

## **Decizia nr. 667 din 10.04.2019**

**pentru aprobarea documentului „Propunerea tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu în conformitate cu articolul 156 alin. (11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice”**

Având în vedere prevederile art. 6 alin. (3) lit. d) pct. (vi) și art. 156 alin. (9), (10) și (11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice, ale art. 36 alin. (7) lit. n) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, precum și adresa CNTEE Transelectrica SA nr. 53270/11.12.2018, înregistrată la ANRE cu nr. 75467/11.12.2018, ținând seama de acordul tuturor autorităților de reglementare, exprimat în Forumul Reglementatorilor de Energie la data de 1 martie 2019, de aprobare a documentului „ Propunerea tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu în conformitate cu articolul 156 alin. (11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice”, în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. c) și d) și ale art. 9 alin. (1) lit. h) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012,

**președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următoarea decizie:**

**Art. 1.** Se aprobă documentul „Propunerea tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu în conformitate cu articolul 156 alin. (11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice”, prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezenta decizie.

**Art. 2.** Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- S.A. și operatorii economici din sectorul energiei electrice duc la îndeplinire prevederile documentului prevăzut la art.1, iar entitățile organizatorice din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor prezentei decizii.

**Art. 3.** În termen de 12 luni de la aprobarea de către toate autoritățile de reglementare din Uniunea Europeană din zona sincronă Europa Continentală a propunerii prevăzute la art. 1, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. va transmite la Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei rezultatele analizei cost-beneficiu privind perioada minimă de activare care trebuie asigurată de

furnizorii de rezerve de stabilizare a frecvenței, cu rezervoare de energie cu capacitate limitată, în vederea aprobării, conform prevederilor art. 156 alin. (11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice.

**Art. 4.** Prezenta decizie se comunică Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- S.A. și produce efecte de la data comunicării, cu excepția dispozițiilor contrare prevăzute în anexa la prezenta decizie.

**Art. 5.** Prezenta decizie se publică pe pagina de internet a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, respectiv pe pagina de internet a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A., în termen de două zile de la data comunicării.

**Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei  
Dumitru Chiriță**

**Propunerea tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu în conformitate cu articolul 156 alin. (11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice**

Toate OTS din Europa Continentală și de Nord, având în vedere următoarele:

- (1) Prezentul document este o propunere comună elaborată de către toți Operatorii de Transport și de Sistem din zonele sincrone Europa Continentală (EC) și de Nord (numiți în continuare „OTS”) cu privire la determinarea ipotezelor și a metodologiei pentru o Analiză Cost-Beneficiu (numită în continuare „ACB”) de realizat în vederea evaluării duratei necesare pentru ca unitățile sau grupurile furnizoare (numite în continuare „furnizori de RSF”) de rezerve pentru stabilizarea frecvenței (numite în continuare „RSF”) cu rezervoare de energie cu capacitate limitată să rămână disponibile în starea de alertă, în conformitate cu articolul 156 alin. (11) din Regulamentul (UE) al Comisiei 2017/1485 din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (numit în continuare „Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului”). Prezenta propunere este numită în continuare „Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF”.
- (2) Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF ia în considerare principiile generale și obiectivele stabilite prin Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului precum și prin Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică (numit în continuare „Regulamentul (CE) 714/2009”). Obiectivul Regulamentului privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului este asigurarea siguranței în funcționare, calității frecvenței și a utilizării eficiente a sistemului interconectat și a resurselor aferente. În acest scop se stabilesc cerințele pentru furnizorii de RSF pentru a asigura că unitățile sau grupurile acestora furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze complet și în permanență RSF în stare de alertă pe o durată minimă de timp definită în conformitate cu articolul 156 alin. (10) și alin. (11) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului.
- (3) Articolul 156 alin. (9) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului precizează că, în cazul în care nu se definește o durată potrivit articolului 156 alin. (10) și alin. (11) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului, fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze complet și în permanență FCR timp de cel puțin 15 minute sau,

în cazul abaterilor de frecvență care sunt mai mici decât o abatere de frecvență care necesită activarea integrală a RSF, pe o durată echivalentă sau pe o durată prevăzută de fiecare OTS, care nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute. Mai mult, se precizează că, în cazul în care s-a definit o durată potrivit articolului 156 alin. (10) și alin. (11) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului, fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze complet și în permanență FCR în stare de alertă pe respectiva durată evaluată.

- (4) Articolul 156 alin. (10) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului impune tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord să elaboreze o propunere cu privire la perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF și specifică faptul că respectiva perioadă stabilită nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute. Propunerea ține cont pe deplin de rezultatele ACB efectuată în temeiul articolului 156 alin. (11) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului.
- (5) Articolul 156 alin. (11) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului impune OTS din zonele sincrone Europa Continentală și de Nord să propună ipotezele și metodologia pentru ACB de realizat în vederea evaluării duratei necesare pentru ca unitățile sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată să rămână disponibile în starea de alertă.

ACB ține cont cel puțin de:

- (a) experiențele acumulate cu diverse intervale de timp și cote de tehnologii emergente din diversele blocuri RFP;
  - (b) impactul unei perioade de timp definite asupra costului total al rezervelor RSF în zona sincronă;
  - (c) impactul unei perioade de timp definite asupra riscurilor referitoare la stabilitatea sistemului, în special prin evenimente de frecvență repetate sau prelungite ;
  - (d) impactul asupra riscurilor referitoare la stabilitatea sistemului și asupra costului total al RSF în cazul creșterii volumului total al RSF;
  - (e) impactul evoluțiilor tehnologice asupra costurilor perioadelor de disponibilitate pentru RSF de la unitățile furnizoare sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată.
- (6) Prezenta Propunere privind metodologia ACB pentru RSF face trimitere exclusiv către unitățile sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată.

În conformitate cu articolul 6 alin. (6) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului, trebuie să se descrie impactul preconizat al Propunerii privind metodologia ACB pentru RSF asupra obiectivelor Regulamentului privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului (conform celor precizate la articolul 4 alin. (1) din Regulamentul privind Linia

Directoare pentru Operarea Sistemului). Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF contribuie în mod general la îndeplinirea obiectivelor stipulate la articolul 4 alin. (1) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului. În mod particular, Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF pune la dispoziția OTS din zonele sincrone Europa Continentală și de Nord o metodologie pentru evaluarea și elaborarea unei propuneri cu privire la perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF. Determinarea unei perioade minime de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF în timpul stării de alertă contribuie la determinarea cerințelor și principiilor comune privind siguranța în funcționare, conform celor stabilite prin articolul 4 alin. (1) lit. (a) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului. Aceasta contribuie în continuare la asigurarea condițiilor pentru menținerea siguranței în funcționare în întreaga Uniune, conform celor stabilite prin articolul 4 alin. (1) lit. (d) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului. În final, aceasta contribuie la funcționarea eficientă și la dezvoltarea sistemului de transport al energiei electrice și a sectorului energiei electrice din Uniune, conform celor stabilite prin articolul 4 alin. (1) lit. (h) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului. Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF nu influențează restul obiectivelor stipulate la articolul 4 alin. (1) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului.

- (7) În concluzie, Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF contribuie la îndeplinirea obiectivelor generale ale Regulamentului privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului privind asigurarea siguranței în funcționare prin definirea unei durate adecvate pentru activarea integrală a RSF în starea de alertă, luând în considerare costurile și beneficiile duratei definite, în beneficiul tuturor participanților la piață și al consumatorilor finali de energie electrică.

**înaintea următoarea propunere privind metodologia ACB pentru RSF tuturor autorităților de reglementare din zonele sincrone Europa Continentală și de Nord :**

## **Articolul 1**

### **Obiect și domeniu de aplicare**

Ipotezele și metodologia ACB, conform celor stipulate în prezenta Propunere privind metodologia ACB pentru RSF, sunt considerate drept propunerea comună a tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord în conformitate cu articolul 156 alin. (11) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului și constituie temeiul în care OTS din zonele sincrone Europa Continentală și de Nord evaluează perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF, în conformitate cu articolul 156 alin. (10) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului.

Aceasta este în conformitate cu articolul 4 alin.(2) lit. (c) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului.

## **Articolul 2**

### **Definiții și interpretări**

1. În sensul Propunerii privind metodologia ACB pentru RSF, termenii utilizați au semnificația definițiilor incluse la articolul 3 din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului..
2. În plus, în prezenta Propunere privind metodologia ACB pentru RSF, cu excepția cazului în care se prevede altfel în context, următorii termeni au semnificația prezentată în continuare:

- a) „REL” înseamnă „unitățile sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată”;

Unitățile sau grupurile furnizoare de RSF se consideră a avea rezervoare de energie cu capacitate limitată în cazul în care o activare integrală a RSF pentru perioada de timp contractată de către OTS ar putea, chiar și în cazul gestionării rezervoarelor de energie activă, să conducă la o limitare a capacității acestora de a realiza activarea integrală a RSF ca urmare a epuizării rezervorului/rezervoarelor de energie, ținând cont de rezervorul/rezervoarele de energie disponibile efectiv la începutul acelei perioade de timp.

- b) „Cotă REL” înseamnă „cota REL în totalul furnizorilor de RSF”;
- c) „Dezechilibrele induse de piață” înseamnă „dezechilibrul producție-consum cauzat de modificarea valorilor de referință privind producția în conformitate cu rezultatele obținute din programarea pieței”;
- d) „Statismul sistemului” înseamnă „raportul dintre abaterea de frecvență și răspunsul puterii în regim staționar furnizat de PSF”;
- e) „Curba costului RSF” înseamnă „setul tuturor cantităților oferite de RSF împreună cu costul aferent”;

- f) „Durată” în conformitate cu articolul 156 alin. (9) înseamnă „durata pentru care fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze complet și în permanență RSF, din momentul declanșării stării de alertă și în timpul stării de alertă”;
  - g) „Abaterea de frecvență de lungă durată” înseamnă un „eveniment cu o abatere de frecvență în regim staționar mai mare decât domeniul de frecvență standard pe o durată mai mare decât cea necesară pentru restabilirea frecvenței”;
  - h) „TAC” înseamnă „Timp de Activare Completă RRF” conform definiției de la articolul 3 pct. (101) și pct. (143) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului;
  - i) „Capacitatea de energie echivalentă din rezervor” înseamnă cerința de energie pentru REL asociată Duratei și este egală cu de două ori energia furnizată prin activarea completă a REL pentru Durată.
3. În cadrul prezentei Propuneri privind metodologia ACB pentru RSF, cu excepția cazului în care se impune diferit în context:
- a) singularul face referire și la plural, și viceversa;
  - b) cu excepția cazului în care se precizează în mod diferit, orice referință la un articol face trimitere către un articol din Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF;
  - c) cuprinsul și anteturile sunt incluse doar în scopuri informative și nu vor afecta interpretarea prezentei Propuneri privind metodologia ACB pentru RSF; și
  - d) orice referințe la legislație, regulamente, directive, ordine, instrumente, coduri sau orice alte legiferări includ orice modificare, completare sau repromulgare în vigoare la momentul respectiv.

### **Articolul 3**

#### **Rezultatele și procesele metodologiei ACB**

Pentru fiecare combinație de Cotă REL și Durată (conform celor prevăzute la articolul 6 alin. (2) lit. (a) și articolul 6 alin. (2) lit. (b)), rezultatele metodologiei ACB sunt:

- a) costul RSF (conform celor prevăzute la articolul 4 și articolul 5);
- b) acceptabilitatea combinației în raport cu cele mai relevante evenimente reale privind frecvența (conform celor descrise la articolul 7).

Costul RSF este calculat prin intermediul a două procese secvențiale.

Primul proces este un Model de Simulare de tip Probabilistic (conform celor prevăzute la articolul 4), al cărui rezultat este cantitatea de RSF.

Cel de-al doilea proces este o Evaluare a costurilor RSF (conform celor descrise la articolul 5) care asociază costul cantității necesare de RSF calculată prin Modelul de Simulare de tip Probabilistic.

Acceptabilitatea combinației în raport cu cele mai relevante evenimente reale privind frecvența este evaluată prin intermediul unui proces dedicat (conform celor descrise la articolul 7).

## **Articolul 4**

### **Modelul de Simulare de tip Probabilistic**

1. Toate OTS dintr-o zonă sincronă elaborează un Model de Simulare de tip Probabilistic care este capabil să calculeze cantitatea minimă de RSF necesară pentru menținerea frecvenței în regim staționar cu abaterea maximă de frecvență în regim staționar.
2. Următoarele surse de abateri de frecvență reprezintă date de intrare pentru Modelul de Simulare de tip Probabilistic:
  - a. Abaterea de frecvență deterministă.

OTS țin cont de dezechilibrele induse de piață, analizează tendința istorică a frecvenței din fiecare zonă sincronă pe durata mai multor ani, și apoi determină statistic tendințele și amplitudinile tipice acestor abateri de frecvență pentru a le utiliza la date de intrare în Modelul de Simulare de tip Probabilistic.

OTS iau în considerare posibilele măsuri de ameliorare ce pot fi implementate pentru a reduce impactul abaterilor de frecvență deterministe conform definițiilor prevăzute la articolul 138 din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului.
  - b. Abaterea de frecvență de lungă durată.

OTS țin cont de abaterile de frecvență de lungă durată.

Acestea analizează tendințele istorice ale frecvenței pentru a caracteriza fenomenul din punct de vedere statistic. Analiza trebuie să determine:
    - numărul acestor evenimente;
    - durata tipică;
    - o tendință reprezentativă a abaterii de frecvență;
    - momentul tipic de apariție, dacă este scos în evidență în analiza statistică.
- c. Retragerile din exploatare ale elementelor de rețea relevante.

OTS definesc o listă a tuturor elementelor de rețea ale căror retrageri din exploatare conduc la pierderi relevante de consum sau producție și într-adevăr la activarea RSF relevante.

Retragerile din exploatare ale elementelor de rețea care trebuie analizate sunt cel puțin următoarele: defectele centralelor electrice, defectele la nivel de bară colectoare critică și colapsul stațiilor electrice critice. Pentru fiecare retragere din exploatare se definește probabilitatea apariției unui defect.

Toate informațiile disponibile privitoare la dependența între cele trei surse de abateri de frecvență enumerate mai sus sunt luate în considerare pentru a evita numărarea dublă a fenomenelor.

3. Modelul de Simulare de tip Probabilistic este utilizat pentru a calcula RSF necesare în fiecare scenariu descris la articolul 6. Astfel, și următoarele variabile reprezintă date de intrare pentru model:
  - a. Durata;
  - b. Cota REL.

Mai mult, TAC mediu pentru zona sincronă reprezintă un parametru de intrare pentru Modelul de Simulare de tip Probabilistic.

4. Modelul de Simulare de tip Probabilistic calculează RSF necesare utilizând o metodă iterativă. La fiecare iterație, Modelul de Simulare de tip Probabilistic folosește un Proces de Simulare Monte Carlo pentru a verifica dacă frecvența în regim staționar se încadrează în abaterea maximă de frecvență în regim staționar. În cazul în care condiția nu este îndeplinită, Modelul de Simulare de tip Probabilistic crește treptat RSF și calculează următoarea iterație. Iterațiile se opresc de îndată ce condiția este îndeplinită. Rezultatele Modelului de Simulare de tip Probabilistic sunt RSF necesare pentru a menține frecvența în regim staționar încadrată în abaterea maximă de frecvență în regim staționar.
5. Procesul de Simulare Monte Carlo este capabil să simuleze mai mulți ani de condiții de funcționare pentru fiecare zonă sincronă prin intermediul extragerilor aleatorii de abateri de frecvență de lungă durată și retrageri din exploatare ale elementelor de rețea relevante. Procesul are obiectivul de a genera un număr mare de combinații aleatorii ale tuturor surselor posibile de abateri de frecvență. Întrucât Procesul de Simulare Monte Carlo funcționează în domeniul de timp, această metodă impune simularea unei perioade lungi de operare a sistemului.

Perioada de operare simulată este suficient de lungă pentru a genera rezultate semnificative din punct de vedere statistic. Semnificația statistică a rezultatelor, și astfel durata perioadei lungi de operare a sistemului, depinde de datele de intrare utilizate (conform definițiilor prevăzute la articolul 4 (2)). Împreună cu procesul de Simulare Monte Carlo, toate OTS evaluează astfel durata maximă de lungă durată de operare a sistemului necesară pentru a obține rezultate semnificative din punct de vedere statistic, ținând cont de datele de intrare utilizate efectiv.

6. Procesul de Simulare Monte Carlo utilizează un Model de Simulare Dinamic pentru a calcula abaterea de frecvență. Modelul de Simulare Dinamic utilizează pe post de date de intrare sursele de abateri de frecvență, așa cum au fost generate în mod aleatoriu de Procesul de Simulare Monte Carlo, și simulează PSF și PRF.
7. Modelul de Simulare Dinamic este capabil să simuleze epuizarea REL și efectele acesteia asupra abaterii de frecvență, luând în considerare Cota REL și Durata.

## **Articolul 5**

### **Evaluarea costului RSF**

1. Cantitatea minimă de RSF necesară pentru menținerea frecvenței în regim staționar cu abaterea maximă de frecvență în regim staționar, calculată prin Modelul de Simulare de tip Probabilistic, este utilizată în vederea evaluării costului RSF asociat fiecărui scenariu prin intermediul unei curbe de cost RSF.
2. Toate OTS dintr-o zonă sincronă definesc o curbă de cost RSF care include atât furnizorii de RSF de tip REL, cât și non-REL.

Costul RSF pentru furnizorii de RSF non-REL este calculat cel puțin prin compararea costului marginal al furnizorului RSF cu prețul marginal al energiei tranzacționate în piața zilei următoare (PZU) din zona de ofertare. Comparația permite estimarea costului pentru rezervarea capacității pentru furnizarea de RSF.

Costul RSF pentru REL ce urmează a fi instalate în viitor se calculează ținând cont de: investiție, cheltuielile operaționale și costurile de oportunitate (dacă există). Aceste contribuții sunt luate în considerare doar dacă sunt susținute pentru a se califica pentru furnizarea de RSF.

Capacitatea REL ce urmează a fi instalate în viitor este corelată de ipoteza privind cota REL din fiecare scenariu (conform definițiilor prevăzute la articolul 6 alin. (2) lit. (a)). Fiecărei cote REL îi corespunde o valoare a REL ce urmează a fi instalate în viitor, indiferent de anul instalării.

Costul RSF pentru REL existente se calculează ținând cont de: cheltuielile operaționale și costurile de oportunitate (dacă există). Aceste contribuții sunt luate în considerare doar dacă sunt susținute pentru a se califica pentru furnizarea de RSF.

Impactul asupra costului FSR pentru REL datorat variațiilor solicitării privind rezervorul de energie (afereț Duratei) este luat în considerare.

## **Articolul 6**

### **Scenariile de simulare**

1. Analizele și procesele descrise la articolele 4 și 5 se realizează ținând seama de diferitele scenarii și permit calcularea atât a dimensionării RSF, cât și a costului RSF, luând în considerare diferitele ipoteze. Scenariile au scopul de a analiza incertitudinile și de a evalua impactul diferitelor ipoteze care pot influența rezultatele ACB.
2. Setul de scenarii include toate combinațiile dintre următoarele ipoteze:
  - a. Durata. Pentru a evalua cea mai bună soluție în ceea ce privește perioada minimă de activare între 15 și 30 de minute, intervalul soluțiilor posibile trebuie să fie explorat adoptând o discretizare oportună. La implementarea Propunerii privind metodologia ACB pentru RSF, OTS țin cont de o discretizare de 5 minute, astfel că se evaluează rezultatele care iau în considerare Durate de 15, 20, 25 și 30 de minute.

b. Cota REL. Cota REL poate fi influențată de eficiența raportată la cost a REL dar și de alți factori, cum ar fi existența unei achiziții de RSF bazată pe piață, sau alte influențe tehnice și normative asupra punerii în folosință a REL. Din acest motiv se analizează diferite Cote REL în intervalul 10-100 % cu discretizare de 10 %.

c) Măsurile de ameliorare privind abaterile de frecvență determinate. Se iau în considerare două scenarii diferite. În primul scenariu, abaterile de frecvență determinate se iau în considerare fără implementarea măsurilor de ameliorare. În cel de-al doilea scenariu, măsurile de ameliorare se iau în considerare, ținând cont de un filtru adecvat pentru reducerea amplitudinii abaterilor de frecvență determinate în conformitate cu efectele așteptate ale acestor măsuri de ameliorare.

Toate analizele se realizează ținând cont de eventualele evoluții viitoare ale sistemului energetic și de reglementările pe termen scurt.

3. Elaborarea rezultatelor obținute din realizarea analizelor descrise la articolele 4 și 5 la întregul set de scenarii permite obținerea dimensionării RSF și a costurilor RSF pentru fiecare combinație de Durată și Cotă REL.

## **Articolul 7**

### **Simularea celor mai relevante evenimente reale privind frecvența în prezența REL**

1. Cele mai relevante abateri de frecvență apărute în trecut se simulează prin modelarea prezenței REL și evaluarea modului în care eventuala epuizare a energiei ar fi afectat stabilitatea sistemului.
2. Simularea celor mai relevante evenimente reale privind frecvența se realizează pentru fiecare combinație de Durată și Cotă REL conform prevederilor de la articolul 6 alin. (2) lit. (a) și lit. (b). În cazul în care o combinație între Durată și Cotă REL micșorează siguranța în funcționare și ar putea conduce astfel către o stare de colaps, combinația va fi considerată inacceptabilă.

## **Articolul 8**

### **Determinarea Duratei**

1. În conformitate cu articolul 156 alin. (11), OTS din zonele sincrone Europa Continentală și de Nord transmit rezultatele analizei cost-beneficiu pe care au efectuat-o către autoritățile de reglementare în cauză, sugerând o Durată pentru zona sincronă Europa Continentală și o Durată pentru zona sincronă Europa de Nord.
2. În cazul în care parametrii de intrare necesari definiți la articolul 1 alin. (2), articolul 5 alin. (2) și articolul 7 se vor modifica în mod semnificativ după intrarea în vigoare a Duratei, toate OTS transmit rezultatele unei analize cost-beneficiu actualizate către autoritățile de reglementare în cauză, sugerând o Durată actualizată. Actualizarea rezultatelor analizei cost-beneficiu se realizează ca o consecință a modificărilor asupra ipotezelor ca urmare a cerințelor suplimentare derivate din

articolul 118 din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice.

În cazul unor modificări semnificative asupra ipotezelor metodologiei, ce pot conduce la lipsa de fiabilitate a metodologiei, toate OTS transmit spre aprobarea ANR o metodologie actualizată. În urma aprobării, OTS efectuează analiza cost-beneficiu în baza metodologiei modificate și țin cont în totalitate de rezultate pentru definirea unei noi Durate care nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute.

## **Articolul 9**

### **Ipotezele ACB**

1. Modelul de Simulare de tip Probabilistic descris la articolul 4 alin. (1), (2), (3) și (4), Procesul de Simulare Monte Carlo descris la articolul 4 alin. (1), (5) și (6) și Modelul de Simulare Dinamic descris la articolul 4 alin. (6) și (7) se raportează la o întreagă zonă sincronă.
2. Modelul de Simulare Dinamic simulează PRF cu un singur regulator PRF, fără limitări RRF. Unicul regulator PRF utilizează un TAC calculat drept medie dintre TAC aferent tuturor zonelor RFP care aparțin zonei sincrone, ponderate prin factorul K RRF.
3. Modelul de Simulare Dinamic poate ignora întregul Proces de Reglaj de Frecvență-Putere Transfrontalier.
4. Modelul de Simulare Dinamic poate ignora atât inerția sistemului, cât și dinamica de punere în folosință a PSF.
5. Modelul de Simulare Dinamic simulează cel puțin dinamica de punere în folosință a PRF, statismul sistemului și autoreglajul consumului.
6. În cazul în care o depășire continuă a domeniului de frecvență standard conduce la declanșarea unei stări de alertă, energia activată și energia reziduală din rezervor sunt calculate începând cu prima depășire a limitelor domeniului de frecvență standard.
7. Când se atinge disponibilitatea completă a rezervorului, nivelul de energie va fi considerat egal cu jumătatea Capacității de energie echivalentă din rezervor.
8. Modificarea anuală a factorilor K PRF (articolul 156 alin. (2) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului) poate fi ignorată atât timp cât modificarea nu afectează semnificativ TAC mediu conform definițiilor prevăzute la articolul 9 alin. (2).

## **Articolul 10**

### **Publicarea și implementarea Propunerii privind metodologia ACB pentru RSF**

1. Fiecare OTS din Europa Continentală și de Nord publică Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF, fără întârzieri nejustificate, după ce toate ANR au aprobat Propunerea privind

metodologia ACB pentru RSF, în conformitate cu articolul 8 din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului.

2. OTS din Europa Continentală și de Nord implementează Propunerea adoptată privind metodologia ACB pentru RSF în termen de 12 luni după aprobarea acesteia de către toate autoritățile de reglementare din zonele sincrone Europa Continentală și de Nord. Implementarea are loc prin transmiterea rezultatelor ACB realizată de OTS-urile din zonele sincrone Europa Continentală și de Nord, în conformitate cu Propunerea adoptată privind metodologia ACB pentru RSF, către autoritățile de reglementare în cauză, sugerând o durată în care furnizorii de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată să fie capabili să activeze complet și în permanență RSF în stare de alertă, iar această durată nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute.

## **Articolul 11.**

### **Limba**

Limba de referință pentru Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF este limba engleză. Pentru a evita orice interpretare, în cazul în care OTS au nevoie să traducă Propunerea privind metodologia ACB pentru RSF în limba/limbile lor naționale, în eventualitatea unor neconcordanțe între versiunea în limba engleză publicată de către OTS, conform articolului 8 alin. (1) din Regulamentul privind Linia Directoare pentru Operarea Sistemului, și orice versiune în altă limbă, OTS-urile relevante furnizează autorităților naționale de reglementare relevante, în conformitate cu legislația națională, o traducere actualizată a Propunerii privind metodologia ACB pentru RSF.