

---

**Document explicativ al propunerilor tuturor OTS din  
Europa continentală cu reguli comune de decontare  
pentru schimburile de energie în conformitate cu  
articolele 50(3) și 51(1) din Regulamentul (UE)  
2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de  
stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea  
energiei electrice**

---

18/06/2019

## Cuprins

1.	Introducere .....	4
2.	Elemente introductive și definiții .....	5
2.1.	EBGL și domeniul CCU și al CCFR (articolul 1) .....	5
2.2.	Definiții (articolul 2) .....	5
2.3.	Exemplu .....	7
3.	Prezentarea FSkar .....	8
3.1.	Proiectare de nivel înalt (articolele 3 și 5) .....	8
3.2.	Funcții (articolul 5) .....	9
3.3.	Perioada de decontare OTS-OTS (articolul 6) .....	10
3.4.	Stabilirea volumului (articolul 7) .....	10
3.4.1.	Energie din procesul de menținere a frecvenței .....	10
3.4.2.	Energie din perioada de încărcare a generatorului .....	10
3.4.3.	Schimb neplanificat .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
3.5.	Reguli de tarifare (articolul 8) .....	11
3.5.1.	Metodă de tarifare pentru energia din perioada de încărcare (art. 8(1) din CCFR) .....	11
3.5.2.	Metodă de tarifare pentru energia din FCP și schimbul neplanificat (art. 8(1) din CCU și art. 8(2) din CCFR) .....	12
3.5.3.	Determinarea prețului de pe piața pentru ziua următoare (PZU) pentru fiecare bloc LFC .....	13
3.5.4.	Utilizarea prețurilor de pe PZU (articolul 9(2)) .....	14
3.6.	Convenția de semn .....	14
3.7.	Tarifare unică .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
3.8.	Situații critice în rețea .....	15
3.8.1.	Oscilații între zone .....	15
3.8.2.	Separarea rețelei (articolul 8(3)) .....	16
3.8.3.	Starea de alertă și starea de urgență .....	17
4.	Simulări .....	18
4.1.	Introducere .....	18
4.2.	Descrierea simulărilor .....	18
4.3.	Analiza și propunerea parametrilor .....	19
4.4.	Reducerea riscului de prețuri extreme .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
4.5.	Riscul de arbitraj .....	20
5.	Planificarea implementării (articolul 4) .....	22
5.1.	Orarul implementării .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
5.2.	Mecanismul de revizie și evoluții posibile ale metodei de tarifare .....	23
6.	Contorizare .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
7.	Date .....	24

7.1.	Prezentarea schimbului de date .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
7.2.	Măsurarea frecvenței .....	24
7.3.	Prețurile de pe piața pentru ziua următoare.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
7.4.	Fctorul k.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
7.5.	Date contabile .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
7.6.	Grafice externe agregate aduse la net (ANES).....	27
7.7.	Schimb neplanificat și energia FCP.....	27
7.8.	Livrarea datelor .....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
8.	Anexa I: Maparea CCU și a CCFR .....	27
9.	Anexa a II-a: Abrevieri.....	28

## 1. Introducere

Conform liniei directoare despre echilibrarea energiei electrice („EBGL“) toți OTS dintr-o regiune sincronă vor elabora, în decurs de 18 luni după intrarea în vigoare, reguli comune de decontare aplicabile schimburilor planificate de energie ce rezultă din procesul de menținere a frecvenței și / sau din perioadele de încărcare conform articolului 50(3) din EBGL, precum și o propunere cu reguli comune de decontare aplicabile tuturor schimburilor neplanificate de energie conform articolului 51(1) din EBGL.

Prezentul document explicativ descrie domeniul și conținutul următoarelor documente:

- „Propunerea tuturor OTS din Europa continentală cu reguli comune de decontare pentru toate schimburile neplanificate de energie conform articolului 51(1) din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea energiei electrice“, numită în continuare „CCU“.
- „Propunerea tuturor OTS din Europa continentală cu reguli comune de decontare pentru schimburi planificate rezultate din procesul de menținere a frecvenței și perioada de încărcare a generatorului conform art. 50(3) din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 nov 2017 de stabilire a unei linii directoare pentru echilibrarea energiei electrice“, numită în continuare „CCFR“.

Regulile comune de decontare aplicabile acestor schimburi de energie vor fi numite împreună decontarea financiară a KΔf, ACE și a perioadei de încărcare (FSkar). FSkar va înlocui actualul *program de compensare* prezentat anterior în Manualul de politică operațională 2c, care are la bază întreaga eroare de reglaj al puterii ΔP din perioada de decontare, adică diferența dintre schimbul real măsurat de putere al unei zone sau bloc LFC și programul înscris în orar (inclusiv conectorii virtuali, dacă este cazul). Acest lucru este cunoscut ca abatere nedorită în cadrul programului de compensare. Această abatere neintenționată este actualmente compensată în natură în următoarea perioadă de compensare. FSkar va realiza această decontare din punct de vedere financiar și va înlocui programul de compensare.

ΔP include ACE, KΔf și perioadele de încărcare. KΔf, care corespunde procesului de menținere a frecvenței, precum și perioadele de încărcare sunt schimburi planificate. ACE este egală cu schimbul realmente neplanificat de energie. EBGL cere să se împartă ΔP în părțile planificate (KΔf și perioada de încărcare) și în partea neplanificată (ACE), ca în Figura 1. Propunerea de decontare a părților planificate este prezentată în CCFR; propunerea de decontare a schimbului neplanificat este prezentată în CCU.

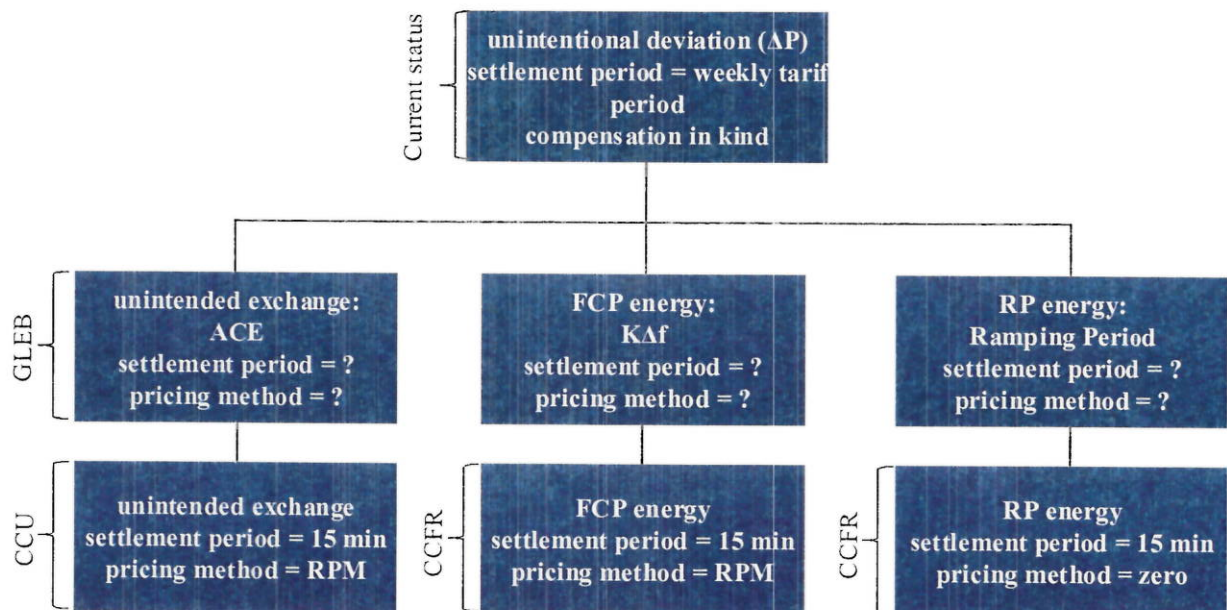


Figura 1: Schimb neplanificat, energie FCP și energie din perioada de încărcare conform EBGL

Capitolul al 2-lea descrie unele elemente introductive și definiții ale diverselor schimburi de energie incluse în acest document explicativ și în regulile comune de decontare.

Capitolul al 3-lea conține propunerea de decontare cuprinsă în CCU și CCFR. Sunt descrise proiectarea de nivel înalt, funcțiile și perioada de decontare OTS-OTS. Se prezintă în plus și regulile pentru stabilirea volumelor de schimburi de energie și regulile de tarifare. De asemenea se arată cum reacționează metodologia în caz de situații critice în rețea.

Capitolul al 4-lea prezintă o scurtă analiză a simulărilor efectuate, care stau la baza metodologiei.

Capitolul al 5-lea prezintă un interval de timp pentru implementarea FSkar. În plus acest capitol prevede și modificări eventuale ale regulilor de tarifare în cadrul mecanismului de revizie prevăzut în EBGL.

Capitolul al 6-lea prezintă un rezumat al modificărilor actuale de contorizare din CE spre a fi adaptate pentru perioada de decontare OTS-OTS.

Schimbul de date necesar precum și alte dispoziții în legătură cu datele sunt prezentate în capitolul al 7-lea.

Anexele conțin maparea între CCU, CCFR și acest document explicativ precum și o listă de abrevieri.

## 2. Elemente introductive și definiții

### 2.1. EBGL și domeniul CCU și al CCFR (articolul 1)

EBGL, care a intrat în vigoare pe 18 decembrie 2017, face diferența între schimbul planificat și cel neplanificat. Schimburile planificate pentru echilibrare între OTS rezultă în urma unui sau mai multora dintre următoarele procese:

- Reglajul terțiar lent (RR) conform cu articolul 50(1)(a) din EBGL;
- Restabilirea frecvenței cu activare manuală (mFRR) conform cu articolul 50(1)(b) din EBGL;
- Restabilirea frecvenței cu activare automată (aFRR) conform cu articolul 50(1)(c) din EBGL;
- Compensarea dezechilibrului (IN) conform cu articolul 50(1)(d) din EBGL;
- Menținerea frecvenței (FCP) conform cu articolul 50(3)(a) din EBGL;
- Perioada de încărcare (RP) conform cu articolul 50(3)(b) din EBGL.

Toți OTS trebuie să elaboreze reguli de decontare pentru primele patru procese în decurs de un an după intrarea în vigoare a EBGL, iar acestea nu aparțin de domeniul CCU sau al CCFR. În cazul ultimelor două procese regulile de decontare trebuie elaborate în termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a EBGL pentru fiecare zonă sincronă și între OTS conectați sincron care folosesc astfel de procese între zonele sincrone. Propunerea pentru SA CE corespunde CCFR. Propunerea de schimburi între zone sincrone nu face parte din domeniul CCFR.

Schimbul neplanificat este schimbul contorizat net de energie pe o perioadă limitată care nu rezultă din nici unul dintre procesele prezentate în cadrul schimbului planificat OTS-OTS al EBGL nici din ANES al SOGL. Această definiție este implicită nu explicit prevăzută în articolul 51(1) din EBGL. Propunerea pentru decontarea schimbului neplanificat va fi elaborată în decurs de 18 luni după intrarea în vigoare a EBGL și este prezentată în CCU pentru SA CE. Propunerea pentru schimburile neplanificate între OTS conectați asincron nu face parte din domeniul CCU.

### 2.2. Definiții (articolul 2)

Scopul acestui capitol este de a prezenta definițiile diverselor schimburi de energie relevante pentru CCU și CCFR.

## Valori instantanee ale $\Delta P$ , $K\Delta f$ , $P_{RP}$ și ACE

La început se dau unele definiții și apoi Figura a 2 ilustrează diferența dintre procese.

Tabelul 1. Definiția  $\Delta P$ , factorul K, ACE și a perioadei de încărcare

$\Delta P$	- Diferența dintre ANES inclusiv conectorii virtuali și schimbul de energie din timp real între o zonă sau bloc LFC. Are legătură cu definiția erorii de reglaj energetic din SOGL.
K-factor	- Factorul K reprezintă reacția presupusă a unei zone / unui bloc LFC la o abatere de frecvență. Definit în SOGL ca valoare exprimată în megawați per hertz (MW/Hz), care este atât de apropiată pe cât de practic de, sau chiar mai mare decât suma auto-controlului (reglajului) producerii, de auto-reglajul consumului și de contribuția reglajului secundar față de abaterea maximă a frecvenței în funcționarea stabilă.
ACE	- Eroarea zonei de control (reglaj) - Definită în SOGL drept suma erorii de reglaj energetic ( $\Delta P$ ) cu eroarea de reglaj a frecvenței ( $K\Delta f$ ), adică produsul dintre factorul K al respectivei zone / respectivului bloc LFC și abaterea de frecvență
$P_{RP}$	- Perioada de încărcare - Diferența dintre schimbul planificat în etapă și schimbul planificat pe încărcare - Este egală cu zero în toate minutele din afara perioadei de încărcare ( $\pm 5$ minute în jurul schimbului)

Legătura dintre valorile instantanee sau în timp real ale ACE,  $\Delta P$ , perioadei de încărcare ( $P_{RP}$ ) și  $K\Delta f$  este:

$$\Delta P = ACE + P_{RP} - K\Delta f$$

Valorile pozitive ale  $\Delta P$ , ACE,  $P_{RP}$  și  $-K\Delta f$  înseamnă că zona / blocul LFC exportă energie și are un surplus de energie.

Legătura dintre valorile instantanee este ilustrată în Figura a 2-a pentru un OTS ale cărui ANES cresc.

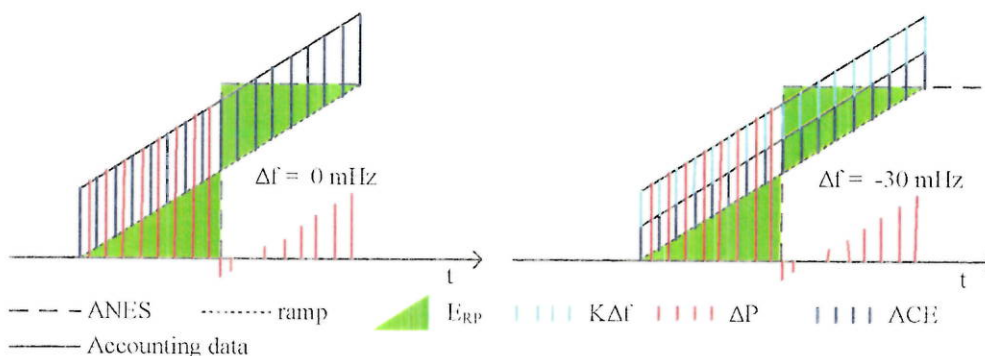


Figura a 2-a: Ilustrarea legăturii dintre ACE,  $\Delta P$ , Perioada de încărcare ( $E_{RP}$ ) și  $K\Delta f$  pentru un OTS al cărui schimb planificat de energie crește și ale cărui BSPs livrează aFRR și mFRR cu abatere constantă. Ilustrare a cazului fără abateri de frecvență (în stânga) și a celui cu abateri negative de frecvență (în dreapta)

În cazul abaterilor negative de frecvență ACE este întotdeauna mai mică decât  $\Delta P$ ; în cazul abaterilor pozitive de frecvență ACE este întotdeauna mai mare decât  $\Delta P$ .

### Volume de energie pentru perioada de încărcare energetică, energia FCP și schimbul neplanificat

Integrala cantităților peste corespunde valorilor energiei în MWh. Integrala  $\int \Delta P$  corespunde abaterii neintenționate conform definiției anterioare din Manualul Operațional. Integrala  $\int ACE$  corespunde schimbului neplanificat ( $E_{ue}$ ) în conformitate cu articolul 51(1) din EBGL. Integrala  $\int P_{RP}$  corespunde energiei din perioada de încărcare ( $E_{RP}$ ) în conformitate cu articolul 50(3)(b) din EBGL. În cele din urmă integrala  $-\int K\Delta f$  corespunde energiei FCP ( $E_{FCP}$ ) conform cu articolul 50(3)(a) din EBGL.

În cele ce urmează  $\int ACE + \int K\Delta f$  corespunde sumei dintre schimbul neplanificat și energia FCP ( $E_{ue} + E_{FCP}$ ).

Volumele de energie din perioada de încărcare, energia FCP și schimbul neplanificat se vor deconta financiar conform cu EBGL și se supun CCU și CCFR.

### 2.3. Exemplu

Se presupune că există o zonă sincronă cu doi OTS, respectiv două zone LFC. Ambele zone LFC au același factor K (800 MW/Hz), aceeași inerție și același volum de FCR, adică 100 MW complet activați la o abatere de frecvență de 200 mHz.

De exemplu se presupune că în zona LFC a OTS A este o deconectare a unei centrale de 100 MW. Figura a 3-a ilustrează secvențele cronologice de FCR, ACE etc. după căderea centralei. Se presupune că, în afară de deconectarea centralei nu sunt alte abateri de la ANES între cei 2 OTS. Mai mult, se presupune că factorul K este exact.

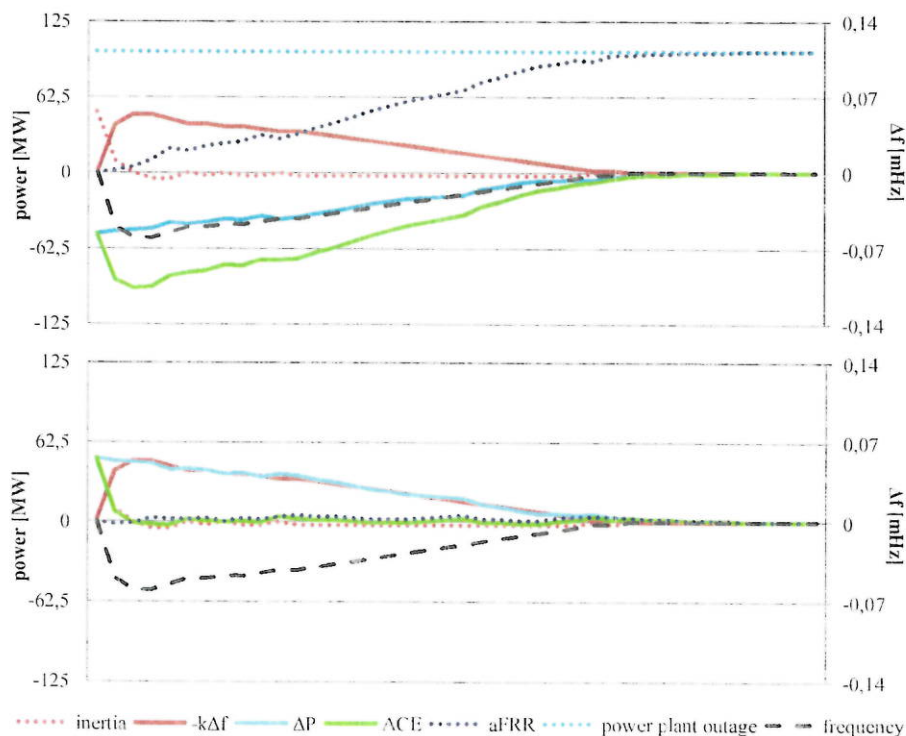


Figura a 3-a: Exemplu de secvențe cronologice ale FCR, ACE etc. după o deconectare a unei centrale de 100 MW în zona LFC a OTS A

Se poate vedea în Figura a 3-a că inerția este prima putere care are un efect asupra frecvenței, urmată de reacția putere-frecvență ( $K\Delta f$ ), stabilizând frecvența. După aceea aFRR aduce frecvența la valoarea ei nominală.

Din Figura a 3 se pot trage următoarele concluzii:

- Suma  $\Delta P$  din toate zonele LFC este întotdeauna zero.
- Suma ACE și  $K\Delta f$  din toate zonele LFC este tot zero presupunând un factor K perfect, atât timp cât există suficient  $K\Delta f$  disponibil.
- Suma ACE din toate zonele LFC este zero doar dacă nu există abatere a frecvenței.
- Suma  $K\Delta f$  din toate zonele LFC este zero doar dacă nu există abatere a frecvenței.
- ACE a unui OTS poate fi echilibrată cu ACE ale altor OTS.

### 3. Prezentarea FSkar

#### 3.1. Proiectare la nivel înalt (articolele 3 și 5)

Figura a 4-a ilustrează fluxul de lucru al FSkar. Se îndeplinesc trei sarcini principale pentru FSkar: contabilitate, decontare și facturare.

Datele ce trebuie strânse în fiecare perioadă de decontare OTS-OTS sunt:

- ANES, care se obțin de la platforma de verificare (VP);
- Datele contabile asupra cărora convin OTS vecini pentru fiecare perioadă de decontare OTS-OTS, inclusiv schimburile pe VTL (interconectori virtuali);
- Abaterea medie a frecvenței în sistem;
- Factorul K pentru fiecare zonă / bloc LFC;

Capitolul al 7-lea prezintă o explicație mai detaliată a schimbului de date.

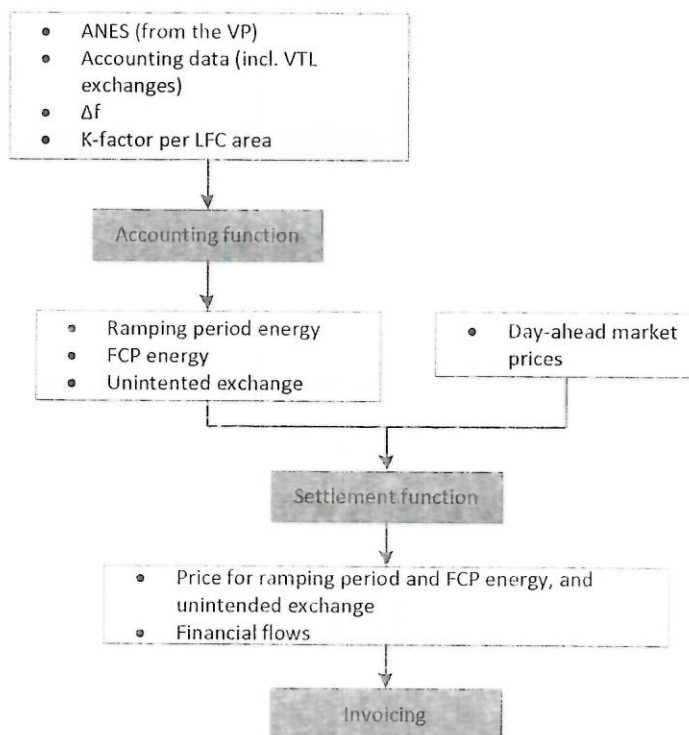


Figura a 4-a: Fluxul de date și organizarea funcțiilor de contabilitate și decontare

Datele culese fiind date de intrare **funcția contabilă** calculează următoarele schimburi de energie: energia perioadei de încărcare, energia FCP și schimbul neplanificat. Calculul este descris în capitolul 3.4.

Obiectivul decontării este acela de a calcula prețurile pentru energia din perioada de încărcare, energia FCP și a schimbului neplanificat. De aceea funcția de decontare folosește ca date de intrare atât cantitățile schimburilor de energie cât și prețurile de pe PUZ. Regulile de tarifare pe baza cărora se calculează prețurile sunt descrise în capitolul **Error! Reference source not found.**

În plus trebuie determinate și fluxurile financiare dintre OTS. După aceea se face facturarea pe baza acestor fluxuri financiare.

Contabilitatea și decontarea vor fi îndeplinite ca reguli la nivelul zonei LFC. Ca alternativă unele zone LFC ale unui singur bloc LFC pot conveni o decontare comună pentru zonele lor combinate. Aceasta include cazul în care toate zonele LFC ale unui singur bloc LFC agreează decontarea la nivelul blocului LFC.

Entitățile cărora li se vor încredința funcția de contabilitate și cea de decontare și cea de facturare sau procesul desemnării acestora nu intră în domeniul CCU și CCFR.

Trebuie menținută coerența cu propunerile de decontare financiară între zone sincrone și de decontare OTS-OTS pentru schimburile planificate de energie de la compensarea dezechilibrului, aFRR, mFRR și RR.

### 3.2. Funcții (articolul 5)

Așa cum s-a prevăzut în capitolul anterior, Fskar are două funcții principale: contabilitate și decontare. În cadrul CCU și CCFR acestea sunt împărțite mai departe în funcții de contabilitate și decontare pentru CCU și pentru CCFR. Tabelul 2 explică diferențele dintre ele.

**Tabelul 2: Funcțiile de contabilitate și decontare pentru CCU și pentru CCFR**

	Input	Output
CCFR accounting function	k-factors Average frequency deviation ANES	Intended exchanges: ramping period and FCP energy
CCU accounting function	Accounting data ANES Volumes of ramping period and FCP energy (output of CCFR accounting function)	Unintended exchange
CCFR settlement function	Day-ahead market prices Average frequency deviation Volumes of ramping period and FCP energy (output of CCFR accounting function) Volumes of unintended exchange (output of CCU accounting function)	Price for FCP energy Financial flows due to exchange of FCP energy
CCU settlement function	Day-ahead market prices Average frequency deviation Volumes of ramping period and FCP energy (output of CCFR accounting function) Volumes of unintended exchange (output of CCU accounting function)	Price for unintended exchange Financial flows due to unintended exchange
Invoicing task	Financial flows due to exchange of FCP energy and unintended exchange	Invoices

Nevoia de diferențiere între funcția contabilă și de decontare a CCU și CCFR decurge din faptul că CCU și CCFR sunt propuneri conforme cu articole diferite din EBGL: articolul 51(1) și respectiv 50(3). Ca atare CCU și CCFR sunt propuneri independente deși interconectate. În acest document explicativ pe de altă parte atât funcția contabilă CCU cât și funcția contabilă CCFR sunt luate în considerare împreună ca funcție contabilă, fiind îndeplinite de aceeași entitate contabilă. Același lucru este valabil și pentru funcția de decontare.

### 3.3. Perioada de decontare OTS-OTS (articolul 6)

A fost convenită o perioadă de decontare OTS-OTS de 15 minute. Perioada de decontare OTS-OTS corespunde unității de timp pentru care se realizează contabilitatea și decontarea energiei din perioada de decontare, a energiei FCP și a schimbului neplanificat. Volumele acestor schimburi de energie și prețul se calculează în fiecare perioadă de decontare OTS-OTS.

Perioada de 15 minute este pe linia unității de timp de pe piața de echilibrare și a perioadei de decontare a dezechilibrului. Mai mult, efortul și resursele necesare sunt limitate în comparație cu o perioadă de decontare OTS-OTS de 5 minute.

Însă o perioadă de decontare OTS-OTS de 5 minute are și unele avantaje iar pe viitor poate fi reconsiderată utilizarea unei perioade de decontare OTS-OTS de 5 minute prin mecanismul de revizie, descris în CCU și CCFR, articolul 4(2)h.

OTS din EC vor reține și faptul că Comitetul de Piață a remarcat că este probabil să se legifereze o perioadă de decontare OTS-OTS de 5 minute în viitor. Se recomandă OTS ca, în cazul în care trebuie să își schimbe contoarele pentru adaptarea unei granularități (?) de 15 minute, se recomandă și implementarea unor contoare care permit și 5 minute spre a fi pregătiți pentru granularitatea de 5 minute dacă așa se va conveni în viitor. O astfel de posibilitate este prevăzută în CCU și CCFR, articolul 4(3).

### 3.4. Stabilirea volumului (articolul 7)

Ecuția principală pentru determinarea schimburilor de energie este după cum urmează:

$$E_{ex} = E_{sch} + E_{VTL} + E_{FCP} + E_{RP} + E_{ue}$$

Valoarea  $E_{ex}$  este energia schimbată între două zone / blocuri LFC și reflectată în datele contabile. Aceste date contabile trebuie să cuprindă și schimburile pe interconectorii virtuali (acest lucru este prezentat separat prin  $E_{VTL}$  pentru claritate). Aceste schimburi VTL pot include schimburile aFRR și compensarea dezechilibrului, fără a fi limitate la acestea.

Schimburile planificate de energie,  $E_{sch}$ , se referă la energia care corespunde sumei ANES pentru fiecare zonă / bloc LFC așa cum este obținută de la Platforma de verificare. ANES include graficele de schimburi comerciale externe și graficele externe ale OTS, în conformitate cu SOGL.

Diferența dintre schimburile planificate de energie și datele contabile corespunde sumei  $E_{FCP} + E_{RP} + E_{ue}$ . Valoarea fiecăruia dintre acești termeni se va determina prin funcția contabilă pentru fiecare perioadă de decontare OTS-OTS descrisă mai jos.

#### 3.4.1. Energia din procesul de menținere a frecvenței

Energia cu care se face schimb în urma procesului de menținere a frecvenței  $E_{FCP}$  se va calcula astfel:

$$E_{FCP} = -K * \Delta f$$

Factorul K este o valoare determinată per bloc LFC de către SG SF; fiecare bloc LFC poate determina factorii K ale propriilor zone LFC. Această valoare poate fi modificată suplimentar prin Cooperarea FCR. Abaterea medie de frecvență  $\Delta f$  este valoarea simplă a mediei abaterilor de frecvență din zona sincronă per perioada de decontare OTS-OTS.

#### 3.4.2. Energia din perioada de încărcare

Schimburile transfrontieră de energie se realizează pe baza ANES derivate din graficele externe ale OTS și din graficele de schimburi comerciale externe. ANES sunt încărcate. Regulile agreeate de încărcare din EC se aplică de fiecare dată când schimbul planificat se schimbă, începând cu 5 minute înainte de schimbarea

graficului până la 5 minute după modificarea graficului conform propunerii corespunzătoare articolului 136 din SOGL pentru EC reflectat în Politica privind reglajul sarcinii-frecvenței și rezervele SAFA.

În consecință energia de încărcare se schimbă peste graniță conform acestor reguli prestabilite fixe și prin urmare energia este schimbată neplanificat între fiecare OTS și toți OTS, așa cum este ilustrat în Figura a 5-a.

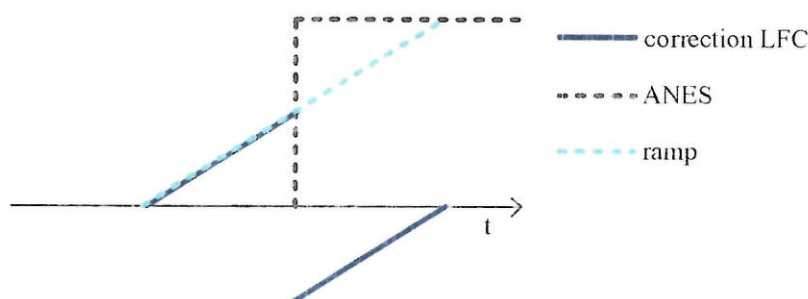


Figura a 5-a: Ilustrarea unei perioade de încărcare

La fiecare OTS din SA EC, pentru fiecare schimb din ANES în această regiune sincronă energia justificată în încărcarea pre-planificată (-5 minute) se potrivește cu energia din încărcarea post-grafic (+5 minutes), dar cu același semn. Mai mult, pentru fiecare schimb din ANES ale acestei regiuni sincrone, energia justificată în încărcarea pre-planificată se adaugă la zero la toți OTS din SA EC. Este un joc perfect cu volum de sumă zero iar volumele se pot calcula exact pe baza schimbului din ANES și din perioada de încărcare.

### 3.4.3. Schimbul neplanificat

Schimbul neplanificat  $E_{ue}$  corespunde diferenței dintre  $E_{ex}$  și toate celelalte schimburi planificate de energie.

$$E_{ue} = E_{ex} - E_{sch} - E_{VTL} - E_{FCP} - E_{RP}$$

## 3.5. Reguli de tarificare (articolul 8)

Conform EBGL este posibil să se stabilească diverse reguli de tarificare pentru energia din perioada de încărcare, energia FCP și schimbul neplanificat. Însă CCU și CCFR stabilesc o regulă de tarificare zero pentru energia din perioada de încărcare și același model al prețului de referință pentru energia FCP și schimbul neplanificat în toată SA EC.

### 3.5.1. Metoda de tarificare pentru energia din perioada de încărcare (art. 8(1) din CCFR)

S-au studiat diverse opțiuni de tarificare pentru energia din perioada de încărcare. S-a convenit că prețul pentru perioada de încărcare este 0 Euro / MWh. Motivul este faptul că această regulă de tarificare nu provoacă riscuri financiare, este simplă și efortul de aplicare a ei este mic. S-au cercetat și alte reguli de tarificare însă dat fiind că cifra de afaceri pentru regula de tarificare cea mai scumpă ar fi fost doar de cam 2 milioane Euro în SA EC, efortul de implementare a unei reguli de tarificare este considerat prea mare în comparație cu cifra de afaceri.

### 3.5.2. Metodă de tarifare pentru energia FCP și schimbul neplanificat (art. 8(1) din CCU și art. 8(2) din CCFR)

CCU și CCFR stabilesc același preț pentru energia FCP și schimbul neplanificat. S-au cercetat și reguli de tarifare cu prețuri separate pentru energia FCP și schimbul neplanificat, însă au fost considerate mai puțin adecvate.

Metoda de tarifare propusă pentru decontarea energiei FCP și schimbul neplanificat este prezentată în Figura a 6-a. Această metodă de tarifare are două componente care sunt explicate în continuare: prețul de referință și dependența de frecvență.

Pentru finalitatea decontării financiare a schimburilor planificate rezultate din FCP și perioadele de încărcare și schimbul neplanificat sunt relevante următoarele domenii de frecvență:

- Domeniul adecvat de frecvență în care valoarea absolută a abaterii medii de frecvență  $\Delta f$  este mai mică de 20 mHz. În acest caz metoda de tarifare este independentă de frecvență.
- Domeniul dependent de frecvență în care valoarea absolută a abaterii medii de frecvență  $\Delta f$  este peste 20 mHz.

#### Prețul de referință: articolul 8(1)(a) din CCU și 8(2)(a) din CCFR

Prețul de referință selectat se calculează pentru fiecare perioadă de decontare OTS-OTS și pentru toți OTS ca medie ponderată a prețurilor pieței pentru ziua următoare din zona sau zonele de ofertare ale zonelor / blocurilor LFC. Ponderarea se face conform volumului de schimb neplanificat și energiei FCP schimbată de zona / blocul LFC în fiecare perioadă de decontare inter-OTS  $t$ . Justificarea acestei alegeri a prețului de referință este prevăzută în punctul 4.5.4 din acest document.

Prețul de referință stabilește prețul pentru energia FCP și schimbul neplanificat în domeniul adecvat de frecvență.

La calcularea prețului de referință este nevoie de următoarele cantități:

1. Prețul PZU pentru zona / blocul LFC  $m$ ,  $DAMP_m(t)$ : Dat fiind că se stabilește prețul PZU per zone de ofertare și nu pentru zona/blocul LFC, trebuie stabilit un preț echivalent PZU pentru fiecare bloc LFC în cazul în care blocul LFC nu coincide cu o zonă de ofertare. Detaliile se discută în capitolul 3.5.3.
2. Volumele de schimb neplanificat și energia FCP ale zonei / blocului LFC  $m$  și perioada de decontare OTS-OTS  $t$ ,  $(E_{ue} + E_{FCP})_m(t)$ : Se calculează prin funcția contabilă iar rezultatul este folosit ca dată de intrare pentru funcția de decontare.

Prețul de referință pentru perioada de decontare OTS-OTS  $t$  se calculează astfel:

$$Price_{ref}(t) = \frac{\sum_m DAMP_m(t) * (E_{ue} + E_{FCP})_m(t)}{\sum_m (E_{ue} + E_{FCP})_m(t)}$$

#### Dependența de frecvență: articolul 8(1)(b) din CCU și 8(2)(b) din CCFR

Dependența de frecvență poate fi urmărită în Figura a 6-a. Atunci când valoarea absolută a abaterii medii de frecvență din perioada de decontare OTS-OTS  $t$ ,  $\Delta f(t)$ , depășește 20 mHz, prețului  $i$  se aplică o pantă de 2 Euro/mHz (vezi capitolul 4.3). Dependența de frecvență se oprește la 100 mHz; la abateri de frecvență mai mari prețul este egal cu cel calculat pentru abaterea de frecvență de 100 mHz. Astfel se evită apariția unor prețuri extreme (vezi capitolul **Error! Reference source not found.**).

Prețul final pentru schimbul neplanificat și energia FCP se calculează apoi astfel:

$$Price_{UE,FCP}(t) = \begin{cases} Price_{ref}(t) - 2 \text{ €/mHz} * (-100 \text{ mHz} + 20 \text{ mHz}) & \Delta f(t) < -100 \text{ mHz} \\ Price_{ref}(t) - 2 \text{ €/mHz} * (\Delta f(t) + 20 \text{ mHz}) & -100 \text{ mHz} \leq \Delta f(t) < -20 \text{ mHz} \\ Price_{ref}(t) & -20 \text{ mHz} \leq \Delta f(t) \leq 20 \text{ mHz} \\ Price_{ref}(t) - 2 \text{ €/mHz} * (\Delta f(t) - 20 \text{ mHz}) & 20 \text{ mHz} < \Delta f(t) \leq 100 \text{ mHz} \\ Price_{ref}(t) - 2 \text{ €/mHz} * (100 \text{ mHz} - 20 \text{ mHz}) & \Delta f(t) > 100 \text{ mHz} \end{cases}$$

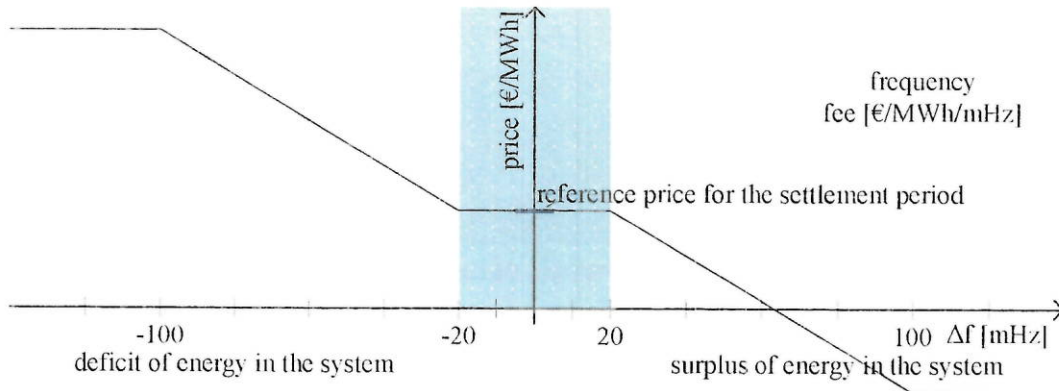


Figura a 6-a: Ilustrarea metodei de tarificare propuse cu oprirea părții dependente de frecvență la abaterea de ±100 mHz

În cazul unui sistem ÎTcc care conectează doi OTS din regiunea sincronă Europa continentală nu se poate aplica componenta dependentă de frecvență.

### 3.5.3. Determinarea prețului PZU pentru fiecare bloc LFC

ACE și schimburile neplanificate sunt definite per zonă / bloc LFC, deoarece controlorii LFC doresc să reducă valoarea din timp real a ACE la zero în zona respectivă. De aceea contabilitatea și decontarea schimbului neplanificat se pot realiza doar la nivel de zonă / bloc LFC și este necesar un preț PZU pentru fiecare zonă / bloc LFC. Însă prețurile PZU se stabilesc la nivelul zonei de ofertare. Pentru a depăși acest aspect se determină un preț echivalent PZU de utilizat pentru fiecare bloc LFC în articolul 8(1)(a) din CCU și în articolul 8(2)(a) din CCFR după cum urmează:

- Blocurile LFC care au o zonă LFC cu un preț PZU: zona de ofertare corespunde zonei LFC și blocului LFC. Prin urmare nu este nevoie de nici o dispoziție specială. În fiecare bloc LFC se poate folosi prețul corespunzător zonei de ofertare. Acesta este actualmente cazul blocurilor LFC ale BE, GR, AT, CZ, BG, HU, ES, PT, FR, SK, CH, TR, NL, IT și RO.
- Blocurile LFC cu mai multe zone LFC fiecare cu prețul său unic PZU: de exemplu acesta este cazul blocului LFC al TNG+TTG+AMP+50HZT (Germania) + DKW (Danemarca de vest) + LU (Luxemburg). Blocul LFC are patru zone LFC. Există un preț PZU pentru Germania și Luxemburg și un preț PZU pentru Danemarca de vest. În acest caz se aplică articolul 8(1)(a)(i): media ponderată a prețului blocului LFC este calculată ponderând prețurile PZU ale zonelor LFC cu factorul K respectiv notificat din fiecare zonă LFC. Exemplu de calcul pentru DE-DKW:

$$DAMP_{DE-DKW} = \frac{k_{DE} * DAMP_{DE} + k_{DKW} * DAMP_{DKW}}{k_{DE} + k_{DKW}}$$

- Cazul blocului LFC al SMM (EMS-CGES-MEPSO): blocul LFC al SMM constă din trei zone LFC. Doar o singură zonă LFC (RS) are preț PZU. În acest caz se aplică articolul 8(1)(a)(i) astfel: zonele LFC care nu au preț PZU nu sunt luate în considerare în calcularea prețului mediu ponderat pentru blocul LFC. În cazul specific al SMM aceasta înseamnă că se ia în considerare pentru calcule prețul din RS și este egal cu prețul mediu din blocul LFC al SMM.

Acesta este și cazul blocului LFC al PL/UA, unde doar PL are piață pentru ziua următoare.

În cazul blocului LFC SHB zona LFC BA nu are preț PZU deci prețul blocului LFC se calculează ca medie ponderată a prețurilor din SI și HR, ponderându-se prin factorii  $k$  din SI și HR. Exemplu de calcul pentru SHB:

$$DAMP_{SHB} = \frac{k_{SI} * DAMP_{SI} + k_{HR} * DAMP_{HR}}{k_{SI} + k_{HR}}$$

- O zonă LFC care include mai multe zone de ofertare: acesta este cazul blocului / zonei LFC IT. Blocul LFC are o zonă LFC cu mai multe zone de ofertare și deci prețuri PZU per zona LFC. În acest caz se aplică articolul 8(1)(a)(ii) iar OTS care operează zona LFC poate decide ce preț sau prețuri să folosească pentru a defini prețul PZU al zonei LFC. Nu este posibilă ponderarea prin factorii  $k$  deoarece factorii  $k$  sunt definiți doar pentru zone sau blocuri LFC.
- Cazul blocului LFC AL: nu există preț PZU pentru blocul/zona LFC. În acest caz se aplică articolul 8(1)(a)(iii): se folosește prețul compensării dezechilibrului din acel bloc LFC al acelei perioade de decontare OTS-OTS în locul unui preț PZU. În caz de tarifare duală se calculează prețul mediu.

### 3.5.4. Utilizarea prețurilor de pe PZU (articolul 9(2))

EBGL prevede ca prețurile pentru schimb neplanificat să reflecte prețurile energiei de echilibrare. Metoda de tarifare folosită nu este bazată direct pe prețurile energiei de echilibrare deoarece încă nu s-au armonizat principiile principale de tarifare iar prețurile generate în cadrul unor principii de tarifare diferite (de ex. plătești-cum e-licitat și tarifare marginală) nu pot fi luate în considerare împreună fără distorsiuni. Faptul că platformele comune de echilibrare nu vor fi disponibile înainte de implementarea FSKar sau cel mult vor fi într-o fază foarte timpurie (fără prea multă experiență) este un motiv suplimentar pentru ca metoda de tarifare să aibe inițial la bază prețurile de pe piața pentru ziua următoare. Încercarea de a folosi de la început prețurile echilibrării poate să conducă la riscuri financiare mari și la prețuri arbitrare din cauza unor chestiuni de piață neprevăzute.

Pentru a respecta data implementării cerută de EBGL metoda de tarifare RPM (modelul prețului de referință) folosește prețurile PZU. În plus prețurile PZU reflectă prețurile energiei de echilibrare conform cerințelor EBGL, deoarece este foarte probabil ca prețurile energiei de echilibrare să fie mari în cazul unor prețuri PZU mari. Acest lucru este valabil în special dacă se permit licitații libere pentru energia de echilibrare. În plus metoda de tarifare RPM depinde de abaterea de frecvență. Dependența de frecvență a regulilor de tarifare reflectă și ea prețurile energiei de echilibrare deoarece aceste prețuri ale energiei de echilibrare trebuie să crească odată cu abaterile crescătoare de frecvență, așa cum o fac și prețurile rezultate din metode de tarifare ce depind de abaterea de frecvență.

Cu toate acestea există intenția să se folosească prețurile de la echilibrare pentru a stabili pe viitor prețurile pentru energia FCP și schimbul neplanificat. Prin urmare utilizarea prețurilor energiei de echilibrare va fi reconsiderată prin mecanismul de revizie după ce se implementează platformele pentru energia de echilibrare.

### 3.6. Convenția de semn

Pentru a evita neînțelegerile convenția de semn ce se aplică volumelor de energie este următoarea:

- Volumul pozitiv de energie corespunde unui export de energie al OTS, adică dacă OTS are excedent schimbul neplanificat este pozitiv.
- Volumul negativ de energie corespunde unui import de energie al OTS, adică dacă OTS are lipsă, schimbul neplanificat este negativ.

Prețurile capătă semn din formulele matematice din capitolul 4.5.2.

Suma decontării din perioada de decontare OTS-OTS corespunzând înmulțirii între volumele de energie (schimbul neplanificat și energia FCP) și preț (pentru schimb neplanificat și energia FCP) este deci guvernată de următoarea convenție de semn:

- O sumă pozitivă de decontare corespunde unei plăți **datorate** acestui OTS: un export de energie când prețul este pozitiv duce la un câștig.
- O sumă negativă de decontare corespunde unei **plăți** de la acest OTS: un import de energie când prețul este pozitiv (?) conduce la cost.

Această convenție de semn este conformă cu convenția de semn pentru decontarea OTS-OTS pentru schimb neplanificat de energie.

### 3.7. Tarifare unică

Merită remarcat faptul că în viitor se va menține un singur preț în SA EC pentru schimb neplanificat și energie FCP dat fiind că este un joc cu sumă zero. În acest sens fluxurile financiare vor produce numai redistribuiri între OTS din SA EC și la același fel de energie trebuie folosit același preț. În plus menținerea unui singur preț va reduce complexitatea.

### 3.8. Situații critice în rețea

În cele ce urmează sunt descrise diverse situații critice în rețea și se analizează dacă și cum vor fi luate în considerare în privința FSKar.

#### 3.8.1. Oscilații între zone

##### Analiză

În sistemul din SA EC o serie de circumstanțe nefericite poate declanșa o oscilație între zone. Unii parametri ce pot facilita oscilațiile între zone sunt transportul de mare putere pe distanțe mari sau o impedanță prea mare, de ex. cauzată de deschiderea neașteptată a unei linii.

Fiecare factor de obicei nu este critic singur însă combinarea lor poate influența stabilitatea sistemului și reduce atenuarea generală.

Sistemul din SA EC prezintă două moduri de oscilare:

- Nord-sud: frecvența oscilează cu aprox. 250 mHz.
- Est-vest: frecvența oscilează cu aprox. 150 mHz.

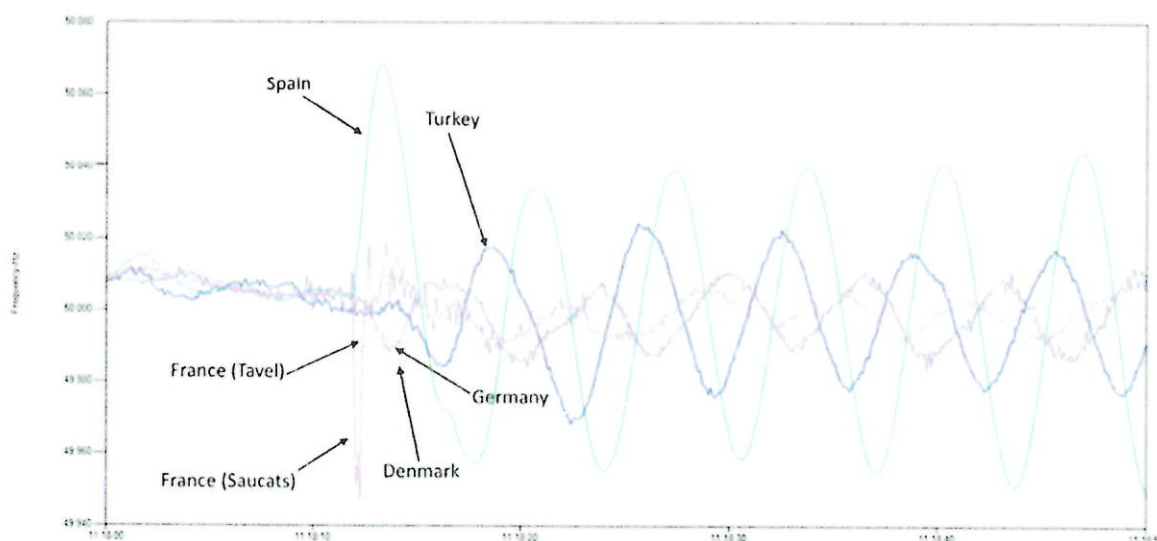


Figura a 7-a: Frecvența în diferite locuri din SA EC cu modul de oscilare est-vest pe 1 decembrie 2016 (analiza ENTSO-E a oscilațiilor inter-zonale din 1 decembrie)

Figura a 7-a prezintă valorile frecvenței în diverse locuri din SA EC în timpul ultimei oscilații est-vest declanșată de deschiderea neașteptată a unei linii de 400 kV din Franța. Cele mai mari abateri de frecvență de 140 mHz vârf-la-vârf s-au înregistrat în Peninsula Iberică. După 5 minute oscilația a fost complet atenuată prin reducerea schimburilor planificate dintre Spania și Franța.

### Concluzie

Dat fiind că oscilațiile inter-zonale se produc doar rareori la abateri de frecvență pe termen scurt și există numeroase metode de prevenire a oscilațiilor ele nu vor fi luate în considerare în elaborarea metodei de tarifare. În plus oscilațiile inter-zonale aproape că nivelează perioada de decontare de 15 minute, ceea ce constituie un motiv în plus să nu fie avute în vedere.

### 3.8.2. Separarea rețelei (articolul 8(3))

#### Analiză

Din anul 2000 au existat următoarele separări mari de rețea:

- 28/09/2003: Căderea de sistem din Italia
- 04/11/2006: UCTE
- 14/1/2012 și 8/05/2012: Turcia
- 30+31/03/2015: Turcia (31: cădere de sistem)

Putem remarca din acestea că separarea rețelei se produce rareori și reprezintă o situație excepțională.

Dacă apare o separare de rețea OTS afectați de aceasta comută pe stare de urgență. Conform Codului de Rețea al ENTSO-E privind Situațiile de Urgență și Restabilirea, un OTS are dreptul să suspende activitățile de piață în starea de urgență sau prin căderea sistemului. În plus OTS este îndreptățit să suspende funcționarea dacă procesele operării sunt impactate de acea suspendare. Activitățile de piață suspendate pot include, între altele, energia planificată și capacitatea transfrontieră.

Figure 8-a prezintă diverse tipuri de separare a rețelei. Situația A) ilustrează sistemul în stare normală cu 4 blocuri LFC într-o zonă sincronă. Situația B) prezintă separarea rețelei între blocul LFC (blocul LFC 4) și celelalte blocuri LFC care sunt încă în zona sincronă. Situația C) este un exemplu de separare a rețelei care cauzează formarea a două zone sub-sincrone.

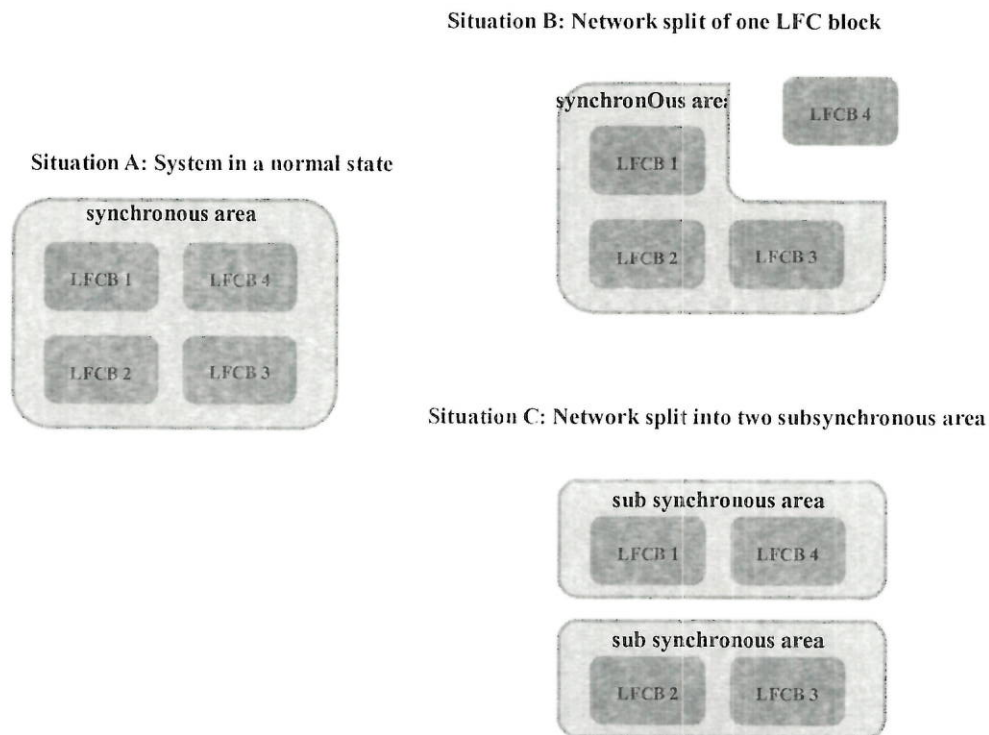


Figure 8: Diferite tipuri de separări în rețea

## Concluzie

Nu se vor introduce modificări în timpul separării rețelei unui singur bloc LFC (situația B). În cazul în care separarea de rețea afectează mai mult de un bloc LFC (situația C), FSKar se va îndeplini fără partea dependentă de frecvență. Motivul este următorul: situația C apare rareori iar suspendarea dependenței de frecvență evită determinarea tipului de contorizare a frecvenței de folosit în zonele sub-sincrone, dat fiind că în acest caz există mai multe frecvențe în sistem.

### 3.8.3. Starea de alertă și starea de urgență

#### Analiză

În SOGL se găsesc următoarele definiții pentru starea normală, alertă și urgență în cazul abaterii de frecvență.

#### Stare normală:

- Frecvența se menține în intervalul standard de  $\pm 50$  mHz
- Frecvența se află în intervalul de la  $\pm 50$  mHz până la  $\pm 100$  mHz mai puțin de 15 minute
- Frecvența se află în intervalul de la  $\pm 100$  mHz până la  $\pm 200$  mHz mai puțin de 5 minute

#### Stare de alertă:

- Frecvența se află în intervalul de la  $\pm 50$  mHz până la  $\pm 100$  mHz mai mult de 15 minute
- Frecvența se află în intervalul de la  $\pm 100$  mHz până la  $\pm 200$  mHz mai mult de 5 minute

#### Stare de urgență:

- Frecvența se situează peste  $\pm 200$  mHz

## Concluzie

Motivația abordării stărilor de alertă și urgență o constituie evitarea riscurilor financiare până la urmă prin propunerea unor modificări în metoda de tarifare într-o astfel de situație. Însă astfel de abateri mari de frecvență se produc rareori. De aceea s-a convenit să nu se adauge trăsături metodei de tarifare rezultate din starea de alertă sau urgență pentru că aceste situații extreme sunt deja incluse în partea dependentă de frecvență.

## 4. Simulări

### 4.1. Introducere

Au fost efectuate mai multe simulări pentru a defini regulile comune de decontare. În acest capitol este prezentată o mică descriere a simulărilor efectuate.

Inițial, au fost luate în considerare zece metode de tarifare diferite. După o primă analiză, au fost identificate trei metode de tarifare promițătoare. Pentru a determina cea mai potrivită metodă de tarifare, au fost efectuate simulări pentru toate cele trei metode de tarifare și au fost comparate în detaliu. Pe baza evaluărilor, a fost convenit modelul prețului de referință al metodei de tarifare (RPM).

Principalele avantaje ale metodei de tarifare RPM constau în faptul că se consideră că se creează cele mai potrivite prețuri atât la abateri normale, cât și la cele mari și că este cea mai bună pentru a evita stimulentele neraționale și posibilitățile arbitrare. Prin evitarea stimulentele neraționale, RPM oferă stimulente pentru a avea un bun comportament de schimb neplanificat (Capitolul 5.5).

### 4.2. Descrierea simulărilor

Au fost efectuate simulări timp de 3 ani (2014-2016).

Descrierea datelor:

- Simulările au fost efectuate cu date la nivel de bloc LFC.
- Frecvență: sunt utilizate date de frecvență la fiecare 15 minute de la Vulcanus.
- Energie FCP și schimb neplanificat: Energia FCP și schimbul neintenționat: au fost calculate pe baza perioadei de măsurare de 15 minute. Valorile  $\Delta P$  ale tuturor blocurilor LFC (diferența dintre ANES și datele efective măsurate) sunt disponibile. Perioadele de încărcare au fost calculate pe baza ANES folosind încărcarea de  $\pm 5$  minute pentru SA CE. Energia FCP a fost calculată utilizând datele de frecvență și factorii K raportați pentru blocurile LFC din SA CE. Astfel a fost posibilă calcularea schimbului neplanificat rămas.
- Date privind prețul PZU: au fost colectate pentru diferite blocuri LFC. Prețurile PZU nu au fost disponibile pentru toate blocurile LFC, iar unele blocuri LFC au două sau chiar mai multe prețuri PZU. În cele ce urmează, sunt descrise soluțiile folosite.
  - Pentru Albania și Bulgaria (blocurile LFC OST și respectiv ESO), se aplică prețurile de decontare a dezechilibrelor în locul prețurilor PZU.
  - Pentru Germania și vestul Danemarcei (blocurile LFC TNG + TTG + AMP + 50HZT + DKW + LU), au fost aplicate prețurile PZU medii ponderate. Ponderele s-a făcut cu factorii k.
  - Pentru Italia (blocul LFC Terna), au fost folosite prețurile PZU din zona nordică de ofertare.
  - Pentru Polonia și vestul Ucrainei (blocul LFC PSE + WPS vestic), au fost aplicate doar prețurile PZU din Polonia.
  - Pentru Slovenia, Croația și Bosnia și Herțegovina (blocul LFC SHB), au fost aplicate din 2014 până în februarie 2016 doar prețurile PZU din Slovenia. Apoi, au fost aplicate prețurile medii ponderate PZU din Slovenia și Croația.
  - Pentru Serbia, Muntenegru și Macedonia de Nord (blocul LFC SMM), au fost aplicate prețurile HUPX până în februarie 2016. Ulterior, au fost aplicate prețurile PZU din Serbia.

- Pentru toate celelalte blocuri LFC, prețurile PZU ar putea fi folosite fără o soluție.
- În unele cazuri, era nevoie de factorii K pentru a calcula prețurile PZU medii ponderate. Factorii K au fost luați din frecvența sistemului de subgrup.
- Pentru simulări au fost necesare prețuri PZU pentru un interval de 15 minute. Dacă prețurile PZU ar fi disponibile cu o rezoluție de 30 de minute sau de o oră, s-a presupus că prețurile PZU în sferturile de oră, din acele 30 de minute sau din o oră, au rămas constante.
- Simulările au fost efectuate împreună cu MATLAB.

Scopul simulării a fost de a calcula prețul pentru schimbul neplanificat și energia FCP pentru fiecare perioadă de 15 minute. În plus, valoarea energiei FCP și schimbul neplanificat a fost calculată pentru fiecare bloc LFC și, prin înmulțirea acestora cu prețurile respective, fluxurile de numerar rezultate pentru fiecare bloc LFC au putut fi calculate.

### 4.3. Analiză și propunerea parametrilor

Au fost evaluate diferite combinații de parametri pentru RPM. Parametrii variabili ai acestui model sunt intervalul de frecvență adecvat ( $\pm 20\text{mHz}$  în Figura 6) și panta în intervalul dependent de frecvență ( $2 \text{ € / mHz}$  în Figura 6). Un parametru suplimentar (opțional) este frecvența la care se întrerupe dependența de frecvență ( $100 \text{ mHz}$  în Figura 6).

Tabelul 3 prezintă rezultatul evaluării. Combinația de parametri este marcată de panta de frecvență fără pantă. Dacă este disponibil, al treilea parametru este oprirea frecvenței. Rezultatele simulărilor au fost analizate conform următoarelor criterii:

- Riscuri financiare (evitarea prețurilor mari și a vitezei de rotație): combinația de parametri cu cea mai mare viteză de rotație pentru toate blocurile LFC din SA CE a primit un scor de -1. Combinația cu cea mai mică viteză de rotație a primit un scor de +1. Toate celelalte combinații au primit un scor între -1 și +1, proporțional cu viteza de rotație.
- Stimulente adecvate pentru o bună funcționare a schimbului neplanificat. Pentru acest criteriu, OTS au acordat note individuale în urma unui sondaj, fiind calculate în medie.
- Dezavantajele blocurilor LFC mici sau mari: Prețurile medii pentru schimbul neplanificat și energia FCP au fost calculate pentru fiecare bloc LFC din SA CE. S-a constatat că nicio combinație de parametri nu reprezintă un avantaj pentru blocurile LFC mari sau mici. În consecință, tuturor combinațiilor li s-a atribuit nota 0.

Comparând rezultatele evaluării, se poate observa că nu ar trebui să se folosească o pantă de 4 EUR/MW/mHz, deoarece riscurile financiare sunt prea mari și, în plus, stimulentele pentru o bună funcționare ACE au fost evaluate ca necorespunzătoare.

Combinația de parametri 1\_00, 2\_10 and 2\_20 a primit cele mai bune note. O creștere, respectiv o scădere în cazul abaterilor mici de frecvență, este considerată drept inadecvată, astfel că un interval de frecvență fără pantă ar trebui folosit pentru abaterile mici de frecvență. Așadar, combinația 1\_00 nu a fost respinsă.

Tabelul 3. Evaluarea rezultatelor pentru diferiți parametri

Pondere	1_00	1_10	1_20	2_00	2_10	2_20	4_00	4_10	4_20

Riscuri financiare: evitarea prețurilor mari și a vitezei de rotație	0,45	0,856	0,897	0,899	0,445	0,746	0,855	-1	0,134	0,621
Stimulente adecvate pentru o bună funcționare a ACE (nici prea mare, nici prea mică)	0,5	0,075	-0,2	-0,25	0,125	0,25	0,3	-0,38	-0,11	-0,28
Dezavantaje pentru blocuri LFC mici sau mari	0,05	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Suma</b>		<b>0,42</b>	<b>0,30</b>	<b>0,28</b>	<b>0,26</b>	<b>0,46</b>	<b>0,53</b>	<b>-0,64</b>	<b>0,00</b>	<b>0,14</b>

Pentru a determina ce valoare ( $\pm 10$  mHz sau  $\pm 20$  mHz) este adecvată pentru intervalul de frecvență fără panta, a fost analizată distribuția valorilor absolute ale abaterii de frecvență pentru anii 2014, 2015 și 2016:

46% din toate abaterile de frecvență de 15 minute din 2014 până în 2016 sunt peste 10 mHz.

17% din toate abaterile de frecvență de 15 minute din 2014 până în 2016 sunt peste 20 mHz.

Este considerată adecvată o creștere, respectiv scădere, de aproximativ 17% pentru toate prețurile. Deoarece combinația de parametri  $2_{-20}$  a primit cele mai bune note, s-a decis utilizarea acestor parametri.

În plus, conform SOGL, furnizorilor FCR li se solicită să înceapă să furnizeze FCR la abaterea de frecvență de  $\pm 20$  mHz. Acest interval rezultă din suma „preciziei minime a măsurării frecvenței” ( $\pm 10$  mHz) și „efectului maxim combinat al insensibilității inerente a reacției la frecvență și a posibilului răspuns intenționat la frecvență a guvernatorului unităților furnizoare FCR sau a grupului de furnizare a FCR” ( $\pm 10$  mHz pentru SA CE), așa cum este definit în Anexa V SOGL. Întrucât unul dintre obiectivele implementării FSkar este de a oferi OTS un răspuns FCR corect, acesta este un argument suplimentar pentru intervalul de frecvență adecvat de  $\pm 20$  mHz.

Dacă, în viitor, se va schimba perioada de decontare, dimensiunea benzii moarte ar trebui reconsiderată, deoarece efectele de echilibrare de peste 5 minute sunt mai mici decât cele de peste 15 minute.

#### 4.4. Reducerea riscului prețurilor extreme

O plafonare a prețurilor pentru a evita prețurile extreme nu va fi aplicată din următoarele motive: Întrucât prețurile extreme apar doar rareori, cifra de afaceri cauzată de prețurile extreme este relativ scăzută față de cifra de afaceri a anului. În plus, o plafonare a prețurilor ar putea oferi stimulente blocurilor LFC cu prețuri PZU ridicate pentru importul energiei de schimb neplanificat. În plus, alte mecanisme și platforme nu utilizează plafoane de preț și conform EBGL, plafoanele pentru plăți sau prețuri nu sunt permise decât dacă OTS sunt de acord asupra unui preț maxim armonizat. Mai mult, utilizarea prețurilor plafonate ar distorsiona situația reală a pieței în SA CE, deoarece prețurile de referință ridicate determinate de prețurile PZU ridicate în anumite blocuri LFC ar reflecta, pur și simplu, prețurile energiei.

Cu toate acestea, partea dependentă de frecvență a prețurilor pentru energia FCP și schimbul neplanificat la o abatere de frecvență de  $\pm 100$  MHz pentru a limita prețurile ridicate cauzate de abaterile de frecvență extreme și, prin urmare, să limiteze și riscurile financiare pentru OTS.

Pentru a verifica dacă nu este necesară nicio altă soluție, aceasta va fi monitorizată în cadrul mecanismului de revizuire explicat în Capitolul 6.2 al acestui document explicativ, dacă prea mulți OTS se lungesc pentru a profita de FSkar. Acest lucru ar putea fi posibil, deoarece OTS se așteaptă la prețuri ridicate pentru FSkar, pe baza prețurilor PZU cunoscute. În acest caz, poate fi necesară o soluție modificată.

#### 4.5. Riscul arbitrajului

Există un potențial rezidual pentru arbitrajul OTS individual, care ar fi în detrimentul obiectivelor SOGL de restabilire a frecvenței, cu prețul calității frecvenței comune și a securității sistemului, și astfel în detrimentul celorlalți OTS. Chiar dacă RPM este evaluat ca fiind cea mai bună metodă de stabilire a

prețurilor pentru a evita posibilitățile de arbitraj, există încă un risc rezidual de arbitraj. Cu toate acestea, acest risc este considerat a fi limitat deoarece FSKar este, prin definiție, un joc cu sumă zero și duce doar la efecte de distribuție. Aceasta înseamnă că unii OTS se vor confrunta cu un flux de numerar pozitiv, iar alții cu un flux de numerar negativ. Mai mult decât atât, este imposibilă previziunea prețurilor exacte de decontare. Parametrii de intrare pentru calcularea prețurilor de decontare sunt prețurile PZU, ponderate de volumul schimbului neplanificat și de abaterea de frecvență. Întrucât numai prețurile PZU sunt cunoscute în prealabil, prețurile exacte de decontare nu pot fi determinate în timp real. Pentru a minimiza acest risc, s-a discutat despre a face ACE în fiecare perioadă de decontare mai costisitoare decât cea mai costisitoare energie de echilibrare activată oriunde în zona sincronă din aceeași perioadă de decontare, stimulând compatibilitatea cu SOGL. Cu toate acestea, următoarele argumente au dus la decizia finală.

### **Riscuri financiare pentru toți OTS**

În cadrul evaluării, au fost utilizate simulări pentru a estima impactul financiar al diferitelor metodologii de decontare. În două dintre metodologiile luate în considerare, prețul de decontare s-a bazat pe cel mai costisitor preț de dezechilibru. Au fost utilizate prețurile de dezechilibru deoarece prețurile energiei de echilibrare reale din cele mai costisitoare oferte de energie de echilibrare care au fost activate nu au fost disponibile.

Simulările pentru anul 2014 au arătat că cifra de afaceri a acestor metode este mult mai mare decât cifra de afaceri a tuturor celorlalte metode luate în considerare. Pentru ilustrare; cifra de afaceri a metodei spot RPM a fost simulată în jurul valorii de 70 M EUR, în timp ce pentru metodele bazate pe cel mai mare preț de dezechilibru, aceasta a fost în jur de 225 M EUR și 500 M EUR. Riscul financiar pentru OTS indus de un preț de referință bazat pe prețurile maxime efective ale energiei de echilibrare ar fi mult mai mare decât riscul cu prețurile spot, în special dacă piața și metodele de tarifare nu sunt armonizate. De exemplu, în blocurile LFC din Germania și Austria, prețurile oferite pentru energia de echilibrare pentru aFRR de până la 100.000 € / MWh pot fi remarcate aproape permanent pe listele ordinii de merit germane și austriece (MOL). În alte blocuri LFC, prețurile maxime licitate pentru energia de echilibrare aproape niciodată nu depășesc câteva sute de euro / MWh, fie printr-un alt model de piață, fie printr-o reglementare efectivă. Expunerea tuturor OTS la astfel de riscuri comune de prețuri excesive, aflate în afara controlului lor, este considerată inacceptabilă, în special pentru OTS mici, care se confruntă cu riscuri mari de ace din cauza unor evenimente deterministe mari.

### **Riscul unui OTS individual care influențează prețul**

Pentru metodologiile de decontare în care prețul se bazează pe cea mai costisitoare ofertă pentru energia de echilibrare activată, influența unei singure acțiuni OTS asupra prețului comun de decontare poate fi foarte mare și volatilă. De exemplu, activarea unei oferte de energie echilibrată în valoare de 100.000 EUR/MWh de către un OTS nu numai că va crește costul energiei de echilibrare în zona sa de control, ci și costul decontării proprii ACE rămase și cele ale tuturor celorlalți OTS. Desigur, neactivând o astfel de ofertă, ambele efecte ar fi evitate, dar obiectivul procesului de restabilirea frecvenței nu ar fi atins. Pe de altă parte, Metoda Prețului de Referință se bazează pe prețurile spot ale pieței, care nu pot fi influențate de acțiunile individuale ale OTS.

### **Riscul reglajului energiei în loc de reglajul puterii**

Dacă prețurile pentru schimburile neplanificate sunt prea mari, există riscul ca OTS să fie tentate să facă reglajul energiei, chiar dacă acest lucru nu este permis de articolul 143(1)(a) și articolul 145(4)(c) din SOGL, mai degrabă decât reglajul puterii, ceea ce înseamnă că OTS individuali ar putea încerca să-și compenseze ACE din prima parte a perioadei de decontare într-o parte ulterioară, contrar obiectivului de restabilire a frecvenței și perturbând frecvența.

## Nu este singura măsură

OTS au obligația legală de a-și echilibra ACE la zero în cadrul TTRF și de a respecta anumiți indicatori de calitate. În plus, SOGL prevede o monitorizare a calității ACE și a frecvenței în rapoartele anuale.

Schimbul neplanificat este, prin definiție, un joc cu sumă zero. Prin urmare, FSkar are doar efecte de distribuție ceea ce înseamnă că unii OTS se vor confrunta cu un flux de numerar pozitiv, iar alții cu un flux de numerar negativ în aceeași perioadă de decontare.

Conformitatea cu SOGL nu poate fi impusă numai de FSkar. Pe de altă parte, decontarea financiară a ACE nu ar trebui să fie obstructivă pentru îndeplinirea obiectivelor SOGL de restabilire a frecvenței.

## Imposibil de prevăzut prețul de decontare exact

Deși prețurile PZU sunt cunoscute înainte de timp real, prețul de decontare al RPM utilizează o medie ponderată a prețurilor spot în zona vizată. Aceste ponderi se bazează pe volumele de energie FCP și schimbul neplanificat al fiecărei zone/bloc LFC care nu este cunoscut în prealabil. În plus, abaterea de frecvență, care este și un parametru de intrare pentru metoda de tarifare, nu este cunoscută în prealabil. Prin urmare, prețul de la RPM nu poate fi cunoscut exact în avans.

## 5. Implementarea planificării (Articolul 4)

### 5.1. Programul implementării

Următorul program arată timpul necesar implementării diferitelor procese și sisteme pentru FSkar.

Tabelul 4: Implementarea programului FSkar

Sarcină	2019				2020				2021				2022			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Trimestru																
Dezvoltarea specificațiilor cerințelor de afaceri pentru FSkar și Ghidul de implementare	█	█	█	█												
Includerea FSkar în SAFA pentru SA CE		█														
Prezentarea pentru aprobare a regulilor comune de decontare		█														
Aprobarea regulilor comune de decontare de către ANR-uri				█												
Schimbarea contoarelor	█	█	█	█	█	█	█	█								
Schimbarea sistemelor IT pentru contoare	█	█	█	█	█	█	█	█								
Ajustarea sistemelor de contabilitate					█	█	█	█								
Implementarea sistemului de decontare					█	█	█	█								
Implementarea publicării					█	█	█	█								
Punerea în funcțiune a FSkar								█								
Mecanismul de revizuire																█

CCU și CCFR sunt înaintate autorităților de reglementare în termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a EBGL, adică până la 18 iunie 2019. Autoritățile de reglementare au la dispoziție 6 luni de la depunerea propunerilor pentru a decide asupra aprobării lor.

Un sondaj efectuat către toți OTS din SA CE a arătat că schimbarea contoarelor și a sistemelor IT asociate va dura până la 2 ani. Acest sondaj este descris în continuare în capitolul **Eroare! Sursa de referință nu a fost găsită.**

## 5.2. Mecanismul de revizuire și posibilă evoluție a metodei de tarificare

### Folosind prețurile energiei de echilibrare

Articolul 4(2)(g) din CCU și CCFR include un mecanism de revizuire pentru FSkar, în care se revizuiesc regulile de decontare în ceea ce privește eficiența și relevanța acestora. Principalul motiv pentru introducerea acestui mecanism de revizuire este necesitatea de a reevalua utilizarea prețurilor PZU în locul prețurilor energiei de echilibrare. Pentru a calcula prețul de referință, prețurile energiei de echilibrare ar putea fi utilizate în locul prețurilor PZU. Aceste prețuri ar putea fi preluate direct de la platforme pentru schimburi de IN, aFRR, mFRR și RR. Întrucât OTS își echilibrează sistemul cu energia de echilibrare și nu cu energia achiziționată de pe PZU, prețul de referință ar putea fi reflectat mai mult în cost.

Momentul în timp al mecanismului de revizuire a fost stabilit la un an de la ultima punere în funcțiune a platformelor de echilibrare. Se consideră că un an este suficient pentru a obține experiență în platformele de echilibrare și pentru a evita riscurile generate de probleme neprevăzute ale pieței sau părții IT în timpul implementării platformelor. Din acest motiv, vor fi suficiente date obținute și experiență pentru a lua în considerare utilizarea prețurilor energiei de echilibrare în metodologia FSkar. În plus, va fi de asemenea experiența acumulată în FSkar, astfel încât alte aspecte ale metodologiei să poată fi reconsiderate, dacă este nevoie.

Odată ce platformele sunt operaționale și există date de piață disponibile pentru a le analiza, se analizează dacă și care prețuri de echilibrare ar trebui utilizate pentru a calcula prețul de referință.

### Pantă și interval de frecvență fără pantă

Parametrii cei mai importanți ai metodelor prețului de referință sunt pantă (2 EUR/MHz) și intervalul de frecvență fără pantă (20 mHz). S-ar putea ca pe baza experienței operaționale sau a unor noi analize, o nouă combinație de parametri să fie considerată rezonabilă. Astfel se investighează dacă o altă combinație de parametri (pantă și interval de frecvență fără pantă) este mai utilă.

### Altele

Ar putea exista alte motive care să conducă OTS la evaluarea modificărilor prin intermediul mecanismului de revizuire. De exemplu, dacă în viitor se observă că OTS sunt expuși riscurilor financiare ridicate din cauza FSkar, pot fi investigate posibile modificări ale metodologiei de tarificare, cum ar fi plafoanele de preț sau reducerea în continuare a abaterii de frecvență la care se oprește pantă.

## 6. Contorizare

Implementarea FSkar în SA CE va implica schimbări pentru unele dintre dispozitivele de contorizare instalate în interconexiuni, pentru a crește granulația datelor de măsurare la o perioadă de decontare a OTS-OTS de 15 minute. În cele din urmă, schimbările care afectează partea IT vor fi necesare. Mai mult, este posibil ca granulația necesară să fie mai scurtă de 15 minute în viitor. În consecință, este util să cunoaștem capacitatea minimă de granulație disponibilă pentru contoarele existente.

Pentru a avea informațiile privind interconexiunile existente, domeniul și calendarul modificărilor prevăzute, a fost efectuat un studiu către toți OTS din SA CE în iulie 2017. Conform răspunsurilor primite,

majoritatea dispozitivelor de contorizare au avut o granulație actuală setată la 15 minute (78%), urmat de 19% dintre dispozitive cu o granulație mai mare de 1 oră. Pentru dispozitivele care urmau să necesite modificări, reconfigurarea la fața locului și înlocuirea fizică au fost cele mai frecvente modificări așteptate (61%). Termenul preconizat pentru aceste schimbări a fost de până la 2 ani.

La sfârșitul anului 2018, a fost efectuat un nou studiu printre acești OTS care necesită modificări de contorizare. Informația privind dispozitivele cu granulație mai mare de 15 minute a fost actualizată, obținându-se ca principal rezultat faptul că majoritatea modificărilor necesare pentru perioada de decontare OTS-OTS de 15 minute au fost deja efectuate și, pentru cazurile în așteptare, modificările se prevăd înainte de implementarea FSkar (decembrie 2020).

## 7. Date

### 7.1. Sinteza schimbului de date

Figura 9 ilustrează o sinteză generală a schimbului de date necesar pentru FSkar între zonele LFC, entitățile de contabilitate și de decontare, platforma de verificare, platformele pentru echilibrarea energiei și SG SF.

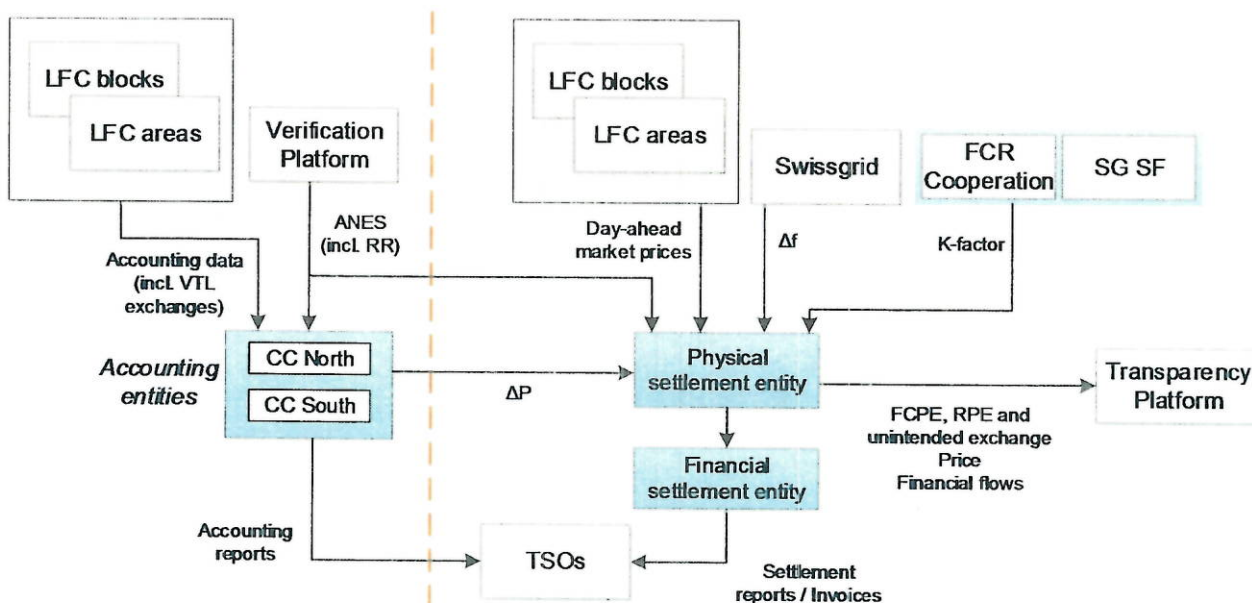


Figura 9: Schimbul de date între diferite entități pentru FSkar

Tabelul 5 descrie schimburile individuale mai detaliat.

Tabelul 5. Schimbul de date cu entitățile și platforma de transparență

Date	Explicație
<b>Date trimise entităților de contabilitate</b>	
ANES (incl. RR)	Vor fi trimise o dată pe zi. Valori verificate la interval de 15 min. Detalii în

	capitolul 7.6
<b>Date de contabilitate</b>	Vor fi trimise o dată pe zi lucrătoare. Valori la interval de 15 min. Detalii în capitolul <b>Error! Reference source not found.</b>
<b>Date trimise entității de decontare</b>	
<b><math>\Delta P</math></b>	Vor fi trimise o dată pe săptămână. Valori verificate la interval de 15 min. Calculate de entitatea de contabilitate
<b><math>\Delta f</math></b>	Vor fi trimise o dată pe săptămână. Valori verificate la interval de 15 min. Detalii în capitolul 0
<b>Prețuri PZU</b>	Vor fi trimise o dată pe zi. Valori la interval de 15 min. Detalii în capitolul 3.5.3
<b>Factor k</b>	Pentru SG SF. Vor fi trimise o dată pe an. Pentru cooperarea FCR. Vor fi trimise o dată pe săptămână sau o dată pe zi (în funcție de achiziție). Detalii în capitolul 7.3
<b>ANES (incl. RR)</b>	Vor fi trimise o dată pe zi. Valori verificate la interval de 15 min
<b>Date trimise platformei de transparentă</b>	
<b>Prețul FCPE, RPE și UE pentru fluxurile financiare FCPE și UE</b>	Vor fi trimise o dată pe lună. Calculat de entitatea de decontare.
<b>Date trimise OTS</b>	
<b>Rapoarte de contabilitate</b>	Un raport zilnic va fi trimis în fiecare zi. Un raport final săptămânal va fi trimis în fiecare săptămână.
<b>Rapoarte de decontare</b>	Vor fi trimise o dată pe săptămână.
<b>Facturi</b>	Vor fi trimise o dată pe lună.

## 7.2. Măsurarea frecvenței

### Introducere

Abateră de frecvență este un parametru important pentru determinarea prețului pentru schimbul neplanificat și energia FCP. Modul de colectare, prelucrare și distribuire a datelor despre frecvență este descris în acest capitol.

### Analiză

- Swissgrid furnizează datele privind frecvența. Datele sunt primite direct de la controlorul pentru Frecvență Sarcină cu rezoluție de 1 sec. Aceste date sunt de asemenea utilizate de platforma Vulcanus și sunt publicate în secțiunea „statistici de frecvență” de pe site-ul Swissgrid. Argumentarea utilizării datelor de frecvență de la Swissgrid este următoarea: Swissgrid stabilește valoarea de consemn a frecvenței și datele de frecvență ale Swissgrid sunt utilizate și în raportarea Comitetului Regional al Grupului ENTSO-E pentru Europa Continentală (RG CE) (raportul LFC, Vulcanus).
- Nodul Laufenberg este utilizat pentru măsurători. În cazul în care acest nod nu funcționează, există o regulă de prioritate care definește de la care dintre celelalte 22 de puncte de măsurare ale Swissgrid sunt preluate datele.
- Măsurarea abaterii de frecvență este definită ca: (actual – nominal (valoare de consemn)).
- Date disponibile de la Swissgrid: valoarea nominală,  $\Delta T$  (durata abaterii de frecvență într-un interval de timp predefinit) și  $\Delta f$ . Numai abaterea de frecvență este necesară, unde frecvența nominală este deja luată în considerare.
- Sistemul Swissgrid transformă datele cu rezoluție de 15 minute și le exportă în Vulcanus. Va fi creat un export suplimentar pentru trimiterea datelor către Amprion, pentru validare, iar datele validate vor fi apoi distribuite entității de decontare.
- Procesul de validare este definit după cum urmează:

- Swissgrid trimite, săptămânal, datele abaterii de frecvență cu o rezoluție de 15 minute către Amprion.
- Amprion compară datele furnizate de Swissgrid cu datele lui Amprion pentru fiecare interval de 15 minute.
- Ca o primă etapă, Amprion verifică dacă ambele măsurători pentru fiecare interval de 15 minute se află în intervalul de frecvență adecvat (definit în prezent ca  $\pm 20$  mHz). În cazul în care ambele măsurători îndeplinesc această condiție, procesul de validare este finalizat, iar datele furnizate de Swissgrid vor fi utilizate în procesul de decontare.
- În cazul în care cel puțin o măsurătoare, fie cea de la Swissgrid, fie cea de la Amprion sau ambele, se află în afara intervalului de frecvență adecvat (definit în prezent ca  $\pm 20$  mHz), Amprion verifică dacă diferența absolută dintre cele două măsurători pentru respectivul interval de 15 minute este mai mare de 3 mHz<sup>1</sup>.
  - În cazul în care diferența absolută este mai mică sau egală cu 3 mHz, datele furnizate de Swissgrid vor fi utilizate în procesul de decontare.
  - În cazul în care diferența absolută este mai mare de 3 mHz, media aritmetică a celor două măsurători va fi utilizată în procesul de decontare.
- Ar putea exista cazuri excepționale, în care o măsurătoare/măsurători pentru un anumit interval de 15 minute ar putea lipsi, fie de la Swissgrid, fie de la Amprion, din cauza unor posibile probleme IT. În astfel de cazuri, măsurătoarea/mă respective ale celuilalt operator de sisteme de transport se utilizează în procesul de decontare.

### 7.3. Prețuri PZU

Următoarele observații se referă la furnizarea prețurilor PZU:

- Zonele LFC transmit entității cărora li se încredințează funcția de decontare, dacă sunt disponibile, prețurile PZU pentru zonele lor LFC. Diferentele cazuri pentru configurația zonei/blocului/zonei de ofertare LFC au fost descrise în Capitolul 4.5.
- Deoarece decontarea se face o dată pe lună, ar trebui să fie suficientă transmiterea datelor o dată pe zi privind prețul PZU.
- Entitatea de decontare trebuie să calculeze prețurile echivalente pentru blocurile LFC în conformitate cu regulile de mai sus stabilite în CCU, înainte de a efectua un calcul al prețului pentru schimbul neplanificat și energia FCP pentru SA CE.
- Prețurile sunt trimise în EUR/MWh.

### 7.4. Factorul k

SG SF determină o dată pe an factorul k pentru fiecare zonă LFC. Aceste informații trebuie trimise de SG SG entității de decontare.

Există o cooperare FCR formată din Belgia, Olanda, Germania, Elveția, Austria și Franța. În cadrul acestei cooperări FCR, se face o achiziție comună. Rezultatele achiziției vor duce la o schimbare a factorului k, deoarece FCR este cea mai importantă componentă a  $k_{\Delta f}$ . Factorul k comun al țărilor participante rămâne totuși egal cu suma factorilor k determinați de SG SF.

---

<sup>1</sup> A fost efectuată o comparație a datelor pentru abaterea de frecvență cu rezoluția de 15 minute pentru anul 2016 între Swissgrid și Amprion. Rezultatele au arătat că diferența absolută dintre cele două seturi de date a fost mai mică sau egală cu 3 mHz în 99,24% din toate măsurătorile din anul dat.

Achiziția se face săptămânal. Prin aceasta, modificările factorului  $k$  datorate cooperării FCR trebuie comunicate entității de decontare.

### 7.5. Date de contabilitate

Datele contabile se referă la datele validate pentru schimburile contorizate de pe liniile de interconectare, de asemenea și de pe liniile de interconectare virtuale (VTL), între operatorii de transport și sistem vecini. Pentru acordul privind datele contabile de către OTS, există deja un proces stabilit descris în SAFA. Acest proces este continuat și datele contabile sunt trimise în continuare entităților contabile. Schimburile efectuate prin IGCC și PICASSO vor fi efectuate prin linii de interconectare virtuale și, ca atare, vor fi incluse în aceste date contabile.

### 7.6. Grafice externe agregate și aduse la net (ANES)

ANES include toate schimburile de energie efectuate pe baza programărilor. Acestea includ schimburile de piață, precum și alte schimburi de OTS-OTS. ANES trebuie preluate din Platforma de Verificare în scopul FSKar, deoarece datele Platformei de Verificare sunt deja verificate. Este demn de remarcat faptul că, în prezent, MARI și TERRE planifică schimbul de energie prin intermediul programărilor care trebuie incluse în ANES.

### 7.7. Schimbul neplanificat și energia FCP

Există deja un proces de calcul al valorii abaterii neintenționate în entitățile contabile pentru programul de compensare. Entitățile de contabilitate dispun deja de ANES. Zilnic, entitățile contabile trimit abaterile neintenționate entității de decontare. Valorile ACE,  $k\Delta f$  și volumele perioadei de încărcare vor fi apoi calculate de entitatea de decontare.

### 7.8. Planificarea livrării datelor

- Frecvența: datele de frecvență sunt deja disponibile în sistemul de contabilitate de la Swissgrid. A fost nevoie de aproximativ două luni pentru a planifica exporturile către entitatea de decontare. Mai mult, a fost nevoie de un timp pentru a planifica procesul de validare la Amprion. Acest lucru a fost estimat, de asemenea, ca fiind posibil în câteva luni.
- $\Delta P$ : Entitățile contabile vor trimite valorile  $\Delta P$  entității de decontare. Pe baza acestor informații, factorii  $k$  și abaterile de frecvență, entitatea de decontare va calcula valorile  $\int ACE$  și  $\int k\Delta f$ , și valorile energiei din perioada de încărcare.
- Factorii  $k$ : pentru calcularea  $k\Delta f$ , entitatea de decontare are nevoie de factorii  $k$  pentru diferitele zone sau blocuri LFC. Pentru aceasta, ar trebui utilizate valorile stabilite anual de SG SF. Mai mult, ca urmare a cooperării FCR, ar putea fi o actualizare săptămânală și chiar zilnică.
- Prețurile PZU: Fiecare zonă LFC sau, alternativ, fiecare monitor de bloc LFC (atunci când este convenit de toate zonele LFC din blocul LFC), trebuie să stabilească un schimb de date cu entitatea de decontare. În plus, dacă blocul LFC constă într-o zonă cu mai mult de două prețuri PZU, monitorul blocului LFC ar trebui să stabilească și un proces intern, pentru a calcula prețul mediu ponderat PZU al blocului LFC.

## 8. Anexa I: Maparea CCU și CCFR

Prezenta anexă confruntă articolele CCU și CCFR și prezentul document, indicând capitolele în care pot fi găsite mai multe informații.

Articolul 1 Subiect și domeniu	Capitolul 3.1
--------------------------------	---------------

Articolul 2 Definiții și interpretări	Capitolele 3.2 și 3.3
Articolul 3 Elaborare la nivel înalt a decontării comune	Capitolul 4.1
Articolul 4 Implementarea decontării comune	Capitolul 6
Articolul 5 Funcțiile decontării comune	Capitolul 4.1, 4.2
Articolul 6 Perioada de decontare	Capitolul 4.3
Articolul 7 Stabilirea volumului per perioadă de decontare OTS-OTS	Capitolul 4.4
Articolul 8 Reguli de tarifare pentru schimburile OTS-OTS din zona sincronă EC	Capitolul 4.5
Articolul 9 Publicarea și implementarea CCU/CCFR	N/A
Articolul 10 Limba	N/A

## 9. Anexa II: Abrevieri

Următoarele abrevieri au fost folosite în acest document.

EBGL	Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea energiei electrice
OTS	Operator de Transport și Sistem
ACE	Eroarea zonei de control
$k\Delta f$	Schimb rezultat în urma procesului de menținere a frecvenței
RP	Perioadă de încărcare
CCU	reguli comune de decontare din Europa continentală pentru toate schimburile neplanificate de energie
CCFR	reguli comune de decontare în Europa continentală pentru schimburile planificate de energie ca urmare a procesului de menținere a frecvenței și a perioadei de încărcare
SOGL	Regulamentul (CE) 2017/1485 din 2 august 2017 stabilind o linie directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice
SA CE	zona sincronă Europa continentală
SG SF	Subgrup Frecvență de Sistem
FCPE, $\int k\Delta f$	Energia procesului de menținere a frecvenței
RPE	Energia perioadei de încărcare
UE, $\int ACE$	Schimb neplanificat
ANES	Grafice externe agregate și aduse la net
FSkar	Decontarea financiară a $k\Delta f$ , ACE și a perioadei de încărcare
RPM	Modelul Prețului de Referință