



Republica Moldova

Agencia Națională pentru Reglementare în Energetică
ANRE

str. Alexandr Pușkin 52/A, MD 2005 Chișinău, Tel: 022 823 955, anre@anre.md, <http://www.anre.md>

CONSILIUL DE ADMINISTRAȚIE

HOTĂRÂRE nr. 644

din 4 noiembrie 2025

mun. Chișinău

cu privire la aprobarea Liniilor directoare privind operarea sistemului de transport

În temeiul art. 9 alin. (3) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2025, nr. 437-440, art. 598), Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă Liniile directoare privind operarea sistemului de transport *(se anexează)*.
2. Prezenta hotărâre intră în vigoare la data publicării în Monitorul Oficial al Republicii Moldova.
3. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina subdiviziunilor Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică.

Alexei TARAN
Director general

Constantin BOROSAN
Director

Eugen CARPOV
Director

Violina ȘPAC
Director

Alexandru URSU
Director

Aprobate
prin Hotărârea Consiliului de administrație
al ANRE nr. 644/2025”.

**Liniile directoare
privind operarea sistemului de transport**

Liniile directoare privind operarea sistemului de transport transpun 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), publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene nr. L 220 din 25 august 2017, CELEX:32017R1485, în varianta adaptată și aprobată prin Decizia Consiliului Ministerial al Comunității Energetice 2022/03/MC-EnC din 15 decembrie 2022.

**PARTEA ÎNTÂI
DISPOZIȚII GENERALE**

Secțiunea 1

Obiectul și domeniul de aplicare

1. Liniile directoare privind operarea sistemului de transport (în continuare – *Liniile directoare*) stabilește prevederi directoare privind asigurarea siguranței în funcționare, calitatea frecvenței și utilizarea eficientă a sistemului interconectat și a resurselor aferente, precum și prevederi detaliate privind:

- 1.1. cerințele și principiile referitoare la siguranța în funcționare;
- 1.2. normele și responsabilitățile pentru coordonarea și schimbul de date între operatorul sistemului de transport (în continuare – OST) și alți operatori ai sistemelor de transport, între OST și operatorul sistemului de distribuție (în continuare – OSD), precum și între OST sau OSD și utilizatorii de sistem semnificativi, în cadrul planificării operaționale și la operarea aproape de timpul real;
- 1.3. normele privind formarea și certificarea personalului operațional;
- 1.4. cerințele privind coordonarea retragerilor din exploatare;
- 1.5. cerințele de coordonare a programelor de schimb între zonele de control ale operatorilor sistemelor de transport;
- 1.6. normele care vizează instituirea unui cadru pentru reglajul frecvență-putere și managementul rezervelor, aplicabil la nivelul Comunității Energetice.

2. Prezentele Linii directoare se aplică următorilor utilizatori de sistem, denumiți și utilizatori de sistem semnificativi (în continuare – *USS*):

- 2.1. modulele de generare existente și noi, care sunt sau ar urma să fie clasificate ca tip B, C și D în conformitate cu criteriile stabilite în secțiunea a 2-a, cap. I, titlul II, Partea Întâi din Codul rețelelor electrice cu privire la racordarea la rețelele electrice, aprobat prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 423/2019 (în continuare – *Codul privind racordarea*);

- 2.2. locurilor de consum existente și noi, racordate la sistemul de transport, precum și locurilor de consum existente și noi care nu sunt racordate la sistemul de transport, dar cu puncte de racordare la nivelul de tensiune 110kV sau mai mare;
- 2.3. sistemelor de distribuție închise existente și noi, racordate la sistemul de transport;
- 2.4. locurilor de consum noi și existente, sistemelor de distribuție închise și terților în cazul în care ei oferă servicii de consum dispecerizabil direct către OST în conformitate cu criteriile prevăzute de subsecțiunea a 1-a, secțiunea a 1-a, cap. III, titlul III, Partea Întâi din Codul privind racordarea;
- 2.5. furnizorilor de servicii de redispecerizare a modulelor de generare sau a locurilor de consum prin intermediul agregării și furnizorilor de rezerve de putere activă în conformitate cu titlul VII, Partea a Patra din prezentele Linii directoare;
- 2.6. sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu („HVDC”) noi și existente, în conformitate cu criteriile prevăzute la pct. 339 din Codul privind racordarea.

3. Prezentele Linii directoare se aplică tuturor rețelelor electrice de transport și interconexiunilor cu sistemele de transport învecinate din țările părți ale Comunității Energetice și din Statele Membre ale Uniunii Europene (în continuare – *sistemul de transport*), tuturor rețelelor electrice de distribuție (în continuare – *sisteme de distribuție*), precum și centrelor de coordonare regionale, cu excepția părților din rețelele electrice de transport și din rețelele electrice de distribuție care nu funcționează în regim sincron cu zona sincronă a Europei Continentale.

4. În cazul în care pe teritoriul Republicii Moldova își vor desfășura activitatea doi OST sau mai mulți, prezentele Linii directoare se va aplica tuturor OST din Republica Moldova. În cazul în care un OST nu va avea una sau mai multe funcții relevante pentru una sau mai multe obligații prevăzute de prezentele Linii directoare, obligațiile respective vor fi exercitate de unul sau mai mulți OST din Republica Moldova, conform funcțiilor atribuite prin hotărârea ANRE, în exercitarea atribuțiilor prevăzute la art. 9 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

5. În cazul în care cerințele prevăzute în prezentele Linii directoare urmează să fie stabilite de un operator de sistem relevant care nu are calitatea de OST, responsabilitatea privind stabilirea cerințelor corespunzătoare poate fi atribuită OST, în conformitate cu hotărârea Agenția adoptată în acest sens.

6. În sensul prezentelor Linii directoare, se aplică definițiile prevăzute în Legea nr. 174/2017 cu privire la energetică, Legea nr. 164/2025 cu privire la energie electrică, Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 641/2025, Liniile directoare privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung, aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 643/2025, Codul privind racordarea, Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 299/2017 cu privire la prezentarea către ENTSO-E a informațiilor despre piața energiei electrice a Republicii Moldova și publicarea acestora, precum și următoarele noțiuni:

abatere a timpului electric - discrepanță temporală dintre timpul sincron și timpul universal coordonat (UTC);

abatere de frecvență - diferență dintre frecvența reală și cea nominală din zona sincronă, care poate fi pozitivă sau negativă;

abatere de frecvență pentru activarea integrală a RSF - valoare nominală a abaterii de frecvență la care RSF dintr-o zonă sincronă este activată integral;

abatere de frecvență în regim staționar - valoare absolută a abaterii de frecvență după apariția unui dezechilibru, după ce frecvența sistemului a fost stabilizată;

abaterea de reglaj a zonei de control (ARZ) - 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 („ P_0 ”) aferentă unei zone RFP specifice sau unui bloc RFP specific, și abaterea de reglaj a componentei de frecvență („ $K \cdot \Delta f$ ”), 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 control este egală cu $\Delta P + K \cdot \Delta f$;

abatere de reglaj la restabilirea frecvenței (ARRF) - abatere 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;

abatere maximă a frecvenței instantanee - valoare 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;

abatere maximă de frecvență în regim staționar - valoare 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;

abatere standard a frecvenței - valoare absolută a abaterii de frecvență care limitează domeniul de frecvență standard;

abaterea frecvenței instantanee - 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;

acord operațional în blocul RFP - acord multilateral între toți operatorii sistemelor de transport dintr-un bloc RFP în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un operator al sistemului de transport și înseamnă o metodologie operațională în blocul RFP care urmează a fi adoptată în mod unilateral de către operatorul sistemului de transport relevant în cazul în care blocul RFP este operat de un singur operator al sistemului de transport;

adecvanță – capacitate a surselor de putere dintr-o zonă de a acoperi consumul din acea zonă;

agent de planificare a retragerilor din exploatare - entitate căreia îi revine sarcina planificării disponibilității unui modul de generare relevant, a unui loc de consum relevant sau a unui element de rețea relevant;

agent de programare - entitatea sau entitățile cărora le revine sarcina de a transmite programele participanților la piață către OST sau, după caz, către terți;

activ relevant - loc de consum relevant, modul de generare relevant sau element de rețea relevant care participă la coordonarea retragerilor din exploatare;

activ relevant intern - activ relevant care face parte din zona de control a unui OST sau un activ relevant dintr-un sistem de distribuție, inclusiv un sistem de distribuție închis, care este conectat direct sau indirect la zona de control a OST respectiv;

analiza contingențelor - simularea computerizată a contingențelor cuprinse în lista de contingențe;

analiza siguranței în funcționare - 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;

aproape în timp real - diferență de timp între ultima închidere a porții intrazilnice și timpul real, care nu depășește 15 minute;

bloc de reglaj frecvență-putere (bloc RFP) - 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 OST care au responsabilitatea efectuării reglajului frecvență-putere;

calificare prealabilă - proces de verificare a conformității unei unități de furnizare a rezervelor sau a unui grup de furnizare a rezervelor cu cerințele stabilite de OST;

capacitate de rezervă - cantitatea de RSF, RRF sau RI care trebuie să fie pusă la dispoziția OST;

centru de coordonare regional - centru de coordonare regional prevăzut de Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică;

cerințe de disponibilitate a RI - serie de cerințe definite de un operator al sistemului de transport dintr-un bloc RFP în ceea ce privește disponibilitatea RI;

cerințe de disponibilitate a RRF - serie de cerințe definite de operatorii sistemelor de transport dintr-un bloc RFP în ceea ce privește disponibilitatea RRF;

contingență excepțională - apariția simultană a mai multor contingențe având o cauză comună;

contingență externă - contingență care are loc în afara zonei de control a OST și care nu include liniile de interconexiune, care generează un factor de influență mai mare decât pragul de influență al contingențelor;

contingență extraordinară - apariție simultană a mai multor contingențe care nu au o cauză comună sau pierderea mai multor module de generare, conducând la o pierdere totală de capacitate mai mare decât incidentul de referință;

contingență internă - contingență care are loc în interiorul zonei de control a OST, inclusiv pe liniile de interconexiune;

contingență normală - apariție a unei contingențe pe o singură latură sau un singur nod de injecție de putere;

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

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

cu o săptămână înainte - săptămâna de dinaintea săptămânii calendaristice de funcționare;

date despre valoarea medie a ARRF - set 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;

date pentru evaluarea calității frecvenței - set de date care permite calcularea criteriilor de evaluare a calității frecvenței;

date referitoare la ARRF instantanee - 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;

date referitoare la frecvența instantanee - 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;

defect - 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;

dezechilibre din blocul RFP - sumă 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;

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

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

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

durată de activare completă a RRF automate - perioadă 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;

durată de activare completă a RRF manuale - perioadă de timp dintre schimbarea valorii de referință și activarea sau dezactivarea corespunzătoare a RRF manuale;

durată de activare integrală a RSF - perioadă de timp dintre apariția incidentului de referință și activarea integrală corespunzătoare a RSF;

durată de restabilire a frecvenței - 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;

element de rețea relevant - 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;

element din sistemul de transport - orice componentă a sistemului de transport;

evaluarea stabilității dinamice - evaluarea siguranței în funcționare din punctul de vedere al stabilității dinamice;

evaluarea siguranței în funcționare - clasificare folosită de OST ca să monitorizeze siguranța în funcționare pe baza indicatorilor siguranței în funcționare;

factor de influență - 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 control a OST 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;

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

frecvența sistemului - frecvență 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;

furnizor de rezerve - 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;

grup de furnizare a rezervelor - agregare de module de generare, 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;

incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare - stare în care combinația dintre disponibilitatea unuia sau a mai multor elemente de rețea relevante, a modulelor de generare relevante și/sau a 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 OST care nu presupun costuri;

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

incident de referință - abatere maximă pozitivă sau negativă care are loc instantaneu între producere și consum într-o zonă sincronă, luată în considerare la dimensionarea RSF;

indicatori ai siguranței în funcționare - indicatori utilizați de OST pentru a monitoriza siguranța în funcționare în ceea ce privește stările sistemului, precum și defectele și perturbațiile care influențează siguranța în funcționare;

limite de stabilitate - limite permise pentru operarea sistemului de transport în ceea ce privește respectarea limitelor stabilității de tensiune, ale stabilității de unghi rotorici și ale stabilității de frecvență;

linie de interconexiune virtuală - mărime de intrare suplimentară a reguletoarelor 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;

lista de contingențe - listă de contingențe care trebuie simulate cu scopul de a testa conformitatea cu limitele de siguranță în funcționare;

loc de consum relevant - loc de consum care participă la procesul de coordonare a retragerilor din exploatare și a cărui disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;

mediul de date de planificare operațională ENTSO-E - ansamblu de echipamente și aplicații informatice dezvoltate cu scopul de a permite stocarea, schimbul și gestionarea datelor utilizate pentru procesele de planificare operațională între operatorii sistemelor de transport;

modul de generare relevant - modul de generare care participă la coordonarea retragerilor din exploatare și a cărui disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;

obligație de RSF inițială - cantitate de RSF alocată unui OST pe baza cheii de repartizare;

OSD cu rezerve racordate - OSD responsabil de sistemul de distribuție la care este racordată o unitate de furnizare a rezervelor sau un grup de furnizare a rezervelor care furnizează rezerve unui operator al sistemului de transport;

OST afectat - operator al sistemului de transport care are nevoie, pentru analiza și menținerea siguranței în funcționare, de informațiile privind schimbul de rezerve și/sau privind utilizarea în comun a rezervelor și/sau privind procesul de compensare a dezechilibrelor și/sau privind procesul de activare transfrontalieră;

OST beneficiar al capacității de reglaj - operator al sistemului de transport care calculează capacitatea de rezervă ținând cont de capacitatea de rezervă care este accesibilă prin intermediul unui OST furnizor al capacității de reglaj, în condițiile unui acord de partajare a rezervelor;

OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve - operator al sistemului de transport care este responsabil să dea dispoziții unității de furnizare a rezervelor sau grupului de furnizare a rezervelor pentru activarea RRF și/sau RI;

OST cu rezerve racordate - operator al sistemului de transport responsabil de zona de monitorizare la care este racordată o unitate de furnizare a rezervelor sau un grup de furnizare a rezervelor;

OST furnizor al capacității de reglaj – operator al sistemului de transport care declanșează activarea capacității sale de rezervă pentru un OST beneficiar al capacității de reglaj, în condițiile unui acord de partajare a rezervelor;

OST învecinați – operatori ai sistemelor de transport racordați direct prin cel puțin o linie de interconexiune în CA sau CC;

OST receptor al rezervei - operator al sistemului de transport implicat într-un schimb cu un OST cu rezerve racordate și/sau cu o unitate de furnizare a rezervelor sau cu un grup de furnizare a rezervelor racordat la o altă zonă de monitorizare sau RFP;

parametru care definește calitatea frecvenței - principalele variabile ale frecvenței sistemului care definesc principiile calității frecvenței;

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

parametri-țintă pentru ARRF - 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;

partajare de rezerve - mecanism în care mai mulți operatori ai sistemului de transport 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;

pe un an - în anul de dinaintea anului calendaristic de funcționare;

perioadă de variație a sarcinii - 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;

perturbație - eveniment neplanificat care poate provoca abaterea sistemului de transport de la starea normală de funcționare;

plan de apărare a sistemului - ansamblu 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 al unei stări de colaps;

plan de disponibilitate - combinația dintre toate stările de disponibilitate preconizate ale unui activ relevant într-o anumită perioadă de timp;

plan de securitate - plan care conține o evaluare a riscului activelor critice ale OST în cazul unor scenarii privind amenințări fizice și informatice majore și o evaluare a efectelor potențiale;

poziție netă a zonei CA – valoare a agregată netă a tuturor programelor schimburilor externe în CA ale unei zone;

prag de influență al contingențelor - valoare 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 control a OST având un factor de influență mai mare decât pragul de influență al contingențelor afectează semnificativ zona de control a OST, inclusiv liniile de interconexiune;

proces de activare a RI transfrontaliere - proces convenit între operatorii sistemelor de transport care participă la procesul care permite activarea RI conectate într-o altă zonă RFP prin corectarea în modul corespunzător a contribuției PIR implicate;

proces de activare a RRF transfrontaliere - proces convenit între operatorii sistemelor de transport care participă la procesul care permite activarea RRF conectate într-o altă zonă RFP prin corectarea în mod corespunzător a contribuției PRF implicate;

proces de cuplare a frecvențelor - proces convenit între toți operatorii sistemelor de transport din două zone sincrone, care permite corelarea activării RSF prin adaptarea fluxurilor HVDC între zonele sincrone;

proces de înlocuire a rezervelor (PIR) - proces de restabilire a RRF activate;

proces de stabilizare a frecvenței (PSF) - proces care vizează stabilizarea frecvenței sistemului prin compensarea dezechilibrelor cu ajutorul unor rezerve adecvate;

procesul de aplicare a criteriilor - 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;

procesul de ajustare a timpului - proces de ajustare prin care se urmărește readucerea la zero a abaterii timpului electric care se manifestă între timpul sincron și UTC;

procesul de colectare și de furnizare a datelor - procesul de colectare a setului de date necesare pentru a îndeplini criteriile de evaluare a calității frecvenței;

procesul de compensare a dezechilibrelor - proces convenit între operatorii sistemelor de transport, care permite evitarea activării simultane a RRF în direcții opuse, luând în considerare ARRF respective, precum și RRF activate, și corectând în modul corespunzător contribuția PRF implicate;

procesul de restabilire a frecvenței (PRF) - 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;

program - set de valori de referință care reprezintă producerea, consumul sau schimbul de energie electrică într-o anumită perioadă de timp;

program agregat al schimburilor externe nete - program care realizează agregarea tuturor programelor schimburilor externe al OST 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;

program de consum - program care reprezintă consumul unui loc de consum sau al unui grup de locuri de consum;

program de producere - program de producere a energiei electrice de către un modul de generare sau de către un grup de module de generare;

program de schimburi comerciale externe - program care reprezintă schimburile comerciale de energie electrică între participanții la piață în diferite zone de programare;

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

programul schimburilor externe al OST - programul care reprezintă schimbul de energie electrică între operatorii sistemelor de transport din diferite zone de programare;

regiune de coordonare a retragerilor din exploatare - ansamblu de zone de control pentru care operatorii sistemelor de transport definesc proceduri de monitorizare și, acolo unde este necesar, de coordonare a disponibilității activelor relevante pentru toate orizonturile de timp;

reglajul tensiunii - acțiuni de reglaj manual sau automat realizate într-un nod de producere, în nodurile de la capătul liniilor CA sau al sistemelor HVDC, în transformatoare sau prin intermediul altor mijloace menite să mențină nivelul de tensiune stabilit sau valoarea stabilită a puterii reactive;

reguli de dimensionare a RI - specificațiile procesului de dimensionare a RI dintr-un bloc RFP;

reguli de dimensionare a RRF - specificațiile procesului de dimensionare a RRF dintr-un bloc RFP;

responsabilul cu monitorizarea blocului RFP – operator al sistemului de transport responsabil de colectarea datelor privind criteriile de evaluare a calității frecvenței și de aplicarea acestor criterii la blocul RFP;

responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone – operator al sistemului de transport responsabil de colectarea datelor privind criteriile de evaluare a calității frecvenței și de aplicarea acestor criterii la zona sincronă;

restricție - situație care necesită pregătirea și activarea unei măsuri de remediere pentru a se respecta limitele de siguranță în funcționare;

retragere forțată din exploatare - 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;

rezervă de putere activă - rezervele de echilibrare disponibile pentru menținerea frecvenței;

rezervă de putere reactivă - putere reactivă care este disponibilă pentru menținerea tensiunii;

rezerve de înlocuire (RI) - rezerve 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;

rezerve pentru restabilirea frecvenței (RRF) - rezerve 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;

rezerve pentru stabilizarea frecvenței (RSF) - rezerve de putere activă disponibile pentru stabilizarea frecvenței sistemului după producerea unui dezechilibru;

RRF automate - RRF care pot fi activate printr-un dispozitiv de reglaj automat;

RSF obligatorie - acea parte din toate RSF pentru care este responsabil OST;

schimb de rezerve - posibilitatea ca un operator al sistemului de transport 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 operator al sistemului de transport fără ca niciun alt operator al sistemului de transport să o ia în calcul în scopul respectării cerințelor proprii privind rezervele care rezultă din procesele lor respective de dimensionare a rezervelor;

siguranța în funcționare - 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;

sisteme flexibile de transport al curentului alternativ (FACTS) - echipamente de transport în curent alternativ, în scopul consolidării capacității de reglaj și al creșterii capacității de transfer al puterii active;

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

situație cu N elemente în funcțiune - situație în care niciun element al sistemului de transport nu este indisponibil din cauza apariției unei contingențe;

stabilitatea de frecvență - capacitate a sistemului de transport de a menține frecvența stabilă atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;

stabilitatea de tensiune - capacitate a 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;

stabilitate de unghi rotorice - capacitate a mașinilor sincrone de a rămâne în sincronism atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;

stabilitate dinamică - termen general care include stabilitatea de unghi rotorice, stabilitatea de frecvență și stabilitatea de tensiune;

stare de alertă - starea în care sistemul de transport 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;

stare de colaps - aceea stare a sistemului de transport caracterizată prin nefuncționarea completă a unei părți a sistemului de transport sau a întregului sistem de transport;

stare de disponibilitate – capacitate a unui element de rețea, a unui modul de generare 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;

stare de restaurare – stare a sistemului de transport 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;

stare de urgență – stare a sistemului de transport în care se încalcă una sau mai multe limite de siguranță în funcționare;

stare de zonă extinsă - desemnează o stare de alertă, de urgență sau de colaps care prezintă riscul de propagare la nivelul sistemelor de transport interconectate;

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

stare normală de funcționare - situație în care sistemul de transport se află în limitele de siguranță în funcționare în situația cu N elemente în funcțiune și după apariția oricărei contingente din lista de contingente, ținând cont de efectul măsurilor de remediere disponibile;

starea sistemului - stare 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 sau de restaurare;

Stat membru – stat membru al Uniunii Europene;

structura activării proceselor - structură necesară pentru a clasifica procesele aferente diverselor tipuri de rezerve de putere activă, în ceea ce privește rolul și activarea acestora;

structura reglajului frecvență-putere - structură 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;

structura responsabilității proceselor - structură necesară pentru a stabili responsabilitățile și obligațiile în ceea ce privește rezervele de putere activă pe baza structurii de reglaj din zona sincronă;

suprasarcini tranzitorii admisibile - suprasarcini 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, atât timp cât durata definită și limitele sunt respectate;

temporizarea activării RRF automate - interval de timp dintre stabilirea unei noi valori de referință de către regulatorul central frecvență-putere de schimb și începutul livrării fizice de RRF automate;

teste operaționale - acele teste efectuate de către un OST sau OSD 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 USS asupra instalațiilor proprii, în scopuri similare;

timpul critic de eliminare a defectului - durata maximă de eliminare a defectului pentru care sistemul de transport își menține starea stabilă de funcționare;

timp de declanșare a stării de alertă - perioadă de timp necesară pentru ca starea de alertă să devină activă;

topologie - 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;

transfer de putere de înlocuire - putere care este schimbată între zonele RFP în cadrul procesului de activare a RI transfrontaliere;

transfer de putere la restabilirea frecvenței - putere care este transferată între zonele RFP în cadrul procesului de activare a RRF transfrontaliere;

transfer de putere pentru compensarea dezechilibrelor - putere care este transferată între zonele RFP în cadrul procesului de compensare a dezechilibrelor;

unitate de furnizare a rezervelor - un singur modul de generare și/sau o singură unitate consumatoare sau o agregare a acestora, racordată la un punct de racordare comun, care îndeplinește cerințele pentru furnizarea de RSF, RRF sau RI;

valoarea programată a puterii de schimb reglate - 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”);

valoare de referință a frecvenței - 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;

viteză de variație a sarcinii - viteză de modificare a puterii active a unui modul de generare, a unui loc de consum sau a unui sistem HVDC;

zonă de monitorizare - 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 operatori ai sistemelor de transport care îndeplinesc obligațiile aplicabile unei zone de monitorizare;

zonă de observabilitate - propriul sistem de transport al unui OST împreună cu părțile relevante ale sistemelor de distribuție și ale sistemelor de transport ale OST învecinați, pentru care un OST implementează monitorizarea în timp real și realizează modelarea pentru a menține siguranța în funcționare în zona sa de control, inclusiv liniile de interconexiune;

zonă de programare - zonă în care se aplică obligațiile unui operator al sistemului de transport în ceea ce privește programarea, datorită unor nevoi operaționale sau organizatorice;

zonă de reglaj frecvență-putere (zonă RFP) - 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 OST care au responsabilitatea efectuării reglajului frecvență-putere;

Secțiunea 2

Obiective și aspecte de reglementare

7. Obiectivele prezentelor Linii directoare sunt:

- 7.1. stabilirea cerințelor și a principiilor comune de siguranță în funcționare;
- 7.2. stabilirea principiilor comune de planificare operațională în sistemul interconectat;
- 7.3. stabilirea proceselor comune de reglaj frecvență-putere și a structurilor de reglaj;
- 7.4. asigurarea condițiilor pentru menținerea siguranței în funcționare în întreaga Comunitate Energetică și Uniunea Europeană;
- 7.5. asigurarea condițiilor pentru menținerea unui nivel de calitate a frecvenței comun pentru toate zonele sincrone din întreaga Comunitate Energetică și Uniunea Europeană;
- 7.6. promovarea coordonării operării rețelei și a planificării operaționale;
- 7.7. asigurarea și creșterea transparenței și a fiabilității informațiilor privind operarea sistemului de transport;

- 7.8. contribuția la funcționarea eficientă și la dezvoltarea sistemului de transport și al sectoarelor electroenergetice din părțile contractante ale Comunității Energetice și din Statele Membre ale Uniunii Europene.

8. La implementarea prevederilor prezentelor Linii directoare, ANRE, alte autorități competente și operatorii de sistem trebuie:

- 8.1. să aplice principiile proporționalității și nediscriminării;
- 8.2. să asigure transparența;
- 8.3. să aplice principiul optimizării între eficiența generală maximă și cele mai scăzute costuri totale pentru toate părțile implicate;
- 8.4. să se asigure că OST folosește mecanismele de piață pe cât este posibil, pentru a asigura securitatea și stabilitatea rețelelor electrice de transport;
- 8.5. să respecte responsabilitatea atribuită OST în scopul asigurării securității sistemului de transport în conformitate cu actele normative în domeniu;
- 8.6. să se consulte cu OSD și să ia în considerare impactul potențial asupra sistemelor de distribuție;
- 8.7. să țină cont de standardele și de specificațiile tehnice agreate la nivel european.

Secțiunea 3

Termenii și condițiile sau metodologiile OST

9. În conformitate cu prezentele Linii directoare, OST aplică termenii, condițiile și/sau metodologiile (în continuare – TCM), prevăzute la pct. 19 - 22, elaborate și aprobate în conformitate cu prezenta secțiune și cu secțiunea a 4-a Partea Întâi.

10. În conformitate cu art. 39 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, OST este obligat să aplice TCM-urile aprobate de Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (în continuare - ACER), prevăzute la pct. 19, precum și TCM aprobate de Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice (în continuare – ECRB). OST elaborează și prezintă ANRE spre aprobare Lista deciziilor de aprobare a TCM-urilor respective, care urmează să fie aplicate de OST. Hotărârea ANRE cu privire la aplicarea de către OST a TCM-urilor în conformitate cu Lista deciziilor de aprobare a TCM se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, iar TCM-urile corespunzătoare se publică pe site-ul web al OST și pe site-ul web oficial al ANRE.

11. În cazurile și în termenele prevăzute de prezentele Linii directoare, OST și/sau operatorii sistemelor de transport din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre (în continuare – *operatorii sistemelor de transport relevanți*) elaborează TCM și le prezintă spre aprobare ANRE și/sau autorităților de reglementare din alte părți contractante ale Comunității Energetice și/sau Statele Membre (în continuare – *autoritățile de reglementare relevante*), ECRB, și, în măsura în care sunt implicate Statele Membre, ACER. În circumstanțe excepționale, în special în cazurile în care un termen-limită nu poate fi respectat din motive care nu sunt imputabile OST, termenul-limită pentru elaborarea unui TCM prevăzut la pct. 21 poate fi prelungit în conformitate cu decizia ANRE adoptată la solicitarea OST. În cazul în care în conformitate cu pct. 20, propunerea de TCM necesită a fi aprobată de către ANRE în comun cu alte autorități de reglementare relevante, ANRE coordonează cu autoritățile de reglementare respective decizia privind prelungirea termenului-limită pentru elaborarea propunerii de TCM. Dacă ECRB aprobă TCM în cazurile prevăzute de prezentele Linii directoare, termenul-limită se prelungește conform deciziei ECRB.

12. OST are obligația de a coopera strâns cu unul sau mai mulți operatori ai sistemelor de transport relevanți în cazul în care, în conformitate cu prezentele Linii directoare, OST are obligația de a elabora propunerea de TCM în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți. OST în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți, prin intermediul ENTSO-E, în măsură posibilităților, precum și OPEED și OPEED-urile relevante sunt obligați să informeze în mod periodic ANRE și autoritățile de reglementare relevante, ECRB și, în măsura în care Statele Membre sunt implicate, ACER cu privire la progresele înregistrate în legătură cu elaborarea propunerilor de TCM. La luarea deciziilor cu privire la propunerea de TCM care urmează a fi elaborată și agreată între OST și operatorii sistemelor de transport relevanți se aplică prevederile stabilite la pct. 13 - 16. Proiectul unui TCM se supune procedurii de consultare în conformitate cu secțiunea a 8-a Partea Întâi.

13. În cazul în care OST și operatorii sistemelor de transport relevanți, care decid cu privire la o propunere de TCM prevăzut la pct. 21, nu sunt în măsură să ajungă la un acord, iar regiunile în cauză sunt compuse din mai mult de cinci părți ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre, OST și operatorii sistemelor de transport relevanți decid prin vot cu majoritate calificată. Adoptarea prin majoritate calificată a propunerii de TCM prevăzut la pct. 21, necesită întrunirea următoarelor cerințe cumulative:

13.1. există votul majorității operatorilor sistemelor de transport care reprezintă cel puțin 72 % dintre părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau dintre Statele Membre vizate;

13.2. există votul majorității operatorilor sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre care reprezintă cel puțin 65 % din populația regiunii în cauză.

14. Se consideră că există o minoritate de blocare pentru luarea deciziilor cu privire la propunerile de TCM prevăzute la pct. 21 atunci când există votul numărului minim al operatorilor sistemelor de transport care reprezintă mai mult de 35 % din populația părților contractante ale Comunității Energetice și/sau a Statelor Membre vizate, și adțional votul operatorilor sistemelor de transport care reprezintă suplimentar cel puțin o parte contractantă a Comunității Energetice și/sau un Stat Membru vizat. În caz contrar, majoritatea calificată se consideră a fi întrunită.

15. Necesită consensul operatorilor sistemelor de transport deciziile privind propunerile de TCM prevăzute la pct. 21 care vizează regiuni compuse din cel mult 5 părți contractante ale Comunității Energetice și/sau State Membre.

16. La luarea deciziilor de către operatorii sistemelor de transport privind propunerile de TCM în conformitate cu pct. 13 - 14, se atribuie câte un vot fiecărei Părți contractante sau fiecărui Stat Membru. Dacă pe teritoriul unei părți contractante a Comunității Energetice sau al unui Stat Membru există mai mulți operatori ai sistemelor de transport, respectiva parte contractantă a Comunității Energetice sau respectivul Stat Membru repartizează dreptul de vot între operatorii sistemelor de transport în cauză.

17. În cazul în care OST și/sau operatorii sistemelor de transport relevanți nu prezintă ANRE și/sau autorităților de reglementare relevante sau ECRB ori ACER, în termenele-limită stabilite în prezentele Linii directoare, o propunere inițială sau de modificare a TCM, în conformitate cu secțiunile 4 - 5 Partea Întâi, acesta/aceștia urmează să prezinte autorităților menționate propunerile corespunzătoare de TCM, precum și să explice motivele pentru care nu s-a ajuns la un acord. În acest caz, ECRB sau, în măsura în care sunt afectate Statele Membre, ACER, care acționează în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, informează Secretariatul Comunității Energetice și Comisia Europeană și, în cooperare cu ANRE și autoritățile de reglementare relevante, investighează cauzele eșecului și comunică ulterior Secretariatul Comunității Energetice și Comisia

Europeană concluziile în acest sens. Secretariatul Comunității Energetice sau, în măsura în care sunt afectate State Membre, Comisia Europeană iau măsurile necesare pentru a asigura adoptarea de TCM necesare în termen de 4 luni de la data primirii informațiilor.

Secțiunea 4

Aprobarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor OST

18. La prezentarea de către OST a unei propuneri de TCM prevăzut la pct. 21 –22, ANRE aprobă TCM respectiv printr-o hotărâre adoptată în acest sens. Înainte de aprobarea unui TCM, ANRE revizuieste, dacă este necesar, propunerea de TCM, cu consultarea OST, pentru a se asigura că respectivul TCM corespunde cu scopul prezentelor Linii directoare, precum și pentru a se asigura că propunerea respectivă contribuie la integrarea pieței, la nediscriminare, la concurență efectivă și la buna funcționare a piețelor de energie electrică.

19. OST aplică TCM utilizate la nivelul Uniunii Europene, și incluse în cadrul național de reglementare conform pct. 10, după cum urmează:

- 19.1. cerințe organizaționale-cheie, rolurile și responsabilitățile pentru schimbul de date legate de siguranța în funcționare;
- 19.2. metodologia de elaborare a modelelor comune de rețea;
- 19.3. metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare;

20. OST propune spre aprobare ANRE și aplică următoarele TCM, implementate la nivelul Uniunii Europene, în conformitate cu deciziile corespunzătoare ale tuturor autorităților de reglementare din regiunea respectivă:

- 20.1. metodologia pentru zona sincronă a Europei Continentale, necesară definirii inerției minime;
- 20.2. metodologia de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare;
- 20.3. metodologiile, condiții și valori incluse în acordurile operaționale pentru zona sincronă privind:
 - 20.3.1. parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrul-țintă pentru calitatea frecvenței;
 - 20.3.2. regulile de dimensionare pentru RSF;
 - 20.3.3. proprietățile suplimentare ale RSF;
 - 20.3.4. perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF;
 - 20.3.5. ipotezele și metodologia pentru analiza cost-beneficiu;
 - 20.3.6. limitarea cantității de schimb de RRF între zonele sincrone și limitarea cantității de partajare de RRF între zonele sincrone;
 - 20.3.7. limitarea cantității de schimb de RI între zonele sincrone și limitarea cantității de partajare de RI între zonele sincrone;
- 20.4. în cazul în care blocul RFP cuprinde zone RFP ale Statelor Membre și ale părților contractante ale Comunității Energetice, metodologiile și condițiile incluse în acordurile operaționale ale blocului RFP, cu privire la:
 - 20.4.1. restricții de rampă la producerea de putere activă;

- 20.4.2. măsuri de coordonare care să vizeze reducerea ARRF;
 - 20.4.3. măsuri pentru a reduce ARRF prin solicitarea de modificări ale producerii energiei electrice de către modulele de generare sau al consumului unităților consumatoare;
 - 20.4.4. regulile de dimensionare a RRF;
 - 20.5. măsuri de atenuare pentru zona sincronă.
- 21.** Propunerile privind următoarele TCM și orice modificări ale acestora fac obiectul aprobării de către ANRE în comun cu toate autoritățile de reglementare relevante din regiunea vizată:
- 21.1. dispoziții comune pentru fiecare regiune de calcul a capacității pentru coordonarea regională a siguranței în funcționare, prevăzute în secțiunea a 5-a titlul II Partea a Treia;
 - 21.2. în cazul în care blocul RFP cuprinde numai zone RFP ale părților contractante ale Comunității Energetice, metodologiile și condițiile incluse în acordurile operaționale ale blocului RFP prevăzute de secțiunea a 2-a titlul I Partea a 4-a, cu privire la:
 - 21.2.1. restricții de rampă la producerea de putere activă, în conformitate cu secțiunea a 11-a titlul II Partea a Patra;
 - 21.2.2. măsuri de coordonare care să vizeze reducerea ARRF, în conformitate cu pct. 528;
 - 21.2.3. măsuri pentru a reduce ARRF prin solicitarea de modificări ale producerii energiei electrice de către modulele de generare sau ale consumului unităților consumatoare, în conformitate cu pct. 530;
 - 21.2.4. regulile de dimensionare a RRF, în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul VI Partea a Patra;
 - 21.3. măsuri de atenuare pentru fiecare bloc RFP, în conformitate cu secțiunea a 12-a titlul II Partea a Patra;
 - 21.4. o propunere comună pentru determinarea blocurilor RFP, în conformitate cu pct. 459.
- 22.** Propunerile pentru următoarele TCM și orice modificări ale acestora fac obiectul aprobării de către ANRE:
- 22.1. domeniul de aplicare al schimbului de date cu OSD și USS, în conformitate cu pct. 147;
 - 22.2. cerințe suplimentare pentru grupurile de furnizare a RSF, în conformitate cu pct. 535;
 - 22.3. excluderea grupurilor de furnizare a RSF de la furnizarea RSF, în conformitate cu pct. 536;
 - 22.4. pentru zona sincronă a Europei Continentale, propunerea referitoare la perioada minimă de activare intermediară care trebuie asigurată de furnizorii de RSF propusă de OST, în conformitate cu pct. 558;
 - 22.5. cerințele tehnice pentru RRF definite de OST, în conformitate cu pct. 568;
 - 22.6. respingerea grupurilor de furnizare a RRF de la furnizarea RRF, în conformitate cu pct. 577;
 - 22.7. cerințe tehnice pentru racordarea unităților de furnizare a RI și a grupurilor de furnizare a RI definite de OST, în conformitate cu pct. 587;
 - 22.8. respingerea grupurilor de furnizare a RI de la furnizarea RI, în conformitate cu pct. 595.

23. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, o parte contractantă a Comunității Energetice sau un Stat Membru poate prezenta ANRE un aviz cu privire la o propunere de TCM prevăzut la pct. 20, care se examinează de către ANRE.

24. În cazul în care, în conformitate cu prezentele Linii directoare, unui operator de sistem relevant individual sau unui OST i se impune ori i se permite să precizeze sau să își dea acordul în privința unor cerințe care nu fac obiectul pct. 22, cerințele respective, precum și orice modificări ale acestora se supun aprobării de către ANRE, în conformitate cu funcțiile sale prevăzute la art. 9 alin. (3) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

25. Propunerile de TCM trebuie să includă o propunere de calendar pentru implementarea acestora, precum și o descriere a impactului estimat al TCM prin prisma obiectivelor prezentelor Linii directoare. Propunerile de TCM care fac obiectul aprobării de către ANRE în comun cu alte autorități de reglementare relevante se transmit ECRB și, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER odată cu transmiterea acestora către autoritățile de reglementare respective.

26. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, la solicitarea ANRE și/sau a altor autorități de reglementare relevante, ECRB sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER emit în termen de 3 luni o opinie cu privire la o propunere de TCM.

27. În cazul în care aprobarea unui TCM, prevăzut la pct. 21, sau modificarea unui TCM în conformitate cu pct. 33-38, necesită o decizie comună din partea ANRE și a autorităților de reglementare relevante, ANRE consultă și cooperează strâns cu autoritățile de reglementare respective pentru a ajunge în unanimitate la un acord asupra propunerii respective de TCM, în conformitate cu art. 39 alin. (12) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, în cazul în care ECRB sau ACER emit o opinie, opinia respectivă se ia în considerare de ANRE și de autoritățile de reglementare relevante.

28. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ANRE și autoritățile de reglementare relevante, ECRB sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER adoptă decizia cu privire la propunerea de TCM prevăzut la pct. 22, în termen de 6 luni de la recepționarea propunerii respective de TCM de către ANRE sau de către ultima autoritate de reglementare relevantă, de către ECRB sau de către ACER. Termenul de 6 luni începe să curgă din ziua următoare zilei în care propunerea respectivă de TCM a fost depusă la ANRE sau la ultima autoritate de reglementare relevantă, în cazul TCM prevăzute la pct. 21, sau la ECRB sau ACER în cazul TCM prevăzute la pct. 19.

29. În cazul în care, în termenul prevăzut la pct. 28, ANRE și autoritățile de reglementare relevante nu au reușit să ajungă la un acord unanim cu privire la o propunere de TCM, ori la cererea comună a autorităților de reglementare respective, sau la inițiativa ACER, care acționează în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ECRB sau, în măsura în care sunt Statele Membre afectate, ACER adoptă o decizie privind propunerea de TCM în termen de 6 luni de la data adresării.

30. În cazul în care o propunere de TCM se supune spre aprobare ANRE, în conformitate cu pct. 22 sau 24, ANRE examinează propunerea de TCM respectivă și adoptă decizia corespunzătoare în termen de 6 luni de la data primirii propunerii de TCM respective. Termenul de 6 luni începe să curgă din ziua următoare zilei în care propunerea respectivă de TCM a fost depusă la ANRE în conformitate cu pct. 22 sau 24.

31. Hotărârea ANRE privind aprobarea unui TCM, se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, iar TCM aprobat se publică pe site-ul web al OST, precum și pe site-ul web oficial al ANRE.

32. Orice parte poate formula o reclamație împotriva OST sau a altui operator de sistem relevant individual cu privire la obligațiile sau deciziile care îi revin în conformitate cu prezentele Linii directoare, pe care poate să o adreseze ANRE, care, acționând în calitate de autoritate de soluționare a neînțelegerilor în conformitate cu art. 142 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, emite o decizie în termen de 2 luni de la înregistrarea reclamației. Acest termen poate fi prelungit motivat cu 2 luni dacă ANRE solicită informații suplimentare. Termenul de examinare a reclamației poate fi extins suplimentar, cu condiția că solicitantul și-a exprimat acordul în acest sens. Decizia ANRE cu privire la neînțelegerea invocată este obligatorie până la o eventuală hotărâre judecătorească irevocabilă contrară, pronunțată ca urmare a utilizării unei căi de atac.

Secțiunea 5

Modificarea TCM

33. TCM-urile elaborate și aprobate în conformitate cu prezentele Linii directoare, pot fi modificate:

33.1. în cazul TCM-urilor prevăzute la pct. 22 la inițiativa OST sau la solicitarea ANRE;

33.2. în cazul TCM-urilor prevăzute la pct. 21, la solicitarea comună a ANRE și a celorlalte autorități de reglementare relevante;

33.3. la solicitarea ECRB sau, în măsura în care sunt afectate statele membre, la solicitarea ACER.

34. În cazul în care ANRE și celelalte autorități de reglementare relevante solicită în comun modificare unui TCM prevăzut la pct. 21, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți au obligația de a prezenta spre aprobare o propunere de modificare a TCM în termen de 2 luni de la primirea solicitării respective. OST cooperează cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport în ceea ce privește elaborarea modificărilor la TCM prevăzute la pct. 21. ANRE și autoritățile de reglementare relevante examinează propunerea de modificare a TCM, prevăzut la pct. 20, și adoptă decizia corespunzătoare în termen de 2 luni de la prezentarea acesteia.

35. Atunci când ANRE solicită prezentarea unei propuneri de modificare a TCM în conformitate cu 22 sau 24, OST are obligația de a prezenta spre aprobare o propunere de TCM în termen de 2 luni de la primirea solicitării respective. ANRE examinează propunerea respectivă de modificare a TCM și adoptă decizia corespunzătoare în termen de 2 luni de la prezentarea acesteia.

36. În cazul în care ANRE și autoritățile de reglementare relevante nu ajung, în termen de 2 luni, la un acord cu privire la propunerea de modificare a unui TCM prevăzut la pct. 21, sau la cererea comună a autorităților de reglementare respective, sau la inițiativa ACER, care acționează în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ECRB sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER adoptă o decizie privind propunerea de modificare a TCM în termen de 6 luni de la data adresării.

37. În cazul în care OST și operatorii sistemelor de transport relevanți, în cazul TCM prevăzut la pct. 21, sau OST, în cazul TCM prevăzut la pct. 22, nu prezintă o propunere de modificare a unui TCM, se aplică prevederile pct. 17.

38. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ECRB sau, în măsura în care sunt afectate Statele Membre, ACER, ANRE în comun cu toate autoritățile de reglementare

relevante, în cazul TCM prevăzute la pct. 21, sau ANRE în cazul TCM prevăzute la pct. 22, sunt în drept să solicite OST și/sau operatorilor sistemelor de transport relevanți să formuleze propuneri pentru modificarea respectivelor TCM și să stabilească un termen-limită pentru prezentarea respectivelor propuneri. OST sau, după caz, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți, responsabili pentru elaborarea propunerilor de TCM, pot prezenta propuneri de modificare a TCM ANRE sau, după caz, ANRE și autorităților de reglementare relevante, ECRB sau, în măsura în care Statele Membre sunt afectate, ACER.

39. Propunerea de modificare a TCM se supune procedurii de consultare prevăzute în secțiunea a 8-a Partea Întâi și se aprobă cu respectarea procedurii stabilite în secțiunile 3 și 4 Partea Întâi. Hotărârea ANRE privind aprobarea modificărilor la TCM, se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, iar modificările TCM se publică pe site-ul web al OST, precum și pe site-ul web oficial al ANRE.

Secțiunea 6

Publicarea TCM pe site-ul web

40. OST publică pe site-ul său web TCM-urile prevăzute în prezentele Linii directoare după aprobarea lor de către ANRE, sau în cazul în care o astfel de aprobare nu este necesară, după elaborarea/modificarea lor, cu excepția cazului în care aceste informații sunt considerate confidențiale în conformitate cu secțiunea a 9-a din prezenta Parte.

41. OST publică, de asemenea, pe site-ul său web, următoarele informații:

- 41.1. îmbunătățirea instrumentelor pentru operarea rețelei, în conformitate cu subpct. 194.5;
- 41.2. parametrii-țintă pentru ARRF, în conformitate cu secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra ;
- 41.3. restricții de rampă la nivelul zonei sincrone, în conformitate cu pct. 449;
- 41.4. restricții de rampă la nivelul blocului RFP, în conformitate cu pct. 451;
- 41.5. măsurile luate în starea de alertă din cauza rezervelor insuficiente de putere activă, în conformitate cu pct. 525;
- 41.6. solicitarea OST cu rezerve racordate către un furnizor de RSF de a pune la dispoziție informații în timp real, în conformitate cu pct. 543.

Secțiunea 7

Recuperarea costurilor

42. Costurile suportate de OST în legătură cu îndeplinirea obligațiilor impuse acestuia în conformitate cu prezentele Linii directoare, se examinează de către ANRE în conformitate cu metodologia de calculare, aprobare și aplicare a tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice, prevăzută la art. 9 alin. (1) lit. k) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

43. Costurile evaluate de către ANRE ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale se recuperează prin tarife pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice sau prin alte mecanisme adecvate stabilite de ANRE în condițiile Legii nr. 164/2025 cu privire la energia electrică.

44. La cererea ANRE, OST prezintă, în termen de trei luni de la solicitare, informațiile necesare pentru a facilita examinarea și evaluarea costurilor suportate.

Secțiunea 8

Consultarea publică

45. OST, după caz, OST și operatorii sistemelor de transport relevanți, responsabili pentru prezentarea propunerilor de TCM sau a propunerilor de modificare a acestora, în conformitate cu prezentele Linii directoare consultă părțile interesate, inclusiv autoritățile relevante din părțile contractante ale Comunității Energetice și din Statele Membre cu privire la proiectele propunerilor de TCM prevăzute la pct. 21 și 22. Consultarea publică trebuie să dureze cel puțin 1 lună.

46. Propunerile de TCM cu aplicabilitate regională se consultă cel puțin la nivel regional. Părțile care depun propuneri la nivel bilateral sau multilateral vor desfășura o consultare publică cel puțin în părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau în Statele Membre în cauză.

47. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, înainte de prezentarea propunerilor de TCM spre aprobare către ANRE și, după caz, către autoritățile de reglementare relevante, OST și operatorii sistemelor de transport relevanți iau în considerare opiniile părților interesate, rezultate în urma consultărilor publice. În toate cazurile, Propunerile de TCM prezentate spre aprobare trebuie să fie însoțite, în toate cazurile, de o justificare fundamentată privind acceptarea sau respingerea opiniilor colectate în rezultatul consultărilor publice, care se publică în timp util, înainte de sau simultan cu publicarea propunerilor de TCM.

Secțiunea 9

Obligații privind confidențialitatea

48. Toate informațiile confidențiale primite, schimbate sau transmise în temeiul prezentelor Linii directoare sunt supuse condițiilor privind păstrarea secretului profesional prevăzute la pct. 49-51.

49. Obligația de a păstra secretul profesional se aplică în raport cu angajații OST, ai ANRE sau angajații altei persoane juridice, entități sau autorități care au obținut informații în temeiul prezentelor Linii directoare. OST, persoanele juridice, entitățile sau autoritățile respective au obligația de a lua toate măsurile necesare pentru a asigura confidențialitatea, integritatea și protecția informațiilor respective, precum și măsurile menite să prevină utilizarea necorespunzătoare a informațiilor respective și accesul neautorizat la acestea.

50. Informațiile confidențiale obținute de OST, de ANRE, de persoanele juridice, entitățile sau autoritățile prevăzute la pct. 49 în cadrul și în legătură cu exercitarea atribuțiilor lor nu pot fi divulgate niciunei alte persoane, entități sau autorități, cu excepția cazurilor prevăzute de prezentele Linii directoare, sau de alte acte normative.

51. Fără a aduce atingere cazurilor reglementate de actele normative naționale sau de legislația Comunității Energetice, OST, ANRE, entitățile sau persoanele care primesc informații confidențiale în temeiul prezentelor Linii directoare le pot utiliza numai în scopul exercitării atribuțiilor care le revin în temeiul prezentelor Linii directoare, cu excepția cazurilor prevăzute de alte acte normative naționale sau de cadrul normativ al Comunității Energetice.

Secțiunea 10

Acorduri cu operatorii sistemelor de transport care nu cad sub incidența prezentelor Linii directe

52. În cazul în care zona sincronă din care face parte sistemul de transport național cuprinde operatorii sistemelor de transport atât din părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre, cât și operatorul/operatorii sistemelor de transport din țări terțe, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport din părțile contractante ale Comunității Energetice și/sau din Statele Membre au obligația de a depune eforturile necesare pentru a încheia cu operatorul/operatorii sistemelor de transport din țările terțe învecinate, care nu aplică principii similare celor stabilite în prezentele Linii directe, un acord care să stabilească atât baza pentru cooperarea lor în ceea ce privește operarea în condiții de siguranță a sistemelor de transport, cât și demersurile necesare pentru asigurarea de către operatorul/operatorii sistemelor de transport din țările terțe a respectării cerințelor prevăzute în prezentele Linii directe. În sensul prezentului punct, prin țară terță se înțelege o țară care nu este Stat Membru sau parte contractantă a Comunității Energetice.

Secțiunea 11

Monitorizare

53. OST are obligația de a prezenta Secretariatului Comunității Energetice și ENTSO-E informațiile necesare acestor autorități pentru a-și exercita atribuțiile în legătură cu monitorizarea punerii în aplicare a prezentelor Linii directe. Aceste informații includ, dar nu se limitează la, indicatorii siguranței de funcționare, reglajul frecvență-putere și evaluarea coordonării regionale.

54. Informațiile necesare de a fi transmise de OST pentru monitorizarea de către ENTSO-E includ cel puțin următoarele aspecte:

- 54.1. indicatori ai siguranței de funcționare;
- 54.2. reglajul frecvență-putere;
- 54.3. evaluarea coordonării regionale;
- 54.4. identificarea divergențelor în legătură cu aplicarea la nivel național a prezentelor Linii directe în ceea ce privește TCM-urile prevăzute la pct. 19;
- 54.5. identificarea îmbunătățirilor suplimentare ale instrumentelor și serviciilor în conformitate cu subpct. 194.1 și 194.2, dincolo de îmbunătățirile identificate de OST în conformitate cu subpct. 194.5;
- 54.6. identificarea oricăror îmbunătățiri necesare în raportul anual privind scala de clasificare a incidentelor, care sunt necesare pentru a sprijini sustenabilitatea și durabilitatea siguranței în funcționare;
- 54.7. identificarea problemelor în ceea ce privește cooperarea cu OST din țări terțe în ceea ce privește siguranța în funcționare a sistemului.

55. La solicitarea ANRE, OSD furnizează OST informațiile relevante, cu excepția cazului în care aceste informații sunt deja disponibile OST, ANRE sau ENTSO-E în legătură cu sarcinile lor de monitorizare a punerii în aplicare, cu scopul de a evita dublarea informațiilor.

Secțiunea 12

Raportarea anuală privind indicatorii siguranței în funcționare

56. Anual, până la 1 martie, OST are obligația de a transmite ENTSO-E datele și informațiile necesare acestuia pentru a elabora, în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, raportul anual bazat pe scara de clasificare a incidentelor care vizează inclusiv Republica Moldova și alte Părți Contractante ale Comunității Energetice. Datele furnizate de OST acoperă anul calendaristic anterior.

57. În contextul raportării către ENTSO-E, OST efectuează o analiză a incidentelor din sistemul de transport, cu respectarea procesului prevăzut de ENTSO-E la stabilirea scalei de clasificare a incidentelor. OST are obligația de a informa în prealabil ANRE, în termeni proximi, cu privire la inițierea unei analize în acest sens. ANRE și ECRB pot participa la analiza respectivă.

Secțiunea 13

Raportul anual privind reglajul frecvență-putere

58. Anual, până la 1 martie, OST are obligația de a transmite ENTSO-E informațiile necesare acestuia pentru a elabora, în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice raportul anual privind reglajul frecvență-putere care vizează inclusiv Republica Moldova. OST prezintă următoarele informații care vizează anul anterior:

- 58.1. informații pentru identificarea blocului RFP, a zonei RFP și a zonei de monitorizare din care face parte;
- 58.2. informații pentru identificarea blocului RFP care nu se află pe teritoriul Republicii Moldova, dar care conține zone RFP și zone de monitorizare care se află în Republica Moldova;
- 58.3. informații pentru identificarea zonei sincrone din care face sistemul de transport al OST;
- 58.4. date referitoare la criteriile de evaluare a calității frecvenței pentru zona sincronă și blocul RFP de la subpct. 58.1 - 58.3 care se referă la fiecare lună din cel puțin ultimii 2 ani calendaristici anteriori;
- 58.5. RSF obligatorie și obligația de RSF inițială a OST pentru fiecare lună din cel puțin ultimii 2 ani calendaristici anteriori;
- 58.6. 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 secțiunile 11 și 12 titlul II Partea a Patra, în care au fost implicați OST ai Părții Contractante.

59. Datele furnizate de OST acoperă anul anterior. Informațiile privind zonele sincrone, blocurile RFP, zonele RFP și zonele de monitorizare de la subpct. 58.1- 58.3 se raportează o singură dată. În cazul în care aceste zone se modifică, aceste informații se raportează până la data de 1 martie a anului următor.

60. OST cooperează cu alți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă și/sau din blocul RFP pentru a colecta datele enumerate la pct. 58.

PARTEA A DOUA
SIGURANȚA ÎN FUNCȚIONARE

TITLUL I

CERINȚE PRIVIND SIGURANȚA ÎN FUNCȚIONARE

Capitolul I
STĂRILE SISTEMULUI, MĂSURILE DE REMEDIERE ȘI LIMITELE DE SIGURANȚĂ
ÎN FUNCȚIONARE

Secțiunea 1

Clasificarea stărilor sistemului

61. Sistemul de transport este în stare normală de funcționare atunci când sunt îndeplinite cumulativ condițiile următoare:

61.1. tensiunile și fluxurile de putere se încadrează în limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu secțiunea a 8-a din prezentul capitol;

61.2. frecvența îndeplinește următoarele criterii:

18.1.1. abaterea de frecvență în regim staționar a sistemului este în domeniul de frecvență standard (± 50 mHz);

18.1.2. valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului nu este mai mare decât abaterea maximă de frecvență în regim staționar (± 200 mHz) și nu sunt atinse limitele frecvenței sistemului stabilite pentru starea de alertă;

61.3. rezervele de putere activă și reactivă sunt suficiente pentru a suporta contingentele din lista de contingente definită în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. V din prezentul titlu fără să se încalce limitele de siguranță în funcționare;

61.4. funcționarea zonei de control a OST este și va rămâne în limitele de siguranță în funcționare după activarea măsurilor de remediere în urma producerii unei contingente din lista de contingente definită în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. V din prezentul titlu.

62. Sistemul de transport este în stare de alertă atunci când:

62.1. tensiunile și fluxurile de putere se încadrează în limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu secțiunea a 8-a din prezentul capitol, și simultan are loc unul dintre evenimentele de mai jos:

62.2. capacitatea de rezervă a OST este redusă cu mai mult de 20 % pentru o perioadă mai lungă de 30 de minute și nu există nici un mijloc prin care să se compenseze această reducere a în decursul funcționării în timp real a sistemului; sau

62.3. frecvența îndeplinește următoarele criterii:

62.3.1. valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului este în intervalul 50 – 200 mHz în perioada care nu depășește 15 minute; și

62.3.2. valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului a depășit constant 50 % (100mHz) din abaterea maximă de frecvență în regim staționar, pentru o perioadă de timp mai lungă decât perioada de declanșare a stării de alertă (5 min), sau domeniul de frecvență standard (50 mHz) pentru o perioadă de timp mai lungă decât durata de restabilire a frecvenței (15 min); sau

- 62.4. cel puțin o contingență din lista de contingente, definită în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. V din prezentul titlu, determină o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare ale OST, chiar și după activarea măsurilor de remediere.
- 63.** Sistemul de transport este în stare de urgență atunci când este îndeplinită cel puțin una dintre următoarele condiții:
- 63.1. există cel puțin o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare ale OST definite în conformitate cu secțiunea a 8-a din prezentul capitol;
 - 63.2. frecvența nu îndeplinește criteriile pentru starea normală de funcționare și pentru starea de alertă definite în conformitate cu pct. 61 și 62;
 - 63.3. este activată cel puțin o măsură din planul OST de apărare a sistemului;
 - 63.4. există o deficiență în funcționarea instrumentelor, mijloacelor și instalațiilor definite în conformitate cu pct. 81, care determină indisponibilitatea respectivelor instrumente, mijloace și instalații pentru o perioadă mai lungă de 30 de minute.
- 64.** Sistemul de transport este în stare de colaps atunci când este îndeplinită cel puțin una dintre următoarele condiții:
- 64.1. pierderea a mai mult de 50 % din consum în zona de control a OST;
 - 64.2. lipsa totală a tensiunii timp de cel puțin trei minute în zona de control a OST, care determină declanșarea planului de restaurare a sistemului de transport.
- 65.** Sistemul de transport este în stare de restaurare atunci când OST, al cărui sistem de transport se află în stare de urgență sau de colaps, a început să activeze măsuri din planul de restaurare a sistemului de transport.

Secțiunea 2

Monitorizarea și determinarea stărilor sistemului de către OST

- 66.** OST determină, în decursul funcționării în timp real, starea sistemului său de transport.
- 67.** OST monitorizează în timp real următorii parametri ai sistemului de transport în zona sa de control, 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 secțiunea a 2-a cap. II titlul II:
- 67.1. fluxurile de putere activă și reactivă;
 - 67.2. tensiunile în bara colectoare;
 - 67.3. frecvența și abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței din zona sa RFP;
 - 67.4. rezervele de putere activă și reactivă;
 - 67.5. producerea și consumul.
- 68.** Pentru a stabili starea sistemului, OST efectuează analiza contingențelor cel puțin o dată la fiecare 15 minute, monitorizând parametrii sistemului de transport definiți în conformitate cu pct. 69 în raport cu limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu secțiunea a 8-a cap. I titlul I Partea a Doua și în raport cu criteriile pentru stările sistemului definite în conformitate cu secțiunea a 1-a din prezentul capitol. OST monitorizează, de asemenea, nivelul rezervelor disponibile față de capacitatea de rezervă. La efectuarea analizei contingențelor, OST ține seama de efectul măsurilor de remediere și al măsurilor din planul de apărare a sistemului de transport.

69. 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, OST are următoarele obligații:

- 69.1. să informeze toți operatorii sistemelor de transport cu privire la starea sistemului său de transport prin intermediul unui instrument informatic pentru schimbul de date în timp real la nivel paneuropean;
- 69.2. să furnizeze informații suplimentare cu privire la elementele sistemului său de transport care fac parte din zona de observabilitate a altor operatori ai sistemelor de transport, acestor operatori ai sistemelor de transport.

Secțiunea 3

Măsuri de remediere în cadrul operării sistemului

70. OST întreprinde măsurile necesare pentru a asigura că sistemul transport rămâne în stare normală de funcționare și este responsabil de gestionarea situațiilor de nerespectare a siguranței în funcționare. În acest scop, OST elaborează, pregătește și activează măsuri de remediere ținând cont de disponibilitatea acestora, de timpul și de resursele necesare pentru activarea acestora, precum și de orice condiții din afara sistemului de transport care sunt relevante pentru fiecare măsură de remediere.

71. Măsurile de remediere utilizate de OST în cadrul operării sistemului în conformitate cu pct. 70 și cu secțiunile 4 - 6 din prezentul capitol trebuie să fie în concordanță cu măsurile de remediere luate în considerare la calculul capacităților, în conformitate cu secțiunea a 11-a cap. 1 titlul II din Liniile directe privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.

Secțiunea 4

Principii și criterii aplicabile măsurilor de remediere

72. OST aplică următoarele principii atunci când activează și coordonează măsuri de remediere în conformitate cu secțiunea a 6-a din prezentul capitol:

- 72.1. în situațiile de nerespectare a siguranței în funcționare care nu trebuie gestionate în mod coordonat, OST elaborează, pregătește și activează măsuri de remediere care readuc sistemul la starea normală de funcționare și care previn propagarea stării de alertă sau de urgență în afara zonei de control a OST din categoriile definite în secțiunea a 5-a din prezentul capitol;
- 72.2. în situațiile de nerespectare a siguranței în funcționare care trebuie gestionate în mod coordonat, OST elaborează, pregătește și activează măsuri de remediere împreună cu alți operatori ai sistemelor de transport interesați, potrivit metodologiei de elaborare a măsurilor de remediere în coordonare în temeiul subpct. 264.2 și ținând cont de recomandarea centrelor regionale de coordonare în conformitate cu pct. 267.

73. Atunci când selectează măsurile de remediere adecvate, OST aplică următoarele criterii:

- 73.1. să activeze cele mai eficace și eficiente măsuri de remediere din punct de vedere economic;
- 73.2. să activeze măsuri de remediere cât mai apropiate de timpul real, ținând cont de perioada de timp preconizată de activare și de urgența situației de operare a sistemului pe care intenționează să o soluționeze;

- 73.3. să ia în considerare riscurile de eșec în cazul aplicării măsurilor de remediere disponibile și impactul acestora asupra siguranței în funcționare, cum ar fi: riscurile de eșec sau de scurtcircuit provocate de modificarea topologiei, riscurile de retrageri din exploatare provocate de modificările puterii active sau reactive la modulele de generare de energie sau la locurile de consum și riscurile de defecțiune cauzate de comportamentul echipamentelor;
- 73.4. să acorde prioritate măsurilor de remediere care pun la dispoziție cea mai mare capacitate interzonală pentru alocarea capacităților, respectând în același timp toate limitele de siguranță în funcționare.

Secțiunea 5

Categorii de măsuri de remediere

74. OST utilizează următoarele categorii de măsuri de remediere:

- 74.1. modificarea duratei unei retrageri planificate din exploatare sau repunerea în funcțiune a elementelor sistemului de transport pentru a obține disponibilitatea operațională a respectivelor elemente ale sistemului de transport;
- 74.2. modificarea activă a fluxurilor de putere prin: comutarea ploturilor la transformatoarele de putere, comutarea ploturilor la transformatoarele defazor de reglaj și modificarea topologiilor;
- 74.3. reglajul tensiunii și gestionarea puterii reactive prin:
 - 74.3.1. comutarea ploturilor la transformatoarele de putere;
 - 74.3.2. comutarea capacitorilor și a bobinelor de reactanță;
 - 74.3.3. comutarea dispozitivelor de gestionare a tensiunii și a puterii reactive pe bază de electronică de putere;
 - 74.3.4. transmiterea de dispoziții către OSD racordați la sistemul de transport și către USS pentru blocarea reglajului automat de tensiune și putere reactivă al transformatoarelor sau pentru activarea la instalațiile lor a măsurilor de remediere prevăzute la pct. 74.3.1 - 74.3.3, dacă deteriorarea tensiunii periclitează siguranța în funcționare sau amenință să conducă la un colaps de tensiune în sistemul de transport;
 - 74.3.5. solicitarea modificării valorii de ieșire a puterii reactive sau a valorii de referință a tensiunii grupurilor generatoare sincrone racordate la sistemul de transport,
 - 74.3.6. solicitarea modificării valorii de ieșire a puterii reactive a comutatorilor grupurilor generatoare nesincrone racordate la sistemul de transport;
- 74.4. recalcularea capacității interzonale pe o zi și intrazilnice, în conformitate cu Liniile directe privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor;
- 74.5. redispecerizarea utilizatorilor de sistem racordați la sistemul de transport sau la sistemele de distribuție din zona de control a OST, între doi sau mai mulți OST;
- 74.6. comercializarea în contrapartidă între două sau mai multe zone de ofertare;
- 74.7. ajustarea fluxurilor de putere activă prin intermediul sistemelor HVDC;
- 74.8. activarea procedurilor de gestionare a abaterilor de frecvență;

74.9. limitarea, în conformitate cu art. 44 alin. (2) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, a capacității interzonale deja alocate într-o situație de urgență, atunci când utilizarea acestei capacități pune în pericol siguranța în funcționare, dacă toți operatorii sistemelor de transport 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;

74.10. la necesitate, aplicarea deconectării manuale a sarcinii, în starea normală de funcționare sau în starea de alertă.

75. Dacă este necesar și justificat pentru a menține siguranța în funcționare, OST poate pregăti și activa măsuri de remediere suplimentare. OST are obligația de a raporta și de a justifica cazurile respective către ANRE, cel puțin odată pe an după activarea de remediere suplimentare. Rapoartele și justificările relevante se publică, de asemenea, pe site-ul web al OST. Secretariatul Comunității Energetice sau Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice pot solicita ANRE să furnizeze informații suplimentare cu privire la activarea măsurilor de remediere suplimentare în cazurile în care acestea afectează un sistem de transport învecinat.

Secțiunea 6

Pregătirea, activarea și coordonarea măsurilor de remediere

76. OST pregătește și activează măsuri de remediere în conformitate cu criteriile stabilite la pct. 73 pentru a preveni deteriorarea stării sistemului pe baza următoarelor elemente:

76.1. monitorizarea și determinarea stărilor sistemului în conformitate cu secțiunea a 2-a din prezentul capitol;

76.2. analiza contingențelor în funcționare în timp real în conformitate cu secțiunea a 2-a cap. V din prezentul titlu;

76.3. analiza contingențelor în planificarea operațională în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul II Partea a Treia.

77. Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere, inclusiv de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă, în conformitate cu secțiunea a 11-a cap. I titlu II și secțiunea a 1-a cap. III titlu II din Liniile directe privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor sau o procedură din planul OST de apărare a sistemului de transport care afectează alți operatori ai sistemelor de transport relevanți, OST evaluează, în cooperare cu operatorii sistemelor de transport vizați, impactul unor astfel de măsuri sau demersuri de remediere în interiorul și în afara zonei sale de control, în conformitate cu pct. 263, subpct. 264.2 și pct. 266, pct. 267 și pct. 269 - 271 furnizează operatorilor sistemelor de transport vizați informații cu privire la acest impact.

78. Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere care au un impact asupra USS și OSD racordați la sistemul de transport, OST, 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 USS și OSD afectate și alege măsurile de remediere care contribuie la menținerea stării normale de funcționare și a funcționării în siguranță a tuturor părților implicate. Toate USS și OSD afectate furnizează OST toate informațiile necesare pentru această coordonare.

79. Atunci când pregătește și activează măsurile de remediere, OST, pentru cazurile în care sistemul de transport nu este în stare normală de funcționare sau în stare de alertă, coordonează, în măsura în care este posibil, aceste măsuri de remediere cu USS și OSD afectate care sunt racordate la sistemul de transport pentru a menține siguranța în funcționare și integritatea sistemului de

transport. Atunci când OST activează o măsură de remediere, toate USS și OSD sunt racordate la sistemul de transport trebuie să execute instrucțiunile date de OST.

80. În cazul în care restricțiile au doar consecințe asupra stării locale din zona de control a OST și nerespectarea siguranței în funcționare nu trebuie gestionată în mod coordonat, OST poate decide să nu activeze măsuri de remediere care implică costuri.

Secțiunea 7

Disponibilitatea mijloacelor, a instrumentelor și a instalațiilor OST

81. OST asigură disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța următoarelor elemente:

- 81.1. instalații pentru monitorizarea stării sistemului de transport, inclusiv aplicații de estimare a stării și instalații pentru reglajul frecvență-putere;
- 81.2. mijloace de reglare a comutării întreruptoarelor, a conjunctoarelor, a schimbătoarelor de ploturi și a altor echipamente utilizate pentru a regla elementele sistemului de transport;
- 81.3. mijloace de comunicare cu camerele de comandă ale altor operatori ai sistemelor de transport și cu centrele regionale de coordonare;
- 81.4. instrumente de analiză a siguranței în funcționare;
- 81.5. instrumente și mijloace de comunicare necesare OST pentru a facilita operațiunile transfrontaliere de piață.

82. În cazul în care instrumentele, mijloacele și instalațiile OST prevăzute la pct. 81 afectează OSD sau USS racordate la sistemul de transport și implicate în furnizarea serviciilor de echilibrare, a serviciilor de sistem sau de apărare sau de restaurare sau în furnizarea în timp real de date operaționale, în conformitate cu secțiunea a 2-a cap. III titlul II, și secțiunea a 3-a cap. IV titlul II, secțiunile 2 – 3 cap. V titlul II și secțiunea a 1-a cap. VI titlul II, OST și respectivele OSD și USS trebuie să coopereze și să-și coordoneze acțiunile pentru a specifica și a asigura disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța acestor instrumente, mijloace și instalații.

83. OST adoptă un plan de asigurare a continuității activității care detaliază răspunsurile sale la o pierdere a instrumentelor, a mijloacelor și a instalațiilor critice și care conține prevederi privind întreținerea, înlocuirea și dezvoltarea acestora. OST își reexaminează cel puțin anual planul de asigurare a continuității activității și îl actualizează după caz și, în orice caz, după orice modificare semnificativă a instrumentelor, mijloacelor și a instalațiilor critice sau a condițiilor relevante de operare a sistemului. OST pune la dispoziția OSD și a USS vizate părțile din planul de asigurare a continuității activității care au impact asupra acestora.

Secțiunea 8

Limitele de siguranță în funcționare

84. OST specifică limitele de siguranță în funcționare pentru fiecare element al sistemului său de transport, luând în considerare cel puțin următoarele caracteristici fizice:

- 84.1. limitele de tensiune, în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. II din prezentul titlu;
- 84.2. limitele pentru curentul de scurtcircuit, în conformitate cu cap. III din prezentul titlu;
- 84.3. limitele actuale în materie de clasificare termică, inclusiv suprasarcinile tranzitorii admisibile.

85. La definirea limitelor de siguranță în funcționare, OST ține cont de capacitățile USS de a împiedica deconectarea determinată de domeniile de tensiune și de limitele de frecvență în starea normală de funcționare și în starea de alertă.

86. În cazul schimbării unuia dintre elementele sistemului de transport, OST validează și, dacă este necesar, actualizează limitele de siguranță în funcționare.

87. Pentru fiecare linie de interconexiune, OST convine cu OST învecinați limitele comune de siguranță în funcționare, în conformitate cu pct. 84.

Secțiunea 9

Planul de securitate pentru protecția infrastructurii critice

88. OST elaborează, în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, un plan de securitate confidențial care conține o evaluare a riscurilor privind activele deținute sau operate de OST și care vizează principalele scenarii de amenințări fizice sau cibernetice. OST cooperează cu autoritățile naționale competente și elaborează planul de securitate cu respectarea prevederilor Legii Nr. 48/2023 privind securitatea cibernetică. Planul de securitate conține o listă de infrastructuri critice și măsuri de securitate. La identificarea, selecția și determinarea măsurilor de protecție se au în vedere următoarele:

88.1. măsuri permanente de securitate care determină investițiile necesare în securitate, se aplică permanent și includ măsuri tehnice (inclusiv instalarea de dispozitive de detectare a accesului, separarea drepturilor de acces, măsuri de protecție și prevenire),

88.2. măsuri organizatorice (inclusiv proceduri de anunțare și management al crizelor), măsuri de inspecție și verificare, schimbul de informații,

88.3. măsuri de conștientizare și instruire și

88.4. măsuri de securitate a sistemelor informaționale;

89. Planul de securitate ia în considerare impacturile potențiale asupra sistemelor de transport învecinate interconectate și include măsuri organizatorice și fizice care vizează atenuarea riscurilor identificate.

90. OST revizuieste în mod regulat planul de securitate pentru a adapta planul respectiv la schimbarea scenariilor de amenințare și pentru a reflecta evoluția sistemului de transport.

CAPITOLUL II

REGLAJUL TENSIUNII ȘI GESTIONAREA PUTERII REACTIVE

Secțiunea 1

Obligațiile OST în ceea ce privește limitele de tensiune

91. În conformitate cu secțiunea a 1-a cap. I din prezentul titlu, OST are obligația de a depune toate eforturile necesare pentru a asigura că în timpul stării normale de funcționare la punctele de racordare la sistemul de transport tensiunea rămâne în regim staționar în limitele stabilite în prezentul punct. În sistemul de transport se utilizează valorile de referință 110 kV, 220kV, 330 kV și 400 kV pentru notarea valorilor pe unitate. În timpul stării normale de funcționare, valorile nivelurilor de tensiune la punctele de racordare ale instalațiilor OSD și ale consumatorilor racordați la sistemul de transport trebuie să rămână în următoarele intervale admisibile:

91.1. intervalele de tensiune la punctul de racordare cu tensiuni nominale 110 kV și 220 kV:
0,90 pu - 1,118 pu;

91.2. intervalele de tensiune la punctul de racordare cu tensiunea nominală 330 kV: 0,90 pu - 1,1 pu;

91.3. intervalele de tensiune la punctul de racordare cu tensiunea nominală 400 kV: 0,90 pu - 1,05 pu.

92. Pentru 110 kV, o durată limitată a abaterii tensiunii în afara limitelor stabilite de pct. 91, până la 126 kV este permisă pe un interval de până la 60 de minute. Pentru 330kV, o durată limitată a abaterii tensiunii în afara limitelor stabilite de pct. 91, până la 380 kV este permisă pe un interval de până la 20 de minute. Pentru 400 kV, o durată limitată a abaterii tensiunii în afara limitelor stabilite la pct. 91, până la 440 kV este permisă pe un interval de până la 60 de minute.

93. OST întreprinde măsuri să asigure că, în timpul stării normale de funcționare și după producerea unei contingente, tensiunea rămâne, în domenii mai largi de tensiune pentru perioade limitate de operare, dacă există un acord cu privire la acele domenii mai largi de tensiune cu OSD racordate la sistemul de transport, cu proprietarii instalațiilor de producere a energiei electrice în conformitate cu pct. 57 din Codul privind racordarea sau cu deținătorii de sisteme HVDC în conformitate cu pct. 361 - 364 din Codul privind racordarea.

94. OST stabilește de comun acord cu OSD și cu USS, racordate la sistemul de transport domeniile de tensiune la punctele de racordare sub 110 kV, dacă acele domenii de tensiune sunt relevante pentru menținerea limitelor de siguranță în funcționare. OST întreprinde măsurile necesare pentru a asigura că tensiunea rămâne în interiorul domeniului convenit în timpul stării normale de funcționare și după apariția unor contingente.

Secțiunea 2

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

95. La solicitarea OST, după intrarea în vigoare a prezentelor Linii directoare, toate USS care sunt module de generare racordate la sistemul de transport dar care nu cad sub incidența pct. 56 - 59 din Codul privind racordarea sau care sunt sisteme HVDC, dar care nu cad sub incidența pct. 361 - 364 din Codul privind racordarea au obligația de a informa OST cu privire la capacitățile lor în raport cu cerințele de tensiune stabilite la pct. 56 - 59 din Codul privind racordarea, sau, respectiv, la pct. 361 - 364 din Codul privind racordarea, declarând capacitățile lor cu privire la tensiune și cu privire la durata de timp pentru care se pot menține fără deconectare.

96. USS sunt locuri de consum ce fac obiectul cerințelor prevăzute la pct. 195 - 197 din Codul privind racordarea nu se deconectează de la rețeaua electrică din cauza unei perturbații în domeniile de tensiune prevăzute în secțiunea a 1-a din prezentul capitol. La solicitarea OST, după intrarea în vigoare a prezentelor Linii directoare, USS care sunt locuri de consum racordate la sistemul de transport și care nu fac obiectul cerințelor prevăzute la pct. 195 - 197 din Codul privind racordarea informează OST cu privire la capacitățile lor în ceea ce privește cerințele de tensiune definite în anexa nr. 2 la Codul privind racordarea, declarându-și capacitățile loc cu privire la tensiune și durata timp pentru care se pot menține fără deconectare.

97. Fiecare USS care este loc de consum racordat la sistemul de transport trebuie să mențină valorile de referință ale puterii reactive, intervalele factorilor de putere și valorile de referință ale tensiunii pentru reglajul tensiunii în intervalul convenit cu OST în conformitate cu secțiunea a 1-a din prezentul capitol.

Secțiunea 3

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

98. În cazul în care tensiunea la punctul de racordare la sistemul de transport se află în afara intervalelor definite în anexa nr. 1, OST aplică reglajul tensiunii și măsurile de remediere pentru gestionarea puterii reactive în conformitate cu subpct. 74.3, pentru a restabili tensiunea la punctul de racordare în intervalul specificat în anexa nr. 1 și în intervalul de timp prevăzut la pct. 56 – 59 și la pct. 195 - 197 din Codul privind racordarea.

99. Atunci când face analiza siguranței în funcționare, OST ține cont de valorile tensiunii la care se pot deconecta USS racordate la sistemul de transport, care nu fac obiectul cerințelor prevăzute în Codul privind racordarea.

100. OST asigură rezerve de putere reactivă, cu volum și răspuns în timp adecvate, pentru a menține tensiunile în zona sa de control și pe liniile de interconexiune în limitele stabilite în anexa nr. 1.

101. OST în comun cu OST învecinați cu care este interconectat prin linii de interconexiune în curent alternativ stabilesc regimul adecvat de reglaj al tensiunii pentru a se asigura că sunt respectate limitele comune de siguranță în funcționare stabilite în conformitate cu pct. 87.

102. OST stabilește cu fiecare OSD racordat la sistemul de transport valorile de referință ale puterii reactive, intervalele factorilor de putere și valorile de referință de tensiune pentru reglajul tensiunii la punctul de racordare dintre OST și OSD în conformitate cu pct. 217 – 220 din Codul privind racordarea. Pentru a se asigura că acești parametri sunt menținuți, fiecare OSD racordat la sistemul de transport își utilizează resursele de putere reactivă și are dreptul de a da dispoziții privind reglajul tensiunii către USS racordate la sistemul de distribuție.

103. OST are dreptul să utilizeze toate capacitățile de putere reactivă disponibile conectate la sistemul de transport în zona sa de control pentru a gestiona în mod eficace puterea reactivă și pentru a menține domeniile de tensiune stabilite în anexa nr. 1.

104. OST, în mod direct sau indirect, în coordonare cu OSD racordate la sistemul de transport, operează acolo unde este cazul resursele de putere reactivă din zona sa de control, inclusiv blocarea reglajului automat tensiune/putere reactivă al transformatoarelor, reducerea tensiunii și deconectarea consumului pe criteriul scăderii tensiunii pentru a menține limitele de siguranță în funcționare și pentru a preveni o prăbușire a tensiunii sistemului de transport.

105. OST stabilește măsurile de reglaj al tensiunii în cooperare cu USS și OSD, racordate la sistemul de transport, precum și în cooperare cu OST învecinați.

106. Atunci când este relevant pentru reglajul tensiunii și pentru gestionarea puterii reactive în sistemul de transport, OST poate solicita, în coordonare cu un OSD, unui USS racordat la sistemul de distribuție să urmeze dispozițiile privind reglajul tensiunii.

CAPITOLUL III

GESTIONAREA CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT

107. OST stabilește:

107.1. curentul de scurtcircuit maxim la care este depășită capacitatea nominală a întrerupătoarelor și a altor echipamente; și

107.2. curentul de scurtcircuit minim pentru funcționarea corectă a echipamentelor de protecție.

108. OST efectuează calculul curentului de scurtcircuit pentru a evalua impactul OST învecinați, al USS și al sistemelor de distribuție racordate 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 racordat la sistemul de transport, inclusiv un sistem de distribuție închis, are un impact asupra nivelurilor curentului de scurtcircuit, aceasta trebuie inclus în calculul curentului de scurtcircuit pentru sistemul de transport.

109. La efectuarea calculelor curentului de scurtcircuit, OST are următoarele obligații:

109.1. să utilizeze datele cele mai exacte și de înaltă calitate disponibile;

109.2. să țină cont de standardele internaționale;

109.3. să ia în considerare ca bază a calculului curentului maxim de scurtcircuit condițiile operaționale, care oferă cel mai înalt nivel posibil de curent de scurtcircuit, inclusiv curentul de scurtcircuit de la alte sisteme de transport și sisteme de distribuție, inclusiv din sisteme de distribuție închise.

110. OST aplică măsuri operaționale sau de altă natură pentru a preveni abaterile de la limitele maxime și minime ale curentului de scurtcircuit prevăzute în prezenta secțiune, în orice interval de timp și pentru toate echipamentele de protecție. În cazul în care se produce o astfel de abatere, OST activează măsuri de remediere sau aplică alte măsuri pentru a asigura restabilirea limitelor prevăzute în prezenta secțiune. O abatere de la limitele respective este permisă numai în timpul secvențelor de comutare.

CAPITOLUL IV

GESTIONAREA FLUXULUI DE PUTERE

111. OST stabilește încărcarea permanentă admisibilă și suprasarcina tranzitorie pentru fiecare element al sistemului de transport al zonei sale de control. Pentru elementele care nu sunt gestionate nemijlocit de OST, valorile permanent admisibile și a suprasarcinilor tranzitorii vor fi prezentate OST de către OSD și de alte entități care gestionează elemente din zona de control a OST.

112. OST 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 prevăzută la pct. 114.

113. În situația cu (N-1) elemente în funcțiune, în starea normală de funcționare, OST își menține fluxurile de putere în limitele suprasarcinilor tranzitorii admisibile prevăzute la subpct. 84.3, având pregătite măsurile de remediere care să fie aplicate și executate în intervalul de timp prevăzut pentru suprasarcinile tranzitorii admisibile.

CAPITOLUL V

ANALIZA ȘI GESTIONAREA CONTINGENȚELOR

Secțiunea 1

Lista de contingențe

114. OST 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 control a OST. Lista de contingențe trebuie să includă atât contingențele obișnuite, cât și contingențele excepționale identificate prin aplicarea metodologiei elaborate în conformitate cu secțiunea a 4-a titlul II Partea a Treia.

115. Pentru a stabili o listă de contingențe, OST clasifică fiecare contingență drept obișnuită, excepțională sau extraordinară, luând în considerare probabilitatea apariției și următoarele principii:

- 115.1. fiecare OST clasifică contingențele pentru propria sa zonă de control;
- 115.2. atunci când condițiile operaționale sau meteorologice sporesc semnificativ probabilitatea apariției unei contingențe excepționale, OST trebuie să includă respectiva situație în propria listă a situațiilor de urgență; și
- 115.3. pentru a ține seama de contingențele excepționale cu impact ridicat asupra propriului sistem de transport sau asupra sistemelor de transport învecinate, OST trebuie să includă respectiva situație în propria listă a situațiilor de urgență.

116. Fiecare OSD și USS conectat la sistemul de transport care este o instalație de producere a energiei electrice trebuie să furnizeze toate informațiile relevante pentru analiza contingențelor, solicitate de OST, inclusiv date despre prognoze și date în timp real, cu o posibilă agregare a datelor în conformitate cu pct. 180.

117. OST coordonează analiza contingențelor în ceea ce privește coerența listei de contingente cel puțin cu operatorii sistemelor de transport din zona sa de observabilitate, în conformitate cu secțiunea a 4-a titlul II Partea a Treia.

118. OST informează operatorii sistemelor de transport din zona sa de observabilitate cu privire la contingențele externe incluse în propria listă de contingențe.

119. OST informează, cu suficient timp înainte, operatorii sistemelor de transport 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 operatorilor sistemelor de transport vizați.

120. OST 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.

Secțiunea 2

Analiza contingențelor

121. OST efectuează analiza contingențelor în zona sa de observabilitate pentru a identifica contingențele care periclitizează sau sunt de natură să periclitizeze siguranța în funcționare a zonei sale de control și identifică măsurile de remediere care pot fi necesare pentru a soluționa contingențele, inclusiv atenuarea efectelor contingențelor excepționale.

122. OST se asigură că eventualele încălcări ale limitelor de siguranță în funcționare din zona sa de control care sunt identificate prin analiza contingențelor nu periclitează siguranța în funcționare a sistemului său de transport sau a sistemelor de transport interconectate.

123. OST 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.

Secțiunea 3

Tratarea contingențelor

124. OST evaluează riscurile asociate fiecărei contingențe după ce face simularea tuturor contingențelor din lista de contingente 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.

125. Atunci când OST estimează că riscurile asociate unei contingențe sunt atât de semnificative 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, OST pregătește și activează, cât mai curând posibil, măsuri de remediere pentru a asigura conformitatea cu criteriul (N-1).

126. În cazul unei situații cu (N-1) elemente în funcțiune cauzate de o perturbație, OST activează o măsură de remediere pentru a se asigura că sistemul de transport revine la starea 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.

127. OST nu este obligat să respecte criteriul (N-1) în următoarele situații:

127.1. în timpul secvențelor de comutare;

127.2. pe durata necesară pregătirii și activării măsurilor de remediere.

CAPITOLUL VI

PROTECȚIE

Secțiunea 1

Cerințe generale de protecție

128. OST 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.

129. OST reexaminează, cel puțin o dată la 5 ani, 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.

130. După o operațiune de protecție care a avut impact în afara zonei de control a OST, care include liniile de interconexiune, respectivul OST evaluează dacă echipamentele de protecție din zona sa de control au funcționat conform planificării și ia măsuri de remediere, dacă este necesar.

131. OST specifică valori de referință pentru echipamentele de protecție ale sistemului său de transport, care să asigure eliminarea defectului în mod fiabil, rapid și selectiv, inclusiv pentru protecția de rezervă pentru eliminarea defectului în cazul unei defecțiuni a sistemului de protecție principal.

132. Înainte de intrarea în funcțiune a echipamentului de protecție sau a echipamentului de protecție de rezervă sau în urma oricăror modificări, OST stabilește, de comun acord cu OST învecinați, definirea valorilor de referință de protecție pentru liniile de interconexiune și coordonează acțiunile sale cu operatorii sistemelor de transport respectivi înainte de a schimba valorile.

133. În cazul în care OST utilizează o schemă de protecție specială, acesta trebuie:

- 133.1. să se asigure că fiecare schemă de protecție specială acționează în mod selectiv, fiabil și eficace;
- 133.2. să evalueze, la momentul elaborării unei scheme de protecție specială, consecințele asupra sistemului de transport în caz de funcționare incorectă, ținând cont de impactul asupra operatorii sistemelor de transport vizați;
- 133.3. să verifice dacă schema de protecție specială are o fiabilitate comparabilă pentru sistemele de protecție utilizate la protecția primară a elementelor sistemului de transport;
- 133.4. să opereze sistemul de transport cu schema de protecție specială în limitele de siguranță în funcționare stabilite în conformitate cu secțiunea a 8- cap. I titlul I Partea a Doua;
- 133.5. să coordoneze funcțiile schemei de protecție specială, principiile de activare și valorile de referință cu OST învecinați și cu OSD racordați la sistemul de transport afectați, inclusiv sistemele de distribuție închise și USS racordați la sistemul de transport afectați.

Secțiunea 2

Monitorizarea și evaluarea stabilității dinamice

134. OST monitorizează stabilitatea dinamică a sistemului de transport prin intermediul unor studii realizate offline, în conformitate cu pct. 139. OST face schimb de date relevante pentru monitorizarea stabilității dinamice a sistemului de transport cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sa sincronă.

135. OST 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 în sistemul său de transport. OST și toți operatorii sistemelor de transport din zona sincronă coordonează evaluările stabilității dinamice, care acoperă total sau parțial zonă sincronă.

136. Atunci când efectuează evaluări coordonate ale stabilității dinamice, OST și operatorii sistemelor de transport în cauză stabilesc:

- 136.1. sfera evaluării coordonate a stabilității dinamice, cel puțin în ceea ce privește modelul comun de rețea;
- 136.2. setul de date care trebuie schimbate între OST și operatorii sistemelor de transport în cauză pentru a realiza evaluarea coordonării stabilității dinamice;
- 136.3. o listă a scenariilor stabilite de comun acord cu privire la evaluarea coordonată a stabilității dinamice;
- 136.4. o listă contingente stabilite de comun acord sau a perturbațiilor al căror impact se evaluează prin evaluarea coordonată a stabilității dinamice.

137. În cazul unor probleme de stabilitate din cauza oscilațiilor interzonale prost amortizate care afectează mai mulți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă, fiecare operator al sistemului de transport 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 către operatorii sistemelor de transport vizați sau de către ENTSO-E.

138. Atunci când OST identifică o potențială influență asupra stabilității tensiunii, a stabilității de unghi rotorice sau a stabilității frecvenței în relație cu alte sisteme de transport interconectate, OST trebuie să coordoneze metodele utilizate în evaluarea stabilității dinamice, furnizând datele necesare, planificând măsurile de remediere comune care vizează îmbunătățirea stabilității, inclusiv procedurile de cooperare cu operatorii sistemelor de transport relevanți.

139. Atunci când decide cu privire la metodele utilizate pentru evaluarea stabilității dinamice, OST aplică următoarele reguli:

- 139.1. în cazul în care, în ceea ce privește lista de contingente, limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST își bazează evaluarea stabilității dinamice numai pe studiile de stabilitate offline efectuate în faza de planificare operațională pe termen mai lung;
- 139.2. dacă, în condiții de retragere din exploatare planificată, cu privire la lista de contingente, limitele de regim staționar și limitele de stabilitate sunt apropiate sau limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST efectuează o evaluare a stabilității dinamice în etapa de planificare operațională pe o zi, cu menținerea acestor condiții. OST planifică măsuri de remediere care urmează să fie utilizate în decursul operării în timp real, dacă este necesar; și
- 139.3. dacă sistemul de transport este în situația cu N elemente în funcțiune cu privire la lista de contingente și limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST 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.

Secțiunea 3

Gestionarea stabilității dinamice

140. În cazul în care evaluarea stabilității dinamice indică faptul că există o nerespectare a limitelor de stabilitate, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport în ale căror zone de control 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 USS.

141. OST 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 OST în evaluarea stabilității dinamice efectuată în conformitate cu secțiunea a 2-a din prezentul capitol.

142. În ceea ce privește cerințele referitoare la nivelul minim de inerție care sunt relevante pentru stabilitatea de frecvență la nivelul zonei sincrone, OST:

- 142.1. participă în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din zona sincronă la studiul comun pentru zona sincronă pentru a identifica dacă trebuie stabilite cerințe minime de inerție, luând în considerare costurile și beneficiile, precum și posibile alternative;
- 142.2. în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din zona sincronă, efectuează o analiză periodică și o actualizare a studiului prevăzut la subpct. 142.1, o dată la 2 ani;
- 142.3. transmite ANRE studiul prevăzut la subpct. 142.1;
- 142.4. în cazul în care studiul menționat la subpct. 142.1 demonstrează necesitatea de a se defini inerția minimă necesară, OST în comun cu toți operatorii sistemelor de transport din

zona sincronă elaborează 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 studiului prevăzut la subpct. 142.1 și trebuie actualizată în termen de șase luni de data actualizării și punerii la dispoziție a studiului corespunzător; și;

- 142.5. implementează în operarea în timp real inerția minimă în propria zonă de control, în conformitate cu metodologia definită și cu rezultatele obținute conform subpct. 142.4.

TITLUL II

SCHIMBUL DE DATE

CAPITOLUL I

CERINȚE GENERALE PRIVIND SCHIMBUL DE DATE

Secțiunea 1

Organizare, roluri, responsabilități și calitatea schimbului de date

143. Schimbul și furnizarea de date și informații în temeiul prezentului titlu reflectă, în măsura posibilului, situația reală și situația prognozată a sistemului de transport.

144. OST este responsabil de furnizarea și utilizarea datelor și a informațiilor de înaltă calitate.

145. OST colectează următoarele informații cu privire la zona sa de observabilitate și schimbă aceste date cu operatorii sistemelor de transport relevanți în măsura în care acest lucru este necesar pentru efectuarea analizei siguranței în funcționare, în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul II Partea a Treia:

145.1. producere;

145.2. consum;

145.3. programe;

145.4. poziții de echilibrare;

145.5. retrageri planificate din exploatare și topologiile stațiilor de transformare;

145.6. prognoze.

146. OST reprezintă informațiile prevăzute la pct. 145 ca injecții și retrageri de la fiecare nod al modelului individual de rețea al OST menționat în secțiunea a 1-a titlul I Partea a Treia.

147. În coordonare cu OSD și USS, OST determină aplicabilitatea și sfera schimbului de date, pe baza următoarelor categorii:

147.1. date structurale, în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. V din prezentul titlu;

147.2. date referitoare la programare și prognoze, în conformitate cu secțiunea a 2-a cap. V din prezentul titlu;

147.3. date în timp real, în conformitate cu secțiunea a 2-a cap. III din prezentul titlu, secțiunea a 3-a cap. IV din prezentul titlu și cu secțiunea a 2-a cap. V din prezentul titlu;

147.4. dispoziții, în conformitate cu secțiunea a 3-a cap. V din prezentul titlu și secțiunile 1 – 2 cap. VI din prezentul titlu.

148. OST aplică cerințele organizatorice, rolurile și responsabilitățile în ceea ce privește schimbul de date, aplicate la nivelul ENTSO-E.

149. OST stabilește de comun acord cu OSD relevanți procese eficiente, 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 USS. Fără a aduce atingere formatului de raportare a datelor și a informațiilor stabilite în contextul pct. 148, OST agreează cu OSD relevanți formatul schimbului de date.

150. USS racordați la sistemul de transport trebuie să aibă acces la datele legate de instalațiile de rețea puse în funcțiune la respectivul punctul de racordare.

151. OST stabilește de comun acord cu OSD 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.

152. OSD cu un punct de racordare la sistemul de transport au dreptul să obțină informații structurale, programate și în timp real relevante de la OST și să culeagă informațiile structurale, programate și în timp real relevante de la OSD învecinați. OSD învecinați determină, în mod coordonat, sfera informațiilor care pot fi schimbate.

CAPITOLUL II

SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST

Secțiunea 1

Schimbul de date structurale și prognozate

153. OST face schimb de informații structurale cu OST învecinați în legătură cu zona lor de observabilitate, care includ cel puțin:

- 153.1. topologia obișnuită a stațiilor de transformare și alte date relevante, pe nivel de tensiune;
- 153.2. date tehnice privind liniile de transport;
- 153.3. date tehnice privind transformatoarele care conectează OSD, USS care sunt locuri de consum și transformatoarele-bloc ale generatoarelor USS care sunt instalații de producere a energiei electrice;
- 153.4. valorile maxime și minime ale puterii active și reactive ale USS care sunt module de generare;
- 153.5. date tehnice privind transformatoarele schimbătoare de fază;
- 153.6. date tehnice privind sistemele HVDC;
- 153.7. date tehnice privind bobinele de reactanță, condensatorii și compensatoarele statice de putere reactivă (VAR);
- 153.8. limitele de siguranță în funcționare definite de fiecare OST în conformitate cu secțiunea a 8-a cap. I titlul I Partea a Doua.

154. Pentru a coordona protecția sistemelor lor de transport, OST și OST învecinați își comunică reciproc valorile de referință ale protecției liniilor pentru care există contingente incluse ca contingente externe în listele lor de contingente.

155. Pentru a-și coordona analiza siguranței în funcționare și pentru a stabili modelul comun de rețea în conformitate cu secțiunile 4 - 7 titlul I Partea a Treia, OST schimbă, cel puțin cu toți ceilalți operatori ai sistemelor de transport din aceeași zona sincronă, cel puțin următoarele date:

- 155.1. topologia sistemelor de transport cu tensiune de cel puțin 220 kV și mai mare din zona sa de control;
- 155.2. un model sau un echivalent al sistemului de transport cu tensiune mai mică de 220 kV, cu impact semnificativ asupra propriului sistem de transport;
- 155.3. limitele termice ale elementelor sistemului de transport;
- 155.4. 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.

156. Pentru a-și coordona și pentru a efectua evaluările stabilității dinamice în conformitate cu pct. 135 și 137, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din aceeași zona sincronă sau din partea sa relevantă fac schimb cu următoarele date:

- 156.1. date privind USS care sunt module de generare, inclusiv următoarele elemente, dar fără a se limita la:
 - 156.1.1. parametrii electrici ai generatorului, adecvați pentru evaluarea stabilității dinamice, inclusiv inerția totală;
 - 156.1.2. modelele de protecție;
 - 156.1.3. generatorul și agregatul primar;
 - 156.1.4. descrierea transformatorului ridicător;
 - 156.1.5. valoarea minimă și maximă a puterii reactive;
 - 156.1.6. modelele de reglaj al vitezei și modelele de tensiune;
 - 156.1.7. modelele de agregat primar și modele de sistem de excitație potrivite pentru perturbațiile importante;
- 156.2. 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;
- 156.3. datele privind sistemele HVDC și dispozitivele FACTS referitoare la modelele dinamice ale sistemului sau ale dispozitivului și reglajul aferent în condiții de perturbație importantă.

Secțiunea 2

Schimbul de date în timp real

157. În conformitate cu secțiunile 1 – 2 cap. I titlul I Partea a Doua, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din aceeași zona sincronă următoarele fac schimb de date cu privire la starea sistemului lor de transport, utilizând instrumentul informatic pentru schimbul de date în timp real la nivel paneuropean, după cum prevede ENTSO-E:

- 157.1. frecvența;
- 157.2. abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței;

- 157.3. transferurile măsurate de putere activă între zonele RFP;
- 157.4. informațiile referitoare la agregarea generării;
- 157.5. starea sistemului în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. I titlul I Partea a Doua;
- 157.6. valoarea de referință al regulatorului de frecvență-putere;
- 157.7. transferul de putere prin intermediul liniilor de interconexiune virtuale.

158. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sa de observabilitate fac schimb cu următoarele tipuri de date care vizează sistemul de transport al acestora, prin intermediul schimburilor de date în timp real între sistemele de control de supraveghere și achiziție de date (SCADA) ale operatorilor sistemelor de transport și sistemele de gestionare a energiei (EMS):

- 158.1. topologia reală a stației de transformare;
- 158.2. puterea activă și reactivă în celula de linie, inclusiv transportul, distribuția și liniile dintre USS;
- 158.3. puterea activă și reactivă în celula de transformator, inclusiv transportul, distribuția și transformatoarele dintre USS;
- 158.4. puterea activă și reactivă în celula instalației de producere a energiei electrice;
- 158.5. pozițiile de reglaj ale transformatoarelor, inclusiv ale transformatoarelor schimbătoare de fază;
- 158.6. tensiunea măsurată sau estimată a barei colectoare;
- 158.7. putere reactivă în celula bobinei de reactanță și condensatorului sau din compensatorul static de putere reactivă;
- 158.8. restricții privind capacitățile de producere de putere activă și reactivă cu privire la zona de observabilitate.

159. OST are dreptul de a solicita tuturor operatorilor sistemelor de transport din zona sa de observabilitate să furnizeze imagini instantanee în timp real ale datelor referitoare la starea estimată din zona de control a respectivului OST, dacă acest lucru este relevant pentru siguranța în funcționare a sistemului de transport al OST solicitant.

CAPITOLUL III

SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST ȘI OSD ÎN INTERIORUL ZONEI DE REGLAJ A OST

Secțiunea 1

Schimbul de date structurale

160. OST stabilește zona de observabilitate din sistemele de distribuție racordate la sistemul de transport necesară pentru ca OST să stabilească starea sistemului în mod corect și eficient, în baza metodologiei aplicate în conformitate cu secțiunea a 4-a titlul II Partea a Treia.

161. În cazul în care OST 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 OST ca făcând parte din zona de observabilitate în conformitate cu secțiunea a 4-a titlul II Partea a Treia.

162. Informațiile structurale legate de zona de observabilitate prevăzută la pct. 160 și 161, pe care fiecare OSD le furnizează OST includ cel puțin:

- 162.1. stații de transformare, pe tensiune;
- 162.2. liniile care conectează stațiile de transformare, prevăzute la subpct. 162.1;
- 162.3. transformatoarele din stațiile de transformare, prevăzute la subpct. 162.1;
- 162.4. USS;
- 162.5. bobinele de reactanță și condensatorii conectați la stațiile de transformare prevăzute la subpct. 162.1.

163. Fiecare OSD racordat la sistemul de transport furnizează OST o actualizare a informațiilor structurale în conformitate cu pct. 162 cel puțin o dată la 6 luni.

164. Fiecare OSD racordat la sistemul de transport trebuie să prezinte lunar OST, pe surse de energie primară, informații cu privire la capacitatea totală de producere agregată a modulelor de generare de tip A (inclusiv instalate la locurile de consum), care fac obiectul cerințelor Codului privind racordarea, precum și cele mai bune estimări posibile ale capacității de producere ale modulelor de generare de tip A (inclusiv instalate la locurile de consum), care nu fac obiectul cerințelor Codului privind racordarea sau care beneficiază de o derogare de la aceste cerințe, racordate la sistemul său de distribuție, precum și informațiile conexe privind comportamentul acestor unități în ceea ce privește frecvența.

Secțiunea 2

Schimbul de date în timp real

165. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare OSD furnizează OST la al cărui sistem de transport este conectat, în timp real, informațiile referitoare la zona de observabilitate a OST, menționate la pct. 160 și 161, inclusiv:

- 165.1. topologia reală a stației de transformare;
- 165.2. puterea activă și reactivă în celula de linie;
- 165.3. puterea activă și reactivă în celula de transformare;
- 165.4. injecția de putere activă și reactivă în celula instalației de producere a energiei electrice;
- 165.5. pozițiile ploturilor din transformatoarele conectate la sistemul de transport;
- 165.6. tensiunile în bara colectoare;
- 165.7. puterea reactivă în celula bobinei de reactanță și a condensatorului;
- 165.8. cele mai bune date disponibile pentru producerea agregată pe sursă de energie primară în zona OSD, inclusiv producerea nemijlocită din surse instalate la locurile de consum;
- 165.9. cele mai bune date disponibile pentru consumul agregat în zona OSD.

CAPITOLUL IV

SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST, PROPRIETARI DE LINII DE INTERCONEXIUNE SAU ALTE LINII ȘI MODULE DE GENERARE CONECTATE LA SISTEMUL DE TRANSPORT

Secțiunea 1

Schimbul de date structurale

166. Fiecare USS care este proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare de tip D racordat la sistemul de transport are obligația de a furniza OST cel puțin următoarele date:

- 166.1. datele generale privind modulul de generare, inclusiv puterea instalată și sursa de energie primară;
- 166.2. date privind turbinele și instalația de producere a energiei electrice, inclusiv timpul de pornire la cald și la rece;
- 166.3. date pentru calculul curentului de scurtcircuit;
- 166.4. date privind transformatorul instalației de producere a energiei electrice;
- 166.5. datele RSF ale modulelor de generare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu secțiunea a 2-a titlul V Partea a Patra;
- 166.6. datele RRF ale modulelor de generare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu secțiunea a 2-a titlul VI Partea a Patra;
- 166.7. datele RI ale modulelor de generare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu secțiunea a 5-a titlul VI Partea a Patra;
- 166.8. datele necesare pentru restaurarea sistemului de transport;
- 166.9. datele și modelele necesare pentru efectuarea simulării dinamice;
- 166.10. date privind protecția;
- 166.11. datele necesare pentru stabilirea costurilor măsurilor de remediere, în conformitate cu subpct. 266.2; atunci când OST recurge la mecanisme bazate pe piață în conformitate cu pct. 8.4, furnizarea prețurilor care trebuie plătite de către OTS se consideră suficientă;
- 166.12. capacitatea puterii reactive pentru reglarea tensiunii.

167. Fiecare USS care este proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare de tip B sau de tip C racordat la sistemul de transport are obligația de a furniza OST cel puțin următoarele date:

- 167.1. datele generale privind modulul de generare, inclusiv puterea instalată și sursa de energie primară;
- 167.2. date pentru calculul curentului de scurtcircuit;
- 167.3. date RSF în conformitate cu definiția și cerințele prevăzute în secțiunea a 3-a cap. II titlul VII Partea a Patra pentru modulele de generare care oferă sau furnizează acest serviciu;
- 167.4. datele RRF ale modulelor de generare care oferă sau furnizează acest serviciu;
- 167.5. datele RI ale modulelor de generare care oferă sau furnizează acest serviciu;

167.6. date privind protecția;

167.7. date privind capacitatea de reglaj al puterii reactive;

167.8. datele necesare pentru stabilirea costurilor măsurilor de remediere, în conformitate cu subpct. 266.2; atunci când OST recurge la mecanisme bazate pe piață în conformitate cu pct. 8.4, furnizarea prețurilor care trebuie plătite de către OTS se consideră suficientă;

167.9. datele necesare pentru efectuarea evaluării stabilității dinamice în conformitate cu Secțiunea a 2-a cap. VI titlul I Partea A Doua.

168. OST poate solicita proprietarului instalației de producere a energiei electrice cu un modul de generare racordat la sistemul de transport să furnizeze date suplimentare, dacă este cazul, pentru analiza siguranței în funcționare, în conformitate cu titlul II Partea a Treia.

169. Fiecare proprietar al unui sistem HVDC sau al unei linii de interconexiune furnizează OST următoarele date privind sistemul HVDC sau linia de interconexiune:

169.1. datele nominale ale instalației;

169.2. datele privind transformatoarele;

169.3. date privind filtrele și băncile de filtre;

169.4. date privind compensarea puterii reactive;

169.5. date privind capacitatea de reglaj al puterii active;

169.6. date privind capacitatea de reglaj a puterii reactive și a tensiunii;

169.7. date privind înțâietatea modului de funcționare putere activă sau putere reactivă, dacă este cazul;

169.8. date privind capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență;

169.9. date privind modelele dinamice pentru simularea dinamică;

169.10. date privind protecția;

169.11. date privind capacitatea de trecere peste defect.

170. Fiecare proprietar al unei linii de interconexiune în curent alternativ furnizează OST cel puțin următoarele date:

170.1. datele nominale ale instalației;

170.2. date privind parametrii electrici;

170.3. date privind protecțiile asociate.

Secțiunea 2

Schimbul de date programat

171. Fiecare USS care este proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare de tip B, C sau D racordat la sistemul de transport furnizează OST date cel puțin cu privire la:

171.1. cantitatea de putere activă generată, precum și cantitatea și disponibilitatea rezervelor de putere activă, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice;

171.2. fără întârziere, orice indisponibilitate programată sau limitare a puterii active;

171.3. orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive;

172. Fiecare operator de sistem HVDC furnizează OST date cel puțin cu privire la:

172.1. programarea în ceea ce privește puterea activă și disponibilitatea acesteia, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice;

172.2. fără întârziere, orice indisponibilitate programată sau restricție a puterii active;

172.3. orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive sau al tensiunii.

173. Fiecare operator de linie de interconexiune în curent alternativ sau operator de linie furnizează OST datele privind indisponibilitatea prevăzută sau restricțiile de putere activă.

Secțiunea 3

Schimbul de date în timp real

174. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare USS care este proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare de tip B, C sau D furnizează OST, în timp real, date cel puțin cu privire la:

174.1. poziția întrerupătoarelor la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST;

174.2. puterea activă și reactivă la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST;

174.3. în cazul instalației de producere a energiei electrice cu alt consum decât cel auxiliar, puterea activă și reactivă netă.

175. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al unui sistem HVDC sau al unei linii de interconexiune în curent alternativ trebuie să pună la dispoziția OST, în timp real, cel puțin următoarele date care vizează punctul de racordare al sistemului HVDC sau al liniei de interconexiune în curent alternativ:

175.1. date privind poziția întrerupătoarelor;

175.2. starea de funcționare;

175.3. putere activă și reactivă.

Capitolul V

SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST, OSD ȘI MODULELE DE GENERARE RACORDATE LA SISTEMUL DE DISTRIBUȚIE

Secțiunea 1

Schimbul de date structurale

176. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare care este USS în conformitate cu subpct. 2.1 și prin agregarea USS în conformitate cu subpct. 2.5, racordat la sistemul de distribuție, trebuie să furnizeze cel puțin următoarele date către OST și către OSD la care are un punct de racordare:

176.1. datele generale privind modulul de generare, inclusiv puterea instalată și sursa de energie primară sau tipul de combustibil;

- 176.2. date RSF în conformitate cu definiția și cerințele prevăzute de secțiunea a 3-a cap. II titlul VII Partea a Patra pentru instalațiile de producere care oferă sau furnizează serviciul RSF;
- 176.3. date privind RRF pentru instalațiile de producere a energiei electrice care oferă sau furnizează serviciul RRF;
- 176.4. datele RI ale modulelor de generare care oferă sau furnizează serviciul RI;
- 176.5. date privind protecția;
- 176.6. date privind capacitatea de reglaj al puterii reactive;
- 176.7. date privind capacitatea de acces de la distanță la întrerupător;
- 176.8. datele necesare pentru efectuarea simulărilor dinamice în conformitate cu prevederile Codului privind racordarea;
- 176.9. date privind nivelul de tensiune și amplasarea fiecărui modul de generare.

177. Fiecare proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare, care este USS în conformitate cu subpct. 2.1 și 2.5 are obligația de a informa OST și OSD la care are un punct de racordare, în termenul convenit, dar nu mai târziu de prima punere în funcțiune sau de efectuarea oricăror modificări a instalației existente, despre orice modificare a sferei și a conținutului datelor enumerate la pct. 176.

Secțiunea 2

Schimbul de date programat și în timp real

178. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare care este USS, în conformitate cu subpct. 2.1 și 2.5, racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze OST și OSD la care are un punct de racordare, date cel puțin cu privire la:

- 178.1. indisponibilitatea prevăzută, restricționarea programată a puterii active și producerea prognozată de putere activă la punctul de racordare;
- 178.2. orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive;
- 178.3. prin derogare de la subpct. 178.1 și 178.2, în regiunile cu sistem central de dispecerizare, datele solicitate de OST pentru pregătire programării sale în ceea ce privește producerea de putere activă.

179. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare care este USS, în conformitate cu subpct. 2.1 și 2.5 racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze OST și OSD la care are un punct de racordare, în timp real, date cel puțin cu privire la:

- 179.1. starea dispozitivelor de comutare și a întrerupătoarelor la punctul de racordare;
- 179.2. fluxurile de putere activă și reactivă, curentul și tensiunea la punctul de racordare.

180. OST stabilește, în cooperare cu OSD responsabil, USS care pot fi scutite de la obligația de a furniza direct către OST datele în timp real enumerate la pct. 179. În astfel de cazuri, OST și OSD responsabili convin asupra datelor agregate în timp real ale USS respectivi care urmează a fi transmise OST.

Secțiunea 3

Schimbul de date între OST și OSD privind modulele de generare semnificative

181. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare OSD furnizează OST informațiile specificate în secțiunile 1 – 2 din prezentul capitol, cu frecvența și nivelul de detaliere solicitate de OST.

182. OST pune la dispoziția OSD, la al cărui sistem de distribuție sunt racordați USS, informațiile specificate în secțiunile 1 -2 din prezentul capitol, solicitate de OSD.

183. OST poate solicita date suplimentare de la proprietarul unei instalații de producere a energiei electrice cu un modul de generare care este USS în conformitate cu subpct. 2.1 și 2.5, racordat la sistemul de distribuție, în cazul în care acest lucru este necesar pentru analiza siguranței în funcționare și pentru validarea modelelor.

Capitolul VI

SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST ȘI LOCURILE DE CONSUM

Secțiunea 1

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

184. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al locului de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date structurale:

- 184.1. datele electrice ale transformatoarelor electrice racordate la sistemul de transport;
- 184.2. caracteristicile sarcinii locului de consum;
- 184.3. caracteristicile reglajului puterii reactive.

185. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al locului de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date:

- 185.1. 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;
- 185.2. orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive;
- 185.3. în cazul participării la consumul dispecerizabil, un grafic al intervalului său de putere minimă și maximă structurală care urmează să fie redus;
- 185.4. prin derogare de la subpct. 185.1, în regiunile cu sistem central de dispecerizare, datele solicitate de OST pentru pregătirea programării sale în ceea ce privește producerea de putere activă.

186. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al locului de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date în timp real:

- 186.1. puterea activă și reactivă la punctul de racordare;
- 186.2. intervalul de putere minimă și maximă care urmează să fie redus.

187. Fiecare proprietar al locului de consum racordat la sistemul de transport descrie OST comportamentul său în domeniile de tensiune prevăzute în secțiunea a 1-a cap. II Titlul I Partea a Doua.

Secțiunea 2

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

188. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare USS care este loc de consum racordat la sistemul de distribuție și care participă la consumul dispecerizabil în alt mod decât prin intermediul unui terț furnizează următoarele date programate și în timp real către OST și către OSD:

- 188.1. puterea activă minimă și maximă structurală disponibilă pentru consumul dispecerizabil și durata maximă și minimă a oricărei potențiale utilizări a acestei puteri pentru consumul dispecerizabil;
- 188.2. o prognoză a puterii active nerestricționate disponibile pentru consumul dispecerizabil și orice consum dispecerizabil planificat;
- 188.3. puterea activă și reactivă în timp real la punctul de racordare;
- 188.4. o confirmare a faptului că sunt aplicate estimările valorilor efective ale consumului dispecerizabil.

189. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare USS care este un terț care participă la consumul dispecerizabil, conform definiției din pct. 263 – 265 din Codul privind racordarea, furnizează OST și OSD pe o zi și aproape în timp real și în numele tuturor locurilor sale de consum racordate la sistemul de distribuție, următoarele date:

- 189.1. puterea activă minimă și maximă structurală disponibilă pentru consumul dispecerizabil și durata maximă și minimă a oricărei potențiale activări a consumului dispecerizabil într-o arie geografică specifică definită de OST și OSD;
- 189.2. o prognoză a puterii active nerestricționate disponibilă pentru consumul dispecerizabil și orice nivel planificat al consumului dispecerizabil într-o arie geografică specifică definită de OST și de OSD;
- 189.3. putere activă și reactivă în timp real;
- 189.4. o confirmare a faptului că sunt aplicate estimările valorilor efective ale consumului dispecerizabil.

TITLUL III

CONFORMITATEA

CAPITOLUL I

ROLURI ȘI RESPONSABILITĂȚI

Secțiunea 1

Responsabilitatea USS

190. Fiecare USS notifică OST sau OSD la care are un punct de racordare orice modificare planificată a capacităților sale tehnice care ar putea avea un impact asupra conformității cu cerințele prezentelor Linii directe, înainte de a efectua modificarea respectivă.

191. Fiecare USS notifică OST sau OSD la care are un punct de racordare orice perturbație operațională în instalația sa care ar putea avea un impact asupra conformității acesteia cu cerințele prezentelor Linii directe, cât mai curând posibil după producerea perturbației respective.

192. Fiecare USS va notifica OST sau OSD la care are un punct de racordare programul testelor planificate și procedurile care trebuie urmate pentru a verifica conformitatea instalației sale cu cerințele prezentelor Linii directoare, în timp util și înainte de lansarea acestora. OST sau OSD 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 USS are un punct de racordare la OSD și interacționează, în conformitate cu pct. 191, numai cu OSD, OST are dreptul să solicite de la OSD respectiv rezultatele testelor de conformitate, care sunt relevante pentru siguranța în funcționare a sistemului său de transport.

193. La solicitarea OST sau OSD, în conformitate cu pct. 113 și pct. 294 Codului privind racordarea, USS efectuează simulări și teste de conformitate cu respectarea cerințelor stabilite în Codul privind racordarea, 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 prezentelor Linii directoare în ceea ce privește capacitatea instalației de a atinge valorile declarate, cerințele temporale aplicabile acelor valori și disponibilitatea sau furnizarea contractată a serviciilor de sistem. Terții care furnizează consumul dispecerizabil direct către OST, furnizorii de redispecerizare la modulele de generare 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 stabilite în prezentele Linii directoare.

Secțiunea 2

Sarcinile OST cu privire la operarea sistemului

194. OST este responsabil de siguranța în funcționare în zona sa de control și are în special următoarele obligații:

- 194.1. să elaboreze și să implementeze instrumente pentru operarea rețelelor, care să fie relevante pentru zona sa de control și legate de operarea în timp real și de planificarea operațională;
- 194.2. să dezvolte și să implementeze instrumente și soluții pentru prevenirea și remedierea perturbațiilor;
- 194.3. să folosească servicii furnizate de terți, prin intermediul procedurilor de achiziție, atunci când este cazul, precum redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă, gestionarea congestiilor, rezervele în exploatare și alte servicii de sistem;
- 194.4. să respecte scala de clasificare a incidentelor adoptată de către ENTSO-E și să prezinte ENTSO-E informațiile necesare pentru îndeplinirea sarcinilor legate de întocmirea scalei de clasificare a incidentelor;
- 194.5. să monitorizeze anual adecvanța instrumentelor de operare a rețelei stabilite în conformitate cu subpct. 194.1 și 194.2, care sunt necesare pentru a menține siguranța în funcționare. OST identifică orice îmbunătățiri adecvate ale acestor instrumente de operare a rețelei, ținând seama de rapoartele anuale pregătite de ENTSO-E pe baza scalei de clasificare a incidentelor, în conformitate cu secțiunea a 12-a Partea Întâi. Orice îmbunătățire identificată va fi implementată ulterior de către OST.

CAPITOLUL II

TESTAREA OPERAȚIONALĂ

Secțiunea 1

Scopul și responsabilitățile

195. OST și fiecare OSD sau USS racordat la sistemul de transport pot efectua testarea operațională a elementelor sistemului său de transport și respectiv a rețelelor OSD/a instalațiilor USS 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. Testarea operațională urmărește să ofere:

- 195.1. dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente ale prezentelor Linii directe pentru un nou element al sistemului de transport la prima intrare în funcțiune;
- 195.2. dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente ale prezentelor Linii directe pentru o instalație nouă a USS/o rețea nouă a OSD la prima sa intrare în funcțiune;
- 195.3. dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente ale prezentelor Linii directe la orice schimbare a unui element din sistemul de transport sau a unei instalații a USS/a unei rețele a OSD, care este relevantă pentru operarea sistemului;
- 195.4. evaluarea posibilelor efecte negative ale producerii unui defect, a unui scurtcircuit sau a unui incident neprevăzut și neașteptat în operarea sistemului, într-un element al sistemului de transport sau la instalația USS/la rețeaua OSD.

196. Rezultatele testării operaționale menționate la pct. 195 sunt utilizate de către OST, OSD sau USS, pentru ca:

- 196.1. OST să asigure funcționarea corectă a elementelor sistemului său de transport;
- 196.2. OSD și USS să asigure funcționarea corectă a sistemelor de distribuție și a instalațiilor USS;
- 196.3. OST, OSD sau USS să dezvolte noi practici operaționale și să le mențină pe cele existente;
- 196.4. OST să garanteze îndeplinirea serviciilor de sistem;
- 196.5. OST, OSD sau USS să obțină informații despre performanța elementelor sistemului de transport și a instalațiilor USS/a rețelelor OSD în orice condiții și cu respectarea tuturor dispozițiilor operaționale ale prezentelor Linii directe, în ceea ce privește:
 - 196.5.1. 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;
 - 196.5.2. testarea practicilor operaționale în stare de urgență și de restaurare.

197. OST 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, a cetățenilor, a instalației sau a aparaturii supus testelor sau a elementelor sistemului de transport sau a instalațiilor OSD ori USS.

198. În caz de degradare a stării sistemului de transport în care se efectuează testarea operațională, OST are dreptul de a întrerupe testarea operațională. Dacă efectuarea unui test afectează un alt operator al sistemului de transport relevant și starea sistemului acestuia se degradează, OST sau USS sau OSD care efectuează testarea trebuie, atunci când este informat în acest sens de către OST afectat, să înceteze imediat testul operațional.

199. OST se asigură că rezultatele testelor operaționale relevante derulate împreună cu toate analizele aferente sunt:

- 199.1. încorporate în procesul de certificare și de formare a angajaților responsabili de operarea în timp real;
- 199.2. utilizate drept contribuții în procesul de cercetare și dezvoltare al ENTSO-E;
- 199.3. folosite pentru a îmbunătăți practicile operaționale, inclusiv practicile pentru starea de urgență și de restaurare.

Secțiunea 2

Efectuarea testelor și a analizelor operaționale

200. OST sau OSD la care USS are un punct de racordare își păstrează dreptul de a testa conformitatea USS cu cerințele prezentelor Linii directoare, puterea de intrare sau de ieșire anticipată a USS și furnizarea de servicii de sistem contractată de USS, în orice moment pe toată durata de viață a instalației. Procedura pentru testele operaționale este notificată USS de către OST sau OSD în timp util, înainte de lansarea testului operațional.

201. OST sau OSD la care USS are un punct de racordare publică lista cu informațiile și documentele care trebuie furnizate, precum și condițiile care trebuie îndeplinite de către USS pentru testarea operațională a conformității. Această listă trebuie să cuprindă cel puțin următoarele informații:

- 201.1. toată documentația și certificatele echipamentelor care urmează să fie furnizate de către USS;
- 201.2. detalii privind caracteristicile tehnice ale instalației USS relevante pentru funcționarea sistemului;
- 201.3. cerințe privind modelele de evaluare a stabilității dinamice;
- 201.4. studiile efectuate de USS care demonstrează rezultatele preconizate ale evaluării stabilității dinamice, dacă este cazul.

202. Dacă este cazul, OST sau OSD publică alocarea responsabilităților USS și ale OST sau ale OSD pentru testarea operațională a conformității.

TITLUL IV FORMAREA

Secțiunea 1

Programul de formare

203. OST elaborează și adoptă:

- 203.1. un program inițial de formare pentru certificare și un program permanent de formare continuă a personalului său responsabili de operarea în timp real a sistemului de transport;
- 203.2. un program de formare pentru angajații săi responsabili cu planificarea operațională. OST contribuie la elaborarea și adoptarea de programe de formare pentru angajații centrului de coordonare regional relevant;
- 203.3. un program de formare pentru angajații săi responsabili cu echilibrarea.

204. Programele de formare ale OST includ cunoștințe privind: elementele sistemului de transport, operarea sistemului de transport, utilizarea sistemelor și a proceselor la locul de muncă, operațiunile între operatorii sistemelor de transport, condițiile de piață, recunoașterea și răspunsul la situațiile excepționale produse în operarea sistemului, precum și activitățile și instrumentele de planificare operațională.

205. Angajații OST 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 experiențelor operaționale și a reacțiilor obținute în cadrul formării comune efectuate cu OST învecinați, în conformitate cu secțiunea a 6-a din prezentul titlu. Această formare în materie de interoperabilitate include pregătirea și activarea măsurilor de remediere coordonate necesare în toate stările sistemului.

206. OST include în programul său de formare pentru angajații responsabili de operarea sistemului de transport în timp real frecvența activităților de formare și următoarele componente:

- 206.1. o descriere a elementelor sistemului de transport;
- 206.2. operarea sistemului de transport în toate stările specifice sistemului, inclusiv starea de restaurare;
- 206.3. utilizarea sistemelor și a proceselor la locul de muncă;
- 206.4. coordonarea operațiunilor și a condițiilor de piață între operatorii sistemelor de transport;
- 206.5. recunoașterea situațiilor operaționale excepționale și răspunsul la acestea;
- 206.6. domenii relevante ale ingineriei electroenergetice;
- 206.7. aspecte relevante ale piețelor de energie electrică;
- 206.8. aspecte relevante ale codurilor de rețea, ale liniilor directe și ale TCM;
- 206.9. siguranța și securitatea persoanelor, a echipamentelor nucleare și de altă natură în operarea sistemului de transport;
- 206.10. cooperarea și coordonarea între operatorii sistemelor de transport în operarea în timp real și în planificarea operațională la nivelul principalelor camere de comandă, care va fi oferită în limba engleză, dacă nu se specifică altfel;

- 206.11. formare profesională comună cu OSD și USS racordați la sistemul de transport, după caz;
- 206.12. aptitudini comportamentale cu accent special pe gestionarea stresului, reacții în situații critice, responsabilitate și competențe motivaționale;
- 206.13. practicile și instrumentele de planificare operațională, inclusiv cele utilizate cu centrul de coordonare regional relevant în planificarea operațională.
- 207.** Programul de formare a personalului responsabil cu planificarea operațională va cuprinde cel puțin aspectele de la subpct. 206.3, 206.6 - 206.8, 206.10 și 206.13.
- 208.** Programul de formare a personalului responsabil cu echilibrarea va cuprinde cel puțin aspectele prevăzute la subpct. 206.3, 206.7 și 206.8.
- 209.** OST păstrează evidența programelor de formare ale angajaților, pe durata contractului lor de muncă. La solicitarea ANRE, OST furnizează domeniul de aplicabilitate și detaliile programelor de formare profesională.
- 210.** OST reexaminează programele de formare cel puțin o dată pe an sau în urma unor modificări semnificative ale sistemului. OST 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 producere și pe evoluția pieței.

Secțiunea 2

Condiții pentru formare

211. Programele de formare ale OST pentru angajații responsabili de operarea în timp real includ formare la locul de muncă și formarea offline. Formarea la locul de muncă se efectuează sub supravegherea unui angajat cu experiență responsabil de 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 sunt instruiți.

212. OST implementează activități de formare pentru angajații responsabili de 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 operatorii sistemelor de transport. Scenariile de formare se bazează pe condițiile reale și simulate ale sistemului. Dacă este cazul, rolul celorlalți OST, rolul OSD și al USS racordați la sistemul de transport este, de asemenea, simulat, cu excepția cazului în care acesta poate fi reprezentat direct în activitățile de formare comune.

213. OST coordonează formarea offline a angajaților responsabili de operarea în timp real cu OSD și cu USS racordați la sistemul de transport în ceea ce privește impactul instalațiilor acestora 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, OST, precum și OSD și USS racordați la sistemul de transport organizează activități comune de formare offline constând în simulări sau ateliere de formare.

Secțiunea 3

Coordonatorii de formare și formatorii

214. Responsabilitățile coordonatorului de formare includ elaborarea, monitorizarea și actualizarea programelor de formare, precum și stabilirea:

- 214.1. calificărilor și a procesului de selecție pentru formarea angajaților OST;
- 214.2. formării necesare pentru certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real;
- 214.3. proceselor, inclusiv a documentației relevante, necesare pentru programele de formare inițială și continuă;
- 214.4. procesului necesar pentru certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real;
- 214.5. procesului de extindere a perioadei de formare și a perioadei de certificare pentru personalul operațional responsabil de operarea în timp real.

215. OST 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.

216. OST 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.

Secțiunea 4

Certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real

217. O persoană poate deveni membru al personalului operațional responsabil de operarea în timp real, cu condiția să fie calificată și ulterior certificată de un reprezentant desemnat de OST 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.

218. OST are obligația de a defini și implementa un proces, inclusiv nivelul de competență, pentru certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real.

219. Angajații OST 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.

220. OST păstrează o copie a certificatelor emise și a rezultatelor evaluării formale. La solicitarea ANRE, OST furnizează o copie a înscrisurilor eferente examenului de certificare.

221. OST înregistrează perioada de valabilitate a certificatelor eliberate personalului responsabil de operarea în timp real.

222. OST stabilește perioada maximă de certificare, care nu depășește 5 ani, dar care poate fi prelungită pe baza unor criterii stabilite de OST și poate ține cont de participarea angajaților responsabili de operarea în timp real la un program de formare continuă cu o experiență practică suficientă.

Secțiunea 5

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

223. Cu excepția cazului în care se prevede altfel, limba de contact comună între angajații OST și cei ai OST învecinați este limba engleză.

224. OST instruește personalul operațional relevant pentru a obține suficiente competențe în limbile de contact comune convenite cu OST învecinați.

Secțiunea 6

Cooperarea între operatorii sistemelor de transport în materie de formare

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

226. OST stabilește, în cooperare cel puțin cu OST învecinați, necesitatea și frecvența sesiunilor comune de formare, inclusiv conținutul minim și sfera acestora, ținând cont de nivelul de influență reciprocă și de cooperarea operațională necesară. Formarea între operatorii sistemelor de transport poate include sesiuni comune de formare constând în ateliere și simulări, însă nu trebuie să se limiteze la acestea.

227. OST participă împreună cu operatorii sistemelor de transport relevanți, cel puțin o dată pe an, la sesiuni de formare privind gestionarea aspectelor inter-OST în operarea în timp real. Frecvența se stabilește ținând cont de nivelul de influență reciprocă al sistemelor de transport și de tipul de linie de interconexiune - linii CC/CA.

228. Operatorii sistemelor de transport 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 OST învecinați, cu toți operatorii sistemelor de transport cu care au sau au avut interacțiuni operaționale, precum și cu centrul de coordonare regional relevant.

PARTEA A TREIA PLANIFICAREA OPERAȚIONALĂ

TITLUL I

DATELE PENTRU ANALIZA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE ÎN PLANIFICAREA OPERAȚIONALĂ

Secțiunea 1

Dispoziții generale privind modelele individuale și comune ale rețelei

229. Pentru a efectua analiza siguranței în funcționare în conformitate cu Titlul II Partea a Treia, OST elaborează modele individuale de rețea în conformitate cu metodologia privind modelul comun de rețea prevăzută la pct. 33.4 din Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, pentru fiecare dintre următoarele intervale de timp:

- 229.1. pe un an, în conformitate cu secțiunile 3 – 5 din prezentul titlu;
- 229.2. după caz, pe o săptămână, în conformitate cu secțiunea a 6-a din prezentul titlu;
- 229.3. pe o zi, în conformitate cu secțiunea a 7-a din prezentul titlu;
- 229.4. intrazilnic, în conformitate cu secțiunea a 7-a din prezentul titlu.

230. Modelele individuale de rețea includ informațiile și datele structurale, prevăzute de secțiunea a 1-a cap. II titlul II Partea a Doua.

231. OST realizează modelele individuale de rețea, iar fiecare centru de coordonare regional contribuie la realizarea modelelor comune de rețea prin aplicarea formatului de date stabilit în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice.

Secțiunea 2

Scenarii pe un an

232. OST elaborează împreună cu operatorii sistemelor de transport din zona sincronă 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:

- 232.1. cererea de energie electrică;
- 232.2. condițiile legate de contribuția surselor regenerabile de energie;
- 232.3. pozițiile stabilite de import/export, inclusiv valorile de referință convenite care să permită fuzionarea;
- 232.4. modelul de producere, cu un parc de producere disponibil în întregime;
- 232.5. dezvoltarea rețelei pe un an.

233. La elaborarea listei comune a scenariilor, OST și operatorii sistemelor de transport din zona sincronă țin cont de următoarele elemente:

- 233.1. modelele tipice ale schimbului transfrontalier pentru diferite niveluri de consum și de producere a energiei electrice din surse regenerabile și din surse convenționale;
- 233.2. probabilitatea producerii scenariilor;

233.3. abaterile potențiale de la limitele de siguranță în funcționare pentru fiecare scenariu;

233.4. cantitatea de putere produsă și consumată de instalațiile de producere a energiei electrice și de locurile de consum racordate la sistemele de distribuție.

234. În cazul în care OST și operatorii sistemelor de transport din zona sincronă nu reușesc să stabilească lista comună a scenariilor prevăzută la pct. 232, aceștia utilizează următoarele scenarii implicite:

234.1. vârful de iarnă, a 3-a miercuri din ianuarie anul curent, ora 10:30 CET;

234.2. golul de iarnă, a 2-a duminică din ianuarie anul curent, ora 03:30 CET;

234.3. vârful de primăvară, a 3-a miercuri din aprilie anul curent, ora 10:30 CET;

234.4. golul de primăvară, a 2-a duminică a lunii aprilie a anului curent, ora 03:30 CET;

234.5. vârful de vară, a 3-a miercuri din iulie anul precedent, ora 10:30 CET;

234.6. golul de vară, a 2-a duminică a lunii iulie a anului precedent, ora 03:30 CET;

234.7. vârful de toamnă, a 3-a miercuri din octombrie anul precedent, ora 10:30 CET;

234.8. golul de toamnă, a 2-a duminică a lunii octombrie a anului precedent, ora 03:30 CET.

235. OST aplică lista comună a scenariilor stabilită pentru anul următor la nivelul ENTSO-E.

Secțiunea 3

Modele individuale ale rețelei pe un an

236. OST stabilește un model individual de rețea pe un an, pentru fiecare dintre scenariile elaborate în conformitate cu secțiunea a 2-a din prezentul titlu, utilizând cele mai bune estimări ale variabilelor astfel cum sunt definite la pct. 232. OST publică modelele individuale de rețea pe un an în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

237. Atunci când stabilește modelul individual de rețea pe un an, OST are următoarele obligații:

237.1. să stabilească de comun acord cu OST învecinați fluxul de putere estimat pe sistemele HVDC care leagă zonele lor de control;

237.2. să echilibreze, pentru fiecare scenariu, suma următoarelor elemente:

237.2.1. schimburile nete pe liniile în curent alternativ;

237.2.2. fluxurile de putere estimate în sistemele HVDC;

237.2.3. sarcina, inclusiv o estimare a pierderilor;

237.2.4. producerea.

238. OST include în modelele individuale de rețea pe un an puterile de ieșire agregate pentru instalațiile de producere a energiei electrice, racordate la sistemele de distribuție, la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV. Aceste puteri de ieșire agregate trebuie să aibă următoarele caracteristici:

238.1. să fie în concordanță cu datele structurale furnizate în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. II titlul II, secțiunea a 1-a cap. III titlul II, secțiunea a 1-a cap. IV titlul II, secțiunea a 1-a cap. V titlul II;

238.2. să fie în concordanță cu scenariile elaborate în conformitate cu secțiunea a 2-a din prezentul titlu;

238.3. să facă o distincție cu privire la tipul de sursă de energie primară.

Secțiunea 4

Modele comune ale rețelei pe un an

239. OST aplică în coordonare cu operatorii sistemelor de transport din zona sincronă metodologia de realizare a modelelor comune de rețea pe un an pornind de la modelele individuale de rețea stabilite în conformitate cu pct. 236, precum și de păstrare a acestor modele.

240. OST are dreptul de a solicita de la un alt operator al sistemului de transport relevant orice informație 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, diagramele 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.

Secțiunea 5

Actualizarea modelelor individuale și comune ale rețelei pe un an

241. Atunci când OST 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 pct. 236, acesta își actualizează modelul individual de rețea pe un an și îl publică în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

242. 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 prevăzute la pct. 239.

Secțiunea 6

Modelele individuale și comune ale rețelei pe o săptămână

243. Atunci când OST împreună cu unul sau mai mulți operatori ai sistemelor de transport relevanți consideră necesar, aceștia stabilesc cele mai reprezentative scenarii pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare a sistemului lor de transport pentru intervalul de 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 pct. 239.

244. OST își stabilește sau își actualizează modelele individuale de rețea pe o săptămână în funcție de scenariile determinate în conformitate cu pct. 243.

245. OST în comun cu operatorii sistemelor de transport relevanți, prevăzuți la pct. 243 sau părțile terțe cărora le-a fost delegată sau atribuită sarcina prevăzută la pct. 243, elaborează modelele comune de rețea pe o săptămână, urmând metodologia elaborată în conformitate cu pct. 243 și utilizând modele individuale de rețea stabilite în conformitate cu pct. 244.

Secțiunea 7

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

246. OST aplică în coordonare cu operatorii sistemelor de transport relevanți metodologia 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.

247. OST creează modele individuale de rețea pe o zi și intrazilnice în conformitate cu pct. 246 și le publică în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

248. La crearea modelelor individuale de rețea pe o zi și intrazilnice prevăzute la pct. 247, OST include:

- 248.1. prognoze actualizate pentru producere și consum;
- 248.2. rezultatele disponibile ale proceselor de piață pe o zi și intrazilnice;
- 248.3. rezultatele disponibile ale sarcinilor de planificare descrise la titlul VI Partea a Treia;
- 248.4. pentru instalațiile de producere a energiei electrice racordate la sistemele de distribuție cu tensiunea mai mică de 110kV, producerea de putere agregată activă diferențiată în funcție de tipul de sursă de energie primară, potrivit datelor furnizate de OSD sau de USS în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. I titlul II, secțiunile 1-2 cap. III titlul II, secțiunile 1-2 cap. V titlul II;
- 248.5. topologia actualizată a sistemului de transport și a rețelelor electrice cu tensiunea de 110kV și mai mare.

249. 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 pct. 146, și de topologia rețelei fără aplicarea măsurilor de remediere.

250. OST evaluează acuratețea variabilelor de la pct. 248 prin compararea cu valorile lor reale și ținând cont de principiile stabilite în metodologia prevăzută la pct. 263.

251. În cazul în care, în urma evaluării prevăzute la pct. 250, OST consideră că acuratețea variabilelor este insuficientă pentru a evalua siguranța în funcționare, acesta determină cauzele acestei deficiențe. În cazul în care cauzele depind de procesele OST de stabilire a modelelor individuale de rețea, OST reexaminează aceste procese pentru a obține rezultate mai precise. În cazul în care cauzele depind de variabile furnizate de alte părți, respectivul OST împreună cu respectivele părți vor depune eforturile necesare pentru a se asigura că variabilele respective sunt exacte.

Secțiunea 8

Controlul calității modelelor de rețea

252. La definirea controalelor de calitate în conformitate cu metodologia prevăzută la pct. 239 și 246, OST stabilește în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți controale menite să verifice cel puțin:

- 252.1. coerența stării de conectare a liniilor de interconexiune;
- 252.2. încadrarea valorilor tensiunii în valorile operaționale admise pentru elementele sistemului de transport care au influență asupra altor zone de control;
- 252.3. coerența suprasarcinilor tranzitorii admisibile pe liniile de interconexiune;
- 252.4. compatibilitatea puterii active și a puterii reactive injectate sau retrase cu valorile operaționale obișnuite.

TITLUL II

ANALIZA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE

Secțiunea 1

Analiza siguranței în funcționare în planificarea operațională

253. OST efectuează analize coordonate a siguranței în funcționare cel puțin pentru următoarele intervale de timp:

253.1. pe un an;

253.2. pe o săptămână, atunci când este cazul, în conformitate cu secțiunea a 6-a titlul I Partea a Treia;

253.3. pe o zi;

253.4. intrazilnic.

254. Atunci când efectuează o analiză coordonată a siguranței în funcționare, OST aplică metodologia adoptată în conformitate cu secțiunea a 4-a din prezentul titlu.

255. Pentru a efectua analize ale siguranței în funcționare, OST trebuie, în fiecare situație cu N elemente în funcțiune, să simuleze fiecare contingentă din lista de contingente stabilită în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. V titlul I Partea a Doua, precum și să verifice că, în situația cu (N-1) elemente în funcțiune, limitele de siguranță în funcționare, definite în conformitate cu secțiunea a 8-a cap. I titlul I Partea a Doua, nu sunt depășite în zona sa de control.

256. OST realizează analizele siguranței în funcționare folosind cel puțin modelele comune de rețea, stabilite în conformitate cu secțiunile a 4 – 5, secțiunea a 7-a titlul I Partea a Treia și, după caz, secțiunea a 6-a titlul I Partea a Treia și ține cont de retragerile din exploatare planificate atunci când efectuează aceste analize.

257. OST transmite rezultatele analizei siguranței în funcționare pe care le-a efectuat cel puțin către operatorii sistemelor de transport ale căror elemente sunt incluse în zona sa de observabilitate și sunt afectate în conformitate cu respectiva analiză a siguranței în funcționare, pentru a permite operatorilor sistemelor de transport respectivi să verifice dacă sunt respectate limitele de siguranță în funcționare în zonele lor de control.

Secțiunea 2

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

258. OST efectuează analize ale siguranței în funcționare pe un an și, după caz, pe o săptămână, pentru a depista cel puțin următoarele restricții:

258.1. fluxurile de putere și tensiunile care depășesc limitele de siguranță în funcționare;

258.2. încălcări ale limitelor de stabilitate ale sistemului de transport, identificate în conformitate cu pct. 135 și 139;

258.3. încălcări ale pragurilor de scurtcircuit din sistemul de transport.

259. Atunci când OST depistează o posibilă restricție, acesta elaborează măsuri de remediere în conformitate cu secțiunile 3 – 6 cap. 1 titlul I Partea a Doua. În cazul în care 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 OST va iniția coordonarea retragerilor din exploatare, în conformitate cu secțiunea a

5-a sau a 10-a cap. II titlul III Partea a Treia în funcție de perioada anului când această măsură este inițiată.

Secțiunea 3

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

260. OST efectuează analiza siguranței în funcționare pe o zi, intrazilnică și aproape în timp real pentru a depista posibilele restricții și pentru a pregăti și a pune în aplicare măsurile de remediere împreună cu operatorii sistemelor de transport relevanți și, dacă este cazul, cu OSD sau USS afectați.

261. OST monitorizează prognozele referitoare la consum și la producere. Atunci când aceste prognoze indică o abatere semnificativă a producerii sau a consumului, OST își actualizează analiza siguranței în funcționare.

262. Atunci când efectuează o analiză a siguranței în funcționare aproape în timp real în zona sa de observabilitate, OST utilizează estimarea stării.

Secțiunea 4

Metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare

263. OST aplică metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare, prevăzută la pct. 19.3.

Secțiunea 5

Propuneri pentru coordonarea regională a siguranței în funcționare

264. OST și operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul a capacităților elaborează în comun o propunere de dispoziții comune pentru coordonarea siguranței în funcționare la nivel regional, care urmează să fie aplicate de centrul de coordonare regional și de către operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților. Propunerea trebuie să fie conformă cu metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare, elaborată în conformitate cu pct. 263 și completează, când este necesar, metodologiile prevăzute în secțiunea a 1-a cap. 3 titlul II și în secțiunea a 1-a cap. II titlul III din Liniile directe privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor. Propunerea trebuie să stabilească:

264.1. condițiile și frecvența coordonării intrazilnice a analizei siguranței în funcționare și actualizările modelului comun de rețea de către centrul de coordonare regional;

264.2. metodologia de pregătire a măsurilor de remediere care trebuie gestionate în mod coordonat, ținând cont de relevanța transfrontalieră, astfel cum este stabilit în secțiunea a 1-a cap. 3 titlul II din Liniile directe privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, luând în considerare cerințele prevăzute la secțiunile 3 - 6 cap. I titlul I Partea a Doua și determinând cel puțin:

264.2.1. procedura pentru schimbul de informații privind măsurile de remediere disponibile, între operatorii sistemelor de transport relevanți și centrul de coordonare regional;

264.2.2. clasificarea restricțiilor și a măsurilor de remediere, în conformitate cu secțiunea a 5-a cap. I titlul I Partea a Doua;

264.2.3. identificarea măsurilor de remediere cu eficacitate și eficiență economică maximă în cazul unor nerespectări ale siguranței în funcționare, prevăzute în secțiunea a 5-a cap. I titlul I Partea a Doua;

- 264.2.4. pregătirea și activarea măsurilor de remediere, în conformitate cu pct. 75;
- 264.2.5. partajarea costurilor măsurilor de remediere, prevăzute în secțiunea a 5-a cap. I titlul I Partea a Doua, cu completarea, dup caz, a metodologiei comune de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă, prevăzută în secțiunea a 1-a cap. II titlul III din Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor. Ca principiu general, costurile congestiilor relevante la nivel netransfrontalier sunt suportate de operatorul sistemului de transport responsabil pentru zona de control în cauză, iar costurile congestiilor relevante la nivel transfrontalier sunt suportate de operatorii sistemelor de transport responsabili de zonele de control, proporțional cu efectul agravant al schimbului de energie electrică între zonele de control prin elementul de rețea congestionat.

265. Atunci când stabilește dacă o congestie are relevanță transfrontalieră, OST și operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul a capacităților, țin cont de congestia care s-ar produce în lipsa schimburilor de energie între zonele de control.

Secțiunea 6

Coordonarea regională a siguranței în funcționare

266. OST furnizează centrului de coordonare regional toate informațiile și datele necesare pentru a efectua evaluarea coordonată la nivel regional a siguranței în funcționare, care cuprinde cel puțin:

- 266.1. versiunea actualizată a listei de contingente, stabilită conform criteriilor definite în metodologia de coordonare a analizei siguranței în funcționare, prevăzută la pct. 263;
- 266.2. lista actualizată a posibilelor măsuri de remediere, printre categoriile enumerate în secțiunea a 5-a cap. I titlul I Partea a Doua, și costurile anticipate ale acestora furnizate în conformitate cu metodologia de partajare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă, prevăzută în secțiunea a 1-a cap. 3 titlul II din Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, dacă o măsură de remediere presupune redispecerizarea sau comercializarea în contrapartidă, menite să contribuie eliminarea restricțiilor identificate în regiune;
- 266.3. limitele de siguranță în funcționare stabilite în conformitate cu secțiunea a 8-a cap. I titlul I Partea a Doua.

267. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, centrul de coordonare regional exercită următoarele atribuții:

- 267.1. realizează evaluarea coordonată a siguranței în funcționare la nivel regional, în conformitate cu secțiunea a 5-a din prezentul titlu, pe baza modelului comun de rețea instituit în conformitate cu secțiunea a 7-a din prezentul titlu, a listei de contingente și a limitelor de siguranță în funcționare furnizate de fiecare operator al sistemului de transport în conformitate cu pct. 266. Acesta prezintă rezultatele evaluării coordonate a siguranței în funcționare la nivel regional cel puțin tuturor operatorilor sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților. În cazul în care depistează o restricție, acesta recomandă operatorului sistemului de transport 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 operatorii sistemelor de transport. Recomandarea respectivă privind măsurile de remediere trebuie să fie însoțită de justificări;

267.2. coordonează pregătirea măsurilor de remediere cu și între operatorii sistemelor de transport în conformitate cu subpct. 264.2, pentru ca operatorii sistemelor de transport să poată realiza o activare coordonată a măsurilor de remediere în timp real.

268. Atunci când efectuează evaluarea coordonată a siguranței în funcționare la nivel regional și identifică măsurile de remediere corespunzătoare, fiecare centru de coordonare regional coordonează acțiunile sale cu alte centre de coordonare regionale.

269. Atunci când OST primește de la centrul de coordonare regional relevante rezultatele evaluării coordonate a siguranței în funcționare la nivel regional cu o propunere de măsură de remediere, acesta evaluează măsura de remediere recomandată pentru elementele implicate în măsura de remediere respectivă și situate în zona sa de control. În acest sens, OST aplică principiile stabilite în secțiunea a 3-a cap. I titlul I Partea a Doua. OST decide dacă implementează sau nu măsura de remediere recomandată.

270. În cazul în care OST decide să nu implementeze măsura de remediere recomandată, acesta trebuie să își justifice decizia în fața centrului de coordonare regional.

271. În cazul în care OST decide să implementeze măsura de remediere recomandată, acesta aplică măsură respectivă față de elementele aflate în zona sa de control, cu condiția ca acest lucru să fie compatibil cu condițiile în timp real.

Secțiunea 7

Construirea modelului comun al rețelei

272. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, centrul de coordonare regional verifică calitatea modelelor individuale de rețea pentru a contribui la realizarea modelului comun de rețea pentru fiecare interval de timp menționat, cu respectarea metodologiilor prevăzute la pct. 239 și 246.

273. OST pune la dispoziția centrului său de coordonare 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.

274. Dacă este cazul, în conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice centrul de coordonare regional solicită OST să-și corecteze modelul individual de rețea pentru a obține conformitatea cu controalele de calitate și în scopul îmbunătățirii acestuia.

275. OST își corectează modelul individual de rețea după ce verifică necesitatea remedierii, dacă este cazul, pe baza cererilor centrului de coordonare regional sau ale unui operator al sistemului de transport relevant.

276. În conformitate cu metodologiile prevăzute la pct. 239 și 246, precum și în conformitate cu secțiunea a 14-a cap. I titlul II din Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți desemnează un centru de coordonare 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.

Secțiunea 8

Coordonarea regională a retragerilor din exploatare

277. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, numărul regiunilor de coordonare a retragerilor din exploatare în care operatorii sistemelor de transport participă la

coordonarea retragerilor din exploatare trebuie să fie cel puțin egal cu numărul regiunilor de calcul al capacităților.

278. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, operatorii sistemelor de transport din două sau mai multe regiuni de coordonare a retragerilor din exploatare pot decide 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 regional care îndeplinește atribuțiile corespunzătoare.

279. OST furnizează centrului de coordonare regional informațiile necesare pentru a depista și soluționa incompatibilitățile dintre regiuni în ceea ce privește planificarea retragerilor din exploatare, inclusiv cel puțin:

279.1. planurile de disponibilitate a activelor sale interne relevante, stocate în mediul de date de planificare operațională a ENTSO-E;

279.2. cele mai recente planuri de disponibilitate pentru toate activele nerelevante din zona sa de control, care sunt:

279.2.1. de natură să influențeze rezultatele analizei legate de incompatibilitatea planificării retragerilor din exploatare;

279.2.2. modelate în modelele individuale de rețea care sunt utilizate la evaluarea incompatibilității planificării retragerilor din exploatare;

279.3. 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 secțiunea a 4-a titlul I Partea a Treia și cu secțiunea a 7-a titlul II Partea a Treia.

280. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, centrul de coordonare regional efectuează analizele regionale ale siguranței în funcționare pe baza informațiilor furnizate de OST și operatorii sistemelor de transport relevanți în vederea depistării eventualelor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare. Centrul de coordonare regional furnizează OST și celorlalți operatori ai sistemelor de transport 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.

281. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, la îndeplinirea obligațiilor care îi revin în temeiul pct. 280, fiecare centru de coordonare regional își coordonează analizele cu alte centre de coordonare regionale.

282. La îndeplinirea obligațiilor care le revin în conformitate cu pct. 341 și subpct. 351.2, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți țin cont de rezultatele evaluării furnizate de centrul de coordonare regional, în conformitate cu pct. 279 și 280.

Secțiunea 9

Evaluarea adecvanței regionale

283. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, fiecare centru de coordonare regional efectuează evaluări regionale ale adecvanței cel puțin pentru intervalul de timp aferent săptămânii următoare.

284. OST furnizează centrului de coordonare regional informațiile necesare pentru a efectua evaluarea regională a adecvanței prevăzută la pct. 283, inclusiv:

284.1. nivelul total preconizat al consumului și resursele disponibile ale consumului dispecerizabil;

284.2. disponibilitatea modulelor de generare;

284.3. limitele de siguranță în funcționare.

285. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, fiecare centru de coordonare regional trebuie să efectueze evaluarea adecvanței pe baza informațiilor furnizate de operatorii sistemelor de transport relevanți cu scopul de a identifica situațiile în care se preconizează o lipsă de adecvanță în oricare dintre zonele de control sau la nivel regional, ținând seama de potențialele schimburi transfrontaliere și de limitele de siguranță în funcționare. Fiecare centru de coordonare regional furnizează rezultatele, împreună cu măsurile pe care le propune în vederea reducerii riscurilor pentru operatorii sistemelor de transport din regiunea de calcul al capacităților. Aceste acțiuni includ propuneri de măsuri de remediere care să permită intensificarea schimburilor transfrontaliere.

286. Atunci când efectuează o evaluare regională a adecvanței, fiecare centru de coordonare regional își coordonează analizele efectuate cu alte centre de coordonare regionale.

TITLUL III

COORDONAREA RETRAGERILOR DIN EXPLOATARE

CAPITOLUL I

REGIUNILE DE COORDONARE A RETRAGERILOR DIN EXPLOATARE,

ACTIVELE RELEVANTE

Secțiunea 1

Scopul coordonării retragerilor din exploatare

287. OST, cu sprijinul centrului de coordonare regional pentru situațiile prevăzute în prezentele Linii directe, efectuează coordonarea retragerilor din exploatare în conformitate cu principiile stabilite în prezentul 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.

Secțiunea 2

Coordonarea regională

288. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare elaborează o procedură operațională de coordonare regională, menită să stabilească aspectele operaționale pentru implementarea coordonării retragerilor din exploatare în fiecare regiune, procedură care include:

288.1. frecvența, amplitudinea și tipul coordonării pentru, cel puțin, intervalele de timp pe un an și pe o săptămână;

288.2. dispoziții referitoare la evaluările efectuate de centrul de coordonare regional, în conformitate cu secțiunea a 8-a titlul II Partea a Treia;

288.3. modalități practice pentru validarea planurilor de disponibilitate a unui element de rețea relevant pe un an, astfel cum este prevăzut în secțiunea a 8-a cap. II din prezentul titlu.

289. OST 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 pct. 288.

290. În cazul în care apar incompatibilități de planificare între diferitele regiuni de coordonare a retragerilor din exploatare, OST, ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți și centrele de coordonare regionale din aceste regiuni trebuie să-și coordoneze acțiunile pentru a rezolva aceste incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare.

291. OST furnizează celorlalți operatori ai sistemelor de transport 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 modulele de generare sau de locurile de consum care pot avea un impact asupra operării zonei de control a altui operator al sistemului de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare.

292. OST furnizează OSD racordați la sistemul de transport și aflați în zona sa de control 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 OSD.

293. OST furnizează operatorilor sistemelor de distribuție închise (în continuare – OSDI) racordați la sistemul de transport și aflați în zona sa de control 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 închis al acelor OSDI.

Secțiunea 3

Metodologia de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare

294. OST aplică metodologia de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare, care să servească la evaluarea relevanței pentru coordonarea retragerii din exploatare a modulelor de generare, a locurilor de consum și a elementelor de rețea din cadrul sistemului de transport sau din cadrului sistemului de distribuție, inclusiv al sistemului de distribuție închis.

Secțiunea 4

Lista modulelor de generare relevante și a locurilor de consum relevante

295. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare evaluează relevanța modulelor de generare și a locurilor de consum pentru coordonarea retragerilor din exploatare în baza metodologiei de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare, prevăzută la pct. 294 și stabilesc o listă unică, pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, a modulelor de generare relevante și a locurilor de consum relevante.

296. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare pun în comun la dispoziție, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, lista modulelor de generare relevante și a locurilor de consum relevante din respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.

297. OST notifică ANRE lista modulelor de generare relevante și a locurilor de consum relevante pentru regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare la care participă.

298. Pentru fiecare activ intern relevant care este un modul de generare sau un loc de consum, OST are următoarele obligații:

- 298.1. să informeze proprietarul modulului de generare sau al locului de consum relevant despre includerea acestuia în listă;
- 298.2. să informeze OSD cu privire la modulele de generare relevante și la locurile de consum relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție;
- 298.3. să informeze OSDI cu privire la modulele de generare relevante și la locurile de consum relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție închis.

Secțiunea 5

Actualizarea listei modulelor de generare relevante și a locurilor de consum relevante

299. Înainte de 1 iulie a fiecărui an calendaristic, OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare reevaluează relevanța modulelor de generare și a locurilor de consum pentru coordonarea retragerilor din exploatare, în baza metodologiei de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare, prevăzută la pct. 294.

300. Dacă este cazul, OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare decid să actualizeze lista modulelor de generare relevante și a locurilor de consum relevante din regiunea respectivă de coordonare a retragerilor din exploatare înainte de data de 1 august a fiecărui an calendaristic.

301. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea 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.

302. OST informează părțile menționate la pct. 298 cu privire la conținutul listei actualizate.

Secțiunea 6

Lista elementelor de rețea relevante

303. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare evaluează, în baza metodologiei prevăzute la pct. 294, relevanța pentru coordonarea retragerilor din exploatare a elementelor de rețea din cadrul sistemului de transport sau din cadrul sistemului de distribuție, inclusiv al sistemului de distribuție închis, și stabilesc o listă unică, pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, cu elementele de rețea relevante.

304. Lista elementelor de rețea relevante dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să conțină toate elementele de rețea ale sistemului 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 pentru evaluarea relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare, prevăzute la pct. 294.

305. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare trebui să pună la dispoziție în comun lista elementelor de rețea relevante disponibile în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

306. OST notifică ANRE lista elementelor de rețea relevante pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare la care participă.

307. Pentru fiecare activ intern relevant care este un element de rețea, OST are următoarele obligații:

- 307.1. să informeze proprietarul elementului de rețea relevant despre includerea acestuia în listă;
- 307.2. să informeze OSD cu privire la elementele de rețea relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție;
- 307.3. să informeze OSDI cu privire la elementele de rețea relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție închis.

Secțiunea 7

Actualizarea listei elementelor de rețea relevante

308. Înainte de data de 1 iulie a fiecărui an calendaristic, OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare reevaluează în comun, în baza metodologiei de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare, prevăzute la pct. 294, relevanța pentru coordonarea retragerilor din exploatare a elementelor de rețea din cadrul sistemului de transport sau din cadrul sistemului de distribuție, inclusiv al sistemului de distribuție închis.

309. Dacă este cazul, OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare decid 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.

310. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare trebui să pună la dispoziție lista actualizată în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

311. OST informează părțile menționate la pct. 298 cu privire la conținutul listei actualizate.

Secțiunea 8

Desemnarea agenților de planificare a retragerilor din exploatare

312. OST acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare pentru fiecare element de rețea relevant pe care îl operează.

313. Pentru toate celelalte active relevante, proprietarul 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 OST cu privire la această desemnare.

Secțiunea 9

Tratamentul activelor relevante aflate într-un sistem de distribuție sau într-un sistem de distribuție închis

314. OST coordonează cu OSD planificarea retragerilor din exploatare ale activelor relevante interne racordate la sistemul său de distribuție.

315. OST coordonează cu OSDI planificarea retragerilor din exploatare ale activelor relevante interne racordate la sistemul său de distribuție închis.

CAPITOLUL II

ELABORAREA ȘI ACTUALIZAREA PLANURILOR DE DISPONIBILITATE A ACTIVELOR RELEVANTE

Secțiunea 1

Variații ale termenelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare pe un an

316. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă pot conveni în comun cu privire la adoptarea și punerea în aplicare a unui interval de timp pentru coordonarea retragerilor din exploatare pe anul următor, care se poate abate de la intervalul de timp definit în Secțiunile 4, 7 și 9 din prezentul capitol, cu condiția să nu fie afectată coordonarea retragerilor din exploatare în alte zone sincrone.

Secțiunea 2

Dispoziții generale privind planurile de disponibilitate

317. Starea de disponibilitate a unui activ relevant trebuie să fie una dintre următoarele:

317.1. „disponibil” când activul relevant este gata și capabil să furnizeze serviciul, indiferent dacă este sau nu în funcțiune;

317.2. „indisponibil” când activul relevant nu este gata și nu este capabil să furnizeze serviciul;

317.3. „în test” când se testează capacitatea activului relevant de a furniza serviciul;

318. Starea „în test” se aplică numai atunci când există un impact potențial asupra sistemului de transport și în următoarele perioade de timp:

318.1. între prima conectare și punerea în funcțiune finală a activului relevant respectiv;

318.2. imediat după operațiuni de întreținere a activului relevant.

319. Planurile de disponibilitate cuprind cel puțin următoarele informații:

319.1. motivul stării „indisponibil” a unui activ relevant;

319.2. în cazul în care sunt identificate aceste situații, condițiile care trebuie îndeplinite înainte de aplicarea stării „indisponibil” a unui activ relevant în timp real;

319.3. timpul necesar pentru readucerea în funcțiune a unui activ relevant, atunci când este necesar, pentru a menține siguranța în funcționare.

320. Starea de disponibilitate a fiecărui activ relevant în intervalul de timp pe un an trebuie să fie prezentată cu rezoluție zilnică.

321. În cazul în care programele de producere și programele de consum sunt transmise OST în conformitate cu Secțiunea a 2-a titlul VI Partea a Treia, rezoluția în timp a stărilor de disponibilitate trebuie să fie în concordanță cu respectivele programe.

Secțiunea 3

Planurile de disponibilitate orientative pe termen lung

322. Până la doi ani înainte de începerea oricărei coordonări a retragerilor din exploatare pe un an, OST evaluează planurile de disponibilitate orientative corespunzătoare pentru activele relevante interne, furnizate de agenții de planificare a retragerilor din exploatare în conformitate cu Hotărârea ANRE nr. 299/2017 cu privire la prezentarea către ENTSO-E a informațiilor despre piața energiei

electrice a Republicii Moldova și publicarea acestora, și prezintă observații preliminare, inclusiv orice incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, tuturor agenților de planificare a retragerilor din exploatare afectați.

323. OST efectuează evaluarea referitoare la planurile de disponibilitate orientative pentru activele relevante interne prevăzute la pct. 322 în fiecare an, până la începerea perioadei de coordonare a retragerilor din exploatare pe un an.

Secțiunea 4

Furnizarea propunerilor de plan de disponibilitate pe un an

324. Înainte de data de 1 august a fiecărui an calendaristic, un agent de planificare a retragerilor din exploatare, altul decât OST care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, un OSD sau un OSDI, prezintă OST care participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare și, după caz, OSD sau OSDI un plan de disponibilitate care acoperă anul calendaristic următor pentru fiecare dintre activele sale relevante.

325. OST depune toate eforturile necesare pentru a examina cererile de modificare a unui plan de disponibilitate atunci când le primește. În cazul în care acest lucru nu este posibil, OST examinează cererile de modificare a unui plan de disponibilitate după finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an.

326. OST examinează cererile de modificare a unui plan de disponibilitate după finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an:

326.1. cu respectarea ordinii în care au fost primite cererile de modificare;

326.2. cu aplicarea procedurii stabilite în conformitate cu secțiunea a 10-a din prezentul capitol.

Secțiunea 5

Coordonarea pe un an a stării de disponibilitate a activelor relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare nu este un OST care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, nici un OSD și nici un OSDI

327. OST evaluează într-un interval pe un an dacă din planurile de disponibilitate primite în conformitate cu secțiunea a 4-a din prezentul capitol decurg incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare.

328. Atunci când constată existența incompatibilităților în planificarea retragerilor din exploatare, OST implementează următorul proces:

328.1. 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;

328.2. 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 prevăzute la subpct. 328.1;

328.3. repetă evaluarea conform pct. 327 pentru a stabili dacă persistă vreo incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare.

329. În urma unei cereri din partea OST în conformitate cu subpct. 328.2, în cazul în care agentul de planificare a retragerilor din exploatare nu prezintă un plan de disponibilitate alternativ menit să

atenueze toate incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OST elaborează un plan de disponibilitate alternativ care trebuie:

- 329.1. să ia în considerare impactul raportat de agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați, precum și de OSD sau de OSDI, după caz;
- 329.2. să limiteze evoluția planului de disponibilitate alternativ la ceea ce este strict necesar pentru a atenua incompatibilitățile legate de planificarea retragerilor din exploatare;
- 329.3. să notifice ANRE și, dacă este cazul, OSD, OSDI afectați, precum și agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați cu privire la planul de disponibilitate alternativ, inclusiv cu privire la motivele pentru elaborarea acestuia, precum și la impactul raportat de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și, după caz, de către OSD sau de către OSDI.

Secțiunea 6

Coordonarea pe un an a stării de disponibilitate a activelor relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare este un OST care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, un OSD sau un OSDI

330. OST planifică starea de disponibilitate a elementelor de rețea relevante care interconectează diferite zone de control pentru care acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare în coordonare cu operatorii sistemelor de transport din aceeași regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.

331. OST, OSD și OSDI 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 control, utilizând ca bază planurile de disponibilitate elaborate în conformitate cu pct. 330.

332. La stabilirea stării de disponibilitate a elementelor de rețea relevante în conformitate cu pct. 330 și 331, OST, OSD și OSDI:

- 332.1. reduc la minimum impactul asupra pieței, menținând în același timp siguranța în funcționare;
- 332.2. utilizează ca bază planurile de disponibilitate prezentate și elaborate în conformitate cu secțiunea a 4-a din prezentul capitol.

333. Atunci când detectează o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST are dreptul să propună o modificare a planurilor de disponibilitate a activelor interne relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare nu este un OST care participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare, nici un OSD și nici un OSDI și trebuie să identifice o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare, cu OSD și cu OSDI în cauză, folosind mijloacele pe care le are la dispoziție.

334. În cazul în care starea „indisponibil” a unui element de rețea relevant nu a fost planificată după luarea măsurilor de la pct. 333, iar lipsa acestei planificări ar pune în pericol siguranța în funcționare, OST:

- 334.1. ia măsurile necesare pentru a planifica starea „indisponibil”, asigurând în același timp siguranța în funcționare, luând în considerare impactul raportat OST de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați;
- 334.2. notifică măsurile prevăzute la subpct. 334.1 tuturor părților afectate;

334.3. notifică ANRE, și, dacă este cazul, OSD sau OSDI afectați, precum și agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați cu privire la măsurile întreprinse, inclusiv prezintă justificarea pentru aceste măsuri și impactul raportat de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și, după caz, de către OSD sau de către OSDI.

335. OST pune la dispoziție, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, toate informațiile de care dispune cu privire la problemele legate de rețea care trebuie rezolvate și cu privire 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 relevant.

Secțiunea 7

Furnizarea planurilor preliminare de disponibilitate pe un an

336. Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează tuturor celorlalți operatori ai sistemelor de transport, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, planurile preliminare de disponibilitate pentru anul calendaristic următor pentru toate activele interne relevante.

337. Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, pentru fiecare activ intern relevant din cadrul unui sistem de distribuție, OST furnizează OSD planul preliminar de disponibilitate pe un an.

338. Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, pentru fiecare activ intern relevant din cadrul unui sistem de distribuție închis, OST furnizează OSDI planul preliminar de disponibilitate pe un an.

Secțiunea 8

Validarea planurilor de disponibilitate pe un an în zonele de coordonare a retragerilor din exploatare

339. OST verifică dacă apar incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare atunci când ține cont de toate planurile preliminare de disponibilitate pe un an.

340. În absența unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare validează planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante din respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.

341. În cazul în care detectează o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport implicați din regiunea (regiunile) de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză identifică o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare, cu OSD și cu OSDI în cauză, 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 OST ce participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare, nici OSD și nici OSDI, elaborate în conformitate cu secțiunile 5 – 6 din prezentul capitol. Dacă se identifică o soluție, OST în comun cu operatorii sistemelor de transport din regiunea (regiunile) de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză, actualizează și validează planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante.

342. Dacă nu se identifică o soluție pentru o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST, sub rezerva aprobării de către ANRE, este obligat:

342.1. să aducă forțat la starea „disponibil” toate stările „indisponibil” sau „în test” pentru activele relevante implicate în incompatibilitatea de planificare a unei retrageri din exploatare în perioada în cauză;

342.2. să notifice ANRE și, dacă este cazul, OSD sau OSDI afectați, precum și agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați cu privire la măsurile întreprinse, inclusiv să prezinte justificarea pentru aceste măsuri și impactul raportat de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și, după caz, de către OSD sau de către OSDI.

343. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză actualizează și validează, în consecință, planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante.

Secțiunea 9

Planurile finale de disponibilitate pe un an

344. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST:

344.1. finalizează coordonarea retragerilor din exploatare pe un an ale activelor interne relevante;

344.2. finalizează planurile de disponibilitate pe un an pentru activele interne relevante și le stochează în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

345. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează agentului său de planificare a retragerilor din exploatare planul său final de disponibilitate pe un an al fiecărui activ intern relevant.

346. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează OSD relevant planul său final de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant din cadrul sistemului de distribuție.

347. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează OSDI relevant planul său final de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant din cadrul sistemului de distribuție închis.

Secțiunea 10

Actualizările planurilor finale de disponibilitate pe un an

348. Agentul de planificare a retragerilor din exploatare trebuie să poată lansa o procedură de modificare a planului final de disponibilitate pe un an în perioada dintre finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an și executarea sa în timp real.

349. Agentul de planificare a retragerilor din exploatare care nu este un operator al sistemului de transport care participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să poată depune, la OST, o cerere de modificare a planului final de disponibilitate pe un an a activelor relevante din sfera sa de responsabilitate.

350. În cazul unei cereri de modificare în conformitate cu pct. 349, se aplică următoarea procedură:

350.1. operatorul sistemului de transport destinat confirmă primirea cererii și evaluează cât mai curând posibil dacă modificarea determină apariția unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare;

- 350.2. în cazul în care se depistează incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, operatorii sistemelor de transport implicați din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare identifică în comun o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în cauză și, dacă este cazul, cu OSD și cu OSDI, utilizând mijloacele aflate la dispoziția lor;
- 350.3. dacă nu a fost depistată nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare sau dacă nu persistă nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, operatorul sistemului de transport destinatar validează modificarea solicitată și, în consecință, informează toate părțile afectate și actualizează planul final de disponibilitate pe un an în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E;
- 350.4. în cazul în care nu se găsește nicio soluție pentru incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, operatorul sistemului de transport respinge modificarea solicitată.

351. Atunci când un operator al sistemului de transport care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, intenționează să modifice planul final de disponibilitate pe un an a unui activ relevant pentru care acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare, acesta inițiază procedura următoare:

- 351.1. operatorul sistemului de transport 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 operatori ai sistemelor de transport din regiunea (regiunile) de coordonare a retragerilor din exploatare;
- 351.2. dacă se constată incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, operatorii sistemelor de transport implicați din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare identifică o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în cauză și, dacă este cazul, cu OSD și cu OSDI, utilizând mijloacele aflate la dispoziția acestora;
- 351.3. dacă nu a fost detectată nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare sau dacă se identifică o soluție la incompatibilitatea în planificarea retragerilor din exploatare, operatorii sistemelor de transport implicați din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare validează modificarea solicitată și, în consecință, informează toate părțile afectate și actualizează planul final de disponibilitate pe un an în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E;
- 351.4. dacă nu se identifică nici o soluție la incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, operatorul sistemului de transport solicitant își anulează procedura de modificare.

CAPITOLUL III

EXECUTAREA PLANURILOR DE DISPONIBILITATE

Secțiunea 1

Gestionarea stării „în test” a activelor relevante

352. Cu o lună înainte de începerea stării „în test”, agentul de planificare a retragerilor din exploatare a unui activ relevant al cărui stare de disponibilitate a fost declarată ca fiind „în test”

furnizează către OST și, dacă este racordat la un sistem de distribuție, inclusiv la un sistem de distribuție închis, către OSD sau către OSDI, următoarele:

- 352.1. un plan detaliat al testelor;
- 352.2. un calendar indicativ de producere sau de consum, dacă activul relevant în cauză este un modul de generare relevant sau un loc de consum relevant;
- 352.3. modificările aduse topologiei sistemului de transport sau sistemului de distribuție, în cazul în care activul relevant în cauză este un element de rețea relevant.

353. Agentul de planificare a retragerilor din exploatare actualizează informațiile menționate la pct. 352 de îndată ce acestea suferă vreo modificare.

354. OST al unui activ relevant a cărui stare de disponibilitate a fost declarată ca fiind „în test” furnizează informațiile primite în conformitate cu pct. 352 tuturor celorlalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea (regiunile sale) de coordonare a retragerilor din exploatare, la solicitarea acestora.

355. În cazul în care activul relevant menționat la pct. 352 este un element de rețea relevant care interconectează două sau mai multe zone de control, OST și operatorii sistemelor de transport din zonele de control în cauză convin cu privire la informațiile care urmează să fie furnizate în conformitate cu pct. 352.

Secțiunea 2

Procedura de tratare a retragerilor forțate din exploatare

356. OST elaborează o procedură pentru a remedia situația în care o retragere forțată din exploatare i-ar periclita siguranța în funcționare. Procedura trebuie să permită OST să se asigure că stările „disponibil” sau „indisponibil” al altor active relevante din zona sa de control pot fi schimbate în „indisponibil” sau, respectiv, „disponibil”.

357. OST urmează procedura prevăzută la pct. 356 numai în cazul în care nu se ajunge la nici un acord cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în ceea ce privește soluțiile pentru retragerile forțate din exploatare. OST informează în consecință ANRE.

358. Atunci când inițiază procedura, OST respectă, în măsura posibilului, limitările tehnice ale activelor relevante.

359. Un agent de planificare a retragerilor din exploatare notifică retragerea forțată din exploatare a unui sau a mai multor dintre activele sale relevante către OST și, în cazul în care este racordat la un sistem de distribuție sau la un sistem de distribuție închis, către OSD sau OSDI, cât mai curând posibil după începutul retragerii forțate din exploatare.

360. La notificarea retragerii forțate din exploatare, agentul de planificare a retragerilor din exploatare furnizează următoarele informații:

- 360.1. motivul pentru care are loc retragerea forțată din exploatare;
- 360.2. durata preconizată a retragerii forțate din exploatare;
- 360.3. 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.

361. În cazul în care constată că una sau mai multe retrageri forțate din exploatare prevăzute la pct. 356 ar putea scoate sistemul său de transport din starea normală de funcționare, OST informează agentul (agenții) de planificare a retragerilor din exploatare afectat(i) cu privire la termenul în care

siguranța în funcționare nu mai poate fi menținută, cu excepția cazului în care activele lor relevante aflate în retragere forțată din exploatare revin la starea „disponibil”. Agenții de planificare a retragerilor din exploatare informează OST dacă sunt capabili să respecte termenul respectiv și furnizează justificări întemeiate dacă nu sunt în măsură să respecte acest termen.

362. În urma modificărilor efectuate în planul de disponibilitate din cauza retragerilor forțate din exploatare, OST actualizează mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E cu cele mai recente informații, în conformitate cu termenele stabilite în Hotărârea ANRE nr. 299/2017 cu privire la prezentarea către ENTSO-E a informațiilor despre piața energiei electrice a Republicii Moldova și publicarea acestora.

Secțiunea 3

Executarea în timp real a planurilor de disponibilitate

363. Fiecare proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice se asigură că toate modulele de generare pe care le deține și care sunt declarate în starea „disponibil” sunt pregătite pentru producerea de energie electrică în conformitate cu capacitățile tehnice declarate ale acestora, atunci când este necesar pentru a menține siguranța în funcționare, cu excepția cazului de retragere forțată din exploatare.

364. Fiecare proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice se asigură că nici un modul de generare pe care îl deține și care este declarat în starea „indisponibil” nu produce energie electrică.

365. Fiecare proprietar al unui loc de consum se asigură că nici un loc de consum pe care îl deține și care este declarat în starea „indisponibil” nu consumă energie electrică.

366. Fiecare proprietar 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 tehnice declarate, atunci când este necesar, pentru a menține siguranța în funcționare, cu excepția cazului de retragere forțată din exploatare.

367. Fiecare proprietar al unui element de rețea relevant se asigură că toate elementele relevante de rețea pe care le deține și care sunt declarate în starea „indisponibil” nu transportă energie electrică.

368. Când se aplică condiții specifice legate de rețea pentru executarea stării „indisponibil” sau „în test” a unui element de rețea relevant în conformitate cu pct. 335, OST, OSD sau OSDI în cauză evaluează îndeplinirea acestor condiții înainte de executarea respectivei stări. Dacă nu sunt îndeplinite aceste condiții, OST, OSD sau OSDI în cauză transmite proprietarului elementului relevant de rețea dispoziții să nu execute integral sau parțial starea „indisponibil” sau „în test”.

369. Atunci când 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, OST transmite către proprietarul activului relevant de rețea, dacă acesta este racordat la sistemul de transport, sau către OSD ori către OSDI 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 IV ADECVANȚA

Secțiunea 1

Proгноză pentru analiza adecvanței zonei de control

370. OST pune la dispoziția tuturor celorlalți OST, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, orice prognoză utilizată pentru analizele adecvanței zonei de control, în conformitate cu secțiunile 2 și 4 din prezentul titlu.

Secțiunea 2

Analiza adecvanței zonei de control

371. OST efectuează analiza adecvanței zonei de control, evaluând posibilitatea ca suma producerii din zona sa de control și a capacităților de import transfrontalier să corespundă consumului total din zona sa de control în diferite scenarii operaționale, ținând cont de nivelul necesar al rezervelor de putere activă prevăzute în secțiunile 1 și 2 titlul I Partea a Patra.

372. Atunci când efectuează analiza adecvanței zonei de control în conformitate cu pct. 371, OST:

372.1. utilizează cele mai recente planuri de disponibilitate și cele mai recente date disponibile pentru:

372.1.1. capabilitățile modulelor de generare, prezentate în conformitate cu pct. 164, precum și în conformitate cu secțiunea a 1-a cap, IV titlul II Partea a Doua și secțiunea a 3-a cap, V titlul II Partea a Doua;

372.1.2. capacitatea interzonală;

372.1.3. potențialul consum dispecerizabil, prezentate în conformitate cu secțiunile 1 și 2 cap. VI II Partea a Doua;

372.2. ia în considerare contribuția energiei produse din surse regenerabile și a consumului;

372.3. evaluează probabilitatea și durata estimată a unei lipse a adecvanței și preconizează cantitatea de energie nefurnizată ca urmare a unei astfel de absențe.

373. În cel mai scurt timp posibil, după evaluarea lipsei adecvanței în zona sa de control, OST notifică ANRE și organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energiei și, după caz, orice altă parte afectată.

374. În cel mai scurt timp posibil, după evaluarea lipsei adecvanței în zona sa de control, OST informează toți operatorii sistemelor de transport relevanți în acest sens, prin mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.

Secțiunea 3

Adecvanța zonei de control până la, inclusiv, cu o săptămână înainte

375. OST contribuie la perspectivele anuale paneuropene asupra adecvanței producerii în perioada de vară și de iarnă, aplicând metodologia adoptată de ENTSO-E.

376. De două ori pe an, OST efectuează o analiză a adecvanței zonei de control pentru perioada de vară și, respectiv, pentru perioada de iarnă următoare, luând în considerare scenarii paneuropene compatibile cu perspectivele anuale paneuropene asupra adecvanței producerii în perioada de vară și de iarnă.

377. OST își actualizează analiza adecvanței zonei de control dacă identifică vreo modificare probabilă a stării de disponibilitate a modulelor de generare, a estimărilor de consum, a estimărilor pentru sursele de energie regenerabilă sau a capacităților interzonale, care ar putea influența în mod semnificativ adecvanța preconizată.

Secțiunea 4

Adecvanța zonei de control în intervalul pe o zi și în intervalul intrazilnic

378. OST efectuează o analiză a adecvanței zonei de control într-un interval de timp pe o zi și în intervalul intrazilnic, pe baza următoarelor elemente:

- 378.1. programele menționate în secțiunea a 2-a în titlul VI;
- 378.2. consumul prognozat;
- 378.3. producerea preconizată de energie electrică din surse regenerabile de energie;
- 378.4. rezervele de putere activă în conformitate cu datele furnizate OST în conformitate cu subpct. 171.1;
- 378.5. capacitățile de import și de export ale zonei de control, care sunt în concordanță cu capacitățile interzonale calculate, acolo unde este cazul, în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. I titlul II din Liniile directe privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor;
- 378.6. capacitățile modulelor de generare potrivit datelor furnizate în conformitate cu pct. 163, precum și în conformitate cu secțiunea a 1-a cap, IV titlul II Partea a Doua și secțiunea a 3-a cap, V titlul II Partea a Doua;
- 378.7. capacitățile locurilor de consum cu consumul dispecerizabil în conformitate cu datele furnizate în temeiul secțiunilor 1 și 2 cap. VI titlul II Partea a Doua, precum și stările lor de disponibilitate.

379. OST evaluează:

- 379.1. nivelul minim de import și nivelul maxim de export compatibile cu adecvanța zonei sale de control;
- 379.2. durata preconizată a unei eventuale lipse a adecvanței;
- 379.3. cantitatea de energie care nu este furnizată în lipsa adecvanței.

380. În cazul în care, în urma analizei efectuate în conformitate cu pct. 378, adecvanța nu este asigurată, OST notifică către ANRE lipsa adecvanței. OST prezintă ANRE o analiză a cauzelor lipsei adecvanței și propune măsuri de atenuare.

TITLUL V

SERVICII DE SISTEM

Secțiunea 1

Servicii de sistem

381. OST monitorizează disponibilitatea serviciilor de sistem.

382. În ceea ce privește serviciile de putere activă și putere reactivă, și în coordonare cu operatorii sistemelor de transport relevanți, după caz, OST:

- 382.1. elaborează, instituie și gestionează achizițiile de servicii de sistem;
- 382.2. monitorizează, în baza datelor, furnizate în conformitate cu titlul II Partea a Doua, dacă nivelul și localizarea serviciilor de sistem disponibile permit asigurarea siguranței în funcționare;
- 382.3. utilizează toate mijloacele disponibile eficiente din punct de vedere economic și fezabile pentru a obține nivelul necesar de servicii de sistem.

383. OST publică nivelurile capacității de rezervă necesare pentru a menține siguranța în funcționare.

384. OST comunică nivelul disponibil al rezervelor de putere activă celorlalți operatori ai sistemelor de transport relevanți, la cerere.

Secțiunea 2

Servicii de sistem pentru puterea reactivă

385. Pentru fiecare interval de planificare operațională, OST evaluează, în baza propriilor prognoze, dacă serviciile sale de sistem pentru puterea reactivă disponibile sunt suficiente pentru a menține siguranța în funcționare a sistemului de transport.

386. Pentru a spori eficiența funcționării elementelor sistemului său de transport, OST monitorizează:

- 386.1. capacitățile disponibile de putere reactivă ale instalațiilor de producere a energiei electrice;
- 386.2. capacitățile disponibile de putere reactivă ale locurilor de consum racordate la sistemul de transport;
- 386.3. capacitățile disponibile de putere reactivă ale OSD;
- 386.4. echipamentele racordate la sistemul de transport disponibile pentru furnizarea puterii reactive;
- 386.5. raportul dintre puterea activă și puterea reactivă la interfața dintre sistemul de transport și sistemele de distribuție racordate la sistemul de transport.

387. În cazul în care nivelul serviciilor de sistem pentru puterea reactivă nu este suficient pentru a menține siguranța în funcționare, OST:

- 387.1. informează OST învecinați;
- 387.2. pregătește și activează măsuri de remediere în conformitate cu secțiunea a 6-a titlul I Partea a Doua.

TITLUL VI PROGRAMARE

Secțiunea 1

Stabilirea proceselor de programare

388. Atunci când stabilește un proces de programare, OST ține cont de și completează, dacă este cazul, condițiile operaționale ale metodologiei de furnizare a datelor privind producerea și consumul, elaborată în conformitate cu secțiunea a 3-a cap. I titlul II din Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.

389. În cazul în care o zonă de ofertare acoperă doar o singură zonă de control, sfera geografică a zonei de programare este egală cu zona de ofertare. În cazul în care o zonă de control 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 control, operatorii sistemelor de transport din această zonă de ofertare pot decide de comun acord să opereze un proces de programare comun. În caz contrar, fiecare zonă de control din respectiva zonă de ofertare este considerată o zonă de programare separată.

390. La data intrării în vigoare a prezentelor linii directoare, zona de control a OST din Republica Moldova acoperă întreaga zonă de ofertare din Republica Moldova, astfel cum este definită la art. 42 alin. (1) din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, iar sfera geografică a zonei de programare este egală cu zona de ofertare. Prevederile prezentului punct nu aduc atingere posibilității revizuirii zonei de ofertare în conformitate cu principiile stabilite în art. 42 din Legea nr. 164/2025 cu privire la energia electrică, precum și în cap. II titlul II din Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor.

391. Pentru fiecare instalație de producere a energiei electrice și pentru fiecare loc de consum, care fac obiectul cerințelor de programare prevăzute în TCM naționale, proprietarul ul în cauză desemnează un agent de programare sau acționează în calitate de agent de programare.

392. Fiecare participant la piață și agent de transfer, sub rezerva cerințelor de programare prevăzute în TCM naționale, desemnează un agent de programare sau acționează în calitate de agent de programare.

393. OST care operează zona de programare stabilește modalitățile necesare prelucrării programelor furnizate de agenții de programare.

394. În cazul în care o zonă de programare acoperă mai mult de o zonă de control, operatorii sistemelor de transport responsabili de zonele de control stabilesc de comun acord care operator al sistemului de transport va fi responsabil de operarea zonei de programare.

Secțiunea 2

Notificarea programelor în zonele de programare

395. Fiecare agent de programare, cu excepția agenților de programare ai agenților de transfer, transmit OST care operează zona de programare, dacă acest lucru este solicitat de OST și, după caz, unui terț, următoarele programe:

- 395.1. programele de producere;
- 395.2. programele de consum;
- 395.3. programele pentru schimburile comerciale interne;
- 395.4. programele pentru schimburile comerciale externe.

396. Fiecare agent de programare al unui agent de transfer sau, după caz, al unei contrapărți centrale, transmite OST care operează o zonă de programare acoperită de cuplarea pieței, dacă acest lucru este solicitat de OST și, dacă este cazul, unui terț, următoarele programe:

- 396.1. programele pentru schimburile comerciale externe ca:
 - 396.1.1. schimburi multilaterale între zona de programare și un grup de alte zone de programare;
 - 396.1.2. schimburi bilaterale între zona de programare și o altă zonă de programare;

396.2. programe pentru schimburile comerciale interne între agentul de transfer și contrapărțile centrale;

396.3. programe pentru schimburile comerciale interne între agentul de transfer și alți agenți de transfer.

Secțiunea 3

Coerența programelor

397. OST care operează zona de programare verifică dacă programele de producere, de consum, de schimburi comerciale externe, precum și programele schimburilor externe ale OST din zona sa de programare sunt echilibrate.

398. În cazul programelor schimburilor externe ale OST, OST convine cu privire la valorile din program cu respectivul operator al sistemului de transport. În absența unui acord, se aplică valoarea cea mai mică.

399. Pentru schimburile bilaterale între două zone de programare, OST convine asupra programelor de schimburi comerciale externe cu respectivul operator al sistemului de transport. În absența unui acord cu privire la valorile programelor schimburilor comerciale, se aplică valoarea cea mai mică.

400. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport care operează zone de programare trebuie să verifice dacă toate programele de schimburi cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată între zonele de programare din zona sincronă sunt echilibrate. În cazul în care apare o nepotrivire, iar OST și operatorii sistemelor de transport respectivi nu cad de acord în privința programului schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată, se aplică valoarea cea mai mică.

401. Fiecare agent de programare al unui agent de transfer sau, după caz, al unei contrapărți centrale, furnizează OST, la solicitarea acestuia, 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.

402. Fiecare calculator al schimburilor programate furnizează OST, la solicitarea acestuia, 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.

Secțiunea 4

Furnizarea de informații către alți operatori ai sistemelor de transport

403. La solicitarea altui operator al sistemului de transport, operatorul sistemului de transport de la care se solicită informația calculează și furnizează:

403.1. programele schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată;

403.2. poziția netă a zonei CA, în cazul în care zona de programare este interconectată cu alte zone de programare prin intermediul liniilor de transport CA.

404. Atunci când este necesar pentru crearea modelului comun de rețea, în conformitate cu pct. 246, operatorul sistemului de transport care operează o zonă de programare furnizează oricărui operator al sistemului de transport solicitant:

404.1. programele de producere;

404.2. programele de consum.

TITLUL VII

MEDIUL DE DATE DE PLANIFICARE OPERAȚIONALĂ AL ENTSO-E

405. OST utilizează modelul de rețea comun oficial disponibil în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E pentru analiza siguranței în funcționare.

406. OST utilizează cel puțin starea de disponibilitate a activelor relevante și informațiile privind planurile de disponibilitate de pe platforma ENTSO-E.

407. OST utilizează informații relevante pentru realizarea analizelor coordonate a adecvanței de pe platforma ENTSO-E.

PARTEA A PATRA

REGLAJUL FRECVENȚĂ-PUTERE ȘI REZERVELE

TITLUL I

ACORDURI OPERAȚIONALE

Secțiunea 1

Acorduri operaționale de zonă sincronă

408. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din regiunea sincronă elaborează propuneri comune, cu excepția situației în care au fost deja adoptate sau stabilite pe bază contractuală, pentru:

- 408.1. regulile de dimensionare pentru RSF, în conformitate cu secțiunea a 1-a, titlul V, partea a Patra;
- 408.2. proprietățile suplimentare ale RSF, în conformitate cu pct. 534;
- 408.3. parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței, în conformitate cu Secțiunea a 1-a, titlul II, partea a Patra;
- 408.4. parametrii-țintă pentru abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței pentru fiecare bloc RFP, în conformitate cu Secțiunea a 2-a, titlul II, partea a Patra;
- 408.5. metodologia de evaluare a riscului și a evoluției riscului de epuizare a RSF din zona sincronă, în conformitate cu pct. 436;
- 408.6. monitorizarea zonei sincrone, în conformitate cu Secțiunea a 7-a, titlul II, partea a Patra;
- 408.7. 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 Secțiunea a 10-a, titlul II, partea a Patra;
- 408.8. dacă este cazul, limitări ale producerii de putere activă liniilor de interconexiune HVDC între zonele sincrone, în conformitate cu Secțiunea a 11-a, titlul II, partea a Patra;
- 408.9. structura RFP, în conformitate cu Secțiunea a 1-a, titlul III, partea a Patra;
- 408.10. dacă este cazul, metodologia pentru a reduce abaterea timpului electric, în conformitate cu Titlul VIII partea a Patra;

- 408.11. ori de câte ori zona sincronă este operată de mai mult de un operator al sistemului de transport, alocarea specifică a responsabilităților între operatorii sistemelor de transport, în conformitate cu Secțiunea a 3-a, titlul III, partea a Patra;
 - 408.12. proceduri operaționale în cazul de epuizare a RSF;
 - 408.13. 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 pct. 524;
 - 408.14. rolurile și responsabilitățile operatorii sistemelor de transport 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 pct. 506;
 - 408.15. cerințe privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice, în conformitate cu pct. 513;
 - 408.16. norme comune pentru operarea în stare normală de funcționare și în stare de alertă, în conformitate cu pct. 521 și măsurile menționate la pct. 529;
 - 408.17. perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF, în conformitate cu pct. 559;
 - 408.18. ipotezele și metodologia pentru analiza cost-beneficiu, în vederea evaluării duratei necesare pentru ca unitățile de furnizare a RSF sau grupurile de furnizare a RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată să rămână disponibile în starea de alertă;
 - 408.19. rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor al rezervei și ale OST afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și RI, definite în conformitate cu pct. 606;
 - 408.20. rolurile și responsabilitățile operatorului sistemului de transport care furnizează capacitatea de reglaj, ale operatorului sistemului de transport care primește capacitatea de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și RI, definite în conformitate cu pct. 612;
 - 408.21. rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor al rezervei și ale OST afectat în ceea ce privește schimbul de rezerve între zonele sincrone, precum și ale OST furnizor al capacității de reglaj, ale OST beneficiar al capacității de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea de rezerve între zonele sincrone, definite în conformitate cu pct. 624;
 - 408.22. metodologia de stabilirea a unor limite cu privire la amplexarea partajării de RSF între zonele sincrone, definită în conformitate cu pct. 641;
 - 408.23. metodologia de stabilire a unor limite în ceea ce privește amplexarea schimbului de RRF între zonele sincrone, definită în conformitate cu pct. 645 și metodologia de stabilire a unor limite în ceea ce privește amplexarea partajării de RRF între zonele sincrone, definită în conformitate cu pct. 650;
 - 408.24. metodologia de stabilire a limitelor cantității de RI schimbate între zonele sincrone, definită în conformitate cu pct. 654 și metodologia de stabilire a limitelor cantității de RI partajate între zonele sincrone, definită în conformitate cu pct. 659.
- 409.** OST elaborează și prezintă ANRE spre aprobare lista TCM prevăzute la subpct. 20.3. După aprobarea listei cu TCM respective și îndeplinirea celorlalte condiții de funcționare în cadrul zonei

sincrone, OST încheie acordul operațional cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă.

Secțiunea 2

Acorduri operaționale în blocul RFP

410. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP elaborează propuneri comune, cu excepția cazului în care sunt deja adoptate sau stabilite pe bază contractuală, pentru:

- 410.1. în cazul în care blocul RFP constă din mai mult de o zonă RFP, parametrii-țintă ARRF aferenți fiecărei zone RFP, definiți în conformitate cu pct. 430;
- 410.2. responsabilul cu monitorizarea blocului RFP, conform pct. 443;
- 410.3. restricții de rampă la producerea de putere activă, în conformitate cu secțiunea a 11-a, titlul II, Partea a Patra;
- 410.4. în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un operator al sistemului de transport, alocarea specifică a responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din interiorul blocului RFP, în conformitate cu pct. 464;
- 410.5. dacă este cazul, desemnarea operatorului sistemului de transport responsabil pentru sarcinile prevăzute la pct. 481;
- 410.6. cerințe suplimentare privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice definite în conformitate cu pct. 514;
- 410.7. proceduri operaționale în caz de epuizare a RRF sau RI, în conformitate cu pct. 522;
- 410.8. regulile de dimensionare RRF, definite în conformitate cu pct. 562;
- 410.9. regulile de dimensionare RI, definite în conformitate cu pct. 579;
- 410.10. în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un operator al sistemului de transport, alocarea specifică a responsabilităților definite în conformitate cu pct. 564 și, dacă este cazul, alocarea specifică a responsabilităților definite în conformitate cu pct. 583;
- 410.11. procedura de escaladare definită în conformitate cu pct. 565 și, dacă este cazul, procedura de escaladare definită în conformitate cu pct. 584;
- 410.12. cerințele privind disponibilitatea RRF, cerințele privind controlul de calitate definite în conformitate cu pct. 567 și, dacă este cazul, cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele privind controlul de calitate, definite în conformitate cu pct. 586;
- 410.13. dacă este cazul, limitele schimbului de RSF între diferite zone RFP din diferitele blocuri RFP din zona sincronă 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 pct. 597, precum și cu secțiunea a 5-a și a 7-a din cap. I, titlul VII, partea a Patra;
- 410.14. rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor al rezervei și ale OST afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau de RI cu operatorii sistemelor de transport din alte blocuri RFP, definite în conformitate cu pct. 611;

- 410.15. rolurile și responsabilitățile OST furnizor al capacității de reglaj, ale OST beneficiar al capacității de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și de RI, definite în conformitate cu pct. 618;
- 410.16. rolurile și responsabilitățile OST furnizor al capacității de reglaj, ale OST beneficiar al capacității de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și de RI între zonele sincrone, în conformitate cu pct. 644;
- 410.17. măsuri de coordonare care vizează reducerea ARRF, în conformitate cu pct. 528;
- 410.18. măsuri de a reduce ARRF prin solicitarea modificării producerii sau a consumului de putere activă a modulelor de generare și a unităților consumatoare, în conformitate cu pct. 530.

411. OST în coordonare cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP prezintă spre aprobare ANRE și tuturor autorităților de reglementare ale blocului RFP în cauză TCM prevăzute la subpct. 20.4. După aprobarea listei cu TCM respective, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP urmează să actualizeze acordul operațional în blocul RFP.

Secțiunea 3

Acordul operațional de zonă RFP

412. Toți operatorii sistemelor de transport din zona RFP încheie un acord operațional de zonă RFP care include cel puțin:

- 412.1. alocarea specifică a responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din interiorul zonei RFP, în conformitate cu pct. 465;
- 412.2. desemnarea operatorului sistemului de transport responsabil pentru implementarea și operarea procesului de restabilire a frecvenței, în conformitate cu pct. 474.

Secțiunea 4

Acordul operațional în zona de monitorizare

413. Operatorii sistemelor de transport din zona de monitorizare încheie un acord operațional în zona de monitorizare care include cel puțin alocarea responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din aceeași zonă de monitorizare, în conformitate cu pct. 464.

Secțiunea 5

Acordul privind compensarea dezechilibrelor

414. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor elaborează și utilizează un acord de compensare a dezechilibrelor, care include cel puțin rolurile și responsabilitățile operatorilor sistemelor de transport, în conformitate cu pct. 507.

Secțiunea 6

Acordul de activare a RRF transfrontaliere

415. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport care participă la același proces de activare a RRF transfrontaliere elaborează și utilizează acordul de activare a RRF transfrontaliere, care include cel puțin rolurile și responsabilitățile operatorilor sistemelor de transport, în conformitate cu pct. 507.

Secțiunea 7

Acordul de activare a RI transfrontaliere

416. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport care participă la același proces de activare a RI transfrontaliere elaborează și utilizează acordul de activare a RI transfrontaliere, care include cel puțin rolurile și responsabilitățile operatorilor sistemelor de transport, în conformitate cu pct. 507.

Secțiunea 8

Acordul de partajare

417. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport care participă la același proces de partajare a RSF, RRF sau RI, stabilesc un acord de partajare care include cel puțin:

- 417.1. în cazul partajării RRF sau RI într-o zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST furnizor al capacității de reglaj, ale OST beneficiar al capacității de reglaj și ale OST afectați, în conformitate cu pct. 608;
- 417.2. în cazul partajării de rezerve între zonele sincrone, rolurile și responsabilitățile OST furnizor al capacității de reglaj și ale OST beneficiar al capacității de reglaj, în conformitate cu pct. 626, și procedurile în cazul în care partajarea rezervelor între zonele sincrone nu se realizează în timp real, în conformitate cu pct. 631.

Secțiunea 9

Acordul de schimb

418. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport care participă la același proces de schimb de RSF, de RRF sau de RI stabilesc un acord de schimb care include cel puțin:

- 418.1. în cazul schimbului de RRF sau de RI într-o zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate și ale OST receptor al rezervei, în conformitate cu pct. 608;
- 418.2. în cazul schimbului de rezerve între zonele sincrone, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate și ale OST receptor al rezervei în conformitate cu pct. 626, și procedurile în cazul în care schimbul de rezerve între zonele sincrone nu se realizează în timp real, în conformitate cu pct. 631.

TITLUL II

CALITATEA FRECVENȚEI

Secțiunea 1

Parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrii-țintă de calitate a frecvenței

419. Parametrii care definesc calitatea frecvenței în sistemul electroenergetic din Republica Moldova sunt:

- 419.1. frecvența nominală;
- 419.2. domeniul de frecvență standard;
- 419.3. abaterea maximă a frecvenței instantanee;
- 419.4. abaterea maximă a frecvenței în regim de staționar;

419.5. durata de restabilire a frecvenței;

419.6. timpul de declanșare a stării de alertă.

420. Valoarea nominală a frecvenței în sistemul electroenergetic din Republica Moldova este de 50 Hz.

421. Valorile implicite ale parametrilor care definesc calitatea frecvenței enumerați la pct. 525 sunt stabilite în Anexa nr. 2, referitoare la zona sincronă a Europei Continentale.

422. Parametrul-țintă pentru calitatea frecvenței este numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard pe an pentru zona sincronă, iar valoarea sa implicită pentru zona sincronă este stabilită în Anexa nr. 2.

423. Se aplică valorile parametrilor care definesc calitatea frecvenței din Anexa nr. 2 și ale parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței din Anexa nr. 2, cu excepția cazului în care OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport dintr-o zonă sincronă propun valori diferite în conformitate cu pct. 424 - 425.

424. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă au dreptul de a propune, în acordul operațional de zonă sincronă, valori diferite de cele prevăzute în Anexa nr. 2 cu privire la:

424.1. timpul de declanșare a stării de alertă;

424.2. numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard.

425. Propunerea de modificare a valorilor conform pct. 424 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:

425.1. propunerea de modificare a parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau a parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței din Anexa nr. 2, ia în considerare:

425.1.1. dimensiunea sistemului, bazată pe consumul și producerea energiei electrice din zona sincronă și pe inerția zonei sincrone;

425.1.2. incidentul de referință;

425.1.3. structura rețelei și/sau topologia rețelei;

425.1.4. comportamentul componentelor de producere și de consum;

425.1.5. numărul și răspunsul modulelor de generare cu răspuns limitat la abaterile de frecvență – creșteri de frecvență și cu răspuns limitat la abaterile de frecvență – scăderi de frecvență, așa cum sunt definite la pct. 39 și la pct. 51 3) din Codul privind racordarea;

425.1.6. 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 este definit în subsecțiunile 3 și 4 secțiunea 1 cap. III titlul III din Codul privind racordarea;

425.1.7. capacitățile tehnice ale modulelor de generare și ale unităților consumatoare;

425.2. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă vor desfășura o consultare publică cu privire la impactul asupra părților interesate al

propunerii de modificare a parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau a parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței, stabilite în Anexa nr. 2.

426. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți fac tot posibilul să respecte valorile parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau valorile parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport verifică îndeplinirea parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței cel puțin o dată pe an.

Secțiunea 2

Parametrii-țintă pentru ARRF

427. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă 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 zona sincronă cel puțin o dată pe an.

428. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă, dacă este formată din mai mult de un bloc RFP, se asigură că valorile domeniului ARRF de nivelul 1 și ale domeniului ARRF de nivelul 2 din blocurile RFP din zona sincronă respectivă sunt proporționale cu rădăcina pătrată a sumei obligațiilor de RSF inițială ale operatorilor sistemelor de transport care constituie blocurile RFP, în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul V Partea a Patra.

429. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă întreprind acțiunile necesare pentru a respecta următorii parametri-țintă ARRF pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă:

- 429.1. 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;
- 429.2. 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.

430. În cazul în care un bloc RFP este format din mai mult de o zonă RFP, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, valorile parametrilor-țintă pentru ARRF aferente fiecărei zone RFP.

431. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport verifică, cel puțin o dată pe an, dacă sunt îndepliniți parametrii-țintă pentru ARRF.

Secțiunea 3

Procesul de aplicare a criteriilor

432. Procesul de aplicare a criteriilor trebuie să cuprindă:

- 432.1. colectarea datelor de evaluare a calității frecvenței;
- 432.2. calculul criteriilor de evaluare a calității frecvenței.

Secțiunea 4

Datele pentru evaluarea calității frecvenței

433. Datele pentru evaluarea calității frecvenței sunt următoarele:

- 433.1. pentru zona sincronă:
 - 433.1.1. datele referitoare la frecvența instantanee;

433.1.2. datele referitoare la abaterea frecvenței instantanee;

433.2. pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă, datele referitoare la ARRF instantanee.

434. Precizia de măsurare a datelor referitoare la frecvența instantanee și a datelor referitoare la ARRF instantanee, atunci când este măsurată în Hz, trebuie să fie de cel puțin 1 mHz.

Secțiunea 5

Criteriile de evaluare a calității frecvenței

435. Criteriile de evaluare a calității frecvenței cuprind:

435.1. pentru zona sincronă, în timpul funcționării în stare normală de funcționare sau în stare de alertă în conformitate cu pct. 61 și 62, lunar, pentru datele referitoare la frecvența instantanee:

435.1.1. valoarea medie;

435.1.2. abaterea standard;

435.1.3. percentilele 1, 5, 10, 90, 95 și 99;

435.1.4. 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;

435.1.5. 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;

435.1.6. 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, pe durata de restabilire a frecvenței. Datele fac distincție între abaterea de frecvență negativă și cea pozitivă;

435.2. pentru fiecare bloc RFP al zonei sincrone în timpul funcționării în stare normală de funcționare sau în stare de alertă în conformitate cu pct. 61 și 62, lunar:

435.2.1. 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:

435.2.1.1. valoarea medie;

435.2.1.2. abaterea standard,

435.2.1.3. percentilele 1, 5, 10, 90, 95 și 99;

435.2.1.4. 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;

435.2.1.5. 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;

435.2.2. 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.

436. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă precizează în acordul operațional de zonă sincronă, o metodologie 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. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport furnizează datele de intrare necesare pentru această evaluare.

Secțiunea 6

Procesul de colectare și de furnizare a datelor

437. Procesul de colectare și de furnizare a datelor cuprinde următoarele:

437.1. valori măsurate ale frecvenței sistemului;

437.2. calculul datelor de evaluare a calității frecvenței;

437.3. furnizarea datelor de evaluare a calității frecvenței pentru procesul de aplicare a criteriilor.

438. Procesul de colectare și de furnizare a datelor se implementează de către responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone, desemnat în conformitate cu secțiunea a 7-a din prezentul titlu.

Secțiunea 7

Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone

439. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă, desemnează, în acordul operațional de zonă sincronă, un operator al sistemului de transport din acea zonă sincronă ca responsabil cu monitorizarea zonei sincrone.

440. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone implementează procesul de colectare și de furnizare a datelor din zona sincronă, prevăzut în secțiunea a 6-a din prezentul titlu.

441. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone implementează procesul de aplicare a criteriilor, prevăzut în secțiunea a 3-a din prezentul titlu.

442. 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.

Secțiunea 8

Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP

443. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP desemnează, în acordul operațional în blocul RFP, un operator al sistemului de transport din respectivul blocul RFP ca responsabil cu monitorizarea blocului RFP.

444. Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP colectează datele pentru evaluarea calității frecvenței din blocul RFP în conformitate cu procesul de aplicare a criteriilor, prevăzut în secțiunea a 3-a din prezentul titlu.

445. OST, ca parte a unei zone RFP, furnizează responsabilului cu monitorizarea blocului RFP valorile măsurate din zona RFP necesare în vederea colectării datelor pentru evaluarea calității frecvenței din blocul RFP.

446. 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.

Secțiunea 9

Informații referitoare la comportamentul componentelor de producere și de consum

447. În conformitate cu secțiunea a 1-a cap. I titlul II Partea a Doua, OST are dreptul de a solicita de la USS informațiile necesare pentru a monitoriza comportamentul componentelor de consum și de producere legat de dezechilibre. Aceste informații pot cuprinde:

- 447.1. valoarea de referință a puterii active cu marcă de timp pentru operarea în timp real și în viitor;
- 447.2. producerea totală de putere activă cu marcă de timp.

Secțiunea 10

Perioada de variație a sarcinii din zona sincronă

448. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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.

Secțiunea 11

Limitări de rampă pentru producerea de putere activă

449. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din două zone sincrone au dreptul de a preciza, în acordul operațional de zonă sincronă, limitări pentru producerea 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.

450. Limitările de la pct. 449 nu se aplică la compensarea dezechilibrelor, la cuplarea frecvențelor și nici la activarea transfrontalieră a RRF și RI prin liniile de interconexiune HVDC.

451. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport 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 operatorii sistemelor de transport zona sincronă coordonează aceste măsuri în zona sincronă.

452. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul 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 modulelor de generare și ale unităților consumatoare:

- 452.1. obligații privind perioadele de variație a sarcinii și/sau viteza maximă de variație a sarcinii la modulele de generare și/sau la unitățile consumatoare;
- 452.2. obligații privind timpii individuali de pornire a rampei la modulele de generare și/sau la unitățile consumatoare din blocul RFP;
- 452.3. coordonarea rampei între modulele de generare, unitățile consumatoare și consumul de putere activă în interiorul blocului RFP.

Secțiunea 12

Atenuare

453. 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 țăintelor stabilite pentru zona sincronă sau pentru blocul RFP, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă relevantă sau din blocul RFP relevant au următoarele obligații:

- 453.1. să analizeze dacă parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței sau parametrii-țintă pentru ARRF se mențin în afara țăintelor stabilite pentru zona sincronă sau pentru blocul RFP și, în cazul în care există un risc justificat ca acest lucru să se întâmple, să analizeze cauzele și să elaboreze recomandări;
- 453.2. să elaboreze măsuri de atenuare, pentru a asigura îndeplinirea, în viitor, a obiectivelor pentru zona sincronă sau pentru blocul RFP.

TITLUL III

STRUCTURA REGLAJULUI FRECVENȚĂ-PUTERE

Secțiunea 1

Structura de bază

454. OST și alți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă specifică structura reglajului frecvență-putere pentru zona sincronă în acordul operațional de zonă sincronă. OST este responsabil pentru punerea în aplicare a structurii reglajului frecvență-putere din zona sa sincronă și operează în conformitate cu aceasta.

455. Structura reglajului frecvență-putere din zona sincronă include:

- 455.1. o structură de activare a procesului, în conformitate cu secțiunea a 2-a din prezentul titlu;
- 455.2. o structură de responsabilitate a procesului, în conformitate cu secțiunea a 3-a din prezentul titlu.

Secțiunea 2

Structura de activare a procesului

456. Structura de activare a procesului include:

- 456.1. un PSF, în conformitate cu secțiunea a 4-a din prezentul titlu;
- 456.2. un PRF, în conformitate cu Secțiunea a 5-a din prezentul titlu;
- 456.3. pentru zona sincronă, un proces de ajustare a timpului, în conformitate cu titlul VIII.

457. Structura de activare a procesului poate include:

- 457.1. un PIR, în conformitate cu secțiunea a 6-a din prezentul titlu;
- 457.2. un proces de compensare a dezechilibrului, în conformitate cu secțiunea a 8-a din prezentul titlu;
- 457.3. un proces de activare a RRF transfrontaliere, în conformitate cu secțiunea a 9-a din prezentul titlu;
- 457.4. un proces de activare a RI transfrontaliere, în conformitate cu secțiunea a 10-a din prezentul titlu.

Secțiunea 3

Structura de responsabilitate a procesului

458. Atunci când specifică structura de responsabilitate a procesului, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă trebuie să ia în considerare cel puțin următoarele criterii:

- 458.1. dimensiunea și inerția totală, inclusiv inerția artificială, a zonei sincrone;
- 458.2. structura rețelei și/sau topologia rețelei;
- 458.3. comportamentul componentelor de consum și de producere, precum și comportamentul HVDC.

459. OST în comun cu ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc de comun acord blocurile RFP, cu respectarea cerințelor următoare:

- 459.1. o zonă de monitorizare corespunde unei singure zone RFP sau face parte dintr-o singură zonă RFP;
- 459.2. o zonă RFP corespunde unui singur bloc RFP sau face parte dintr-un singur bloc RFP;
- 459.3. un bloc RFP corespunde unei singure zone sincrone sau face parte dintr-o singură zonă sincronă;
- 459.4. fiecare element de rețea face parte dintr-o singură zonă de monitorizare, dintr-o singură zonă RFP și dintr-un singur bloc RFP.

460. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona de monitorizare trebuie să calculeze și să monitorizeze în mod continuu transferul de putere activă în timp real în zona de monitorizare.

461. În zona sa RFP, operatorii sistemelor de transport:

- 461.1. monitorizează în mod continuu ARRF din zona RFP;
- 461.2. implementează și operează un PRF pentru zona RFP;
- 461.3. face tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru ARRF din zona RFP, potrivit dispozițiilor secțiunii a 2-a titlul II Partea a Patra;
- 461.4. are dreptul de a implementa unul sau mai multe dintre procesele prevăzute la pct. 457.

462. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP:

- 462.1. fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru ARRF din blocul RFP, așa cum sunt definiți în secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra;

462.2. respectă regulile de dimensionare a RRF în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul VI Partea a Patra, precum și regulile de dimensionare a RI, în conformitate cu secțiunea a 4-a titlul VI Partea a Patra.

463. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă:

463.1. implementează și operează un PSF în zona sincronă;

463.2. respectă regulile de dimensionare a RSF, în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul V Partea a Patra;

463.3. fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru calitatea frecvenței, în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul II Partea a Patra .

464. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona de monitorizare precizează, în acordul operațional de zonă de monitorizare, repartizarea responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din zona de monitorizare pentru respectarea obligației prevăzute la pct. 460.

465. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona RFP precizează, în acordul operațional de zonă RFP, repartizarea responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din zona RFP pentru respectarea obligațiilor prevăzute la pct. 461.

466. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, repartizarea responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din blocul RFP pentru respectarea obligațiilor prevăzute la pct. 462.

467. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă precizează în acordul operațional de zonă sincronă alocarea responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din zona sincronă pentru implementarea obligațiilor prevăzute la pct. 463.

468. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din alte zone RFP conectate prin linii de interconexiune au dreptul de a forma un bloc RFP dacă sunt îndeplinite cerințele pentru blocul RFP prevăzute la pct. 462.

Secțiunea 4

Procesul de stabilizare a frecvenței

469. Obiectivul de reglaj al PSF este stabilizarea frecvenței sistemului prin activarea RSF.

470. Caracteristica generală a activării RSF într-o zonă sincronă reflectă o scădere monotonă a activării RSF ca funcție a abaterii de frecvență.

Secțiunea 5

Procesul de restabilire a frecvenței

471. Obiectivul de reglaj al PRF este:

471.1. reglarea ARRF spre valoarea zero pe durata de restabilire a frecvenței;

471.2. înlocuirea treptată a RSF activate prin activarea RRF în conformitate cu secțiunea a 7-a din prezentul titlu.

472. ARRF este:

472.1. ARZ dintr-o zonă RFP , în cazul în care există mai multe zone RFP într-o zonă sincronă; sau

472.2. abaterea de frecvență, atunci când o zonă RFP corespunde blocului RFP și zonei sincrone.

473. ARZ dintr-o zonă RFP se calculează ca fiind suma dintre produsul factorului K al zonei RFP și abaterea frecvenței, plus diferența dintre:

473.1. fluxul total de putere activă la linia de interconexiune și la linia de interconexiune virtuală; și

473.2. valoarea programată a puterii de schimb reglate, în conformitate cu secțiunea a 10-a titlul II Partea a Patra.

474. În cazul în care zona RFP este formată din mai mult de o zonă de monitorizare, toți operatorii sistemelor de transport din zona RFP desemnează, în acordul operațional de zonă RFP, un operator al sistemului de transport responsabil pentru implementarea și operarea procesului de restabilire a frecvenței.

475. În cazul în care zona RFP este formată din mai mult de o zonă de monitorizare, procesul de restabilire a frecvenței în zona 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.

Secțiunea 6

Procesul de înlocuire a rezervelor

476. Obiectivul de reglaj al PIR trebuie să îndeplinească cel puțin unul dintre următoarele obiective prin activarea RI:

476.1. restabilirea treptată a RRF activate;

476.2. susținerea activării RRF.

477. PIR se operează prin instrucțiunile de activare manuală a RI în vederea îndeplinirii obiectivului de reglaj, în conformitate cu pct. 476.

Secțiunea 7

Procesul de restabilire manuală și automată a frecvenței

478. OST implementează un proces automat de restabilire a frecvenței („aPRF”) și un proces manual de restabilire a frecvenței („mPRF”).

479. În cazul în care zona RFP este formată din mai mult de o zonă de monitorizare, toți operatorii sistemelor de transport din zona RFP stabilesc o procedură pentru implementarea unui aPRF și a unui mPRF în acordul operațional de zonă RFP. În cazul în care blocul RFP este format din mai mult de o zonă RFP, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc o procedură pentru implementarea unui mPRF în acordul operațional în blocul RFP.

480. aPRF trebuie operat în mod buclă închisă atunci când ARRF reprezintă valoarea de intrare, iar 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 operator al sistemului de transport în zona sa RFP. Regulatorul central frecvență-putere:

480.1. este un regulator automat conceput să reducă ARRF la zero;

480.2. are un comportament proporțional-integral;

480.3. 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;

480.4. are funcționalități pentru modurile operaționale extraordinare în cazul funcționării în starea de alertă și în cea de urgență.

481. mPRF se operează prin instrucțiunile de activare manuală a RRF în vederea îndeplinirii obiectivului de reglaj, în conformitate cu pct. 471.

482. Pe lângă implementarea a PRF în zonele RFP, toți operatorii sistemelor de transport dintr-un bloc RFP care este format din mai multe zone RFP au dreptul de a desemna, în acordul operațional în blocul RFP, un operator al sistemului de transport al blocului RFP care:

482.1. să calculeze și să monitorizeze ARRF din întregul bloc RFP; și

482.2. să ia în considerare ARRF din întregul bloc RFP la calculul valorii de referință pentru activarea ARRF, în conformitate cu pct. 473, în plus față de ARRF din zona RFP.

Secțiunea 8

Procesul de compensare a dezechilibrelor

483. 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.

484. OST 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.

485. OST și operatorii sistemelor de transport relevanți implementează procesul de compensare a dezechilibrelor în așa fel încât să nu afecteze:

485.1. stabilitatea PSF din zona sincronă sau din zonele sincrone implicate în procesul de compensare a dezechilibrelor;

485.2. stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OST participant sau afectat;

485.3. siguranța în funcționare.

486. OST implementează transferul de putere la compensarea dezechilibrelor între zonele RFP ale unei zone sincrone în cel puțin una dintre următoarele modalități:

486.1. prin definirea fluxurilor de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care va fi inclusă în calculul ARRF;

486.2. prin ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

487. OST 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.

488. Toți operatorii sistemelor de transport care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor se asigură că suma tuturor transferurilor de putere la compensarea dezechilibrelor este egală cu zero.

489. 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.

490. În cazul în care blocul 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 OST din același bloc RFP implementează un proces de compensare a dezechilibrelor și transferă cantitatea maximă de putere pentru compensarea dezechilibrelor potrivit principiului prevăzut la pct. 487, dinspre și către alte zone RFP din același bloc RFP.

491. În cazul în care se implementează un proces de compensare a dezechilibrelor pentru zone RFP din zone sincrone diferite, toți operatorii sistemelor de transport transferă cantitatea maximă de putere pentru compensarea dezechilibrelor potrivit principiului prevăzut la la pct. 487 dinspre și către alți operatori ai sistemelor de transport din aceeași zonă sincronă care participă la respectivul proces de compensare a dezechilibrelor.

492. În cazul în care se implementează un proces de compensare a dezechilibrelor pentru zone RFP care nu fac parte din același bloc RFP, toți operatorii sistemelor de transport din blocurile RFP implicate respectă obligațiile prevăzute la pct. 462, indiferent de transferul de putere la compensarea dezechilibrelor.

Secțiunea 9

Procesul de activare a RRF transfrontaliere

493. Obiectivul de reglaj al procesului de activare a RRF transfrontaliere este acela de a permite OST să efectueze PRF prin transferul de putere la restabilirea frecvenței între zonele RFP.

494. OST are dreptul de a pune în aplicare procesul de activare a RRF transfrontaliere în zonele RFP din același bloc RFP, între diferite blocuri RFP sau între diferite zone sincrone prin încheierea unui acord de activare a RRF transfrontaliere.

495. OST implementează procesul de activare a RRF transfrontaliere în așa fel încât acesta să nu afecteze:

495.1. stabilitatea PSF din zona sincronă sau din zonele sincrone implicate în procesul de activare a RRF transfrontaliere;

495.2. stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OST participant sau afectat;

495.3. siguranța în funcționare.

496. OST implementează transferul de putere la restabilirea frecvenței între zonele RFP din zona sincronă printr-una dintre următoarele modalități:

496.1. 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;

496.2. 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

496.3. ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

497. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport 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.

498. 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.

Secțiunea 10

Procesul de activare a RI transfrontaliere

499. Obiectivul de reglaj al procesului de activare a RI transfrontaliere este acela de a permite unui OST să efectueze PIR prin valoarea programată a puterii de schimb reglate între zonele RFP.

500. OST 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.

501. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport relevanți implementează procesul de activare a RI transfrontaliere în așa fel încât acesta să nu afecteze:

- 501.1. stabilitatea PSF din zona sincronă sau din zonele sincrone implicate în procesul de activare a RI transfrontaliere;
- 501.2. stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OST participant sau afectat;
- 501.3. siguranța în funcționare.

502. OST și alți operatori ai sistemelor de transport relevanți implementează valoarea programată a puterii de schimb reglate între zonele RFP din zona sincronă prin cel puțin una dintre următoarele modalități:

- 502.1. stabilirea fluxurilor de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care este inclusă în calculul ARRF;
- 502.2. ajustarea unei valori programate a puterii de schimb reglate; sau
- 502.3. ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.

503. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport 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.

504. 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.

Secțiunea 11

Cerințe generale pentru procesele de reglaj transfrontaliere

505. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport care participă la schimbul sau partajarea de RRF sau RI implementează un proces de activare a RRF sau RI transfrontaliere, după caz.

506. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST 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.

507. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport 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 operatorilor sistemelor de transport, inclusiv:

- 507.1. furnizarea tuturor datelor de intrare necesare pentru:

- 507.1.1. calculul transferului de putere în ceea ce privește limitele de siguranță în funcționare;
- 507.1.2. efectuarea analizei siguranței în funcționare în timp real de către OST participanți și OST afectați;
- 507.2. responsabilitatea calculului transferului de putere;
- 507.3. implementarea unor proceduri operaționale pentru a asigura siguranța în funcționare.

508. Fără a aduce atingere prevederilor stabilite la pct. 490 - 492 și ca parte a acordurilor prevăzute la secțiunile 5 - 7 titlul I Partea a Patra, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport 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 operatori ai sistemelor de transport 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 operatori ai sistemelor de transport.

Secțiunea 12

Notificarea OST

509. În cazul în care OST 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, acesta trebuie să notifice tuturor celorlalți operatori ai sistemelor de transport din aceeași zonă, cu trei luni înainte de a-și exercita dreptul respectiv, următoarele elemente:

- 509.1. operatorii sistemelor de transport implicați;
- 509.2. 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;
- 509.3. tipul rezervei și cantitatea maximă de putere transferată sau de rezerve partajate;
- 509.4. intervalul de timp pentru schimbul sau partajarea de rezerve.

510. 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 operator al sistemului de transport din zona sincronă în cauză are dreptul să se declare OST afectat tuturor operatorilor sistemelor de transport din zona sincronă, pe baza unei analize a siguranței în funcționare și în termen de o lună de la data primirii notificării în conformitate cu pct. 509.

511. OST afectat are următoarele drepturi:

- 511.1. 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;
- 511.2. de a solicita implementarea unei proceduri operaționale care să permită OST afectat să stabilească limite pentru transferul de putere la compensarea dezechilibrelor, pentru transferul de putere la restabilirea frecvenței și pentru valoarea programată a puterii de

schimb reglate între zonele RFP respective, pe baza analizei siguranței în funcționare în timp real.

Secțiunea 13

Infrastructură

512. OST evaluează necesarul de infrastructură tehnică pentru implementarea și operarea proceselor prevăzute în secțiunea a 2-a titlul III Partea a Patra și considerate de importanță critică în conformitate cu planul de securitate prevăzut în secțiunea a 9-a cap. I titlul I Partea a Doua.

513. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc, în acordul operațional de zonă sincronă, cerințele minime privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice menționate la pct. 512, inclusiv:

- 513.1. acuratețea, rezoluția, disponibilitatea și redundanța valorilor măsurate, ale fluxurilor de putere activă și ale liniilor de interconexiune virtuale;
- 513.2. disponibilitatea și redundanța sistemelor de comandă digitală;
- 513.3. disponibilitatea și redundanța sistemelor infrastructurii de comunicații;
- 513.4. protocoale de comunicație.

514. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc cerințe suplimentare privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice în acordul operațional în blocul RFP.

515. OST în zona sa RFP:

- 515.1. asigură un nivel suficient de calitate și de disponibilitate al calculului ARRF;
- 515.2. efectuează monitorizarea în timp real a calității calculului ARRF;
- 515.3. ia măsuri în caz de calcul eronat al ARRF;
- 515.4. 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 IV

OPERAREA REGLAJULUI FRECVENȚĂ-PUTERE

Secțiunea 1

Stările sistemului legate de frecvența sistemului

516. OST gestionează zona sa de control 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 control. În vederea atingerii calității necesare a frecvenței în zona sincronă, OST reglează ARRF, astfel cum este definit secțiunea a 5-a titlul III Partea a Patra, în cooperare cu toți operatorii sistemelor de transport din aceeași zonă sincronă.

517. OST monitorizează aproape în timp real programele de producere și de schimb, fluxurile de putere, injecțiile în punctele nodale și retragerile din punctele nodale, precum și alți parametri din zona sa de control care sunt relevanți pentru anticiparea unui risc de abatere de frecvență și ia, în

coordonare cu alți operatori ai sistemelor de transport din zona sa sincronă, măsuri pentru a limita efectele negative ale acestora asupra echilibrului dintre producere și consum.

518. OST și operatorii sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc un schimb de date în timp real, în conformitate cu secțiunea a 2-a cap. II titlul II Partea a Doua, care include:

518.1. starea sistemului în cazul sistemului de transport, în conformitate cu secțiunea a 1-a cap. I titlul I Partea a Doua;

518.2. datele de măsurare în timp real a ARRF din blocurile RFP și din zonele RFP din zona sincronă.

519. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone stabilește starea sistemului în ceea ce privește frecvența sistemului, în conformitate cu pct. 61 și 62.

520. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone se asigură că toți operatorii sistemelor de transport din toate zonele sincrone sunt informați în cazul în care abaterea frecvenței sistemului îndeplinește unul dintre criteriile pentru starea de alertă prevăzute secțiunea a 1-a cap. I titlul I Partea a Doua.

521. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport ai unei zone sincrone definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, normele comune pentru operarea reglajului frecvență-putere în starea normală de funcționare, precum și în starea de alertă.

522. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP precizează procedurile operaționale pentru cazurile de epuizare a RRF sau RI în acordul operațional în blocul RFP. În aceste proceduri operaționale, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP au dreptul de a solicita modificări ale producerii sau ale consumului de putere activă al modulelor de generare și al unităților consumatoare.

523. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP întreprind măsuri pentru a evita ARRF care durează mai mult decât durata de restabilire a frecvenței.

524. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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 OST de a devia de la obligațiile prevăzute la pct. 471.

525. Dacă sistemul este în stare de alertă din cauza rezervelor insuficiente de putere activă, în conformitate secțiunea a 1-a cap. I titlul I Partea a Doua, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP în cauză, în strânsă cooperare cu alți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă și cu operatorii sistemelor de transport din alte zone sincrone, iau măsuri pentru a restabili și înlocui nivelurile necesare ale rezervelor de putere activă. În acest scop, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP au dreptul de a solicita modificări ale producerii sau ale consumului de putere activă al modulelor de generare sau al unităților consumatoare din zona lor de control pentru a reduce sau pentru a elimina încălcarea cerințelor privind rezerva de putere activă.

526. 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 OST și operatorii sistemelor de transport din blocul RFP nu preconizează că ARRF va fi redusă suficient prin luarea măsurilor de la pct. 529, OST și operatorii sistemelor de transport din blocul RFP au dreptul de a solicita modificări

ale producerii sau consumului de putere activă al modulelor de generare sau al unităților consumatoare din zonele lor respective pentru a reduce ARRF, așa cum este specificat la pct. 530.

527. Pentru zona sincronă, 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 OST și operatorii sistemelor de transport din blocul RFP nu preconizează că pot reduce în mod corespunzător ARRF prin măsurile luate în temeiul pct. 529, OST și operatorii sistemelor de transport din blocul RFP solicită modificări ale producerii sau consumului de putere activă al modulelor de generare sau al unităților consumatoare din zonele lor respective pentru a reduce ARRF, așa cum se specifică la pct. 530.

528. Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP este responsabil să identifice orice încălcare a limitelor prevăzute la pct. 526 și 527 și:

528.1. informează ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP;

528.2. împreună cu operatorii sistemelor de transport din blocul RFP, implementează măsuri coordonate în vederea reducerii ARRF, care trebuie specificate în acordul operațional în blocul RFP.

529. În cazurile prevăzute la pct. 525-527, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc, în acordul operațional de zonă sincronă, măsurile care permit operatorilor sistemelor de transport dintr-un bloc RFP să reducă în mod activ abaterea de frecvență prin activarea transfrontalieră a rezervelor. În cazurile prevăzute la pct. 525-527, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă fac tot posibilul pentru a permite operatorilor sistemelor de transport din blocul RFP în cauză să își reducă ARRF.

530. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc, în acordul operațional în blocul RFP, măsurile pentru reducerea ARRF prin modificări ale producerii sau consumului de putere activă al modulelor de generare sau al unităților consumatoare din zonele lor.

TITLUL V

REZERVE PENTRU STABILIZAREA FRECVENȚEI

Secțiunea 1

Dimensionarea RSF

531. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc, cel puțin anual, capacitatea de rezervă necesară pentru RSF din zona sincronă și obligația de RSF inițială a fiecărui OST, în conformitate cu pct. 532.

532. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc, în acordul operațional de zonă sincronă, regulile de dimensionare în conformitate cu următoarele criterii:

532.1. capacitatea de rezervă pentru RSF necesare în zona sincronă acoperă cel puțin incidentul de referință și rezultatele abordării de dimensionare probabilistică pentru RSF efectuate conform subpct. 532.3;

532.2. dimensiunea incidentului de referință, care este de 3 000 MW în direcție pozitivă și de 3 000 MW în direcție negativă;

532.3. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă au dreptul de a defini o abordare bazată pe dimensionarea probabilistică pentru RSF luând în calcul

modelul de consum, modelul de producere și inerția, inclusiv inerția artificială, precum și mijloacele disponibile pentru desfășurarea inerției minime în timp real în conformitate cu metodologia prevăzută în Secțiunea a 3-a cap. VI titlul I în Partea a Doua, cu scopul de a reduce probabilitatea apariției RSF insuficiente o dată la 20 de ani sau mai rar;

- 532.4. cotele de capacitate de rezervă pe RSF necesare pentru fiecare operator al sistemului de transport ca obligație de RSF inițială se bazează pe suma producerii nete și a consumului net din zona sa de control, împărțită la suma producerii nete și a consumului net din zona sincronă pe o perioadă de 1 an.

Secțiunea 2

Cerințe tehnice minime pentru RSF

533. Fiecare OST cu rezerve racordate se asigură că RSF au proprietățile enumerate pentru zona sa sincronă în anexa nr. 3.

534. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă au dreptul de a stabili, 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 intervalele prevăzute în pct. 51 4), precum și în subsecțiunile 1 și 2 secțiunea a 1-a cap. III titlul III din Codul privind racordarea. Aceste proprietăți comune suplimentare ale RSF trebuie să ia în considerare capacitatea instalată, structura și modelul de consum și de producere din zona sincronă. OST trebuie să aplice o perioadă de tranziție pentru introducerea de proprietăți suplimentare, definită în urma unei consultări cu furnizorii de RSF afectați.

535. OST cu rezerve racordate are dreptul de a stabili cerințe suplimentare pentru grupurile de furnizare a RSF în intervalele stabilite în pct. 51 4), precum și în subsecțiunile 1 și 2 secțiunea a 1-a cap. III titlul III din Codul privind racordarea, pentru a asigura siguranța în funcționare. Aceste cerințe suplimentare trebuie să se bazeze pe motive tehnice, cum ar fi distribuția geografică a modulelor de generare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup de furnizare a RSF. Furnizorul de RSF se asigură că este posibilă monitorizarea activării RSF la unitățile de furnizare a RSF din cadrul unui grup de furnizare a rezervelor.

536. OST cu rezerve racordate are dreptul de a exclude grupurile de furnizare a 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 modulelor de generare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup de furnizare a RSF.

537. Fiecare unitate de furnizare a RSF și fiecare grup de furnizare a RSF trebuie să aibă un singur OST cu rezerve racordate.

538. Fiecare unitate de furnizare a RSF și fiecare grup de furnizare a RSF trebuie să respecte proprietățile necesare pentru RSF din anexa nr. 3 și orice alte proprietăți sau cerințe suplimentare specificate în conformitate cu pct. 534 și 535 și activează RSF convenite prin intermediul unui regulator proporțional care reacționează la abateri de frecvență sau, alternativ, 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 prevăzute la pct. 38 1) din Codul privind racordarea.

539. Fiecare operator al sistemului de transport din zona sincrona EC se asigură că reacția combinată a RSF dintr-o zonă RSP respectă următoarele cerințe:

- 539.1. activarea RSF nu este întârziată artificial și începe cât de curând posibil după o abatere de frecvență;
- 539.2. 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;
- 539.3. 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;
- 539.4. 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;
- 539.5. în cazul unei abateri de frecvență mai mică de 200 mHz, capacitatea RSF aferentă activată trebuie să fie cel puțin proporțională cu același comportament temporal menționat la subpct. 539.1– 539.4.

540. Fiecare OST cu rezerve racordate își monitorizează contribuția la PSF și activarea RSF în ceea ce privește RSF obligatorie, inclusiv unitățile de furnizare a RSF și grupurile de furnizare a RSF. Fiecare furnizor de RSF pune la dispoziția OST cu rezerve racordate, pentru fiecare dintre unitățile sale de furnizare a RSF și grupurile sale de furnizare a RSF, cel puțin următoarele informații:

- 540.1. statutul cu marcaj temporal care să indice dacă RSF sunt activate sau dezactivate;
- 540.2. datele cu marcaj temporal referitoare la puterea activă, necesare pentru a verifica activarea RSF, inclusiv datele cu marcaj temporal privind puterea activă instantanee;
- 540.3. statismul regulatorului pentru modulele de generare de tip C și D, astfel cum sunt definite în secțiunea a 2-a cap. I titlul II Partea Întâi din Codul privind racordarea, care acționează ca unități de furnizare a RSF, sau parametrul echivalent al acestuia pentru grupurile de furnizare de RSF care sunt formate din module de generare de tip A și/sau de tip B, astfel cum sunt definite în secțiunea a 2-a cap. I titlul II Partea Întâi din Codul privind racordarea, și/sau din unități consumatoare cu reglajul puterii active la consumul dispecerizabil, așa cum sunt definite în subsecțiunea a 2-a secțiunea a 1-a cap. III titlul III din Codul privind racordarea.

541. Fiecare furnizor de RSF are dreptul să agrege datele respective pentru mai mult de o unitate de furnizare a 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.

542. La solicitarea OST cu rezerve racordate, furnizorul de RSF pune la dispoziție, în timp real, informațiile enumerate la pct. 541, cu o rezoluție temporală de cel puțin 10 secunde.

543. La solicitarea OST cu rezerve racordate și dacă este necesar pentru verificarea activării RSF, furnizorul de RSF pune la dispoziție informațiile enumerate la pct. 541 privind instalațiile tehnice care fac parte din aceeași unitate de furnizare a RSF.

Secțiunea 3

Procesul de calificare prealabilă pentru RSF

544. OST are obligația de a elabora un proces de calificare prealabilă pentru RSF și de a publica detaliile cu privire la procesul de calificare prealabilă pentru RSF.

545. Un potențial furnizor de RSF trebuie să demonstreze OST cu rezerve racordate că respectă cerințele tehnice și cerințele suplimentare prevăzute în secțiunea a 2-a din prezentul titlu, prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități de furnizare a RSF sau grupuri de furnizare a RSF, descrise la pct. 546-549.

546. Un potențial furnizor de RSF depune o cerere oficială la OST cu rezerve racordate, însoțită de informațiile solicitate referitoare la potențialele unități de furnizare a RSF sau grupuri de furnizare a RSF. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OST cu rezerve racordate trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OST 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.

547. În termen de 3 luni de la confirmarea faptului că cererea este completă, OST cu rezerve racordate trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități de furnizare a RSF sau grupuri de furnizare a RSF îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RSF. OST cu rezerve racordate notifică decizia sa potențialului furnizor de RSF.

548. În cazul în care respectarea anumitor cerințe din prezentele Linii directoare a fost deja verificată de OST cu rezerve racordate, acest lucru va fi recunoscut în calificarea prealabilă.

549. Calificarea unităților de furnizare a RSF sau a grupurilor de furnizare a RSF este reevaluată:

549.1. cel puțin o dată la cinci ani;

549.2. în cazul în care cerințele de disponibilitate sau de ordin tehnic ale echipamentelor s-au schimbat;

549.3. în cazul modernizării echipamentelor legate de activarea RSF.

Secțiunea 4

Furnizarea de RSF

550. OST trebuie să asigure disponibilitatea cel puțin a RSF obligatorii convenite între toți operatorii sistemelor de transport din zona sincronă, în conformitate cu secțiunea a 1-a din prezentul titlu, secțiunea a 1-a cap. I titlul VII, Partea a Patra precum și în secțiunile 3 și 4 cap. II titlul VII Partea a Patra.

551. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc, cel puțin o dată pe an, dimensiunea factorului K din zona sincronă, ținând cont cel puțin următorii factori:

551.1. capacitatea de rezervă pe RSF împărțită la valoarea maximă a abaterii de frecvență în regim staționar;

551.2. autoreglajul producerii;

551.3. autoreglajul consumului, ținând cont de contribuția în conformitate cu subsecțiunile 1 și 2 secțiunea a 1-a cap. III titlul III Partea Întâi din Codul privind racordarea;

551.4. răspunsul la abaterile de frecvență ale liniilor de interconexiune HVDC prevăzute în Secțiunea a 2-a cap. II titlul VII Partea a Patra;

551.5. activarea răspunsului limitat la abaterile de frecvență și a răspunsului la abaterile de frecvență, în conformitate cu subsecțiunile 1 și 3 secțiunea a 1-a cap. II titlul II Partea Întâi din Codul privind racordarea.

552. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc, în acordul operațional de zonă sincronă, cotele factorului K pentru fiecare zonă RFP, pe baza a cel puțin următoarelor elemente:

552.1. obligațiile de RSF inițială;

- 552.2. autoreglajul producerii;
- 552.3. autoreglajul consumului;
- 552.4. cuplarea frecvențelor prin HVDC între zonele sincrone;
- 552.5. schimbul de RSF.

553. Furnizorul de RSF trebuie să garanteze disponibilitatea neîntreruptă a RSF, cu excepția unei retrageri forțate din exploatare a unei unități de furnizare a RSF, în perioada de timp în care este obligată să furnizeze RSF.

554. Fiecare furnizor de RSF își informează OST cu rezerve racordate, cât mai curând posibil, despre modificările disponibilității reale a unității de furnizare a RSF și/sau a grupului de furnizare a RSF, în întregime sau în parte, relevante pentru rezultatele calificării prealabile.

555. OST asigură sau impune furnizorilor săi de RSF să asigure că pierderea unei unități de furnizare a RSF nu pune în pericol siguranța în funcționare prin:

- 555.1. limitarea cotei de RSF furnizate de fiecare unitate de furnizare a RSF la 5 % din capacitatea de rezervă pe RSF necesară pentru întreaga zonă sincronă;
- 555.2. înlocuirea RSF care devin indisponibile din cauza unei retrageri forțate din exploatare sau a indisponibilității unei unități de furnizare a RSF ori a unui grup de furnizare a RSF cât mai curând posibil din punct de vedere tehnic și în conformitate cu condițiile stabilite de OST cu rezerve racordate.

556. O unitate de furnizare a RSF sau un grup de furnizare a 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.

557. O unitate de furnizare a RSF sau un grup de furnizare a 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.

558. Fiecare furnizor de RSF se asigură că RSF de la unitățile sale de furnizare a RSF sau de la grupurile sale de furnizare a RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt accesibile în permanență în stare normală de funcționare. De la declanșarea stării de alertă și pe toată durata acesteia, fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale de furnizare a RSF sau grupurile sale de furnizare a RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze FCR în permanență și pe o durată ce urmează a fi definită în conformitate cu pct. 559. În cazul în care nu se definește o durată în conformitate cu pct. 559, fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale de furnizare a RSF sau grupurile sale de furnizare a RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze RSF 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 operator al sistemului de transport, care nu trebuie să fie mai mare de 30 de minute sau mai mică de 15 minute.

559. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă aplică metodologia privind durata minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF, aplicabilă la nivelul zonei sincrone.

560. Furnizorul de RSF specifică limitările rezervorului de energie aparținând unităților sale de furnizare a RSF sau grupurilor sale de furnizare a RSF în procesul de calificare prealabilă, în conformitate cu secțiunea a 3-a din prezentul titlu.

561. Un furnizor de RSF care utilizează unități de furnizare a RSF sau grupuri de furnizare a 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. Furnizorul RSF va asigura recuperarea rezervoarelor de energie cât mai curând posibil în termen de 2 ore de la încheierea stării de alertă.

TITLUL VI

REZERVE PENTRU RESTABILIREA FRECVENȚEI ȘI REZERVE DE ÎNLOCUIRE

Secțiunea 1

Dimensionarea RRF

562. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc regulile de dimensionare a RRF în acordul operațional în blocul RFP.

563. Regulile de dimensionare a RRF trebuie să includă cel puțin următoarele:

- 563.1. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP determină capacitatea de rezervă necesară de RRF a blocului RFP pe baza unor înregistrări istorice consecutive cuprinzând cel puțin valorile istorice pentru dezechilibrul de bloc RFP. Eșantionarea acestor înregistrări istorice acoperă cel puțin durata de restabilire a frecvenței. Perioada de timp luată în considerare pentru aceste înregistrări 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;
- 563.2. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc capacitatea de rezervă necesară de RRF a blocului RFP care este suficientă pentru a respecta parametrii-țintă actuali pentru ARRF prevăzuți la secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra pe durata prevăzută la subpct. 563.1 pe baza cel puțin a unei metodologii probabilistice. Utilizând această metodologie probabilistică, operatorii sistemelor de transport 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 operatorii sistemelor de transport din blocul 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;
- 563.3. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul 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 subpct. 563.2. 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;
- 563.4. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc amploarea incidentului de referință, care este cel mai mare dezechilibru ce ar putea rezulta dintr-o variație instantanee a puterii active a unui singur modul de generare, a unui singur loc de consum sau a unei singure linii de interconexiune HVDC ori din declanșarea unei linii CA în blocul RFP;
- 563.5. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF, care nu poate fi mai mică decât incidentul de dimensionare pozitiv al blocului RFP;

- 563.6. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc capacitatea de rezervă negativă pe RRF, care nu poate fi mai mică decât incidentul de dimensionare negativ al blocului RFP;
- 563.7. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc capacitatea de rezervă pe RRF a unui bloc RFP, eventualele limitări geografice pentru distribuția acestuia 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;
- 563.8. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul 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 prevăzute la subpct. 563.1;
- 563.9. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul 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 prevăzute la subpct. 563.1;
- 563.10. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul 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 prevederile titlului VII. 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 subpct. 563.1. Reducerea capacității de rezervă pozitivă nu poate depăși 30 % din dimensiunea incidentului de dimensionare pozitiv.
- 563.11. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul 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 prevederile titlului VII. 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 subpct. 563.1.
- 564.** OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP, în cazul în care blocul cuprinde mai mult de un operator al sistemului de transport, stabilesc în acordul operațional în blocul RFP repartizarea specifică a responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din zonele RFP pentru respectarea obligațiilor stabilite la pct. 563.
- 565.** OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP trebuie să aibă o capacitate de rezervă suficientă pe RRF, în orice moment, în conformitate cu regulile de dimensionare a RRF. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc, 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.

Secțiunea 2

Cerințe tehnice minime pentru RRF

566. Cerințele tehnice minime pentru RRF sunt următoarele:

- 566.1. fiecare unitate de furnizare a RRF și fiecare grup de furnizare a RRF se racordează doar la un singur OST cu rezerve racordate;
- 566.2. o unitate de furnizare a RRF sau un grup de furnizare a RRF trebuie să activeze RRF în conformitate cu valoarea de referință primită de la OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
- 566.3. OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve este OST cu rezerve racordate sau un operator al sistemului de transport desemnat de OST cu rezerve racordate într-un acord de schimb de RRF, în conformitate cu pct. 608 sau pct. 626;
- 566.4. o unitate de furnizare a RRF sau un grup de furnizare a RRF pentru RRF automate trebuie să aibă o temporizare a activării RRF automate care să nu depășească 30 de secunde;
- 566.5. un furnizor de RRF se asigură că este posibilă monitorizarea activării RRF la unitățile de furnizare a RRF din cadrul unui grup de furnizare a rezervelor. În acest scop, furnizorul de RRF trebuie să poată furniza către OST cu rezerve racordate și către OST 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 OST cu rezerve racordate în ceea ce privește:
 - 566.5.1. producerea programată de putere activă cu marcă de timp;
 - 566.5.2. putere activă instantanee cu marcă de timp pentru:
 - 566.5.2.1. fiecare unitate de furnizare a RRF;
 - 566.5.2.2. fiecare grup de furnizare a RRF;
 - 566.5.2.3. fiecare modul de generare sau pentru fiecare unitate consumatoare a unui grup de furnizare a RRF cu producerea maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;
- 566.6. o unitate de furnizare a RRF sau un grup de furnizare a RRF pentru RRF automate trebuie să își poată activa capacitatea completă de rezervă pe RRF automate pe durata de activare completă a RRF automate;
- 566.7. o unitate de furnizare a RRF sau un grup de furnizare a RRF pentru RRF manuale trebuie să își poată activa capacitatea completă de rezervă pe RRF manuale pe durata de activare completă a RRF manuale;
- 566.8. un furnizor de RRF trebuie să îndeplinească cerințele privind disponibilitatea RRF;
- 566.9. o unitate de furnizare a RRF sau un grup de furnizare a RRF trebuie să îndeplinească cerințele privind viteza de variație a sarcinii în blocul RFP.

567. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP specifică cerințele privind disponibilitatea RRF și cerințele privind controlul calității la unitățile de furnizare a RRF și grupurile de furnizare a RRF din blocul lor RFP în acordul operațional în blocul RFP, în conformitate cu Secțiunea a 2-a titlul I Partea a Patra.

568. OST cu rezerve racordate trebuie să adopte cerințele tehnice pentru racordarea unităților de furnizare a RRF și a grupurilor de furnizare a RRF pentru a asigura furnizarea RRF în condiții de siguranță și de securitate.

569. Fiecare furnizor de RRF trebuie:

569.1. să se asigure că unitățile de furnizare a RRF și grupurile de furnizare a RRF îndeplinesc cerințele tehnice minime pentru RRF, cerințele privind disponibilitatea RRF și cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la pct. 566-568;

569.2. să își informeze OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve despre o reducere a disponibilității reale a unității sale de furnizare a RRF sau a grupului de furnizare a RRF sau a unei părți a acestuia din urmă, cât de curând posibil.

570. Fiecare OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve asigură monitorizarea conformității cu cerințele tehnice minime pentru RRF de la pct. 566, cu cerințele privind disponibilitatea RRF de la pct. 567, cu cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la pct. 566 și cu cerințele de racordare la pct. 568 prin intermediul unităților sale de furnizare a RRF și al grupurilor sale de furnizare a RRF.

Secțiunea 3

Procesul de calificare prealabilă pentru RRF

571. OST elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RRF și clarifică și pune la dispoziția publicului detaliile cu privire la acesta.

572. Un potențial furnizor de RRF trebuie să demonstreze OST cu rezerve racordate sau operatorului sistemului de transport desemnat de OST cu rezerve racordate în acordul de schimb de RRF (în continuare – *OST desemnat pentru RRF*) că respectă cerințele tehnice minime privind RRF de la pct. 566, cerințele privind disponibilitatea RRF de la pct. 567, cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la pct. 566 și cerințele de racordare de la pct. 568 prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități de furnizare a RRF sau a potențialelor grupuri de furnizare a RRF descris la pct. 573-576.

573. Un potențial furnizor de RRF depune o cerere oficială la OST cu rezerve racordate sau la OST desemnat pentru RRF, însoțită de informațiile obligatorii referitoare la potențialele unități de furnizare a RRF sau grupuri de furnizare a RRF. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OST cu rezerve racordate sau OST desemnat pentru RRF trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OST cu rezerve racordate sau OST desemnat pentru RRF 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 solicitării de prezentare a informațiilor respective. În cazul în care potențialul furnizor de RRF nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.

574. În termen de 3 luni de la confirmarea de către OST cu rezerve racordate sau de către OST desemnat pentru RRF a faptului că cererea este completă, OST cu rezerve racordate sau OST desemnat pentru RRF trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități de furnizare a RRF sau grupuri de furnizare a RRF îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RRF. OST cu rezerve racordate sau OST desemnat pentru RRF notifică decizia sa potențialului furnizor de RRF.

575. Selecția unităților de furnizare a RRF sau a grupurilor de furnizare a RRF de către OST cu rezerve racordate sau de către OST desemnat pentru RRF este valabilă pentru întreg blocul RFP.

576. Calificarea unităților de furnizare a RRF sau a grupurilor de furnizare a RRF este reevaluată:

576.1. cel puțin o dată la cinci ani;

576.2. în cazul în care cerințele tehnice sau de disponibilitate a echipamentelor s-au schimbat.

577. Pentru a asigura siguranța în funcționare, OST cu rezerve racordate are dreptul de a exclude grupurile de furnizare a RRF de la furnizarea de RRF pe baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a modulelor de generare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup de furnizare a RRF.

Secțiunea 4

Dimensionarea RI

578. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP au dreptul de a implementa un proces de înlocuire a rezervelor.

579. Pentru a respecta parametrii-țintă pentru ARRF menționați la secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP cu un PIR, care efectuează un proces de dimensionare combinat a RRF și RI pentru a îndeplini cerințele de la pct. 563, definesc regulile de dimensionare a RI în acordul operațional în blocul RFP.

580. Regulile de dimensionare a RI cuprind cel puțin următoarele cerințe:

580.1. trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă pozitivă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RRF pozitive;

580.2. trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă negativă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RRF negative;

580.3. 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 a ARRF pentru perioada în cauză;

580.4. respectarea siguranței în funcționare într-un bloc RFP pentru determinarea capacității de rezervă pe RI.

581. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul 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 titlului VII Partea a Patra. OST beneficiar al capacității de reglaj limitează reducerea capacității sale de rezervă pozitivă pe RI pentru:

581.1. a garanta că încă poate să își îndeplinească parametrii-țintă pentru ARRF prevăzuți în secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra;

581.2. a se asigura că nu este pusă în pericol siguranța operațională;

581.3. a se asigura că reducerea capacității de rezervă pozitivă pe RI nu depășește restul de capacitate de rezervă pozitivă pe RI a blocului RFP.

582. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul 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 titlul VII Partea a Patra. OST beneficiar al capacității de reglaj limitează reducerea capacității sale de rezervă negativă pe RI pentru:

- 582.1. a garanta că încă poate să își îndeplinească parametrii-țintă pentru ARRF prevăzuți în secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra ;
- 582.2. a se asigura că nu este pusă în pericol siguranța operațională;
- 582.3. a se asigura că reducerea capacității de rezervă negativă pe RI nu depășește restul de capacitate de rezervă negativă pe RI a blocului RFP.

583. În cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un operator al sistemului de transport și dacă procesul este necesar pentru blocul RFP, toți operatorii sistemelor de transport din respectivul bloc RFP specifică în acordul operațional în blocul RFP repartizarea responsabilităților între operatorii sistemelor de transport din diferite zone RFP pentru implementarea regulilor de dimensionare prevăzute la pct. 580.

584. OST trebuie să dispună în orice moment de o capacitate de rezervă suficientă pe RI în conformitate cu regulile de dimensionare a RI. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc, 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.

Secțiunea 5

Cerințe tehnice minime pentru RI

585. Unitățile de furnizare a RI și grupurile de furnizare a RI trebuie să respecte următoarele cerințe tehnice minime:

- 585.1. racordarea la un singur OST cu rezerve racordate;
- 585.2. activarea RI potrivit valorii de referință primite de la OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
- 585.3. OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve este OST cu rezerve racordate sau un OST care urmează a fi desemnat de OST cu rezerve racordate în acordul de schimb de RI în conformitate cu pct. 608 sau pct. 626;
- 585.4. activarea capacității complete de rezervă a RI pe durata de activare definită de către OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
- 585.5. dezactivarea RI potrivit valorii de referință primite de la OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
- 585.6. un furnizor de RI se asigură că este posibilă monitorizarea activării RI la unitățile de furnizare a RI din cadrul unui grup de furnizare a rezervelor. În acest scop, furnizorul de RI trebuie să poată furniza către OST cu rezerve racordate și către OST 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 OST cu rezerve racordate în ceea ce privește:
 - 585.6.1. producerea programată de putere activă cu marcă de timp, pentru fiecare unitate de furnizare a RI sau grup de furnizare a RI și pentru fiecare modul de generare sau pentru fiecare unitate consumatoare a unui grup de furnizare a RI cu producerea maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;
 - 585.6.2. puterea activă instantanee cu marcă de timp, pentru fiecare unitate de furnizare a RI sau grup de furnizare a RI și pentru fiecare modul de generare sau pentru fiecare unitate consumatoare a unui grup de furnizare a RI cu producerea maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;

585.7. îndeplinirea cerințelor privind disponibilitatea RI.

586. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP stabilesc cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele privind controlul calității la unitățile de furnizare a RI și grupurile de furnizare a RI în acordul operațional în blocul RFP.

587. OST cu rezerve racordate trebuie să adopte cerințele tehnice pentru racordarea unităților de furnizare a RI și a grupurilor de furnizare a RI pentru a asigura furnizarea RI în condiții de siguranță și de securitate, potrivit descrierii procesului de calificare prealabilă.

588. Fiecare furnizor de RI:

588.1. se asigură că unitățile de furnizare a RI și grupurile de furnizare a RI îndeplinesc cerințele tehnice minime pentru RI și cerințele privind disponibilitatea RI de la pct. 585-587;

588.2. își informează OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve despre o reducere a disponibilității reale sau o retragere forțată din exploatare a unității sale de furnizare a RI sau a grupului de furnizare a RI sau a unei părți a acestuia din urmă, cât de curând posibil.

589. Fiecare OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve asigură respectarea cerințelor tehnice pentru RI, a cerințelor privind disponibilitatea RI și a cerințelor de racordare menționate în prezenta secțiune în ceea ce privește unitățile sale de furnizare a RI și grupurile sale de furnizare a RI.

Secțiunea 6

Procesul de calificare prealabilă pentru RI

590. OST elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RI și clarifică și pune la dispoziția publicului detalii cu privire la acesta.

591. Un potențial furnizor de RI trebuie să demonstreze OST cu rezerve racordate sau operatorului sistemului de transport desemnat de OST cu rezerve racordate în acordul de schimb de RI (în continuare – *OST desemnat pentru RI*) că respectă cerințele tehnice minime privind RI, cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele de racordare prevăzute în secțiunea a 5-a din prezentul titlu prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități de furnizare a RI sau a potențialelor grupuri de furnizare a RI, descris la pct. 592-595.

592. Un potențial furnizor de RI depune o cerere oficială la OST cu rezerve racordate sau la OST desemnat pentru RI, însoțită de informațiile obligatorii referitoare la potențialele unități de furnizare a RI sau grupuri de furnizare a RI. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OST cu rezerve racordate sau OST desemnat pentru RI trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OST cu rezerve racordate sau OST desemnat pentru RI 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 informațiilor respective. În cazul în care potențialul furnizor de RI nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.

593. În termen de 3 luni de la confirmarea faptului că cererea este completă, OST cu rezerve racordate sau OST desemnat pentru RI trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități de furnizare a RI sau grupuri de furnizare a RI îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RI. OST cu rezerve racordate sau OST desemnat pentru RI notifică decizia sa potențialului furnizor de RI.

594. Calificarea unităților de furnizare a RI sau a grupurilor de furnizare a RI se reevaluează:

594.1. cel puțin o dată la cinci ani;

594.2. în cazul în care cerințele tehnice sau de disponibilitate a echipamentelor s-au schimbat.

595. Pentru a asigura siguranța în funcționare, OST cu rezerve racordate are dreptul de a refuza furnizarea de RI de către grupurile de furnizare a RI pe baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a modulelor de generare sau a unităților consumatoare care formează un grup de furnizare a RI.

TITLUL VII

SCHIMBUL ȘI PARTAJAREA DE REZERVE

CAPITOLUL I

SCHIMBUL ȘI PARTAJAREA DE REZERVE ÎNTR-O ZONA SINCRONĂ

Secțiunea 1

Schimbul de RSF într-o zonă sincronă

596. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport implicați în schimbul de RSF într-o zonă sincronă trebuie să respecte cerințele prevăzute la pct. 597-604. Schimbul de RSF implică transferul unei RSF obligatorii de la OST receptor al rezervei către OST cu rezerve racordate pentru capacitatea de rezervă pe RSF corespunzătoare.

597. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport implicați în schimbul de RSF în cadrul unei zone sincrone trebuie să respecte limitele și cerințele pentru schimbul de RSF în zona sincronă, specificate în Anexa nr. 4.

598. În cazul schimbului de RSF, OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei trebuie să notifice acest lucru în conformitate cu secțiunea a 12-a titlul III Partea a Patra.

599. Orice OST cu rezerve racordate, OST receptor al rezervei, sau OST 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.

600. OST și fiecare OST afectat verifică dacă marja sa de fiabilitate, stabilită în conformitate cu secțiunea a 8-a cap. I titlul II din Liniile directoare privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, este suficientă pentru a permite fluxurile de putere rezultate din activarea capacității de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.

601. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport dintr-o zonă RFP ajustează parametrii de calcul al ARRF pentru a ține seama de schimbul de RSF.

602. OST cu rezerve racordate este responsabil pentru respectarea cerințelor prevăzute în secțiunile 2 și 4 titlul V Partea a Patra în ceea ce privește capacitatea de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.

603. Unitatea sau grupul de furnizare a RSF este responsabil pentru activarea RSF în fața OST cu rezerve racordate.

604. OST și operatorii sistemelor de transport vizați se asigură că schimbul de RSF nu împiedică niciun operator al sistemului de transport să îndeplinească cerințele referitoare la rezerve, prevăzute în secțiunea a 4-a Titlul V Partea a Patra.

Secțiunea 2

Partajarea RSF într-o zonă sincronă

605. OST nu partajează RSF cu alți operatori ai sistemelor de transport din zona sa sincronă pentru a-și îndeplini RSF obligatorie și pentru a reduce valoarea totală a RSF din zona sincronă, în conformitate cu secțiunea a 1-a Titlul V Partea a Patra

Secțiunea 3

Cerințe generale pentru schimbul de RRF și de RI într-o zonă sincronă

606. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor al rezervei și ale OST afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau de RI.

607. În cazul în care are loc un schimb de RRF/RI, OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei notifică acest schimb, în conformitate cu cerințele de notificare din secțiunea a 12-a titlul III Partea a Patra.

608. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei care participă la schimbul de RRF/RI stabilesc, într-un acord de schimb de RRF sau de RI, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:

- 608.1. responsabilitatea OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului de RRF/RI;
- 608.2. valoarea capacității de rezervă pe RRF și RI care fac obiectul schimbului de RRF/RI;
- 608.3. implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu secțiunile 9 și 10, titlul III Partea a Patra;
- 608.4. cerințele tehnice minime referitoare la RRF/RI aferente procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere, în cazul în care OST cu rezerve racordate nu este OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
- 608.5. implementarea calificării prealabile pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care fac obiectul schimbului în conformitate cu secțiunile 3 și 6 titlul VI Partea a Patra;
- 608.6. 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 pct. 570 și 589;
- 608.7. proceduri pentru a se asigura faptul că schimbul de RRF/RI nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.

609. Orice OST cu rezerve racordate, OST receptor al rezervei sau OST afectat implicat în schimbul de RRF sau de RI poate refuza schimbul menționat la pct. 607 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 pe RI care face obiectul schimbului de RRF sau de RI.

610. OST vizat se asigură că schimbul de RRF/RI nu împiedică niciun operator al sistemului de transport să respecte cerințele referitoare la rezerve stabilite în regulile de dimensionare a RRF sau a RI, prevăzute în secțiunile 1 și 4 Titlul VI Partea a Patra.

611. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor

al rezervei și ale OST afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau de RI cu operatorii sistemelor de transport din alte blocuri RFP.

Secțiunea 4

Cerințe generale pentru partajarea RRF și a RI într-o zonă sincronă

612. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport dintr-o zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST furnizor al capacității de reglaj, ale OST beneficiar al capacității de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea RRF/RI.

613. Atunci când are loc partajarea RRF/RI, OST furnizor al capacității de reglaj și OST beneficiar al capacității de reglaj informează că are loc partajarea, în conformitate cu cerințele de notificare prevăzute în Secțiunea a 12-a titlul III Partea a Patra.

614. OST furnizor al capacității de reglaj și OST beneficiar al capacității de reglaj ce participă la partajarea de RRF/RI stabilesc, într-un acord de partajare a RRF sau RI, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:

- 614.1. cantitatea capacității de rezervă pe RRF și pe RI care face obiectul partajării RRF/RI;
- 614.2. implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu secțiunile 9 și 10 titlul III Partea a Patra;
- 614.3. procedurile pentru a se asigura că activarea capacității de rezervă pe RRF și pe RI care face obiectul partajării RRF/RI nu generează fluxuri de putere ce încalcă limitele de siguranță în funcționare.

615. Orice OST furnizor al capacității de reglaj, OST beneficiar al capacității de reglaj sau OST 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 pe RI care face obiectul partajării RRF/RI.

616. În cazul partajării RRF/RI, OST furnizor al capacității de reglaj trebuie să pună la dispoziția OST beneficiar al capacității de reglaj o cotă din propria sa capacitate de rezervă pe RRF și pe RI, necesară pentru a respecta cerințele privind rezervele pentru RRF și/sau RI rezultate din regulile de dimensionare a RRF/RI, prevăzute în secțiunile 1 și 4 Titlul VI Partea a Patra. OST furnizor al capacității de reglaj poate fi:

- 616.1. OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI;
- 616.2. OST care are acces la capacitatea sa de rezervă pe RRF și pe 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.

617. Fiecare OST beneficiar al capacității de reglaj este responsabil pentru tratarea incidentelor și a dezechilibrelor în cazul în care capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI nu este disponibilă din cauza:

- 617.1. limitărilor pentru restabilirea frecvenței sau pentru ajustarea valorii programate a puterii de schimb reglate legate de siguranța în funcționare;
- 617.2. utilizării parțiale sau totale a capacității de rezervă pe RRF și RI de către OST furnizor al capacității de reglaj.

618. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OST furnizor al capacității de reglaj, ale OST beneficiar al capacității de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea RRF și a RI cu operatorii sistemelor de transport din alte blocuri RFP.

Secțiunea 5

Schimbul de RRF într-o zonă sincronă

619. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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 anexa nr. 5.

Secțiunea 6

Partajarea RRF într-o zonă sincronă

620. OST și fiecare operator al sistemului de transport din blocul 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 pct. 562 și în conformitate cu Secțiunea 4 din prezentul titlu.

Secțiunea 7

Schimbul de RI într-o zonă sincronă

621. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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 anexa nr. 6.

Secțiunea 8

Partajarea RI într-o zonă sincronă

622. OST și fiecare operator al sistemului de transport din blocul 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 pct. 581 și 582 și în conformitate cu secțiunea a 4-a din prezentul capitol.

CAPITOLUL II

SCHIMBUL ȘI PARTAJAREA DE REZERVE ÎNTRE ZONELE SINCRONE

Secțiunea 1

Cerințe generale pentru schimbul și partajarea de rezerve între zonele sincrone

623. Fiecare operator și/sau proprietar al unei linii de interconexiune HVDC care interconectează zonele sincrone furnizează OST cu rezerve racordate capacitatea de a efectua schimbul și partajarea de RSF, RRF și RI în cazul în care această tehnologie este instalată.

624. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor al rezervei și ale OST afectat pentru schimbul de rezerve, precum și ale OST furnizor al capacității de reglaj, ale OST beneficiar al capacității de reglaj și ale OST afectat pentru partajarea rezervelor între zonele sincrone.

625. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei sau OST furnizor al capacității de reglaj și OST beneficiar al capacității de reglaj notifică schimbul sau partajarea de RSF, RRF sau RI în conformitate cu secțiunea a 12-a titlul III, Partea a Patra.

626. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei implicați în schimbul de rezerve stabilesc, într-un acord de schimb, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:

- 626.1. responsabilitatea OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă a schimbului de rezerve;
- 626.2. cantitatea capacității de rezervă care face obiectul schimbului de rezerve;
- 626.3. implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere, în conformitate cu secțiunea a 9-a și a 10-a titlul III Partea a Patra;
- 626.4. implementarea calificării prealabile pentru capacitatea de rezervă care face obiectul schimbului de rezerve în conformitate cu secțiunea a 3-a Titlul V, secțiunea a 3-a titlul VI și secțiunea a 6-a Titlul VI Partea a Patra;
- 626.5. 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 pct. 570 și 589;
- 626.6. proceduri pentru a se asigura faptul că schimbul de rezerve nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.

627. OST furnizor al capacității de reglaj și OST beneficiar al capacității de reglaj implicați în partajarea rezervelor stabilesc rolurile și responsabilitățile care le revin într-un acord de partajare, inclusiv:

- 627.1. cantitatea capacității de rezervă care face obiectul partajării de rezerve;
- 627.2. implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu Secțiunea a 9-a și a 10-a titlul III Partea a Patra;
- 627.3. proceduri pentru a se asigura faptul că partajarea de rezerve nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.

628. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei implicați în schimbul de rezerve sau OST furnizor al capacității de reglaj și OST beneficiar al capacității de reglaj implicați în partajarea rezervelor trebuie să elaboreze și să adopte un acord de coordonare și de operare a HVDC cu proprietarii liniei de interconexiune HVDC și/sau cu operatorii liniei de interconexiune HVDC sau cu persoanele juridice care includ proprietarii liniei de interconexiune HVDC și/sau operatorii liniei de interconexiune HVDC, inclusiv:

- 628.1. interacțiunile în toate intervalele de timp, inclusiv planificarea și activarea;
- 628.2. factorul de sensibilitate MW/Hz, funcția de răspuns liniar/dinamic sau static/progresiv a fiecărei linii de interconexiune HVDC care conectează zone sincrone;
- 628.3. partajarea/interacțiunea acestor funcții în diverse trasee HVDC între zonele sincrone.

629. Orice OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei sau OST furnizor al capacității de reglaj și OST beneficiar al capacității 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.

630. Operatorii sistemelor de transport implicați se asigură că schimbul de rezerve între zonele sincrone nu împiedică niciun operator al sistemului de transport să respecte cerințele referitoare la

rezerve, prevăzute în secțiunea a 1-a titlul V Partea a Patra și în secțiunile 1 și 4 titlul VI Partea a Patra.

631. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei, precum și OST furnizor al capacității de reglaj și OST beneficiar al capacității de reglaj stabilesc, 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.

Secțiunea 2

Cuplarea frecvențelor între zonele sincrone

632. Toți operatorii sistemelor de transport 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 OST pentru a permite schimbul și/sau partajarea de RSF între zonele sincrone.

633. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc proiectul tehnic al procesului de cuplare a frecvențelor în acordul operațional de zonă sincronă. Procesul de cuplare a frecvențelor trebuie să ia în considerare:

633.1. impactul operațional dintre zonele sincrone;

633.2. stabilitatea PSF din zona sincronă;

633.3. capacitatea OST din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu secțiunea a 1-a Titlul II Partea a Patra;

633.4. siguranța în funcționare.

634. 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.

Secțiunea 3

Schimbul de RSF între zonele sincrone

635. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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.

636. Toți operatorii sistemelor de transport din zonele sincrone implicați în schimbul de RSF între zone sincrone organizează schimbul respectiv într-un mod care să permită operatorilor sistemelor de transport 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 conformitate cu secțiunea a 1-a Titlul V Partea a Patra.

637. Cota din totalul capacității de rezervă pe RSF necesară zonei sincrone în cadrul căreia capacitatea respectivă face obiectul schimbului trebuie să fie furnizată în a doua zonă sincronă, suplimentar capacității de rezervă totale pe RSF necesare pentru această a doua zonă sincronă în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul V Partea a Patra.

638. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc, în acordul operațional de zonă sincronă, limitele pentru schimbul de RSF.

639. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zonele sincrone implicate încheie un acord de schimb de RSF în care stabilesc condițiile pentru schimbul de RSF.

Secțiunea 4

Partajarea de RSF între zonele sincrone

640. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă implicați într-un proces de cuplare a frecvențelor au dreptul de a utiliza acest proces ca să partajeze RSF între zonele sincrone.

641. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă stabilesc limitele de partajare a RSF în acordul operațional de zonă sincronă. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport 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.

642. Toți operatorii sistemelor de transport din zonele sincrone implicate stabilesc, în acordurile lor operaționale de zonă sincronă respective, condițiile schimbului de RSF între zonele sincrone implicate.

Secțiunea 5

Cerințe generale pentru partajarea RRF și a RI între zonele sincrone

643. În cazul partajării RRF sau a RI, OST furnizor al capacității de reglaj trebuie să pună la dispoziția OST beneficiar al capacității 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 prevăzute în secțiunile 1 și 4 Titlul VI Partea a Patra. OST furnizor al capacității de reglaj poate fi:

643.1. OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și pe RI care face obiectul partajării RRF sau a RI;

643.2. OST care are acces la capacitatea sa de rezervă pe RRF și pe 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.

644. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OST furnizor al capacității de reglaj, ale OST beneficiar al capacității de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea RRF și a RI cu operatorii sistemelor de transport din alte blocuri RFP din alte zone sincrone.

Secțiunea 6

Schimbul de RRF între zonele sincrone

645. OST și ceilalți operatori sistemelor de transport din zona 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:

645.1. impactul operațional dintre zonele sincrone;

645.2. stabilitatea PRF din zona sincronă;

645.3. capacitatea operatorilor sistemelor de transport din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul II Partea a Patra și cu parametrii-țintă pentru ARRF definiți în conformitate cu secțiunea a 2-a Titlul II Partea a Patra;

645.4. siguranța în funcționare.

646. Toți operatorii sistemelor de transport din blocurile RFP implicați în schimbul de RRF între zone sincrone organizează acest schimb astfel încât operatorii sistemelor de transport 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 pct. 562 de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.

647. Cota din totalul capacității de rezervă pe RRF necesare pentru blocul RFP din zona sincronă în cadrul căreia capacitatea respectivă face obiectul schimbului trebuie să fie furnizată din blocul RFP din a doua zonă sincronă, suplimentar capacității de rezervă totale pe RRF necesare pentru acest al doilea bloc RFP în conformitate cu pct. 562.

648. Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OST cu rezerve racordate, fie de OST receptor al rezervei, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RRF prevăzute în secțiunea a 2-a titlul VI Partea a Patra.

649. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocurile RFP de care aparțin OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei stabilesc, într-un acord privind schimbul de RRF, condițiile în care se desfășoară schimbul de RRF.

Secțiunea 7

Partajarea RRF între zonele sincrone

650. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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:

650.1. impactul operațional dintre zonele sincrone;

650.2. stabilitatea PRF din zona sincronă;

650.3. reducerea maximă a RRF care poate fi luată în considerare la dimensionarea RRF în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul VI Partea a Patra, ca rezultat al partajării RRF;

650.4. capacitatea zonei sincrone de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul II Partea a Patra și parametrii-țintă ARRF definiți în conformitate cu secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra;

650.5. siguranța în funcționare.

651. Toți operatorii sistemelor de transport din blocurile RFP implicați în partajarea RRF între zone sincrone organizează această partajare astfel încât operatorii sistemelor de transport 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 pct. 562 de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.

652. Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OST furnizor al capacității de reglaj, fie de OST beneficiar al capacității de reglaj, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RRF prevăzute la pct. 566.

653. Toți operatorii sistemelor de transport din blocurile RFP de care aparțin OST furnizor al capacității de reglaj și OST care primesc capacitatea de reglaj stabilesc, într-un acord de partajare a RRF, condițiile în care se desfășoară partajarea RRF.

Secțiunea 8

Schimbul de RI între zonele sincrone

654. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din 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:

- 654.1. impactul operațional dintre zonele sincrone;
- 654.2. stabilitatea PIR din zona sincronă;
- 654.3. capacitatea zonei sincrone de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul VI Partea a Patra și parametrii-țintă ARRF definiți în conformitate cu secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra;
- 654.4. siguranța în funcționare.

655. Toți operatorii sistemelor de transport din blocurile RFP implicați în schimbul de RI între zone sincrone organizează acest schimb astfel încât operatorii sistemelor de transport 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 pct. 579, de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.

656. Cota din totalul capacității de rezervă pe RI necesare pentru blocul RFP din zona sincronă în cadrul căreia capacitatea respectivă face obiectul schimbului trebuie să fie furnizată din blocul RFP din a doua zonă sincronă, suplimentar capacității de rezervă totale pe RI necesare pentru acest al doilea bloc RFP în conformitate cu pct. 579.

657. Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OST cu rezerve racordate, fie de OST receptor al rezervei, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RI, prevăzute în secțiunea a 5-a titlul VI Partea a Patra.

658. Toți operatorii sistemelor de transport din blocurile RFP de care aparțin OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei stabilesc, într-un acord privind schimbul de RI, condițiile în care se desfășoară schimbul de RI.

Secțiunea 9

Partajarea RI între zonele sincrone

659. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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:

- 659.1. impactul operațional dintre zonele sincrone;
- 659.2. stabilitatea PIR din zona sincronă;
- 659.3. reducerea maximă a RI care poate fi luată în considerare în regulile de dimensionare a RI în conformitate cu secțiunea a 4-a titlul VI Partea a Patra, ca rezultat al partajării RI;
- 659.4. capacitatea operatorilor sistemelor de transport din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul VI Partea a Patra și capacitatea blocurilor RFP de a respecta parametrii-țintă pentru ARRF definiți în conformitate cu secțiunea a 2-a titlul II Partea a Patra;
- 659.5. siguranța în funcționare.

660. Toți operatorii sistemelor de transport din blocurile RFP implicați în partajarea RI între zone sincrone organizează această partajare astfel încât operatorii sistemelor de transport 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 pct. 579, de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.

661. Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OST furnizor al capacității de reglaj, fie de OST beneficiar al capacității de reglaj, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RI, prevăzute în secțiunea a 5-a titlul VI Partea a Patra.

662. Toți operatorii sistemelor de transport din fiecare bloc RFP de care aparține OST furnizor al capacității de reglaj și OST beneficiar al capacității de reglaj stabilesc, într-un acord de partajare a RI, condițiile în care se desfășoară partajarea RI.

Capitolul III

PROCESUL DE ACTIVARE TRANSFRONTALIERĂ A RRF/RI

663. Toți operatorii sistemelor de transport implicați în activarea transfrontalieră a RRF și a RI din aceeași zonă sincronă sau din zone sincrone diferite au obligația de a respecta cerințele prevăzute în secțiunile 9 și 10 titlul III Partea a Patra.

TITLUL VIII

PROCESUL DE AJUSTARE A TIMPULUI

664. Obiectivul de ajustare a timpului electric este ajustarea valorii medii a frecvenței sistemului la frecvența nominală.

665. Dacă este cazul, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, metodologia de corectare a abaterii timpului electric, care include:

665.1. intervalele de timp în care operatorii sistemelor de transport întreprind măsurile necesare pentru a menține abaterea timpului electric;

665.2. ajustările valorii de referință a frecvenței pentru readucerea la zero a abaterii timpului electric;

665.3. măsurile de creștere sau de scădere a frecvenței medii a sistemului prin intermediul rezervelor de putere activă.

666. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone se ocupă de:

666.1. monitorizarea abaterii timpului electric;

666.2. calculul ajustărilor valorii de referință a frecvenței;

666.3. coordonarea măsurilor aferente procesului de ajustare a timpului.

TITLUL IX

COOPERARE CU OSD. GRUPURILE SAU UNITĂȚILE DE FURNIZARE A REZERVELOR RACORDATE LA REȚEAUA OSD

667. OST și OSD cooperează în vederea facilitării și a permițerii 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.

668. În sensul procesului de calificare prealabilă pentru RSF, prevăzut în secțiunea a 3-a titlul V Partea a Patra, pentru RRF, prevăzut în secțiunea a 3-a titlul VI Partea a Patra, și pentru RI, prevăzut în secțiunea a 6-a titlul VI Partea a Patra, OST trebuie să elaboreze și să specifice, într-un acord cu OSD cu rezerve racordate și cu OSD 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 în secțiunea a 3-a titlul V Partea a Patra, pentru RRF, prevăzut în secțiunea a 3-a titlul VI Partea a Patra, și pentru RI, prevăzut în secțiunea a 6-a titlul VI Partea a Patra, specifică informațiile care trebuie furnizate de către potențialele unități de furnizare a rezervelor sau grupuri de furnizare a rezervelor, care includ:

- 668.1. nivelurile de tensiune și punctele de racordare ale unităților de furnizare a rezervelor sau ale grupurilor de furnizare a rezervelor;
- 668.2. tipul rezervelor de putere activă;
- 668.3. capacitatea de rezervă maximă furnizată de către unitățile de furnizare a rezervelor sau de către grupurile de furnizare a rezervelor la fiecare punct de racordare;
- 668.4. viteza maximă de modificare a puterii active pentru unitățile de furnizare a rezervelor sau pentru grupurile de furnizare a rezervelor.

669. Procesul de calificare prealabilă se bazează pe calendarul convenit și pe normele privind schimburile de informații și furnizarea de rezerve de putere activă între OST, OSD cu rezerve racordate și OSD intermediari. Procesul de calificare prealabilă trebuie să aibă o durată maximă de trei luni de la depunerea unei cereri oficiale complete de către unitatea de furnizare a rezervelor sau de către grupul de furnizare a rezervelor.

670. Pe durata procesului de calificare prealabilă a unității sau a grupului de furnizare a rezervelor racordat la sistemul său de distribuție, fiecare OSD cu rezerve racordate și OSD intermediar, în cooperare cu OST, 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.

671. Fiecare OSD cu rezerve racordate și fiecare OSD intermediar are dreptul, în cooperare cu OST, să stabilească limite temporare pentru furnizarea de rezerve de putere activă situate în sistemul său de distribuție, înainte de activarea rezervelor. OST stabilește procedurile aplicabile de comun acord cu OSD cu rezerve racordate și cu OSD intermediari.

TITLUL X

TRANSPARENȚA INFORMAȚIILOR

Secțiunea 1

Cerințe generale privind transparența

672. OST 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 care constituie secret comercial.

673. OST 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 secțiunea a 13-a Partea Întâi și pct. 681.

674. OST asigură disponibilitatea și exactitatea informațiilor puse la dispoziția ENTSO-E în conformitate cu secțiunile 2 – 8 din prezentul titlu.

675. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, toate materialele pentru publicare prevăzute în secțiunile 2 – 8 din prezentul titlu se pun la dispoziția ENTSO-E în limba engleză. ENTSO-E publică aceste materiale pe platforma de transparență a informațiilor.

Secțiunea 2

Informații referitoare la acordurile operaționale

676. OST are obligația de a transmite conținutul acordului operațional de zonă sincronă la care este parte ANRE cu cel puțin o lună înainte de intrarea în vigoare a acestuia.

677. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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.

678. OST are obligația de a transmite conținutul acordului operațional în blocul RFP la care este parte ANRE.

Secțiunea 3

Informații referitoare la calitatea frecvenței

679. În cazul în care OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport dintr-o zonă sincronă propun modificarea valorilor parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau ale parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței în conformitate cu secțiunea a 1-a titlul II Partea a Patra, aceștia trebuie să transmită valorile modificate către ENTSO-E, spre publicare, cu cel puțin o lună înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional de zonă sincronă.

680. Acolo unde este cazul, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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.

681. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă au obligația de a transmite 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.

682. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone a zonei 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:

682.1. valorile criteriilor de evaluare a calității frecvenței, calculate pentru zona sincronă și pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă, în conformitate cu pct. 441;

682.2. rezoluția valorii măsurate, acuratețea valorii măsurate și metoda de calcul specificate în conformitate cu secțiunea a 6-a Titlul II Partea a Patra;

683. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, perioada de variație a sarcinii în conformitate cu secțiunea a 10- a titlul II Partea a Patra, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acesteia.

Secțiunea 4

Informații referitoare la structura reglajului frecvență-putere

684. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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:

684.1. 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 operatorii sistemelor de transport aferenți;

684.2. informații privind structura procesului de responsabilitate al zonei sincrone, incluzând cel puțin informații referitoare la procesele dezvoltate în conformitate cu pct. 456 - 457.

685. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport care implementează un proces de compensare a dezechilibrelor trebuie să publice informații despre acest proces, care să includă cel puțin lista operatorilor sistemelor de transport participanți și data începerii procesului de compensare a dezechilibrelor.

Secțiunea 5

Informații referitoare la RSF

686. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, abordarea referitoare la dimensionarea pentru RSF în zona lor sincronă, în conformitate cu pct. 532, cu cel puțin o lună înainte de aplicarea acesteia.

687. După caz, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, cantitatea totală a capacității de rezervă pe RSF și cotele capacității de rezervă pe RSF necesare fiecărui operator al sistemului de transport, specificate în conformitate cu pct. 531 ca obligație de RSF inițială, cu cel puțin o lună înainte de aplicarea acestora.

688. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, proprietățile RSF stabilite pentru zona lor sincronă în conformitate cu pct. 534 și cerințele suplimentare pentru grupurile de furnizare a RSF în conformitate cu pct. 535, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.

Secțiunea 6

Informații referitoare la RRF

689. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP transmit ENTSO-E, spre publicare, cerințele pentru disponibilitatea RRF și pentru controlul calității în conformitate cu pct. 567 și cerințele tehnice de racordare specificate în conformitate cu pct. 568 pentru blocul lor RFP, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.

690. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP transmit ENTSO-E, spre publicare, regulile de dimensionare a RRF specificate pentru blocul lor RFP în conformitate cu pct. 562, cu cel puțin trei luni înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional în blocul RFP.

691. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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.

692. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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.

Secțiunea 7

Informații referitoare la RI

693. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din blocul RFP care operează un proces de înlocuire a rezervelor transmit ENTSO-E, spre publicare, cerințele pentru disponibilitatea RI specificate în conformitate cu pct. 586 și cerințele tehnice de racordare specificate în conformitate cu pct. 587 pentru blocul lor RFP, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.

694. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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.

695. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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.

Secțiunea 8

Informații referitoare la partajare și la schimb

696. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona 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 pct. 691 și pct. 694. Aceste compilații cuprind următoarele informații:

696.1. identitatea blocurilor RFP pentru care există un acord de partajare a RRF sau RI;

696.2. cota RRF și RI reduse datorită fiecărui acord de partajare a RRF sau RI.

697. OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, informațiile privind repartizarea RSF între zonele sincrone, în conformitate cu pct. 686. Informațiile cuprind:

697.1. cota din capacitatea de rezervă pe RSF partajată între operatorii sistemelor de transport care au încheiat acorduri de partajare a RSF;

697.2. efectele partajării RSF asupra capacității de rezervă pe RSF a operatorilor sistemelor de transport implicați.

698. După caz, OST și ceilalți operatori ai sistemelor de transport publică informațiile privind schimbul de RSF, RRF și RI.

TITLUL XI

DISPOZIȚII SPECIALE

699. Toate clauzele relevante din contractele și din termenii și condițiile generale ale OST, OSD și ale utilizatorilor de sistem semnificativi legate de operarea sistemului trebuie să corespundă cerințelor prevăzute de prezentele Linii directoare. În acest sens, respectivele contracte, respectivii termeni și respectivele condiții generale se modifică pentru a se asigura corespunderea.

700. Prin derogare de la pct. 19, până la aprobarea de către ACER a TCM prevăzute la subpct. 19.1 și 19.2, ANRE aprobă TCM corespunzătoare, aplicate la nivelul Uniunii Europene, în conformitate cu deciziile corespunzătoare ale tuturor autorităților de reglementare din Statele Membre.

Anexa nr. 1
la Liniile directe privind operarea
sistemului de transport

aprobate prin Hotărârea
Consiliului de administrație al ANRE nr. 644/2025

Domenii de tensiune la punctul de racordare

1. Domenii de tensiune la punctul de racordare între 110 kV și 300 kV menționat în Partea a Doua Titlul I Capitolul II Secțiunea 1 în Zona sincronă Europa Continentală: 0,90 pu - 1,118 pu.
2. Domenii de tensiune la punctul de racordare între 300 kV și 330 kV inclusiv, menționat în Partea a Doua Titlul I Capitolul II Secțiunea 1, în Republica Moldova: 0,90 pu - 1,1 pu.
3. Domenii de tensiune la punctul de racordare între 330 kV exclusiv și 400 kV, menționat în Partea a Doua Titlul I Capitolul II Secțiunea 1 din Zona sincronă Europa Continentală: 0,90 pu - 1,05 pu.

**la Liniile directe privind operarea
sistemului de transport**

aprobate prin Hotărârea
Consiliului de administrație al ANRE nr. 644/2025

Parametrii care definesc calitatea frecvenței în zona sincronă Europa Continentală

1. Parametrii care definesc calitatea frecvenței în zona sincronă Europa Continentală menționate în secțiunea a 1-a, titlul II, Partea a Patra:

- 1.1. domeniul de frecvență standard: ± 50 mHz
- 1.2. abatere maximă a frecvenței instantanee: 800 mHz
- 1.3. abaterea maximă de frecvență în regim staționar: 200 mHz
- 1.4. durata de restabilire a frecvenței: 15 minute
- 1.5. timpul de declanșare a stării de alertă: 5 minute

2. Parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței în zona sincronă Europa Continentală menționate în secțiunea a 1-a, titlul II, Partea a Patra:

- 2.1. numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard: 15 000 de minute.

Anexa nr. 3
la Liniile directoare privind operarea
sistemului de transport

aprobate prin Hotărârea
Consiliului de administrație al ANRE nr. 644/2025

Cerințe tehnice minime pentru RSF ale zonei sincrone Europa Continentală

1. Cerințe tehnice minime pentru RSF ale zonei sincrone Europa Continentală menționată la Secțiunea a 2-a, titlul V, Partea a Patra:

1.1. 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 de furnizare a RSF sau grupurilor de furnizare a RSF: 10 mHz;

1.2. Durata de activare integrală a RSF: 30 de secunde;

1.3. Abaterea de frecvență pentru activarea integrală a RSF: ± 200 mHz.

**la Liniile directoare privind operarea
sistemului de transport**

aprobate prin Hotărârea
Consiliului de administrație al ANRE nr. 644/2025

Limite și cerințe pentru schimbul de RSF în zona sincronă Europa Continentală

Limite și cerințe pentru schimbul de RSF în zona sincronă Europa Continentală, menționate la secțiunea a 1-a capitolul 1 titlul VII Partea a Patra:

Schimb de RSF permis între:	Limite pentru schimbul de RSF
Operatorii sistemelor de transport din blocurile adiacente RFP	1. Operatorii sistemelor de transport 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 2. 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 operatorilor sistemelor de transport din blocul RFP la care este racordată fizic capacitatea de rezervă pe FCR; și - 100 MW de capacitate de rezervă pe RSF.
Operatorii sistemelor de transport din zonele RFP din același bloc RFP	Operatorii sistemelor de transport 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.

Anexa nr. 5
la Liniile directoare privind operarea
sistemului de transport

aprobate prin Hotărârea
Consiliului de administrație al ANRE nr. 644/2025

Cerințele și limitele pentru schimbul de RRF în zona sincronă

Cerințele și limitele pentru schimbul de RRF în zona sincronă, menționate la Secțiunea a 5-a capitolul I titlul VII Partea a Patra:

Schimb de RRF permis între	Limite pentru schimbul de RRF
Operatorii sistemelor de transport din diferite blocuri RFP	Operatorii sistemelor de transport 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 pct. 562 și înainte de orice reducere datorată schimbului de RRF în conformitate cu pct. 563 rămâne localizată în blocul lor RFP.
Operatorii sistemelor de transport din zonele RFP din același bloc RFP	Operatorii sistemelor de transport 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 în blocurile RFP în caz de divizare a rețelei; - evitării destabilizării PRF sau a siguranței în funcționare.

**la Liniile directoare privind operarea
sistemului de transport**

aprobate prin Hotărârea
Consiliului de administrație al ANRE nr. 644/2025

Cerințe și limite pentru schimbul de RI în zona sincronă

Cerințe și limite pentru schimbul de RI în zona sincronă, menționate la secțiunea a 7-a capitolul I
titlul VII Partea a Patra

Schimb de RI permis între	Limite pentru schimbul de RI
Operatorii sistemelor de transport din diferite blocuri RFP	Operatorii sistemelor de transport 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 pct. 580 și înainte de orice reducere a capacității de rezervă pe RI ca urmare a partajării RI în conformitate cu pct. 581 și pct. 582 rămâne localizată în blocul lor RFP.
Operatorii sistemelor de transport din zonele RFP din același bloc RFP	Operatorii sistemelor de transport din zonele RFP care constituie un bloc RFP au dreptul de a stabili, 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.