
Ipotezele și metodologia pentru o dimensionare probabilistică a rezervelor de stabilizare a frecvenței în conformitate cu prevederile articolul 153 alineatul (2) 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

Data: 15 ianuarie 2025



Cuprins

Preambul	3
Articolul 1 Obiectul și domeniul de aplicare	4
Articolul 2 Definiții și interpretare	4
Articolul 3 Rezultatul metodologiei probabilistice pentru dimensionarea RSF	5
Articolul 4 Criterii de validare a frecvenței și proces	6
Articolul 5 Modelul probabilistic de simulare	5
Articolul 6 Cauzele dezechilibrelor de putere	7
Articolul 7 Criteriile de validare a frecvenței	7
Articolul 8 Simularea unui scenariu ..	7
Articolul 9 Raportarea	8
Articolul 10 Publicarea și implementarea dimensionării probabilistice a RSF	8
Articolul 11 Limba	8



Preambul

- (1) Articolul 153 alin. (2) lit. (c) din Regulamentul de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice impune OTS din zona sincronă Europa Continentală (denumit în continuare ‘Regulamentul de Operare a Sistemului’ sau ‘SO GL’) conține criteriile pe care Operatorii de Transport și de Sistem (denumiți în continuare ‘OTS’) din fiecare zonă sincronă trebuie să le ia în considerare atunci când definesc regulile de dimensionare pentru Rezervele de Stabilizare a Frecvenței (denumită în continuare ‘RSF’).
- (2) În conformitate cu art.6 alin.(3) lit.(d) pct.(ii) din SO GL, regulile de dimensionare pentru RSF sunt supuse aprobării de către toate autoritățile de reglementare din zona sincronă vizată. Pentru zona sincronă Europa Continentală acest acord face parte din Acordul Cadru pentru Zonă Sincronă mai amplu (denumit în continuare SAFA) precizat de către OTS.
- (3) OTS din zona sincronă Europa Continentală au adoptat din punct de vedere istoric un criteriu deterministic pentru dimensionarea RSF. Un astfel de criteriu consideră că RSF trebuie să fie capabil să trateze o abatere de frecvență datorită celor mai dezavantajoase combinații de retrageri planificate din sistem, evidențiat de către incidentul de referință egal cu 3000 MW atât în direcție pozitivă cât și negativă, conform art. 153 alin. (2) lit. b) din SO GL.
- (4) Pentru zona sincronă Europa Continentală, art. 153 alin. (2) lit. c) din SO GL precizează că OTS din zona sincronă Europa Continentală au dreptul de a defini o abordare bazată pe dimensionarea probabilistică pentru RSF, luând în calcul modelului de consum, modelului de producție și inerția, incluzând inerția sintetică precum și mijloacele disponibile pentru a asigura inerția minimă în timp real în conformitate cu metodologia prevăzută la art. 39 din SO GL, în scopul reducerii probabilității apariției RSF insuficiente o dată la 20 de ani sau mai rar.
- (5) Dimensionarea RSF probabilistică în general contribuie la îndeplinirea obiectivelor art. 4 alin. (1) din SO GL. Specific, dimensionarea probabilistică a RSF oferă posibilitatea OTS din zona sincronă Europa Continentală de a utiliza o metodologie de evaluare a cantităților de RSF luând în considerare toți factorii contributori relevanți. Astfel de metodologia contribuie la stabilirea cerințelor și principiilor comune de siguranță în funcționare astfel cum sunt stabilite în cadrul art. 4 alin. (1) lit. a) din SO GL. Metodologia contribuie în continuare la asigurarea siguranței în funcționare în cadrul Uniunii Europene conform celor stabilite în cadrul art. 4 alin. (1) lit. d) din SO GL. În final aceasta contribuie la asigurarea condițiilor pentru menținerea nivelului de calitate a frecvenței în toate zonele



sincrone ale Uniunii Europene conform celor stabilite în cadrul art. 4 alin. (1) lit. e) din SO GL. Dimensionarea probabilistică RSF nu are impact asupra altor obiective listate în art. 4 alin. (1) din SO GL.

- (6) Metodologia probabilistică pentru dimensionarea RSF contribuie la atingerea obiectivelor generale din SO GL de protecție a siguranței în funcționare prin definirea necesităților de dimensionare RSF corespunzătoare.

Articolul 1 Obiect și domeniu de aplicare

1. Ipotezele și metodologia pentru dimensionarea RSF probabilistică reprezintă regulile de dimensionare pentru RSF pentru zona sincronă Europa Continentală în conformitate cu art. 153 alin. (2) din SO GL.

Articolul 2 Definiții și interpretare

2. În sensul prezentului document privind dimensionarea probabilistică RSF, termenii utilizați în acest document trebuie să aibă semnificația definițiilor incluse în art. 3 din SOGL.
3. În plus, în această metodologie probabilistică pentru dimensionarea RSF, cu excepția cazului în care contextul impune altfel, trebuie să utilizeze următoarele definiții:
- a) „Condiții Critice” reprezintă o serie de minute în care se îndeplinește un criteriu sau mai multe pentru îndeplinirea condiției de *minut neacceptabil* și care nu sunt separate între ele de nu mai mult de un număr parametrizat de minute;
 - b) „abatere de frecvență deterministică” sau „DFD” reprezintă abaterile normale ale frecvenței sistemului care apar în apropierea intervalelor orare sau sub-orare;
 - c) „capacitatea rezervorului de energie echivalent” reprezintă cerințele de energie pentru REL asociate Perioadei de Timp și trebuie să fie egal cu dublul energiei furnizate de către activarea completă a REL pentru Perioada de Timp;
 - d) „FAT” înseamnă „durata de activare completă a RRF automate”, astfel cum este definită la articolul 3 punctul 101 din SOGL;
 - e) „nadir de frecvență” este frecvența instantanee minimă atinsă în timpul unei perioade tranzitorii de subfrecvență;
 - f) „zenit de frecvență” este frecvența instantanee maximă atinsă în timpul unei perioade tranzitorii de suprafrecvență;
 - g) „RoCoF inițial” este RoCoF calculat în momentul în care are loc o perturbație;
 - h) „LER” înseamnă „unități sau grupuri furnizoare de RSF cu rezervoare de energie limitate”. *Unitățile furnizoare de RSF* sau *grupurile furnizoare de RSF* sunt considerate ca având rezervoare de energie limitate în cazul în care o activare continuă completă timp de 2 ore, fie în direcție pozitivă, fie în direcție negativă, fără a lua în considerare efectul unei gestionări active a rezervorului de energie, are drept rezultat o limitare a capacității sale de a furniza activarea completă RSF.
 - i) „cotă LER” înseamnă cantitatea de LER în MW;
 - j) „abatere de frecvență de lungă durată” înseamnă un „eveniment cu o abatere medie de frecvență în regim staționar mai mare decât pragul de frecvență de lungă durată pe o perioadă mai lungă decât timpul necesar restabilirii frecvenței;

- k) „prag de frecvență de lungă durată” înseamnă un parametru utilizat pentru identificarea abaterii de frecvență de lungă durată;
 - l) „dezechilibre induse de piață” înseamnă „dezechilibrul dintre producție și sarcină cauzat de modificarea valorilor de referință ale producției în funcție de rezultatele planificării pieței”;
 - m) „abaterea maximă de frecvență tranzitorie” este diferența în valoare absolută dintre frecvența în momentul în care are loc perturbația și valoarea minimă de frecvență pentru subfrecvență sau zenitul de frecvență pentru fenomenele de suprafrecvență. Reprezintă deplasarea maximă a frecvenței înainte ca frecvența să înceapă să se recupereze;
 - n) „rata maximă inițială a RoCoF” este rata maximă de modificare a frecvenței acceptabilă în timpul unei perioade tranzitorii;
 - o) „RoCoF”, înseamnă rata de variație a frecvenței, este derivata frecvenței;
 - p) „statismul sistemului” înseamnă „raportul dintre abaterea de frecvență și răspunsul la puterea în regim staționar furnizat de FCP”;
 - q) „Perioadă de Timp”, în conformitate cu articolul 156 alineatul (9) din Regulamentul privind operarea sistemului, înseamnă „perioada pentru care fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie limitate sunt în măsură să activeze pe deplin RSF în mod continuu, de la declanșarea stării de alertă și în timpul stării de alertă” așa cum este stabilit în conformitate cu art. 156 alin. (9) din SOGL;
4. În acest document cu excepția cazului în care contextul impune altfel:
- a) singularul indică pluralul și invers;
 - b) cu excepția cazului în care se prevede altfel, orice trimitere la un articol înseamnă un articol din acest document;
 - c) cuprinsul și titlurile sunt introduse doar pentru comoditate și nu afectează interpretarea acestei metodologii probabilistice pentru dimensionarea RSF; și
 - d) orice trimitere la legislație, regulament, directivă, ordin, instrument, cod sau orice alt act normativ include orice modificare, completare sau repromulgare a acestuia aflat în vigoare la momentul respectiv.

Articolul 3

Rezultatul metodologiei probabilistice pentru dimensionarea RSF

1. Rezultatele dimensionării RSF probabilistice reprezintă o valoare simetrică în MW pentru RSF pentru întreaga zonă sincronă Europa Continentală în conformitate cu art. 153 al Regulamentului de Operare a Sistemului, calculate în conformitate cu procesele descrise în art. 4.

Articolul 4

Criteriile de dimensionare RSF și procesele

1. Valoarea simetrică pentru RSF pentru întreaga zonă sincronă Europa Continentală reprezintă cantitatea minimă de RSF necesară în conformitate cu articolul 153 din SO GL, ținând seama de modelul de sarcină, de generare și de inerție, inclusiv de inerția sintetică, precum și de mijloacele disponibile pentru implementarea inerției minime în timp real, precum și de mijloacele disponibile pentru implementarea inerției minime în timp real, în conformitate cu metodologia menționată la articolul 39 din Regulamentul privind orientarea privind operarea sistemului, cu scopul de a reduce probabilitatea ca RSF insuficientă să fie mai mică sau egală cu o dată la 20 de ani.



2. Valoarea simetrică pentru RSF pentru întreaga zonă sincronă Europa Continentală este calculată prin utilizarea unei proceduri iterative după cum urmează:
- a) procesul începe prin stabilirea valorii RSF egală cu valoarea incidentului de referință;
 - b) valoarea de RSF este verificată cu ajutorul Modelului Probabilistic de Simulare menționat la art.5;
 - c) dacă valoarea RSF este considerată suficientă în conformitate criteriile de la art.7, procedura se termină, în caz contrar valoarea RSF este mărită cu valoarea de 100 MW și o nouă iterație va fi rulată;
 - d) procesul continuă până când este constatată o valoare de RSF suficientă.

Articolul 5

Modelul probabilistic de simulare

1. Modelul de simulare probabilistică simulează comportamentul întregii zone sincrone Europa Continentală în termeni de tendință de frecvență, testarea eficienței valorii de RSF în asigurarea unei calități corespunzătoare de frecvență în conformitate cu criteriile de validare a frecvenței de la art. 6.
2. Modelul de simulare probabilistică trebuie să implementeze o funcție de calcul a răspunsului dinamic în frecvență ca urmare a unei perturbații. Această funcție trebuie să ia în considerare variația dezechilibrului de putere dintre următoarele două etape de calcul și să calculeze parametrii-cheie ai frecvenței tranzitorii: (frecvența nadir, frecvența zenith și RoCoF), pe parcursul abaterii de frecvență cu considerarea statismului sistemului. Parametrii modelelor sunt reglați pentru a oferi cel mai bun comportament echivalent al sistemului de alimentare.
3. Modelul de Simulare Probabilistică utilizează un Proces de Simulare Probabilistic cu scopul de a simula câțiva ani de condiții de funcționare a zonei sincrone prin utilizarea de extrageri aleatoare de dezechilibre de putere asociate DFD, LLFD, și retragerilor din exploatare ale elementelor de rețea relevante. Pentru fiecare an simulat un profil de dezechilibru este determinat și abaterea de frecvență corespunzătoare și parametrii relevanți sunt calculați în conformitate cu funcția descrisă la art. 2. Perioada de funcționare care va fi simulată trebuie să fie estimată pentru a genera rezultate semnificative statistic și să identifice cel mai bun compromis nivelul dorit de precizie și eforturile de timp de calcul; pentru orice situație trebuie să fie simulați cel puțin 20 de ani. Timpul de discretizare utilizat de Procesul de Simulare Probabilistic trebuie să fie de 1 minut. Fiecare variabilă trebuie astfel evaluat pe baza timpului de 1 minut.
4. Intrările cu dezechilibre de putere provenite din DFD și LLFD sunt calculate utilizând relații algebrice care simulează funcționarea în regim permanent a sistemului.
5. Dezechilibrele de putere aferente retragerii din exploatare a elementelor de rețea relevante sunt determinate prin simularea reglajului de putere (RFP) cu un singur regulator RFP fără limitări de RFF. Regulatorul RFP trebuie să utilizeze un FAT calculat ca medie a FAT a tuturor zonelor RFP care aparțin zonei sincrone ponderate prin factorii K ai RRF, până când FAT va fi armonizat. Modelul probabilistic de simulare calculează RSF necesară utilizând o metodă iterativă.
6. Reevaluarea anuală a factorilor K poate fi neglijată atâta timp cât această reevaluare nu afectează semnificativ media FAT așa cum este stabilit în alin. 5.
7. Procesul de simulare probabilistică poate neglija întregul proces de reglaj frecvență-putere transfrontalier.
8. Procesul de simulare probabilistică trebuie să fie capabil să simuleze epuizarea REL și efectele sale privind abaterea de frecvență, luând în considerare Cota de REL și Perioada de Timp. Dacă este înregistrată starea de alertă datorită condițiilor de declanșare a stării de alertă, epuizarea REL este simulată considerând că, conținutul de energie din rezervor datorită declanșării stării de alertă permite REL să activeze complet și în mod continuu RSF pentru o perioadă egală cu Perioada de Timp.
9. Mai multe detalii referitoare la Modelul de Simulare Probabilistică sunt prezentate în Anexă.

Articolul 6

Cauzele dezechilibrelor de putere

1. Conform celor detaliate în Anexă și menționate în art. 5 alin.(3), Modelul de Simulare Probabilistic trebuie să ia în considerare:
 - a) Retragerile din exploatare a elementelor de rețea relevante,
 - b) Abaterile de frecvență deterministe (DFDs),
 - c) Abaterile de frecvență de lungă durată (LLFD).
2. Pentru DFD și LLFD, OTS trebuie să considere dezechilibrele apărute datorită pieței și tendințele istorice ale zonei sincrone de-a lungul unui număr de ani, așa cum sunt stabilite de către OTS din zona sincronă Europa Continentală în conformitate cu art. 9.
3. Pentru retragerile din exploatare a elementelor de rețea relevante OTS trebuie să definească o listă a tuturor elementelor de rețea ale căror retrageri din exploatare au drept consecință dezechilibre relevante de putere și la o activare certă a RSF relevant.

Articolul 7

Criteriile de validare a frecvenței

1. La fiecare iterație, toate Condițiile Critice rezultate în fiecare an de simulare sunt identificate prin verificarea dacă o serie de minute, separate fiecare nu mai mult de un număr parametrizat de minute îndeplinesc unul sau mai multe din următoarele criterii:
 - a) Abaterea de frecvență în starea normală, depășește abaterea maximă de frecvență în starea normală.
 - b) Nadirul frecvenței sau zenitul frecvenței în timpul variației frecvenței depășește pragurile admisibile, așa cum sunt definite de către OTS din zona sincronă Europa Continentală în conformitate cu art.9.
 - c) Valoarea absolută a RoCoF depășește valoarea RoCoF maximă inițială, așa cum este definită de către OTS din zona sincronă Europa Continentală în conformitate cu art.9.
2. RSF considerat este evaluat ca suficient dacă numărul de Condiții Critice este mai mic sau egal de 1/20 a numărului de ani simulați. Astfel de condiții trebuie să fie îndeplinite de către RSF dimensionat final.

Articolul 8

Simularea unui scenariu

1. Valoarea simetrică pentru RSF pentru întreaga zonă sincronă Europa Continentală este determinată la fiecare doi ani considerând cea mai bună estimare a datelor de intrare privitor la evoluția surselor abaterilor de frecvență (luând în considerare procedurile de gestionare a frecvenței implementate între timp de către OTS din Europa Continentală), cotele de REL prognozate, Perioada lor de Timp respectivă și oricare alt factor cu impact privind calculul și dimensionarea RSF.
2. În situația în care există modificări semnificative în setul de date de intrare, OTS pot, prin propria lor inițiativă, să reevalueze valoarea simetrică pentru RSF pentru întreaga zonă sincronă Europa Continentală chiar înainte de perioada de 2 ani precizată în alin.(1).
3. Autoritățile naționale de reglementare din zona sincronă Europa Continentală au dreptul să transmită o solicitare coordonată la OTS pentru redeterminarea valorii simetrice RSF pentru întreaga zonă sincronă Europa Continentală.



Articolul 9 Raportarea

1. Înaintea fiecărei etape derulate a procesului de dimensionare a RSF în conformitate cu art. 4, OTS transmite valorile autorităților de reglementare naționale din zona sincronă Europa Continentală, și justificarea pentru fiecare valoare, a tuturor pragurilor relevante luate în considerare pentru evaluarea criteriilor de validare a frecvenței din cadrul art. 7, și toți parametrii descriși în Anexă.
2. OTS trebuie să transmită autorităților de reglementare naționale din zona sincronă Europa Continentală la sfârșitul procesului de dimensionare probabilistică a RSF o listă de raportare:
 - i. măsurile de remediere considerate în baza de date LLFD și cum au fost luate în considerare;
 - ii. parametrii principali considerați pentru evaluarea criteriilor de validare a frecvenței și motivele care au stat la baza alegerii lor;
 - iii. valoarea simetrică pentru RSF;
 - iv. justificarea care a stat la baza alegerii pentru redeterminarea valorii simetrice pentru RSF în situația în care o asemenea redeterminare este demarată la inițiativa OTS în conformitate cu art. 8 alin.(2).

Articolul 10 Publicarea și implementarea dimensionării probabilistice a RSF

1. Fiecare OTS din Europa Continentală trebuie să publice dimensionarea probabilistică a RSF fără întârzieri nejustificate după ce toate autoritățile naționale de reglementare din zona sincronă Europa Continentală au aprobat documentul, în conformitate cu art. 8 din SO GL.
2. OTS din Europa Continentală trebuie să implementeze dimensionarea probabilistică a RSF în decurs de 12 luni după ce autoritățile naționale de reglementare din zona sincronă Europa Continentală au aprobat documentul.
3. În termen de 1 lună de la aprobarea dimensionării RSF din zona sincronă Europa Continentală, OTS din Europa Continentală trebuie să organizeze o serie de întâlniri cu autoritățile de reglementare menționate mai sus cu scopul de a continua discuțiile asupra modalității cum obligațiile RSF pot fi identificate în scopul de a aloca mai multe responsabilități blocurilor RFP care produc cele mai semnificative LLFD.

Articolul 11 Limba

1. Limba de referință pentru această metodologie este limba engleză. Pentru a evita orice îndoială, în cazul în care OTS trebuie să traducă această metodologie în limba (limbile) lor națională (naționale), în cazul unor neconcordanțe între versiunea în limba engleză publicată de OTS în conformitate cu art. 8 alin. (1) din Regulamentul de Operare a Sistemului Electroenergetic și orice versiune în altă limbă, OTS relevanți furnizează autorităților naționale de reglementare relevante, în conformitate cu legislația națională, o traducere actualizată a metodologiei.



**Anexa tehnică privind metodologia de realizare a
dimensionării probabilistice a RSF în zona sincronă CE în
conformitate cu articolul 153 alineatul (2) 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**

Data: 15 ianuarie 2025



CUPRINS

1	Acronime și referințe.....	3
2	Metodologia pentru realizarea dimensionării probabilistice a FCR.....	4
2.1	Prezentare generală și descrierea metodologiei.....	4
2.2	Funcționalitatea statisticilor DFD și a extragerilor aleatorii din DFD	7
2.3	Funcționalitatea statisticilor LLFD și a extracțiilor aleatorii LLFD.....	7
2.4	Funcționalitatea întreruperilor extracțiilor aleatorii și calcularea dezechilibrelor de putere asociate	8
2.5	Funcționalitatea combinației de DFD-uri extrase, LLFD-uri și întreruperi pentru a genera tendințe globale de dezechilibru energetic	9
2.6	Model de calculare a abaterii de frecvență în regim staționar în fiecare minut.....	10
2.7	Model pentru calcularea dinamicii abaterii de frecvență în fiecare minut.. ..	13
2.8	Evaluarea criteriilor de acceptabilitate privind abaterea de frecvență simulată rezultată.....	15



1 Acronime și referințe

ACE	Eroare de control al zonei
CE	Europa Continentală
LER	Rezervor de Energie Limitat
FCR	Rezervă de stabilizare a frecvenței
FCP	Procesul de stabilizare a frecvenței
FRR	Rezerva pentru Restabilirea Frecvenței
FRP	Procesul de restabilire a frecvenței
FSM	Modul de Reglaj Frecvență
Non-LER	Unități sau grupuri furnizoare de RSF cu rezervor de energie nelimitat
NP RES	Surse regenerabile de energie neprogramabile
RES	Surse regenerabile de energie
SO GL	Ghid privind operarea sistemului
AS	Zonă sincronă
T _{min} LER	Timpul în care fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie limitate sunt în măsură să activeze pe deplin RSF în mod continuu, de la declanșarea stării de alertă și în timpul stării de alertă.
FAT	Timpul complet de activare al RRF
ROCOF	Viteza de variație a frecvenței

- [1] REGULAMENTUL (UE) 2017/1485 AL COMISIEI din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice.
- [2] ENTSO-E, SPD, Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe (Criterii de evaluare a stabilității frecvenței pentru zona sincronă a Europei continentale), 2016.
- [3] ENTSO-E, SPD – Inertia TF, „Inerția și rata de schimbare a frecvenței (RoCoF)”, 2020.
- [4] ENTSO-E, „ENTSO-E HVDC Utilisation and Unavailability Statistics 2021” (Statistici privind utilizarea și indisponibilitatea ENTSO-E în 2021), 2022.



2 Metodologia de abordare probabilistică pentru dimensionarea RSF

2.1 Prezentare generală și descriere a metodologiei

Metodologia de realizare a dimensionării probabilistice FCR necesare în zona sincronă Europa Continentală are ca suport pe un model probabilistic care combină în mod aleator cele mai importante surse de dezechilibre de putere din sistem și simulează abaterile de frecvență rezultate.

Modelul funcționează pe un set mare de ani simulați, pentru a ajunge la rezultate probabilistice semnificative.

În conformitate cu articolul 153 alin. (2) lit. (c) din SO GL, abordarea probabilistică a dimensionării RSF are ca scop reducerea probabilității insuficienței RSF să fie mai mică sau egală o singură dată la 20 de ani.

Concret, ori de câte ori un dezechilibru de putere depășește valoarea de RSF disponibilă, valoarea RSF este considerată insuficientă. În ceea ce privește abaterea de frecvență, o astfel de condiție are ca rezultat o abatere de frecvență în regim staționar mai mare decât abaterea maximă de frecvență în regim staționar (la care RSF trebuie să fie pe deplin activată).

RSF disponibile afectează, de asemenea, frecvența tranzitorie în urma unei modificări bruște a dezechilibrului de putere. Într-adevăr, RSF disponibilă contribuie la caracterizarea vârfului de frecvență tranzitorie și a ROCOF (împreună cu inerția sistemului, dinamica implementării RSF și autoreglarea sarcinii).

Din acest motiv, OTS consideră oportun să considere drept condiții „RSF insuficiente” și acele condiții în care performanțele dinamice de frecvență sunt grav degradate. Un RSF bine dimensionat ar asigura într-adevăr frecvențe tranzitorii mai bune, toți ceilalți parametri fiind egali.

Mai mult, deoarece RSF disponibilă are impact deasemenea asupra modificărilor frecvenței după o schimbare bruscă în dezechilibrul de putere, condițiile de FCR insuficient sunt de asemenea acele condiții unde performanțele dinamice ale frecvenței sunt degradate sever, adică acele condiții când frecvența depășește pragurile specifice în termeni de vârf de Δf sau ROCOF.

Scopul modelului este acela de a determina valoarea minimă a RSF, ceea ce permite să se asigure că, condițiile RSF insuficiente (și anume, condiții critice) nu apar mai des decât o dată la 20 de ani.

O condiție critică este definită de o serie de minute la un interval nu mai mare de un număr parametrizat de minute și îndeplinește una sau mai multe din criteriile:

- Valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar ($SS\Delta f$), astfel cum este simulată de modelul de simulare probabilistică, depășește abaterea maximă de frecvență în regim staționar (200 mHz în CE).
- Valoarea absolută a valorii maxime a frecvenței atins în timpul unei tranziții depășește nivelele maxime.
- Valoarea absolută a ROCOF depășește valoarea maximă de ROCOF.

Abaterea tranzitorie maximă de frecvență și ROCOF inițial maxim sunt parametri definiți de OTS și făcuți publici înainte de aplicarea metodologiei.

Modelul începe cu actualul RSF determinist. Modelul repetă apoi creșterea pas cu pas a RSF până când numărul de condiții critice din abaterea de frecvență simulată este de așa natură încât acestea apar nu mai des decât o dată la 20 de ani.

Modelul ia în considerare prezența potențială a LER (furnizori de RSF pentru rezervoarele de energie limitate) la calcularea rezultatelor.



- Modelul Probabilistic de Simulare ia în considerare: Ieșirile din funcțiune ale instalațiilor de producere energie electrică și ale conexiunilor HVDC. Detalii privind modul de calcul al dezechilibrului de putere sunt furnizate în secțiunea 2.4.
- Dezechilibrul de putere asociat cu abaterile de frecvență deterministe (DFD). Detalii privind modul de calculare a DFD sunt furnizate în secțiunea 2.2.
- Dezechilibrul de putere asociat cu abaterile de frecvență de lungă durată (LLFD). Detalii cu privire la modul de calculare a LLFD sunt furnizate în secțiunea 2.3.

DFD și LLFD sunt calculate pornind de la datele istorice privind abaterile de frecvență, în timp ce dezechilibrele de putere cauzate de ieșirile din funcțiune sunt derivate din statisticile privind ieșirile din funcțiune.

Un dezechilibru general de putere este generat aleatoriu din aceste trei surse diferite de perturbare. O astfel de perturbare de putere este utilizată pentru a calcula tendințele de abatere de frecvență simulate, care sunt apoi analizate pentru a verifica dacă îndeplinesc criteriile minime de acceptare.

Întregul model funcționează cu o granularitate de timp de un minut. Prin urmare, dezechilibrul de putere de intrare, precum și abaterile de frecvență simulate sunt tendințe cu 525600 minute pe an (prezența anilor bisecți este neglijată).

Prezentarea generală a procesului este prezentată în următoarea Figura: 1.

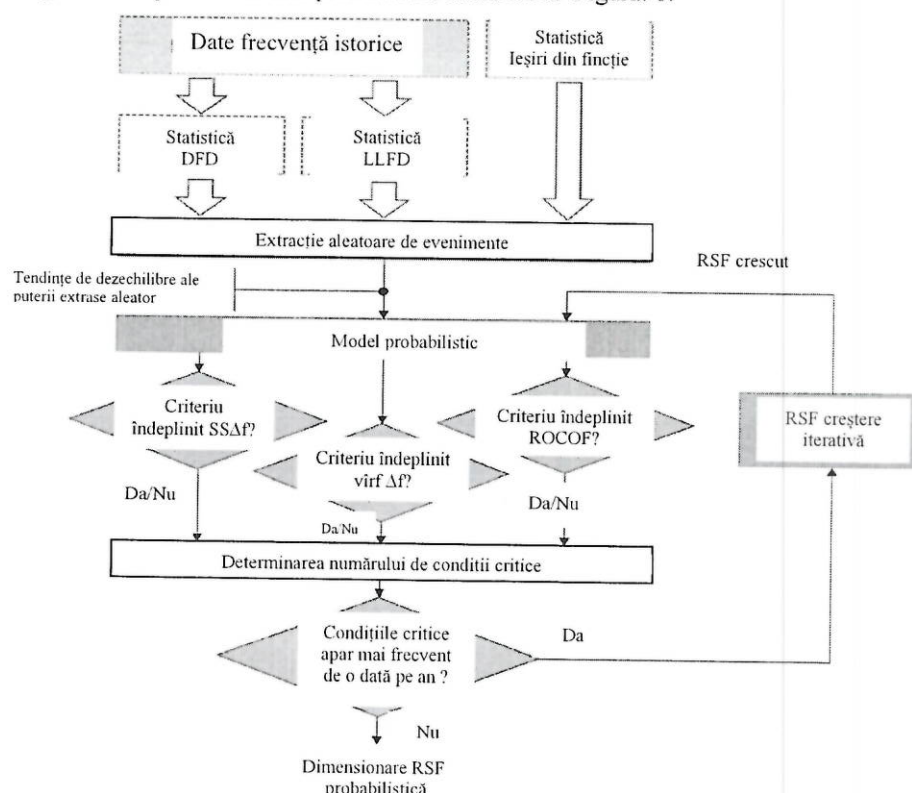


Figura: 1 Prezentare generală a modelului adoptat pentru abordarea probabilistică a dimensionării RSF

Figura: 2 oferă o descriere mai detaliată a modului în care sunt exploatate statisticile de intrare (frecvență, întreruperi).

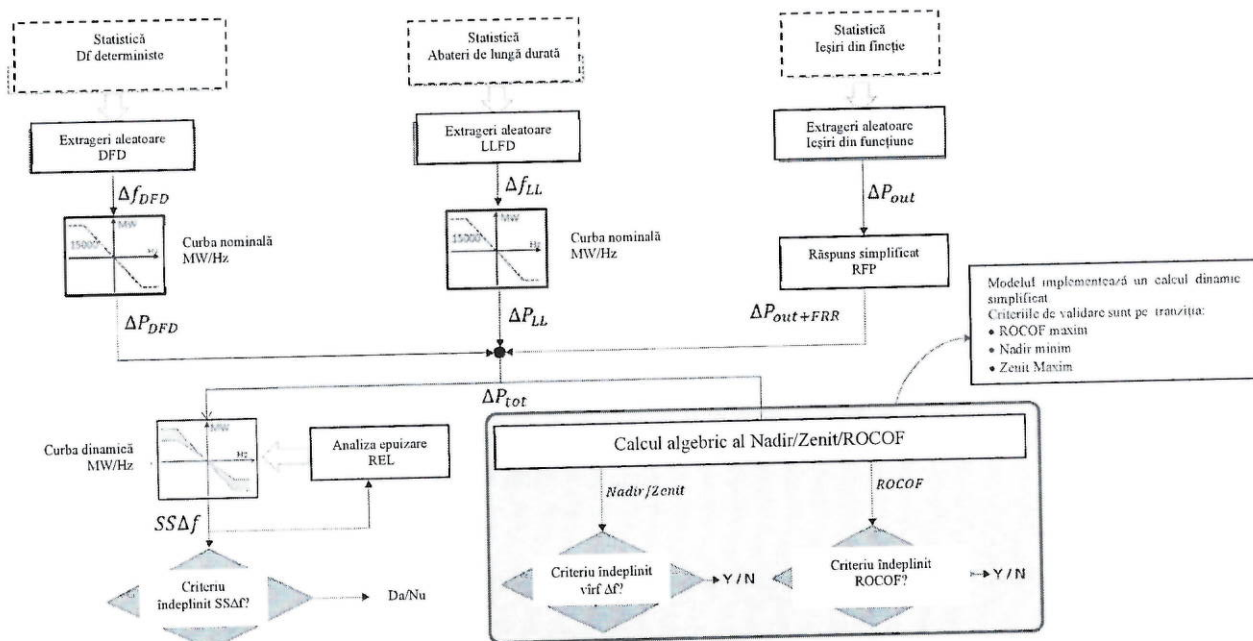


Figura: 2 Prezentare detaliată a modelului adoptat pentru abordarea probabilistică a dimensionării RSF



2.2 Funcționalitatea statisticilor DFD și a extragerilor aleatorii ale DFD

DFD-urile sunt abateri de frecvență induse de piață care apar în mod regulat în jurul schimbării unității de timp a pieței (de obicei schimbarea orei).

În model, statisticile DFD sunt calculate direct din tendințele istorice ale frecvenței cu o granularitate de 1 minut. Modelul extrage frecvența în jurul modificării orei: sunt considerate DFD toate eșantioanele de frecvență în jurul minutului 0 [interval DFD].

Pentru fiecare an simulat, această funcționalitate vizează calcularea unei tendințe a abaterii de frecvență datorate DFD-urilor.

Această tendință este egală cu 0 pentru toate minutele m care nu aparțin intervalului DFD. Minutele m aparținând intervalului DFD sunt preluate din tendințele istorice ale frecvențelor de intrare.

DFD-urile sunt selectate aleatoriu pentru introducerea modelului, analizând zilele omoloage din ultimii ani. De exemplu, DFD-urile care urmează să fie atribuite datei de 1 ianuarie a unui an simulat sunt preluate direct din DFD-urile care au avut loc efectiv în sistem în cursul datei de 1 ianuarie a unui an trecut selectat aleatoriu (de exemplu, 2018). Acest mecanism permite menținerea formatului zilnic de apariție pentru DFD-uri: de exemplu, DFD-urile care apar în jurul orei 6 dimineața sunt considerate de la aceeași oră în aceeași zi a unui alt an.

Alegerea aleatorie a anului este părtinitoare față de ani recenti. Probabilitatea anului trecut y este într-adevăr calculată cu următoarea formulă:

$$p_y = \frac{1}{N_{ani}} e^{-\frac{y - y_{recent}}{N_{ani}}}$$

În cazul în care:

y_{recent} este cel mai recent an pentru care sunt disponibile date;
 N_{ani} este numărul de ani pentru care sunt disponibile tendințele istorice.

Funcționalitatea rezultă într-o tendință de frecvență compusă din DFD-uri extrase aleatoriu.

2.3 Funcționalitatea statisticilor LLFD și a extracțiilor aleatorii ale LLFD

În scopul dimensionării RSF, definiția abaterilor de frecvență de lungă durată (LLFD) este o „condiție cu o abatere medie de frecvență în regim staționar mai mare decât jumătate din intervalul de frecvență standard pe o perioadă mai lungă decât valoarea timpului pentru restabilirea frecvenței”.

Instrumentul scanează tendințele de frecvență obținute ca intrare pentru a detecta toate aceste condiții. Scanarea funcționează conform acestor reguli:

- O medie mobilă (cu dimensiunea intervalului egală cu timpul de restaurare a frecvenței) evaluează datele unui an întreg.
- Dacă abaterea medie mobilă a frecvenței depășește un prag egal cu jumătate din intervalul de frecvențe standard, se detectează un LLFD.
- Lungimea LLFD se calculează luând în considerare frecvența sa medie. LLFD durează atâta timp cât frecvența sa medie depășește jumătate din intervalul de frecvență standard. Această medie se calculează de la începutul DLF).

Se creează o listă a tuturor LLFD-urilor detectate. Fiecare LLFD este asociat cu următoarele informații:

- anul apariției;
- momentul de timp (minutul) în care a început;
- durata;
- tendința de frecvență (vectorul df care caracterizează evenimentul).



Aceste statistici sunt apoi utilizate pentru a genera o extragere aleatorie a LLFD-urilor care urmează să fie utilizată ca date de intrare de către model.

Extracția aleatorie a LLFD utilizează ca dată de intrare aceste statistici LLFD.

Procedura se repetă în toate minutele anului, după cum urmează:

1. Aceasta decide dacă un LLFD începe sau nu la minutul m .
Această alegere depinde de probabilitatea ca un LLFD să înceapă la minutul generic m al unei zile (de exemplu, la ora 2:15 PM). Această din urmă probabilitate este egală cu raportul dintre numărul de LLFD care începe în minutul m (în întregul set de date privind frecvența) și numărul de zile din setul de date privind frecvența ($365 * N_{years}$).
În cazul în care nu se extrage niciun eveniment legat de, procedura continuă prin analizarea următorului minut ($m+1$).
În cazul în care se extrage un eveniment LLFD, procedura continuă în etapa 2.
2. Anul y din care se selectează un LLFD începând cu minutul m este extras în mod aleatoriu. Pentru aceasta se utilizează următoarea probabilitate:

$$p_{m,y} = \frac{1}{N_{m,ani}} e^{-\frac{y-y_{recent}}{N_{m,ani}}}$$

unde $N_{m,ani}$ este numărul de ani pentru care a fost detectată cel puțin o LLFD începând cu minutul m și y_{recent} este cel mai recent an pentru care sunt disponibile date;

3. LLFD specifică care urmează să fie utilizată este apoi aleasă din setul tuturor LLFD-urilor începute la minutul m și apărute în anul y (alese în etapa 2). Alegerea aleatorie a LLFD specifice care urmează să fie utilizate se bazează pe o distribuție uniformă: toate LLFD din set au aceeași probabilitate de a fi alese.
4. LLFD selectată este atribuită tendinței. Dacă LLFD durează pentru k minute, tendința frecvenței LLFD este atribuită intervalului dintre minutul m și minutul $m+k-1$.
5. Procedura revine la pasul 1 pentru minutul $m + k$.

Funcționalitatea are ca rezultat o tendință de frecvență compusă din LLFD extrase aleatoriu.

2.4 Funcționalitatea întreruperilor extracțiilor aleatorii și calcularea dezechilibrelor de putere asociate

Retragerile din funcțiune sunt furnizate ca date de intrare deja într-o formă statistică: fiecare eveniment potențial este asociat cu:

- pierderea de putere: schimbarea de putere din momentul în care are loc evenimentul;
- probabilitatea de apariție: numărul mediu de evenimente într-un an.

Extracția aleatorie a întreruperilor utilizează ca intrare lista evenimentelor posibile.

Extracția funcționează ciclic în toate minutele anului. Pentru fiecare minut m , toate evenimentele posibile sunt testate pentru a verifica dacă au loc sau nu.

Pentru fiecare eveniment v posibil, se generează o valoare aleatorie în $[0, 1]$ și se compară cu probabilitatea ca evenimentul să aibă loc în minutul ($p_{v,m}$):

$$p_{v,m} = 1 - e^{-\frac{FR}{365*24*60}}$$

Unde FR : Failure Rate reprezintă numărul mediu de evenimente într-un an pentru o anumită întrerupere.

În cazul în care valoarea generată aleatoriu este mai mică de valoarea $p_{v,m}$ întreruperea are loc. Aceasta înseamnă că sistemul trebuie să facă față dezechilibrului de putere asociat evenimentului.

Valoarea totală a dezechilibrului de putere în fiecare minut este egală cu suma dezechilibrelor de putere ale tuturor evenimentelor care sunt extrase în acel minut.

Rezultatul calculului este un dezechilibru de putere anuală din cauza întreruperilor extrase.

Efectele RRF se aplică unei astfel de tendințe anuale calculate a dezechilibrului de putere. RRF este modelat ca un sistem dinamic simplificat de ordinul 1. Dezechilibrele de putere sunt aduse la zero de RRF cu o constantă de timp egală cu 1/3 din RRF FAT.

După aproximativ 3 constante de timp, tranziția se încheie, această condiție simulează efectele de restabilire ale RRF în echilibrarea dezechilibrului de putere cauzat de întreruperile din cadrul RRF FAT.

Următoarea Figura: 3 prezintă un exemplu de efecte ale RRF asupra dezechilibrelor de putere datorate întreruperilor.

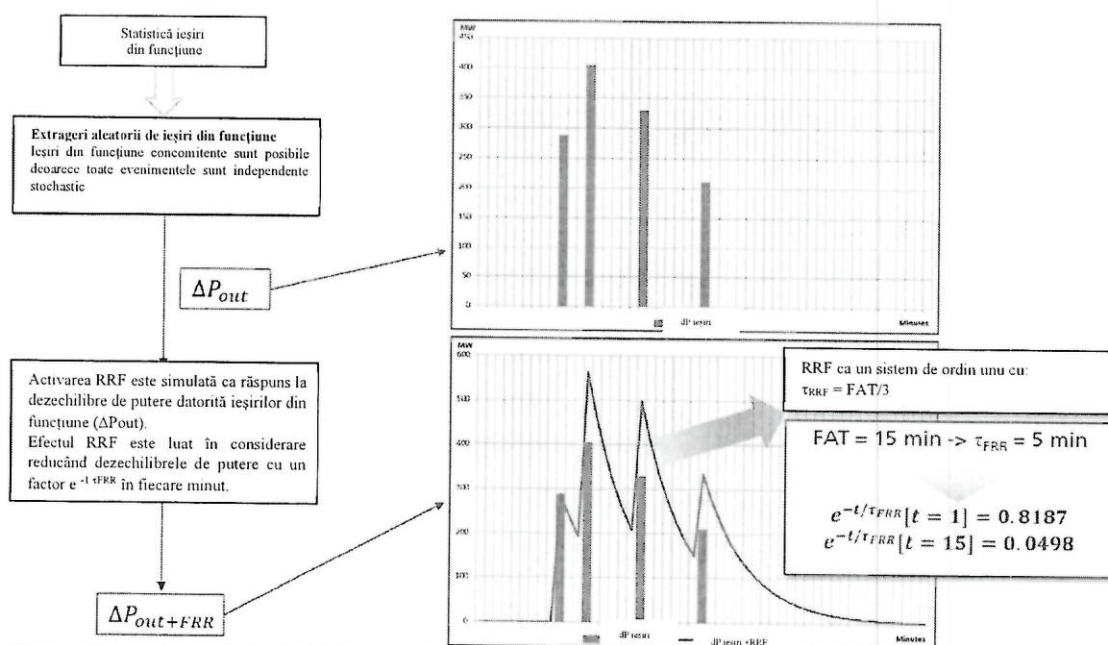


Figura: 3 Exemplu de efecte ale RRF asupra dezechilibrului de putere cauzat de întreruperi (15 minute de TAF sunt doar ilustrative)

Funcționalitatea conduce astfel la tendințe de dezechilibru de putere din cauza întreruperilor precum și a activării în consecință a RRF.

2.5 Funcționalitatea combinației de DFD-uri extrase, LLFD-uri și întreruperi pentru a genera tendințe generale de dezechilibru energetic

Combinația intrărilor datorate diferitelor surse are loc în ceea ce privește dezechilibrul de putere: dezechilibrul de putere cauzat de întreruperi este combinat cu dezechilibrul de putere corespunzător DFD-urilor și LLFD-urilor.

Pentru a converti tendințele abaterilor de frecvență în tendințe anuale echivalente ale dezechilibrului de putere, se utilizează un modul de conversie. Modulul realizează conversia utilizând o curbă MW/Hz (dată ca intrare). Cu alte cuvinte, abaterile de frecvență datorate DFD și LLFD sunt convertite în dezechilibre de putere, presupunând că factorul de conversie era în vigoare la momentul producerii lor reale. Un astfel de factor de conversie este dependența MW/Hz cu o RSF egală cu valoarea actuală în anul în care se face referire la date (de exemplu 3000 MW până în anul 2024). O astfel de dependență MW/Hz nu se modifică în timpul iterației, deoarece este legată de tendințele datelor istorice.

Dezechilibrul general de putere se obține prin însumarea celor trei dezechilibre de putere (din cauza LLFD-urilor, DFD-urilor și retragerilor).

Pentru a evita suprapunerile între DFD și LLFD, se acordă prioritate LLFD. DLFD și DFD nu sunt însumate reciproc, dar - în fiecare minut - prezența unui DLFD prevalează asupra prezenței unui DFD.

2.6 Model de calculare a abaterii de frecvență în regim staționar în fiecare minut.

Această funcționalitate simulează progresiv funcționarea sistemului (în ceea ce privește controlul frecvenței) pe parcursul celor 525600 de minute ale unui an.

Pentru fiecare minut m se calculează abaterea de frecvență simulată în stare staționară ($SS\Delta f_m$) considerând ca intrare:

- Dezechilibrul global de putere: ΔP_m
- energia de reglementare actuală: $reg.en.m$

Energia reglată depinde de cantitatea de RSF în iterația curentă și de posibila epuizare a RSF prezentă în rezervele RSF.

Rezultatul funcționalității este tendința simulată a abaterii de frecvență în regim staționar ($SS\Delta f$).

O astfel de variabilă este modelată printr-o curbă MW/Hz, astfel cum se arată în exemplul din Figura: 4 .



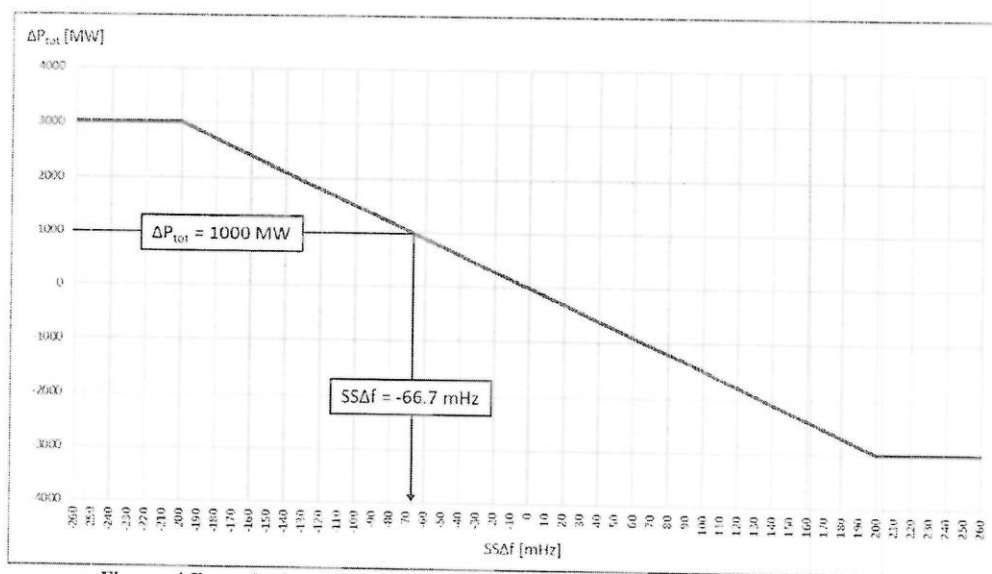


Figura: 4 Exemplu de utilizare a curbei MW/Hz pentru a calcula SSΔf pornind de la ΔP_{tot}

O modificare a energiei de reglare ($reg.en.m$) conduce la o abatere de frecvență diferită, pornind de la același dezechilibru de putere.

Energia reglată standard depinde de RSF achiziționată. De exemplu, dacă în iterația curentă se ia în considerare o condiție cu RSF = 3000 MW, energia standard reglată ($reg.en_{standard}$) este egală cu 15000 MW/Hz (și anume, 3000 MW de RSF cu activare completă la 0,2 Hz).

În cazul în care se detectează o epuizare a LER, energia de reglare ($reg.en.m$) scade, iar curba modelată trebuie redimensionată.

Atunci când rezervoarele REL sunt epuizate, contribuția lor la RSF este într-adevăr considerată ca fiind pierdută instantaneu (acestea nu mai pot oferi o putere de reglaj crescătoare/descrescătoare). Numai furnizorii care nu sunt LER sunt încă disponibili pentru a regla sistemul. Considerând un dezechilibru de putere de intrare, abaterea de frecvență rezultată este, prin urmare, mai mare decât în situația în care toate LER sunt disponibile.

Această condiție este modelată cu o reducere a energiei de reglare (și anume, o redimensionare a curbei MW/Hz) egală cu proporția de RSF pierdută din cauza epuizării REL. Acest raport reprezintă cota LER.

De exemplu, în cazul în care cota LER este de 50 %, odată ce LER este epuizată, energia de reglare este redusă cu un factor 2 (MW/Hz este redimensionată cu un factor 2). Aceasta înseamnă că abaterea de frecvență asociată cu un dezechilibru de putere este dublată în comparație cu condițiile standard.

Figura: 5 următoare arată reducerea în cazul unui astfel de exemplu.



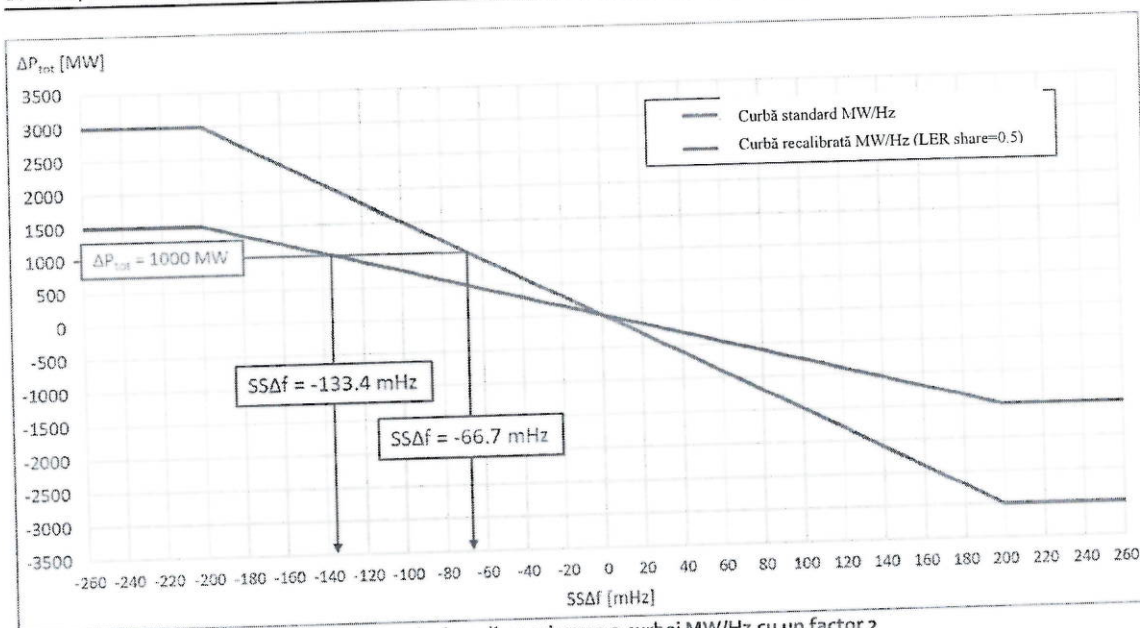


Figura: 5 Exemplu de redimensionare a curbei MW/Hz cu un factor 2

Modelul actualizează la fiecare minut m de energia de reglare curentă ($reg.en_m$). Formula este:

$$reg.en_m = \begin{cases} reg.en_{standard} \cdot (1 - LER\ share), & \text{dacă REL este epuizat} \\ reg.en_{standard}, & \text{dacă R nu este epuizat} \end{cases} \quad (1)$$

Pentru a verifica dacă LER este epuizat sau nu, conținutul de energie al rezervorului REL se calculează în fiecare minut.

Schematic Figura: 6 descrie procesul prin care energia de reglare este reclasificată ca o consecință a epuizării REL.



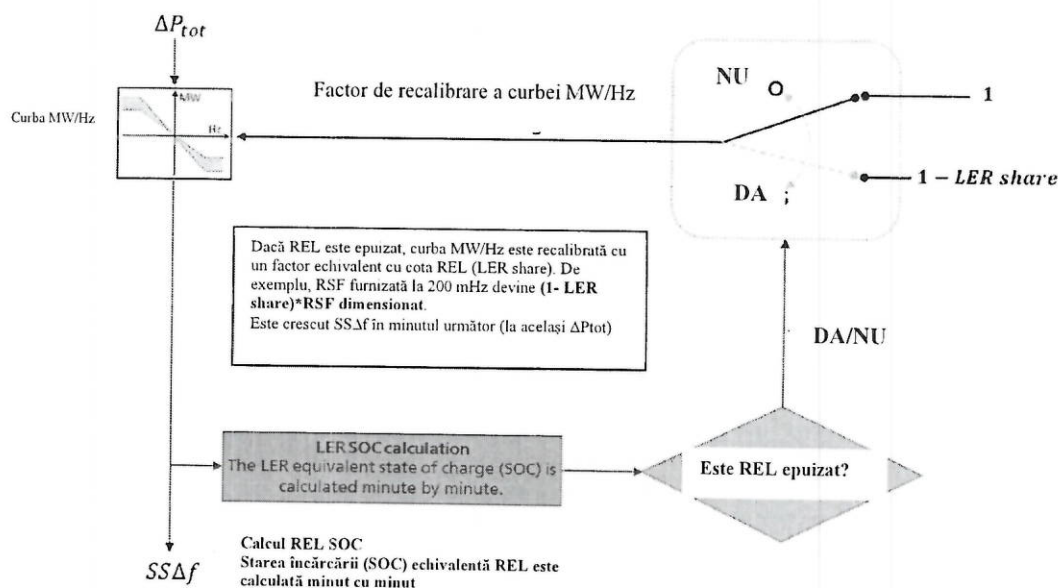


Figura: 6 Procedura schematică de redimensionare a curbei MW/Hz ca urmare a epuizării REL

Efectele combinate ale strategiei de reîncărcare și ale abaterii de frecvență simulate pot determina REL să se recupereze în urma unei stări de epuizare. Pe măsură ce se întâmplă acest lucru, energia de reglare revine la condițiile sale standard (de exemplu, 15000 MW/Hz dacă RSF = 3000 MW).

REL sunt considerate fără limitări de energie, în timp ce frecvența rămâne în interiorul intervalului de frecvență standard.

Dacă o depășire continuă a intervalului de frecvență standard include declanșarea unei stări de alertă¹, energia activată și energia reziduală din rezervor se calculează de la depășirea limitelor intervalului de frecvență standard.

REL se epuizează pe măsură ce rezervorul lor atinge nivelul maxim sau minim de energie. Capacitatea rezervorului depinde de perioada minimă de activare la care este supusă REL.

2.7 Model pentru a calcula dinamica abaterii de frecvență în fiecare minut.

Caracteristicile frecvenței în timpul unei tranziții – cum ar fi vârful de frecvență (nadir sau zenit) și ROCOF – trebuie să fie luate în considerare pentru procesul de dimensionare a RSF (figura 8).

¹ Se declanșează o stare de alertă dacă apare cel puțin una dintre următoarele condiții:

- Valoarea absolută a abaterii de frecvență simulate în regim staționar depășește timp de 5 minute consecutiv jumătate din abaterea maximă de frecvență în regim staționar.
- Valoarea absolută a abaterii de frecvență simulate în regim staționar depășește timp de 15 minute consecutive intervalul de frecvență standard.

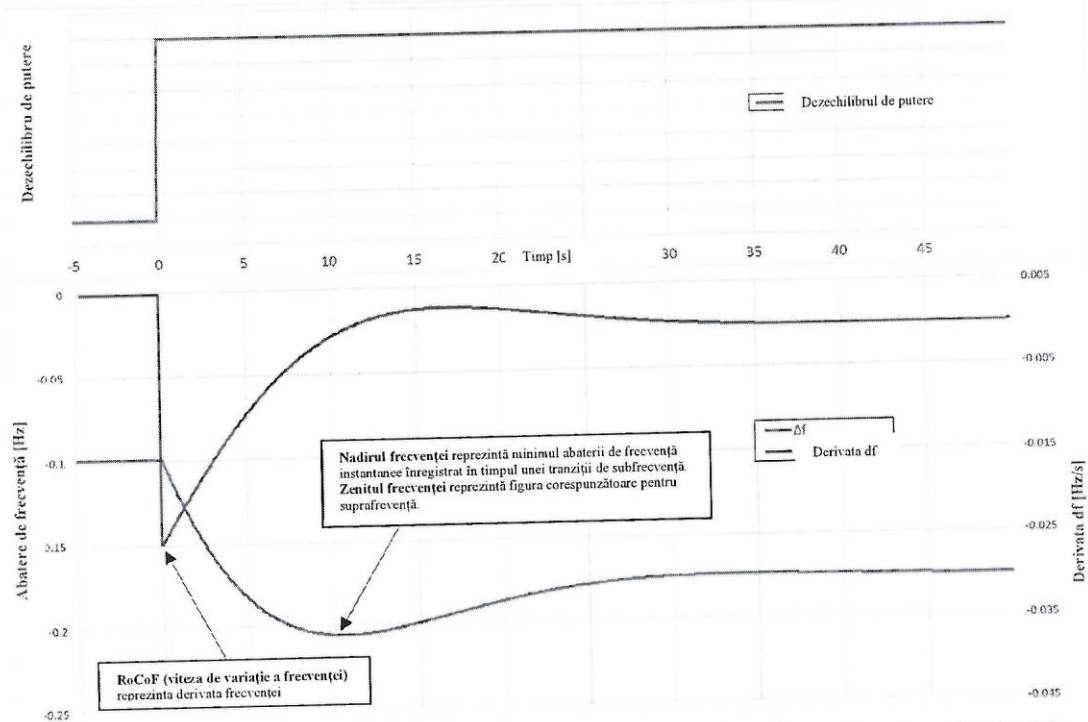


Figura: 7 Caracteristicile tranzițiilor ale frecvenței și principalii indicatori de performanță: zenit, nadir și RoCoF

Având în vedere un număr atât de mare de perioade tranziții care trebuie calculate pentru exercițiul de dimensionare, nu este fezabil să se efectueze o simulare dinamică reală în fiecare minut. Prin urmare, este necesar să se adopte un calcul algebric al zenitului/nadirului și al ROCOF pornind de la modelul agregat cu modelul redus la o singură bară descris în Figura: 8, pe baza considerațiilor din [2].

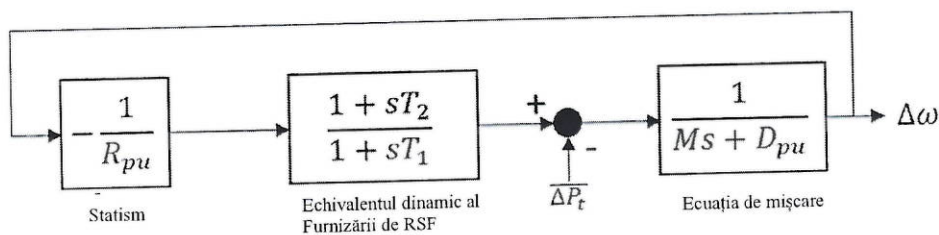


Figura: 8 Modelul dinamic simplificat redus la o singură bară al sistemului electroenergetic CE

În cazul în care:

- **Ecuția mișcării:** reprezintă răspunsul sistemelor electrice în termeni de inerție și autoreglare a consumului;
- **Statismul:** reprezintă răspunsul static al RSF (a se vedea Figura: 4);
- **Dinamica echivalentă a furnizării RSF:** reprezintă efectele combinate medii ale răspunsurilor dinamice asigurate de către toți furnizorii de RSF.

Parametrii reprezentați în Figura: 8 astfel:

$R_{pu} = \frac{1}{En. Reg.} \cdot \frac{P_n}{f_n} [pu_p/pu_{\Delta f}]$	Statismul în pu (este <i>En. Reg.</i> asociat cu o anumite curbe MW/Hz și sunt exprimate în [MW/Hz])
$T_1 [s]$	Constanta de timp a polului dinamicii medii a RSF
$T_2 [s]$	Constanta de timp zero a dinamicii medii a RSF
$D_{pu} = \frac{D}{f_n} [pu_p/pu_{\Delta f}]$	lege reglare automată a consumului (este <i>D</i> exprimată în [pu/Hz])
$M = 2 \cdot H [s]$	Momentul unghiular echivalent al sistemului (2*Inerția)
$P_n [MW]$	Consum la nivelul zonei sincrone (ZS)
f_n	Frecvența nominală (50 Hz)

Ieșirea diagramei ($\Delta\omega$) reprezintă abaterea de frecvență în u.r.

Având în vedere dinamica actuală și complexă a ZS, cu acest model sunt introduse aproximări semnificative, deoarece fiecare furnizor (și fiecare tehnologie) are propriile particularități atunci când vine vorba de dinamica implementării RSF. O astfel de diversitate de răspunsuri este simplificată cu un singur model dinamic de ordinul 2 pentru a obține formulele algebrice pentru Zenit / Nadir și ROCOF. ROCOF este evaluat ca ROCOF inițial.

Astfel de formule sunt derivate presupunând că se aplică o perturbare etapizată modelului prezentat în Figura: 8.

În acest fel, o relație algebrică între perturbație și parametrii sistemului poate fi utilizată în cadrul modelului probabilistic iterativ.

Calculul performanțelor dinamice ale abaterilor de frecvență se bazează pe aceeași granularitate de 1 minut adoptată pentru calculele în regim staționar. Aceasta înseamnă că toate variabilele (de exemplu, dezechilibrul de putere și abaterea de frecvență în regim staționar) continuă să evolueze minut cu minut. Prin urmare, atât vârful de frecvență tranzitorie (zenit/nadir), cât și ROCOF sunt calculate pe o bază de 1 minut.

Intrarea unui astfel de calcul reprezintă diferența de dezechilibru de putere între două minute consecutive.

2.8 Evaluarea criteriilor de acceptabilitate privind abaterea de frecvență simulată rezultată

O dimensionare a RSF este considerată acceptabilă dacă asigură că RSF este insuficientă cel mult o dată la 20 de ani.

Primul pas este de a evalua dacă un anumit minut este considerat un minut acceptabil. Un minut este considerat un minut acceptabil dacă îndeplinește simultan următoarele trei criterii:

- valoarea absolută a abaterii de frecvență simulate în regim staționar nu depășește abaterea maximă de frecvență în regim staționar;
- valoarea absolută a abaterii maxime/minime instantanee de frecvență în timpul perioadelor tranzitorii nu depășește abaterea maximă de frecvență tranzitorie;
- Valoarea absolută a ROCOF nu depășește ROCOF inițial maxim așa cum este definit de către OTS.

Un minut este considerat inacceptabil dacă cel puțin un criteriu nu este îndeplinit.

Pentru a interpreta criteriul „o dată la 20 de ani”, se introduce conceptul de „condiție critică”: o condiție critică este o serie de minute inacceptabile separate între ele nu mai mult de durată de 15 minute. O singură condiție critică ar putea fi îndeplinită după mai multe minute, cu unul sau mai multe criterii neîndeplinite.

Alegerea unei astfel de abordări este corelată cu faptul că, combinația de perturbații care determină o stare în care unul sau mai multe criterii (SSAf / zenit/nadîr / ROCOF) nu sunt îndeplinite ar putea persista timp de mai multe minute.

Criteriul „o dată la 20 de ani” se aplică mai degrabă numărului de condiții critice decât unui singur minut. Prin urmare, dimensionarea RSF urmărește să asigure faptul că numărul de condiții critice detectate este mai mic sau egal cu 1/20 din numărul de ani simulați.

De exemplu, dacă modelul simulează 200 de ani, nu trebuie să apară mai mult de 10 (200/20) condiții critice.

