

Notă explicativă pentru propunerile suplimentare ale rezervelor de stabilizare a frecvenței

Notă explicativă

În ceea ce privește articolul 3.1:

În cazul unor dezechilibre în sistem ce conduc la abateri ale frecvenței sistemului, se activează RSF pentru a stabiliza sistemul. Pentru o stabilizare efectivă, RSF trebuie să fie suficient de rapidă pentru a evita abateri inacceptabile (dinamice) ale frecvenței sistemului. Astfel, activarea trebuie să înceapă cât mai curând posibil după producerea abaterii. Cu toate acestea, în funcție de tehnologia unităților furnizoare de RSF este inevitabil o oarecare întârziere a activării fizice. Pentru a asigura menținerea acestei întârzieri în limite acceptabile nu se va depăși o întârziere maximă. OTS poate stabili excepții în cazul depășirii infime a întârzierii datorate tehnologiei utilizate. Totuși, dacă este posibilă o reacție mai rapidă pe baza tehnologiei, aceasta nu va fi întârziată artificial, pentru a contribui cu maximă eficacitate la stabilizarea sistemului.

În ceea ce privește articolul 3.2:

Dat fiind că RSF este componenta fundamentală a stabilizării frecvenței în sistem, este extrem de important ca furnizorii de RSF să asigure capacitatea de conectare a unităților sau grupurilor furnizoare de RSF în toată gama solicitată pentru frecvența la care poate fi operat sistemul. Însă OTS poate solicita deconectarea unităților sau grupurilor furnizoare de RSF dacă acestea fac parte din schema automată de reglaj al abaterilor de frecvență din zona RFP respectivă, în conformitate cu articolul 16 (3) din Regulamentul (UE) 2017/2196 al Comisiei. Tehnologiile diferite ale unităților furnizoare de RSF și diversele niveluri de tensiune la care sunt conectate aceste unități, conduc la stabilirea în mod specific a setărilor parametrilor acelor unități furnizoare de RSF, cu luarea în considerare a conceptelor de deconectare ale OD. Chiar dacă aceste concepte de deconectare ale OD conduc la deconectarea doar a consumurilor în cazul frecvenței scăzute, ar putea fi afectate și unitățile furnizoare de RSF, ceea ce conduce la o pierdere din capacitatea de RSF. Astfel este nevoie de colaborare strânsă cu OD.

În ceea ce privește articolul 3.3:

Clasarea RSF în REL și non-REL:

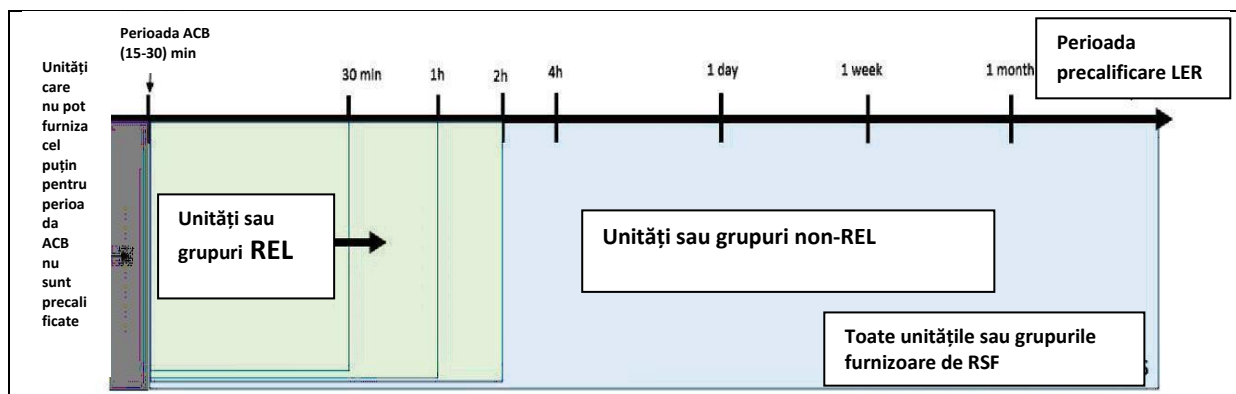
SO GL clasifică grupurile furnizoare REL în funcție de gradul de epuizare a rezervorului și SO GL admite ca acestea să oprească furnizarea de RSF după intrarea în starea de alertă, dar nu înainte de a trece o perioadă de timp cuprinsă între 15 și 30 de minute. Perioada minimă de timp se va determina conform metodologiei ACB, conform art. 156 (6) din SO GL.

Dimpotrivă, unitățile sau grupurile furnizoare de RSF non-REL vor avea permanent capacitatea de a furniza continuu RSF (adică pe o perioadă nedeterminată de timp), indiferent de starea sistemului, conform art. 156 (7) din SO GL.

Din punct de vedere tehnic, de exemplu, chiar hidrocentralele mari cu acumulare au un rezervor „limitat” de energie și, deși ar putea furniza continuu RSF timp de zile sau luni întregi, ar putea să nu fie necesar să fie tratate neapărat ca REL.

Prin urmare OTS au hotărât să diferențieze între REL și non-REL pe baza definirii unei perioade minime de furnizare continuă a întregii rezerve de RSF, conducând la clasificarea în REL și non-REL a grupurilor sau unităților furnizoare de RSF. Această perioadă minimă se numește „perioadă de precalificare REL”.

După cum este prezentat în figura următoare, în funcție de definiția perioadei de precalificare REL, se stabilește faptul că volumul grupurilor sau unităților furnizoare de RSF clasificate ca unități REL va fi diferit:



Cu cât este mai lungă perioada de precalificare REL, cu atât este mai mare cota pe care grupurile sau unitățile REL ale OTS vor trebui să o acopere din volumul dimensionat de RSF.

Dat fiind că obligația grupurilor sau unităților REL de a furniza în întregime rezerva în starea de alertă este mai mică decât a grupurilor sau unităților non-REL, există un risc pentru sistem de a oferi o definiție a REL care va implica o cotă mai mare a grupurilor sau unităților REL. Pentru a acoperi acest risc OTS sunt de părere că perioada de precalificare REL trebuie definită ca fiind cât mai mică posibil.

Pe de altă parte OTS recunosc că, pentru a asigura activarea completă a RSF indiferent de starea sistemului, perioada de precalificare REL trebuie să fie suficient de mare pentru a acoperi timpul total necesar ca PRE să efectueze un management al rezervorului de energie conform termenilor și condițiilor locale. Prin termeni și condiții locale OTS se referă la un proces local ce poate avea un rol în strategia de management a rezervorului energetic al PRE, cum ar fi regulile pieței locale, regulile locale de programare, regulile locale de transferare a obligațiilor de RSF și/sau reguli locale de compensare și rezervare. Într-adevăr perioada de precalificare REL va fi suficient de mare pentru a acoperi perioada de timp (inclusiv un timp total) în care un PRE nu mai are capacitatea de a efectua un management al rezervorului de energie (de ex. perioada de timp în care pierderea furnizării de RSF nu poate fi compensată de PRE).

Având în vedere toate condițiile locale din zona sincronă a Europei Continentale, perioada maximă de timp în care un PRE nu poate compensa epuizarea RSF prin intermediul pieței de energie sau prin schimbarea RSF conform art. 156 (6) din SO GL este de 2 ore (de ex. în cazul unei perioade de piață de 1 oră cu 1 oră înainte).

Această perioadă de 2 ore are la bază aceleași considerente ca perioada de 2 ore din art. 156 (13) din SO GL ca fiind perioada de timp maxim admisă (în zona sincronă a Europei Continentale) pentru recuperarea rezervorului în cazul epuizării după o stare de alertă, pentru un grup sau o unitate furnizoare de RSF.

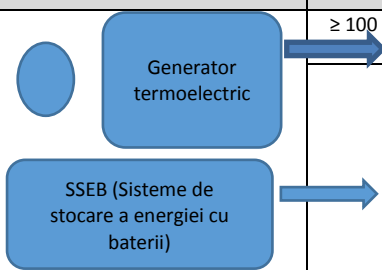
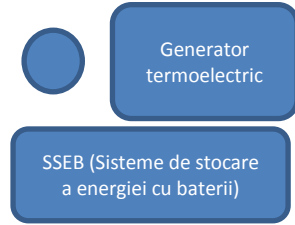
Stabilind perioada de precalificare REL, OTS consideră că toate PRE din zona sincronă a Europei continentale, pe baza termenilor și condițiilor lor locale, vor putea întotdeauna să garanteze furnizarea continuă de RSF pentru grupurile sau unitățile furnizoare de RSF non-REL, indiferent de starea sistemului.

Această definiție este deplin în concordanță cu evaluarea din metodologia ACB conform art. 156 (11) din SO GL pentru care se evaluează riscul de epuizare a RSF în zona sincronă, considerând că grupurile și unitățile furnizoare de RSF non-REL sunt întotdeauna disponibile, indiferent de starea sistemului.

Pentru claritate, un grup convențional fără o restricție specifică de rezervor precum un grup termic nu va risca să nu îndeplinească niciodată criteriul de 2 ore pentru precalificare la furnizare completă de RSF (din cauza epuizării rezervorului). Prin urmare, aceste grupuri convenționale nu vor fi niciodată clasificate ca REL prin această definiție. Îndeplinirea perioadei de 2 ore este considerată o cerință comună de precalificare. Unitatea sau grupul furnizor de RSF va demonstra că are suficientă capacitate în rezervorul său de energie pentru a permite activarea completă a RSF atât în direcție pozitivă, cât și negativă. Capacitatea este realizată doar dacă există cel puțin un nivel de stocare în rezervorul energetic în care mai este posibilă activarea totală a perioadei de precalificare REL, fie în direcție pozitivă, fie negativă. Efectul pozitiv al managementului (controlului) rezervorului de energie nu va fi luat în considerare în timpul clasificării pentru REL sau non-REL.

Figura următoare ilustrează două exemple de cerințe aplicabile în cazul unei unități sau al unui grup furnizor de RSF care conține entități tehnice cu rezervor de energie cu capacitate limitată și nelimitată de energie, considerate alternativ ca REL și non-REL conform articolelor 156 (7) și (8) din SO GL. Ipotezele comune ale ambelor configurații sunt (sus vs. jos în figură): aceleași volume globale de furnizare a RSF, putere nominală/tehnologie la fiecare entitate tehnică și starea încărcării unei entități tehnice cu rezervor de energie cu capacitate limitată la începutul perioadei de timp. Împărțirea furnizării de RSF între entitățile tehnice și ulterior marja minimă de RSF rezervate a entității tehnice cu rezervor nelimitat de energie modifică clasificarea unității sau grupului furnizor de RSF.

Figura: Exemple de împărțire a furnizării RSF între entitățile tehnice

Contribuție la dinamica RSF REL la unitățile convenționale	Rezervele totale de RSF	Distribuția rezervelor de RSF în regim normal (ex > 30 secunde)	Sarcina entității tehnice	Clasificarea SOGL	Recomandări suplimentare pentru REL per total
	≥ 100 %	100 %	Activare completă în regim staționar	Art. 156 (7) " nelimitat "	
		0 %	Compensarea numai a proceselor dinamice non REL (nu se activează în regim staționar)		Fără obligații în stare normală Fără durată
Furnizarea completă a RSF de către REL	Rezervele totale de RSF	Distribuția rezervelor de RSF în regim normal (ex > 30 secunde)	Sarcina entității tehnice	Clasificarea SOGL	Recomandări suplimentare pentru REL per total
	≥25 %	0 %	Activare continuă numai în stare normală	Art. 156 (8) " limitat "	
		100 %	Activare completă în regim staționar		Modificarea furnizării în regim normal + "1,25:1,00" sau soluția echivalentă

Exemple: Distribuția furnizării de RSF necesare la abaterea de frecvență de 200 de mHz

Pe baza configurației prezentate în partea de sus a figurii, entitatea tehnică cu rezervor de energie cu capacitate limitată (sistem de stocare a energiei în baterie, BESS) are obligația de a compensa, total sau parțial, activarea dinamică a RSF a generatorului termoelectric cu care este cuplat.

În general, această activare are loc în timpul variațiilor tranzitorii de frecvență și este integral înlocuită de activarea completă a generatorului convențional la regim. Dat fiind că, de exemplu, în cazul abaterilor de frecvență de lungă durată toată furnizarea de RSF este rezervată pentru aceasta, unitatea sau grupul furnizor de RSF nu este clasificat drept RSF conform art. 156 (7) din SO GL. Sistemul BESS va asigura doar propria disponibilitate pentru a susține dinamica furnizării, iar nu „conținutul energetic” al furnizării RSF.

Conform configurației din partea de jos a figurii, entitatea tehnică cu rezervor de energie cu capacitate limitată (BESS) acoperă toată furnizarea de RSF a unității furnizoare de RSF. Dat fiind că grupul convențional rezervă o marjă de RSF mai mică decât furnizarea totală de RSF (<100%) această configurare limitează capacitatea unității furnizoare de RSF în cazul unei activări complete pentru intervalul de timp adoptat (în ipoteza unei anumite stări de încărcare).

Unitatea furnizoare de RSF este clasificată ca REL conform art. 156 (8) din SO GL.

Articolele 156 (9), (10) și (11) din SO GL se aplică unităților sau grupurilor furnizoare de RSF și, în conformitate cu art. 156 (8) entitatea tehnică cu rezervor de energie cu capacitate limitată (BESS) își va activa RSF atât timp cât persistă abaterea de frecvență, dacă nu i se epuizează rezervorul de energie fie în direcție pozitivă, fie negativă. În acest exemplu se va rezerva la un grup convențional o marjă RSF egală cu, sau mai mare de 25% din rezerva de RSF pentru a garanta o activare continuă a unității furnizoare de RSF în stare normală și, conform art. 156 (8), atât timp cât este disponibilă.

Alte cerințe de precalificare pentru unitățile REL:

Unitățile furnizoare de RSF cu rezervor de energie cu capacitate limitată prezintă în general riscul de a pierde capacitatea efectivă de RSF în cazul abaterilor mai îndelungate. Astfel ideea de încărcare pe baza unui schimb de energie definit cu rețeaua (managementul rezervorului de energie) este esențială la aceste unități pentru a garanta o activare adecvată, mai ales în stările de alertă. În cazuri excepționale, când o unitate sau un grup furnizor de RSF nu are capacitatea tehnică de a implementa managementul rezervorului de energie (de exemplu, hidrocentralele) sau când un furnizor de RSF alege să nu implementeze managementul rezervorului de energie, respectivul furnizor de RSF va putea compensa o eventuală lipsă de energie și astfel și o lipsă a furnizării RSF, schimbând activarea RSF pe grupurile sau unitățile furnizoare disponibile.

Starea normală cu abateri de frecvență peste +/- 50 Hz implică o epuizare a energiei cu impact posibil asupra disponibilității energiei pentru starea de alertă. Furnizorii de RSF vor analiza aceste abateri de frecvență înainte de a se iniția starea de alertă pentru a se conforma perioadei minime de activare conform art. 156 (9).

Dat fiind că starea normală include o abatere constantă a frecvenței de maximum 49,9 mHz, rezervorul de energie se poate goli. Managementul rezervorului de energie al unităților sau grupurilor furnizoare de RSF cu rezervor de energie cu capacitate limitată are în vedere acest scenariu pentru a garanta activarea permanentă a RSF. De aceea este necesară o dimensionare suplimentară de 25% a energiei (50 mHz împărțiți la 200 mHz) pentru a permite furnizarea permanentă de RSF doar la funcționarea individuală a unităților furnizoare de RSF cu rezervor limitat de energie, ceea ce înseamnă că funcționarea este complet separată de alte unități care ar putea furniza managementul (controlul) rezervorului de energie acestei unități. Figura de mai jos ilustrează cerința de dimensionare suplimentară a energiei de 25%.

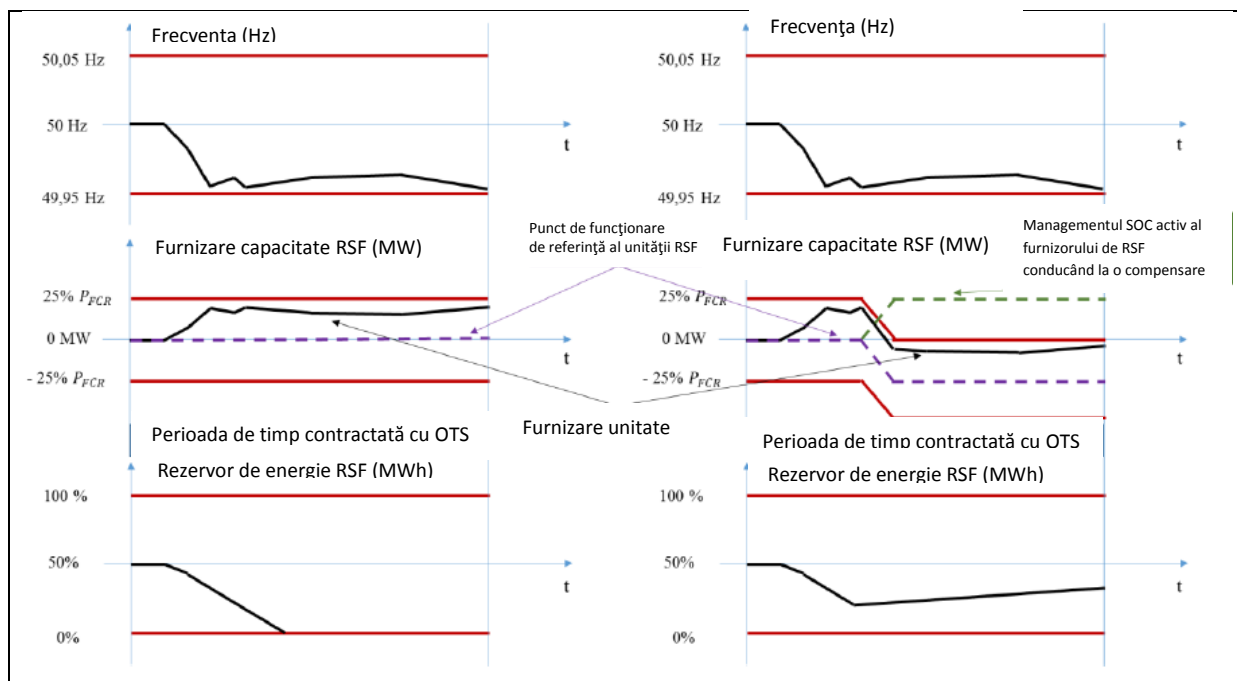


Figura ilustrează relația dintre abaterea de frecvență, furnizarea energiei RSF și utilizarea rezervorului de energie.

În partea stângă a figurii se prezintă un caz teoretic de epuizare a rezervorului fără management activ al rezervorului de energie în intervalul de timp contractat cu OTS. Punctul de funcționare de referință a unității RSF este folosit pentru a reprezenta strategia de management al rezervorului energetic.

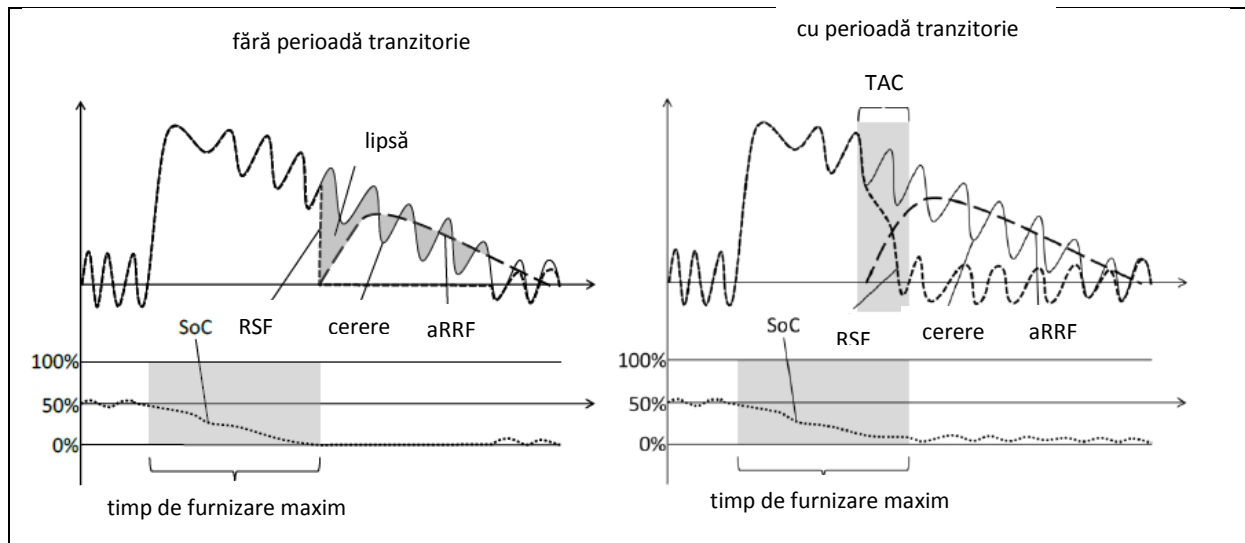
În partea dreaptă a figurii se prezintă același caz aplicând o strategie teoretică de management al rezervorului de energie cu compensare fizică. Se arată că o schimbarea punctului de funcționare de referință permite încărcarea rezervorului. După schimbarea punctului de funcționare, pentru a continua furnizarea RSF până la abaterea de frecvență de 200 mHz, se poate înțelege că se poate ajunge la 125% (deci 25% suplimentar) din capacitatea precalificată a unității RSF.

Dacă managementul rezervorului de energie a utilizat depășirea solicitării de activare (de exemplu, când frecvența în sistem depășește 50 Hz, injecția de energie este mai mare decât e necesar) pot exista influențe negative asupra stabilității sistemului precum oscilații de putere. De aceea nu este permis un astfel de management al rezervorului energetic.

Managementul rezervorului energetic nu poate împiedica epuizarea totală a rezervorului energetic în cazul unor abateri foarte îndelungate de frecvență în starea de alertă. Prin urmare, conceptul așa-numitului Mod de Rezervă trebuie adoptat pentru a obține un comportament determinist și controlabil al grupurilor și unităților furnizoare de RSF și pentru a le împiedica pe acestea să provoace un comportament arbitrar (de exemplu, oprirea totală bruscă a activării) în situații critice. Prin urmare, intenția Modulului de Rezervă este de a prelungi cât mai mult posibil efectul stabilizator pentru sistem având în vedere limitările existente.

Ideea Modulului de Rezervă constă în susținerea unităților furnizoare de RSF cu rezervor de energie cu capacitate limitată față de „abaterea medie a frecvenței în sistem”. Aplicând această metodă se poate prelungi disponibilitatea unităților furnizoare de RSF cu rezervor de

energie cu capacitate limitată(vezi și graficul de mai jos) în funcție de valoarea medie a frecvenței sistemului.



În ceea ce privește articolul 3.4:

În privința importanței speciale a RSF pentru securitatea sistemului, activarea adecvată a RSF are o importanță capitală mai ales în situațiile extraordinare (de exemplu, separarea sistemului electroenergetic sau retragerea componentelor RSF).

În tendința încurajării pieței de RSF, nevoile acelei piețe sunt luate în considerare pe cât de mult posibil. Una dintre solicitările participanților la piață privește controlul centralizat al RSF, precum și măsurarea centralizată a frecvenței în vederea sporirii eficienței costurilor. Cu toate acestea, prin comparație cu abordarea actuală a măsurării frecvenței în teren și activarea complet independentă a RSF măsurarea centrală a RSF și reglajul central comportă riscul inerent de funcționare eronată(în cazul separării sistemului electroenergetic) sau de pierdere a RSF (nefuncționare SCADA sau a comunicațiilor). În general nu este acceptabilă o degradare semnificativă a siguranței sistemului în comparație cu actualul nivel de siguranță.

Prin urmare cerințele respective din această propunere iau în considerare:

- Posibilitatea de a aplica măsurarea centralizată a frecvenței și funcționarea centralizată a RSF în cazul în care PRE poate demonstra că o soluție complet descentralizată sau o procedură descentralizată de rezervă nu se poate implementa cu măsuri corespunzătoare;
- Aplicarea articolului 154(4) din SO GL, care include cerințe privind limitarea concentrării RSF în ce privește incidentele singulare.

În consecință cantitatea totală de RSF operată de un singur regulator independent de RSF este limitată la 30 MW, în special pentru a preveni incidentele care afectează de ex. SCADA PRE-lui. I se permite PRE să opereze mai mult de un regulator independent de RSF. În plus, pentru a preveni efectul indisponibilității tehnice de furnizare RSF prin reglaj centralizat, toate RSF operate prin reglaj centralizat și măsurarea centralizată a frecvenței într-un bloc RFP al

unui OTS este limitată la 75 MW, astfel încât să se ia în considerare căderile furnizorului de telecomunicații din regiunea OTS, care ar putea să-și ofere serviciul către PRE.

Unitățile sau grupurile furnizoare de RSF se vor baza pe măsurarea locală a frecvenței cel puțin în punctul de conectare, unde punctul de conectare este definit ca punctul de legare fizică la rețeaua publică. În special situațiile în care unitățile sau grupurile furnizoare de RSF sunt conectate într-o rețea industrială, se va folosi măsurarea locală a unităților RSF. Justificarea acestei cerințe este următoarea: activarea RSF trebuie să aibă la bază măsurarea frecvenței locale pentru a putea asigura o activare adecvată, chiar și în scenarii extraordinare. Din perspectiva tehnică a unității furnizoare de RSF, măsurarea frecvenței locale este o trăsătură naturală a majorității tehnologiilor de fabricare, atât la grupurile sincrone cât și la grupurile cu conectare nesincronă la sistem (prin electronică de putere). Această cerință a fost deja aplicată în trecut.

Derogare și dezvoltare:

Experimentarea reglajului centralizat al frecvenței în se va întinde pe o perioadă de 4 ani după intrarea în vigoare a acestui articol de către OTS conector de rezervă și va fi evaluată de toți OTS. Dacă rezultatul dovedește că reglajul central al grupurilor furnizoare de RSF este la fel de fiabil și robust ca și soluția descentralizată, OTS reuniți pot reconsidera soluția (descentralizată) preferată fie prin prelungirea perioadei de derogare sau permițând reglajul centralizat al RSF ca o soluție alternativă în anumite condiții. Evoluția și dezvoltarea aplicațiilor controlate de PRE pe principiul centralizării ar putea permite mai multe soluții robuste în decursul acestei perioade de derogare.

În ceea ce privește articolul 3.5:

În situație de urgență, atunci când abaterea frecvenței sistemului depășește 200 mHz, RSF procurate sunt în principiu epuizate. Pentru a preveni căderea sistemului și deconectarea în consecință a tuturor unităților producătoare și instalațiilor consumatoare unitățile furnizoare de RSF trebuie să continue activarea volumului achiziționat. Acest concept a fost și el aplicat în trecut.