

([3]) 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 producție (JO L 112, 27.4.2016, p. 1).

([4]) Regulamentul (UE) 2016/1388 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor (JO L 223, 18.8.2016, p. 10).

([5]) Regulamentul (UE) 2016/1447 al Comisiei din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (JO L 241, 8.9.2016, p. 1).

([6]) 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).

([7]) 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).

([8]) Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele 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).

([9]) Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE (JO L 211, 14.8.2009, p. 55).

([10]) Directiva 2008/114/CE a Consiliului din 8 decembrie 2008 privind identificarea și desemnarea infrastructurilor critice europene și evaluarea necesității de îmbunătățire a protecției acestora (JO L 345, 23.12.2008, p. 75).

ANEXA I

Dispozițiile care nu se aplică OTS din Lituania, Letonia și Estonia, în conformitate cu articolul 2 alineatul (4):

1. articolul 16 alineatul (2) literele (d), (e) și (f);
2. articolul 38 alineatul (2);
3. articolul 39 alineatul (3);
4. articolul 118;
5. articolul 119;
6. articolul 125;
7. articolul 126;
8. articolul 127 alineatul (1) litera (i) și alineatele (3), (4), (5) și (9);
9. articolul 128 alineatele (4) și (7);
10. articolul 130 alineatul (1) litera (b);
11. articolul 131;
12. articolul 132 alineatul (2);
13. de la articolul 133 la articolul 140;

14. articolul 141 alineatele (1), (2), alineatul (4) litera (c) și alineatele (5), (6), (9), (10) și (11);
15. articolul 142;
16. articolul 143 alineatul (3);
17. articolul 145 alineatele (1), (2), (3), (4) și (6);
18. articolul 149 alineatul (3);
19. articolul 150;
20. articolul 151 alineatul (2);
21. de la articolul 152 la articolul 181;
22. articolul 184 alineatul (2);
23. articolul 185;
24. articolul 186 alineatul (1);
25. articolul 187;
26. articolul 188 alineatele (1) și (2) și
27. articolul 189 alineatul (1).

ANEXA II

Domeniile de tensiune prevăzute la articolul 27:

Tabelul 1

Domenii de tensiune la punctul de racordare între 110 kV și 300 kV

Zonă sincronă	Domeniu de tensiune
Europa continentală	0,90 pu-1,118 pu
Zona Europei de Nord	0,90 pu-1,05 pu
Regatul Unit	0,90 pu-1,10 pu
Irlanda și Irlanda de Nord	0,90 pu-1,118 pu
Zona baltică	0,90 pu-1,118 pu

Tabelul 2

Domenii de tensiune la punctul de racordare între 300 kV și 400 kV

Zonă sincronă	Domeniu de tensiune
Europa continentală	0,90 pu-1,05 pu
Zona Europei de Nord	0,90 pu-1,05 pu
Regatul Unit	0,90 pu-1,05 pu
Irlanda și Irlanda de Nord	0,90 pu-1,05 pu
Zona baltică	0,90 pu-1,097 pu

ANEXA III

Parametrii care definesc calitatea frecvenței, menționați la articolul 127:

Tabelul 1

Parametrii care definesc calitatea frecvenței în zonele sincrone

	EC	GB	IE/IN	Zona Europei de Nord
Domeniul de frecvență standard	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Abaterea maximă a frecvenței instantanee	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Abaterea maximă de frecvență în regim staționar	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Durata de recuperare a frecvenței	Nu se utilizează	1 minut	1 minut	Nu se utilizează
Domeniul de recuperare a frecvenței	Nu se utilizează	± 500 mHz	± 500 mHz	Nu se utilizează
Durata de restabilire a frecvenței	15 minute	15 minute	15 minute	15 minute
Domeniul de restabilire a frecvenței	Nu se utilizează	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Timpul de declanșare a stării de alertă	5 minute	10 minute	10 minute	5 minute

Parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței, menționați la articolul 127.

Tabelul 2

Parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței în zonele sincrone

	EC	GB	IE/IN	Zona Europei de Nord
Numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard	15 000	15 000	15 000	15 000

ANEXA IV

Parametrii-țintă pentru ARRF, menționați la articolul 128:

Tabel

Parametrii-țintă pentru ARRF în cazul GB și IE/IN

	GB	IE/IN
Nivelul 1	3 %	3 %
Nivelul 2	1 %	1 %

ANEXA V

Cerințe tehnice minime pentru RSF, menționate la articolul 154:

Tabel

Proprietățile RSF în diversele zone sincrone

Precizia minimă de măsurare a frecvenței	**EC, GB, IE/IN și Europa de Nord**	**10 mHz sau standardul industrial, dacă reprezintă o valoare mai mare**
Efectul maxim combinat al insensibilității inerente a răspunsului la abaterile de frecvență și al posibilei benzi moarte voluntare a acestui răspuns la nivelul regulatorului unităților furnizoare de RSF sau grupurilor furnizoare de RSF.	CE	10 mHz
	GB	15 mHz
	IE/IN	15 mHz
	Zona Europei de Nord	10 mHz
Durata de activare integrală a RSF	CE	30 de secunde
	GB	10 secunde
	IE/IN	15 secunde
	Zona Europei de Nord	Dacă frecvența sistemului se află în afara domeniului de frecvență standard, 30 de secunde
Abaterea de frecvență pentru activarea integrală a RSF	CE	± 200 mHz
	GB	± 500 mHz
	IE/IN	RSF dinamic ± 500 MHz
		RSF static ± 1 000 MHz
	Zona Europei de Nord	± 500 mHz

ANEXA VI

Limite și cerințe pentru schimbul de RSF menționat la articolul 163:

Tabel

Limite și cerințe pentru schimbul de RSF

Zonă sincronă	**Schimb de RSF permis între:**	**Limite pentru schimbul de RSF**
Zonă sincronă EC	OTS din blocurile adiacente RFP	—OTS dintr-un bloc RFP se asigură că cel puțin 30 % din totalul obligațiilor lor RFP inițiale combinate este furnizat fizic în interiorul blocului lor RFP; și —

		capacitatea de rezervă pe RSF, localizată fizic într-un bloc RFP ca rezultat al schimbului de RSF cu alte blocuri RFP, este limitată la maximum: —30 % din totalul obligațiilor lor de RFP inițiale combinate ale OTS din blocul RFP la care este racordată fizic capacitatea de rezervă pe FCR; și —100 MW de capacitate de rezervă pe RSF.
	OTS din zonele RFP din același bloc RFP	—OTS din zonele RFP care constituie un bloc RFP au dreptul de a specifica, în acordul operațional în blocul RFP, limite interne pentru schimbul de RSF între zonele RFP din același bloc RFP în vederea: —evitării congestiilor interne în cazul activării RSF; —asigurării unei distribuții uniforme a capacității de rezervă pe RSF în caz de divizare a rețelei; și —evitării destabilizării PSF sau a siguranței în funcționare.
Alte zone sincrone	OTS din zona sincronă	—OTS din zona sincronă au dreptul de a specifica, în acordul operațional pentru zona sincronă, limite aplicabile schimbului de RSF în vederea: —evitării congestiilor interne în cazul activării RSF; —asigurării unei distribuții uniforme a RSF în caz de divizare a rețelei; și —evitării destabilizării PSF sau a siguranței în funcționare.

ANEXA VII

Cerințe și limite pentru schimbul de RRF în zona sincronă menționat la articolul 167:

Tabel

Cerințe și limite pentru schimbul de RRF într-o zonă sincronă

Zonă sincronă	Schimb de RRF permis între	Limite pentru schimbul de RRF
Toate zonele sincrone compuse din mai multe blocuri RFP	OTS din diferite blocuri RFP	—OTS dintr-un bloc RFP ar trebui să se asigure că cel puțin 50 % din capacitatea lor totală de rezervă pe RRF care rezultă din regulile de dimensionare a RRF de la articolul 157 alineatul (1) și înainte de orice reducere datorată schimbului de RRF în conformitate cu articolul 157 alineatul (2) rămâne localizată în blocul lor RFP.
	OTS din zonele RFP din același bloc RFP	—OTS din zonele RFP care constituie un bloc RFP au dreptul de a specifica, dacă este necesar, în acordul operațional în blocul RFP, limite interne pentru schimbul de RRF între zonele RFP din același bloc RFP în vederea: —evitării congestiilor interne datorate activării capacității de rezervă pe RRF care face obiectul schimbului de RRF; —asigurării unei distribuții uniforme a RRF în zona sincronă și blocurile RFP în caz de divizare a rețelei; —evitării destabilizării PRF sau a siguranței în funcționare.

ANEXA VIII

Cerințe și limite pentru schimbul de RI în zona sincronă menționat la articolul 169:

Tabel

Cerințe și limite pentru schimbul de RI în zona sincronă

Zonă sincronă	Schimb de RI permis între	Limite pentru schimbul de RI
Toate zonele sincrone compuse din mai multe blocuri RFP	OTS din diferite blocuri RFP	—OTS din zonele RFP care constituie un bloc RFP trebuie să se asigure că cel puțin 50 % din capacitatea lor combinată totală de rezervă pe RI care rezultă din regulile de dimensionare a RI în conformitate cu articolul 160 alineatul 3) și înainte de orice reducere a capacității de rezervă pe RI ca urmare a partajării RI în conformitate cu articolul 160 alineatul (4) și cu articolul 160 alineatul (5) rămâne localizată în blocul lor RFP.
	OTS din zonele RFP din același bloc RFP	—OTS din zonele RFP care constituie un bloc RFP au dreptul de a defini, dacă este necesar, în acordul operațional în blocul RFP, limite interne pentru schimbul de RI între zonele RFP din același bloc RFP în vederea: —evitării congestiilor interne datorate activării capacității de rezervă pe RI care face obiectul schimbului de RI; —asigurării unei distribuții uniforme a RI în zona sincronă în caz de divizare a rețelei; și —evitării ca stabilitatea PIR sau securitatea operațională să fie afectată.

O.T.C.E. Piatra Neamț