
Document explicativ cu privire la propunerea tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem care efectuează procesul de înlocuire a rezervelor pentru cadrul de implementare a unei Platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire în conformitate cu articolul 19 din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică

18 iunie

DECLARAȚIE DE DECLINARE A RESPONSABILITĂȚII

Prezentul document este transmis de către operatorii de transport și de sistem (OTS) RI către ANR-urile RI doar în scopuri informative și însoțește Propunerea OTS-urilor RI pentru cadrul de implementare în aplicare a unei Platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire în conformitate cu articolul 19 din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică.

Cuprins

1. Introducere.....	3
2. Explicația proiectului TERRE și structura de guvernare.....	3
3. Foaia de parcurs și calendarul de implementare pentru Platforma RI.....	4
4. Structura la nivel înalt a Platformei RI	4
5. Posibilitățile privind formatul Ofertelor	5
5.1. Ofertă complet divizibilă.....	5
5.2. Ofertă divizibilă	6
5.3. Ofertă indivizibilă	6
5.4. Oferte legate în timp	7
5.5. Ofertă exclusivă fie în timp, fie în volum.....	9
5.5.1. Ofertă exclusivă în volum	9
5.5.2. Ofertă exclusivă în timp.....	9
5.6. Ofertă multiparte	10
6. Necesarul de energie de echilibrare a OTS.....	10
7. Descrierea Funcției de optimizare a activării	12
7.1. Bunăstarea socială	12
7.2. Contra-activări	13
7.2.1. Definiția contra-activărilor.....	13
7.2.2. Monitorizarea și minimizarea contra-activărilor.....	14
7.3. Oferte Respinse în mod Imprevizibil	15
8. Gestionarea pierderilor de energie HVDC și c.a.	16
9. Capacitatea de reglaj a interconexiunii.....	17
10. Decontarea OTS-OTS	19
10.1. Tariful de congestie.....	20
10.2. Nedeterminarea prețului.....	20
11. Etapele de planificare transfrontalieră și numărul porțiilor zilnice	22
12. GCT pentru ofertele de energie RI (BEGCT)	22
13. Procesul de ultimă instanță.....	22

1. Introducere

Prezentul document prezintă informații generale și raționamentul propunerii OTS-urilor RI pentru cadrul de punere în aplicare pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire (această propunere fiind numită în continuare „Cadrul de implementare RI” sau „RRIF”), în conformitate cu articolul 19 (1) din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (numit în continuare „EBGL”).

2. Explicația proiectului TERRE și structura de guvernare

Proiectul TERRE este proiectul de implementare pentru Platforma RI cu scopul implementării unui schimb coordonat între OTS-uri multiple pentru energia de echilibrare RI, în vederea respectării prevederilor EBGL. Modelul pentru Schimbul de Energie de Echilibrare luat în considerare în acest proiect va fi modelul OTS-OTS. Obiectivul principal al proiectului TERRE este stabilirea și operarea unei Platforme RI capabilă să colecteze toate produsele standard RI de pe piețele locale de echilibrare ale OTS-urilor și să pună la dispoziție o alocare optimizată a RI, acoperind necesarul de energie de echilibrare RI ale OTS-urilor. Proiectul TERRE a demarat printr-o metodă de jos în sus. Mai precis, proiectul a demarat cu armonizarea principiilor de bază în locul unei armonizări complete de la bun început¹.

OTS-urile RI care participă în prezent la proiectul TERRE și RRIF sunt: National Grid, Swissgrid, REE, REN, MAVIR, TERNA, Transelectrica, RTE, CEPS și PSE. ESO s-a alăturat de asemenea proiectului TERRE în ianuarie 2018. Proiectul TERRE rămâne deschis noilor participanți care ar dori să se alătore proiectului în calitate de observatori sau membri.

Lista OTS-urilor RI va fi actualizată de îndată ce un nou Membru se va alătura proiectului TERRE sau Platformei RI.

¹ Proiectul TERRE cu un număr redus de OTS-uri membre (National Grid, RTE, REE, REN, TERNA și Swissgrid) a inițiat două consultări publice la nivel european în 2016 și 2017.

Prima etapă de consultare (2016) a abordat în principal principiile OTS-OTS și a demonstrat potențialul beneficiu al unei piețe RI comune.

Link: https://consultations.entsoe.eu/markets/terre/supporting_documents/20160307_TERRE_Consultation_FV.pdf

Cea de-a doua etapă de consultare (2017) a clarificat cadrul comun armonizat pentru relațiile OTS-FSE pentru piața RI.

Link: https://consultations.entsoe.eu/markets/public-consultation-document-for-the-design-of-the-supporting_documents/Consultation%20paper%20on%20TERRE%20design%20and%20RR%20market%20harmonization.pdf

După fiecare etapă de consultare publică au fost transmise către ANR-urile în cauză două pachete de aprobare care conțineau rezultatele evaluării răspunsurilor primite de la părțile interesate.

ANR-urile și-au exprimat sprijinul comun pentru proiectul TERRE prin publicarea a două „avize comune”.

3. Foaia de parcurs și calendarul de implementare a Platformei RI

Consultarea publică cu privire la RRIF a avut loc în perioada 21 februarie – 4 aprilie 2018, și a avut o durată de șase săptămâni. Obiectivul consultării publice a fost de a permite părților interesate din Europa să-și comunice opiniile către OTS-uri cu privire la RRIF. OTS-urile au luat în considerare opiniile părților interesate și au implementat ultimele modificări înaintea transmiterii finale a RRIF către ANR-uri în vederea aprobării.

Transmiterea RRIF către ANR-uri va avea loc cel târziu în data de 18 iunie 2018, adică în termen de șase luni de la intrarea în vigoare a EBGL. Pachetul RRIF va consta din documentul RRIF, răspunsurile părților interesate, evaluarea OTS-urilor cu privire la răspunsurile părților interesate și prezentul document explicativ care elaborează pe marginea principalului proces tehnic RI. Perioada de aprobare de către ANR-uri va începe odată ce pachetul RRIF a fost transmis de către OTS-uri.

Se preconizează că lansarea Platformei RI va avea loc în termen de un an de la data aprobării RRIF, conform celor prevăzute prin EBGL.

4. Structura la nivel înalt a Platformei RI

Obiectivul Platformei RI este sprijinirea schimbului de produse standard RI între OTS-urile RI care au cel puțin un OTS RI învecinat. Platforma RI va colecta toate Ofertele de pe piețele locale de echilibrare ale OTS-urilor și va pune la dispoziție o activare optimizată a RI pentru a satisface necesarului de energie de echilibrare ale OTS-urilor.

Procesul OTS-OTS este următorul:

- OTS-urile primesc Oferte din partea FSE-urilor în cadrul zonelor și sistemelor de echilibrare de pe propriile piețe naționale.
- Ofertele sunt anonimizate și transmise către Platforma RI.
- OTS-urile care aplică modelul de dispacherizare la nivel central, în temeiul articolului 27 din EBGL, vor converti ofertele de planificare integrate primite din partea FSE-urilor în produse standard RI și apoi vor transmite produsul standard RI către Platforma RI.
- OTS-urile comunică de asemenea cererile de acoperire a necesarului de energie de echilibrare RI către platformă, precum și capacitățile interzonale disponibile rămase după piața intrazilnică.
- Platforma RI execută AOF (Funcția de optimizare a activării descrisă în secțiunea 7) care optimizează compensarea cererilor de acoperire a necesarului de energie de echilibrare RI a OTS-urilor cu Ofertele FSE-urilor.
- Platforma RI comunică OTS-urilor Ofertele acceptate, cererile de acoperire a necesarului de energie de echilibrare RI satisfăcute și prețurile. În baza acestei alocări a produsului standard RI, platforma calculează fluxurile comerciale dintre zonele de ofertare. Graficele interzonale rezultate și capacitățile interzonale actualizate sunt transmise către OTS-uri și eventual și către platformele de verificare.
- Datele care trebuie publicate sunt transmise către platforma centrală privind transparența în conformitate cu Regulamentul privind Transparența 543/2013 și articolul 12 din EBGL.
- În final, informațiile necesare pentru decontarea cheltuielilor și veniturilor dintre OTS-uri, adică valoarea financiară a fluxurilor de putere dintre zonele de ofertare, sunt transmise către funcția de

decontare OTS-OTS responsabilă pentru contabilitatea financiară dintre OTS-uri (funcția de decontare OTS-OTS descrisă în secțiunea 10).

5. Posibilitățile privind formatul Ofertelor

Următoarele formaturi de ofertă vor fi transmise și procesate de către LIBRA:

- Oferte complet divizibile
- Oferte divizibile
- Oferte indivizibile
- Oferte legate în timp
- Oferte exclusive în volum
- Oferte exclusive în timp
- Oferte multiparte

5.1. Ofertă complet divizibilă

O ofertă complet divizibilă este o ofertă de energie de echilibrare care constă dintr-o singură cantitate și un singur preț. Perioada sa de livrare este de 15 minute, aceasta neavând o cantitate minimă. Un exemplu de ofertă complet divizibilă cu perioadă de livrare este prezentat la Figura 1.

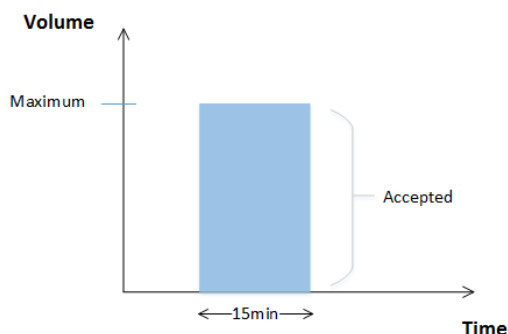


Figura 1: Ofertă complet divizibilă

Dacă oferta este acceptată, cantitatea acceptată va fi mai mică sau egală cu cantitatea oferită și mai mare ca zero. Dacă oferta este respinsă, volumul acceptat va fi zero. Caracteristicile ofertei complet divizibile sunt definite la Tabelul 1.

Tabelul 1: Caracteristicile ofertei complet divizibile

Caracteristici	Valori permise
Direcție	Crescătoare sau descrescătoare
Volum max	Între 0 și limita IT
Volum min	0
Preț	Între prețul maxim și minim
Perioadă de livrare	[H,H+15] SAU [H+15,H+30] SAU [H+30,H+45] SAU

[H+45,H+60]

5.2. Ofertă divizibilă

O ofertă divizibilă este o ofertă de energie de echilibrare care constă dintr-o singură cantitate și un singur preț. Perioada sa de livrare este de 15 minute, aceasta având o cantitate minimă mai mare ca zero. Un exemplu de ofertă divizibilă este prezentat la Figura 2.

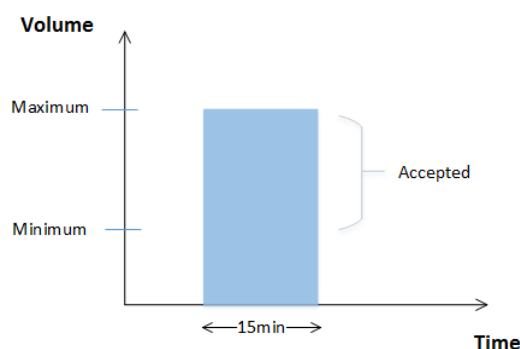


Figura 2: Ofertă divizibilă

Dacă oferta este acceptată, volumul acceptat va fi mai mic sau egal cu volumul maxim și mai mare sau egal cu cantitatea minimă. Dacă oferta este respinsă, volumul acceptat va fi zero. Caracteristicile ofertei divizibile sunt definite la Tabelul 2.

Tabelul 2: Caracteristicile ofertei divizibile

Caracteristici	Valori permise
Direcție	Crescătoare sau descrescătoare
Volum max	Între 0 și limita IT
Volum min	Diferit de 0, mai mic decât volumul max
Preț	Între prețul maxim și minim
Perioadă de livrare	[H,H+15] SAU [H+15,H+30] SAU [H+30,H+45] SAU [H+45,H+60]

5.3. Ofertă indivizibilă

O ofertă indivizibilă este o ofertă de energie de echilibrare care constă dintr-o singură cantitate și un singur preț. Aceasta mai poartă și denumirea de ofertă bloc. Perioada sa de livrare este de 15 minute, aceasta având o cantitate minimă egală cu cantitatea maximă. Un exemplu de ofertă indivizibilă este prezentat la Figura 3. Se acceptă fie întreaga ofertă indivizibilă, fie nu se poate accepta nimic.

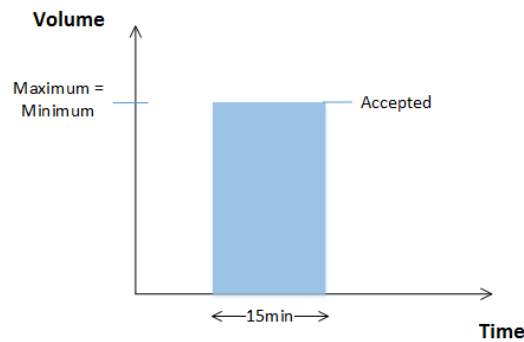


Figura 3: Ofertă indivizibilă

Caracteristicile ofertei indivizibile sunt definite la Tabelul 3.

Tabelul 3: Caracteristicile ofertei indivizibile

Caracteristici	Valori permise
Direcție	Crescătoare sau descrescătoare
Volum max	Între 0 și limita IT
Volum min	Egal cu volumul maxim
Preț	Între prețul maxim și minim
Perioadă de livrare	[H,H+15] SAU [H+15,H+30] SAU [H+30,H+45] SAU [H+45,H+60]

5.4. Oferte legate în timp

Ofertele legate în timp sunt oferte de energie de echilibrare pentru care se va accepta același raport de acceptare α . Raportul de acceptare α reprezintă cantitatea acceptată a unei oferte împărțită la volumul maxim oferit. Astfel, acesta poate fi exprimat matematic după cum urmează:

$$\alpha_i = \frac{q_i}{Q_i^{max}}$$

Unde:

α_i : raportul de acceptare al ofertei i

q_i : volumul acceptat al ofertei i

Q_i^{max} : volumul maxim al ofertei i

Ofertele legate în timp pot fi complet divizibile, divizibile sau indivizibile, și trebuie să corespundă unor etape de timp unitare diferite. În plus, acestea pot avea volume și/sau prețuri diferite. Un exemplu de patru oferte legate în timp este prezentat la Figura 4.

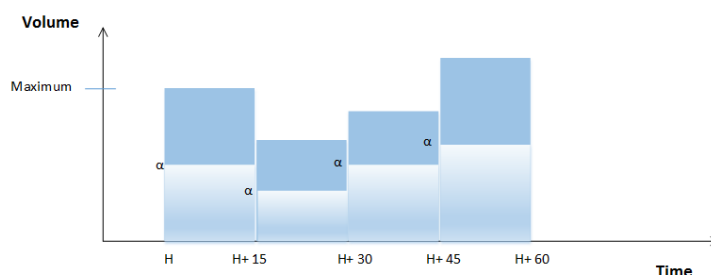


Figura 4: Oferte legate în timp

În acest exemplu, aceiași procent din cantitate se activează pentru fiecare ofertă în raport cu cantitățile maxime, adică se aplică același raport de acceptare α : $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = \alpha_4$. Cantitatea minimă este doar o restricție, astfel că doar cea mai restrictivă dintre ele este relevantă și utilizată de algoritmul. FSE-urile trebuie să transmită ofertele legate în timp:

- Fie sub formă de curbă: în acest caz, ofertele legate în timp asociate vor avea aceeași direcție, adică în sens crescător sau în sens descrescător, întrucât corespund unei singure oferte.

ID ofertă	Direcție	Vol. max	Vol. min	Preț	Perioadă de livrare	ID ofertă legată
546454	Crescătoare sau descrescătoare	Q_max1	Q_min1	P1	[H,H+15]	n/a
		Q_max2	Q_min2	P2	[H+15,H+30]	
		Q_max3	Q_min3	P3	[H+30,H+45]	
		Q_max4	Q_min4	P4	[H+45,H+60]	

A se nota că este permisă și o curbă discontinuă, de ex. Q_max2 poate fi egală cu zero iar Q_max1, Q_max3 și Q_max4 pot fi mai mari ca zero.

- Sau cu legături explicite: în acest caz, în mod similar ofertelor legate în volum descrise mai sus, mai multe oferte vor fi definite de către FSE și vor fi legate printr-o legătură explicită în timp.

ID ofertă	Direcție	Vol. max	Vol. min	Preț	Perioadă de livrare	ID ofertă legată
546454	Crescătoare sau descrescătoare	Q_max1	Q_min1	P1	[H,H+15]	1
254542	Crescătoare sau descrescătoare	Q_max2	Q_min2	P2	[H+15,H+30]	1
353254	Crescătoare sau descrescătoare	Q_max3	Q_min3	P3	[H+30,H+45]	1
254547	Crescătoare sau descrescătoare	Q_max4	Q_min4	P4	[H+45,H+60]	1

5.5. Ofertă exclusivă fie în timp, fie în volum

Ofertele exclusive sunt oferte de energie de echilibrare care satisfac următoarea condiție: doar una (sau niciuna) dintre ofertele exclusive poate fi activată; astfel, activarea unei oferte care aparține unui set de oferte exclusive exclude activarea celorlalte oferte care aparțin aceluiași set. Ofertele exclusive pot fi exclusive în volum sau în timp. OTS-urile vor defini limitele cu privire la numărul ofertelor exclusive pe care un FSE le poate pune la dispoziție pentru fiecare compensare TERRE, în vederea minimizării impactului asupra performanței algoritmului.

5.5.1. Ofertă exclusivă în volum

Ofertele exclusive în volum pot fi oferte complet divizibile, divizibile sau indivizibile sau oferte legate în timp transmise sub formă de curbă, acestea putând avea diferite direcții, adică în sens crescător și/sau în sens descrescător. Aceste oferte pot avea volume și/sau prețuri diferite, totuși acestea nu pot fi exclusive în timp în paralel cu alte oferte. Un exemplu de două curbe exclusive în volum este prezentat la Figura 5. Doar una dintre cele două curbe poate fi acceptată. Pentru curba care va fi acceptată, se va aplica același raport de acceptare.

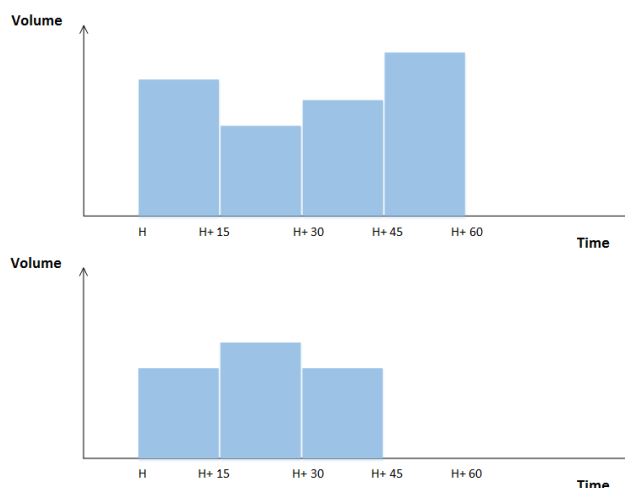


Figura 5: Oferte exclusive: exemplu cu curbe

5.5.2. Ofertă exclusivă în timp

Ofertele exclusive în timp pot fi oferte complet divizibile, divizibile sau indivizibile, acestea putând avea diferite direcții, adică în sens crescător și/sau în sens descrescător. Aceste oferte pot avea volume și/sau prețuri diferite, totuși acestea nu pot fi exclusive în volum și nici legate în volum sau în timp în paralel cu alte oferte. Un exemplu de 4 oferte exclusive este prezentat la Figura 6.

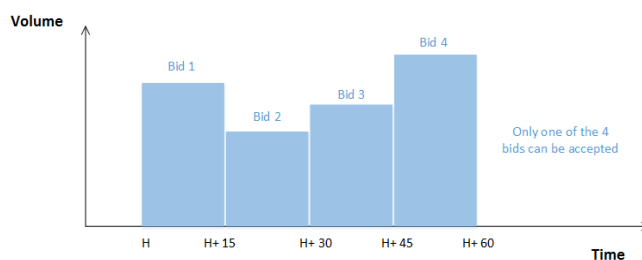


Figura 6: Oferte exclusive în timp

5.6. Ofertă multiparte

O ofertă multiparte este o ofertă de energie de echilibrare care are prețuri variabile pentru cantități variabile, așa cum se arată la Figura 8. Pentru fiecare ofertă multiparte trebuie să se definească un moment de început și unul de sfârșit, pentru a putea indica perioada de livrare. Ofertele multiparte permit FSE-urilor să-și modeleze intern costurile fixe, de ex. costurile de pornire. În plus, similar ofertelor exclusive, acestea permit FSE-urilor să aleagă oferta pentru fiecare portofoliu care să reflecte costurile lor cu mai mare acuratețe.

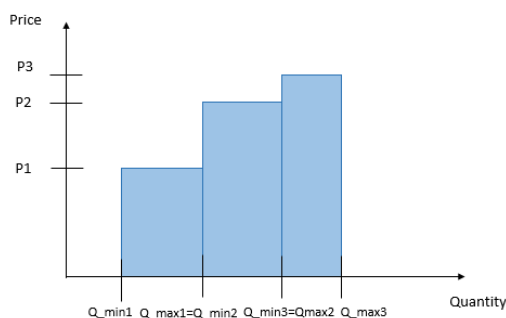


Figura 7: Ofertă multiparte pentru o perioadă de livrare specificată

O ofertă multiparte poate fi complet divizibilă, divizibilă sau indivizibilă, și are o singură direcție. Curba de preț poate fi doar crescătoare. A se nota că este imposibil ca o ofertă multiparte să fie legată sau exclusivă, fie în timp sau în volum, cu alte oferte. Alternativ, FSE-urile au posibilitatea de a modela și transmite ofertele lor multiparte ca oferte exclusive.

A se nota că anumite OTS-uri pot să nu permită FSE-urilor să oferte toate formaturile de Ofertă în cadrul primei etape de operare a Platformei RI, întrucât sistemele lor IT locale pot să nu fie pregătite să proceseze toate tipurile de Oferte. Totuși, pentru a asigura o concurență echitabilă și condiții nediscriminatorii, toate FSE-urile vor putea oferi toate formaturile de Ofertă la un moment ulterior.

6. Cererea de acoperire a necesarului de energie de echilibrare a OTS

Articolul 11 din RRIF prezintă definiția armonizată a cererii de energie de echilibrare a OTS. Această secțiune va explica conceptul elasticității cererii de energie de echilibrare a OTS precum și utilizarea unei marje de toleranță.

Cererea elastică de energie de echilibrare a OTS

OTS-urile RI au obligația de a-și gestiona sistemele într-o manieră eficientă din punct de vedere al costurilor. Astfel, anumite OTS-uri RI vizează să utilizeze cererile elastice de energie de echilibrare. Astfel, acestea pot transmite un preț pentru cererea lor care indică prețul maxim pe care sunt dispuse să îl plătească pentru a-și satisface necesarul prin intermediul Platformei RI. Aceasta permite OTS-urilor să optimizeze procesele de echilibrare la scară economică în timp și spre beneficiul sistemului în ansamblu. A se nota că această oportunitate este oferită în mod explicit operatorilor OTS în prezent, când aceștia echilibrează sistemul (în ceea ce privește volumele solicitate pentru diferite produse de echilibrare) întrucât procesele de echilibrare (RI, mFRR și aFRR) nu sunt separate.

OTS-urile vor transmite cererile elastice, având alternative pentru satisfacerea necesarului, fie prin intermediul produselor de energie de echilibrare mai rapide, adică aFRR sau mFRR, fie prin produse locale specifice. OTS-ul alege să stabilească prețul pentru cerere luând în considerare prețul alternativei. Elasticitatea contribuie în mod clar la reducerea costurilor de echilibrare, întrucât OTS-ul va satisface acest necesar la un cost mult mai mic prin intermediul unui produs alternativ.

În cazul în care OTS-ul nu poate stabili prețul pentru cererea sa, aceasta va afecta volumele transmise pe platforma de echilibrare. Mai precis, OTS-ul va transmite doar o cantitate mai mică de volum care nu poate fi acoperită de cele mai ieftine produse alternative. În general, dacă realizarea cererii de energie de echilibrare RI este incertă (ceea ce este adesea și cazul, întrucât OTS-urile trebuie să o transmită înaintea Orei de Închidere a Porții OTS-OTS) fără cereri elastice, OTS-urile ar trebui să aștepte și să-și plaseze cererea de energie de echilibrare la un moment ulterior, alegând de asemenea să nu o satisfacă prin intermediul Platformei RI. Utilizând elasticitatea, OTS-urile pot utiliza RI pentru a echilibra sistemul într-o manieră eficientă din punct de vedere al costurilor, prin limitarea riscului financiar.

Ține de responsabilitatea ANR-urilor locale să monitorizeze și evalueze metoda pe care fiecare OTS o va urma în vederea stabilirii prețului pentru o cerere. Fiecare ANR va avea cunoștință de principiul și criteriile utilizate de către OTS-ul în cauză în vederea stabilirii prețului elastic, dacă este cazul, precum și de curbele transmise pe Platforma RI și rezultatele obținute.

Marja de toleranță

Marja de toleranță este un parametru al cererii de acoperire a necesarului de energie de echilibrare transmis de un OTS, care reflectă disponibilitatea OTS-ului de a satisface un volum absolut al necesarului de energie de echilibrare mai mare decât cel solicitat inițial, dacă acest lucru optimizează acoperirea necesarului. Întrucât o ofertă a OTS-ului poate fi divizibilă, nu este nevoie să se ia în considerare o marjă de toleranță în direcția opusă față de cererea transmisă.

Este deosebit de util atunci când se transmite o cantitate mare de Oferte indivizibile, întrucât se reduce numărul de Oferte Respînse în mod Imprevizibil. A se nota că dacă toate Ofertele transmise sunt divizibile, marja de toleranță nu va fi utilizată de către AOF. Vom ilustra această funcționalitate prin următorul exemplu.

Exemplu: marjă de toleranță

În acest exemplu, luăm în considerare un singur OTS cu o singură cerere elastică de energie de echilibrare de 300 MWh la 70€/MWh. Marja de toleranță este 50 MWh. Presupunem de asemenea că există două Oferte: o Ofertă crescătoare de 320 MWh la 50€/MWh și o a doua Ofertă crescătoare divizibilă de 400 MWh la 60€/MWh. În primul caz (de pe partea stângă), Ofertă crescătoare (UO) este divizibilă, în timp ce în cel de-al doilea caz (de pe partea dreaptă) se prezintă o Ofertă indivizibilă.

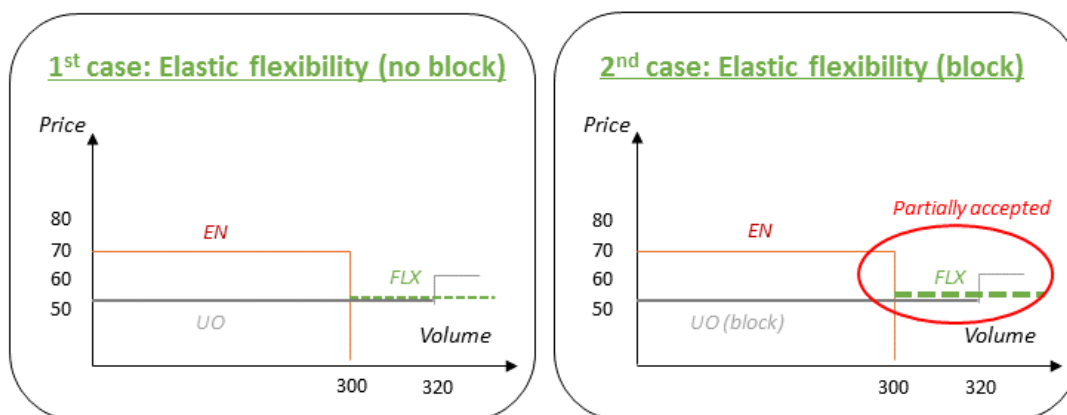


Figura: Exemplu de marjă de toleranță

În primul caz, existența unei marje de toleranță la cererea elastică de energie de echilibrare a OTS-ului este inutilă, întrucât algoritmul va maximiza bunăstarea fără a utiliza flexibilitatea. Astfel, marja de toleranță nu este folosită iar necesarul de energie de echilibrare a OTS-ului este satisfăcut integral. Bunăstarea socială este egală cu 6000€ iar prețul marginal este egal cu 50€/MWh.

În cel de-al doilea caz, marja de toleranță a cererii elastice de energie de echilibrare a OTS-ului permite utilizarea UO indivizibilă și crește bunăstarea socială în comparație cu situația în care cererea era inflexibilă. În acest caz, Oferta indivizibilă este acceptată integral iar marja de toleranță este utilizată parțial (20 MWh). Astfel, OTS-ul are un necesar de energie de echilibrare satisfăcut de 320 MWh. Bunăstarea socială este egală cu 6000€ iar prețul marginal este egal cu 50€/MWh.

A se nota că dacă cererea de energie de echilibrare nu era flexibilă, adică nu avea o marjă de toleranță, s-ar fi activat 300 MWh din cea de-a doua Ofertă divizibilă. În acest caz, bunăstarea socială ar fi egală cu 3000€ iar prețul marginal ar fi egal cu 60€/MWh. Astfel, Oferta indivizibilă crescătoare ar fi de tip URB.

7. Descrierea Funcției de optimizare a activării

În plus față de descrierea inclusă la articolul 13 din RRIF, prezenta secțiune oferă mai multe explicații cu privire la Funcția de optimizare a activării.

7.1. Bunăstarea socială

Funcția obiectiv a funcției de optimizare a activării (AOF) utilizată de către TERRE este maximizarea bunăstării sociale. Așa cum se definește la articolul 29 (1) din EBGL, *fiecare OTS utilizează oferte de energie de echilibrare rentabile, care sunt disponibile pentru livrare în aria sa de control*. Optimizarea bunăstării sociale asigură că se va activa cea mai ieftină combinație posibilă de oferte de energie de echilibrare disponibile, respectând toate restricțiile. A se nota că dacă toate cererile transmise de către OTS-uri sunt inelastice, rezultatele optimizării bunăstării sociale de către AOF sunt echivalente cu rezultatele obținute prin minimizarea costurilor de achiziție.

Așa cum se descrie la secțiunea 6, OTS-urile pot transmite atât cereri elastice, cât și inelastice. Pentru cererile inelastice, se ia în considerare un preț aferent plafonului de preț IT al platformei LIBRA, pentru ca acestea să poată fi incluse în calculul bunăstării sociale. A se nota că cea mai scumpă ofertă FSE crescătoare (descrescătoare) are întotdeauna un preț mai mic (mai mare) decât prețul atribuit cererilor inelastice. Astfel, dacă toate cererile transmise de către OTS-uri sunt inelastice, maximizarea bunăstării

sociale rezultă în aceeași soluție, adică aceleași oferte acceptate, cu minimizarea costurilor de achiziție. Vom ilustra această proprietate prin următorul exemplu.

Exemplu

Se dă o cerere inelastică crescătoare, două oferte crescătoare și o ofertă descrescătoare, și un plafon de preț IT egal cu 100.000€/MWh. Așa cum se prezintă în Figura 8, maximizarea bunăstării sociale rezultă în activarea ofertelor crescătoare 1 și (ca parte din ofertă) 2, satisfacerea cererii inelastice crescătoare și un preț marginal egal cu 1.000€/MWh. Bunăstarea socială este egală cu surplusul OTS plus surplusul FSE. Surplusul OTS este egal cu $100 \cdot (100,000 - 1,000)$ iar surplusul FSE este egal cu $50 \cdot (1.000 - 100) + 50 \cdot (1.000 - 1.000)$. Astfel, bunăstarea socială este egală cu 9.945.000€. Observăm că cererea inelastică are un impact major asupra bunăstării sociale. Obiectivul principal al AOF este maximizarea bunăstării sociale, AOF vizând satisfacerea cererilor inelastice, dacă este posibil, la orice cost.

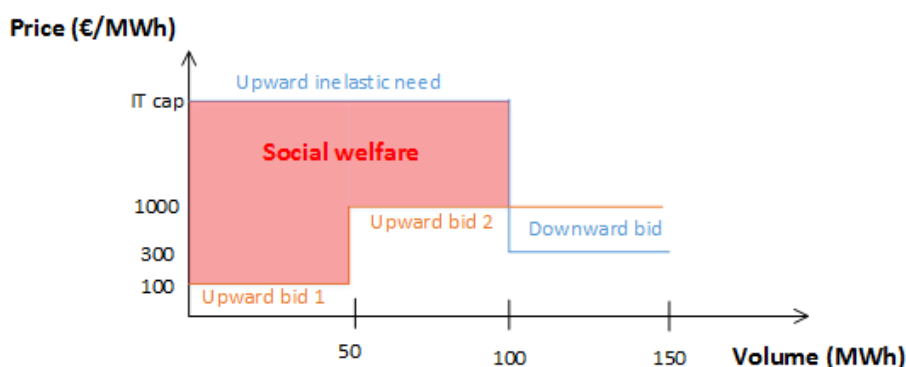


Figura 8: Maximizarea bunăstării sociale: rezultatele exemplului

În cazul în care funcția obiectiv ar fi minimizarea costurilor de achiziție, nu s-ar atribui niciun preț cererii inelastice. Aceasta ar rezulta în activarea ofertelor crescătoare 1 și (ca parte din ofertă) 2, satisfacerea cererii inelastice crescătoare și același preț marginal. Astfel, dacă nu se transmit cereri elastice, maximizarea bunăstării sociale este echivalentă cu minimizarea costurilor de achiziție.

7.2. Contra-activări

7.2.1. Definiția contra-activărilor

Prin termenul „contra-activare” se înțelege activarea simultană a unei Oferte crescătoare și descrescătoare pentru a spori bunăstarea socială. Ca urmare a faptului că toate cererile de energie de echilibrare ale OTS, pozitive și negative, precum și Ofertele crescătoare și descrescătoare sunt tratate în cadrul unei singure optimizări, contra-activările ar putea surveni dacă anumite Oferte descrescătoare ar avea prețuri mai mari decât anumite Oferte crescătoare, adică dacă anumite FSE-uri ar fi dispuse să plătească prețuri mai mari pentru a-și reduce producția decât prețurile pe care alte FSE-uri ar fi dispuse să le primească pentru a-și crește producția.

Figura de mai jos prezintă o listă cu ordine de merit. În cazul în care o Ofertă descrescătoare - ilustrată cu albastru - are un preț mai mare decât o Ofertă crescătoare (ilustrată cu portocaliu), atunci aceste două Oferte ar fi activate în mod simultan iar acest lucru ar rezulta într-o bunăstare socială mai mare.

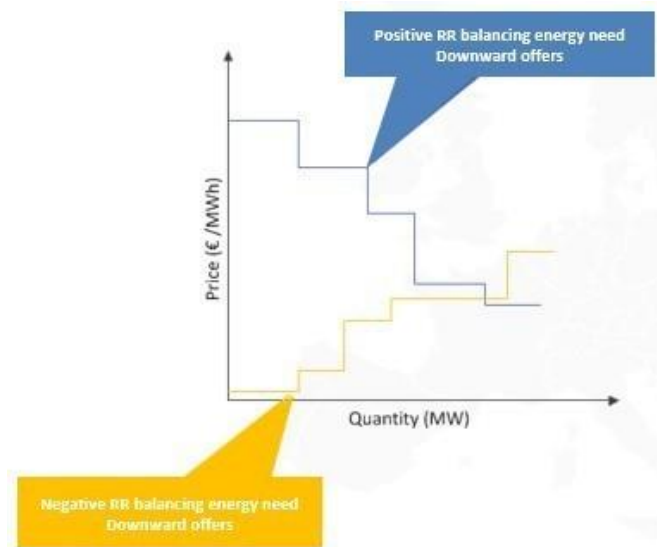


Figura: Explicație privind contra-activările

7.2.2. Monitorizarea și minimizarea contra-activărilor

OTS-urile RI iau în considerare preocupările Părților interesate și ale ANR-urilor. Astfel, așa cum se precizează în RRIF, LIBRA va:

- permite contra-activările pentru primul an și va monitoriza (1) frecvența, (2) volumul, (3) impactul asupra prețului marginal CZ, (4) URB, (5) timpul de calcul și (6) bunăstarea socială în timpul perioadei
- minimizează contra-activările la un an după lansarea TERRE

OTS-urile RI lucrează în prezent la o metodologie pentru minimizarea contra-activărilor.

Propunerea curentă constă în împărțirea volumelor aferente cererilor și Ofertelor în următorii factori:

- Corelare cerere-cu-cerere (adică compensare)
- Corelare cerere-cu-Ofertă
- Corelare Ofertă-cu-Ofertă (adică contra-activare)

Astfel, fiecare cerere va fi reprezentată prin două variabile și, în mod similar, fiecare ofertă va fi împărțită în două variabile separate. Această descompunere permite algoritmului să definească volumele contra-activate, adică corelarea Ofertă-cu-Ofertă. Utilizând această împărțire, algoritmul de închidere poate:

- maximiza satisfacerea necesarului
- minimizează contra-activările (corelare Ofertă-cu-Ofertă)

Aceasta înseamnă că algoritmul va încerca să identifice o descompunere a corelării cerere-cu-cerere, a corelării cerere-la-Ofertă și a corelării Ofertă-la-Ofertă care minimizează corelarea Ofertă-la-Ofertă și maximizează simultan bunăstarea socială.

A se nota că este posibil ca anumite propuneri, cum ar fi cea exprimată de către ANR-uri în cadrul avizului comun în urma ultimelor consultări de proiect, care vizează minimizarea contra-activărilor, să nu poată fi fezabile din punct de vedere tehnic și să se afle încă în etapa de evaluare tehnică.

7.3. Oferte Respinse în mod Imprevizibil

AOF caută să optimizeze bunăstarea socială din regiunea TERRE. În plus, se preconizează că vor fi transmise nu numai oferte divizibile (cu cantități minime egale cu zero), ci și formaturi mai complexe de ofertă de energie de echilibrare. Astfel, pot exista cazuri în care o ofertă de energie de echilibrare crescătoare (descrescătoare) respinsă are un preț mai mic (mai mare) decât prețul marginal. Aceste oferte se numesc oferte respinse în mod imprevizibil (URB). URB pot surveni de asemenea în cazul Capacității de reglaj a interconexiunii.

OTS-urile RI au prezentat două opțiuni privind URB:

1. permiterea ofertelor divizibile respinse în mod imprevizibil
2. permiterea doar a ofertelor complexe respinse în mod imprevizibil și minimizarea ofertelor complet divizibile respinse în mod imprevizibil

Luând în considerare răspunsurile primite de la părțile interesate, OTS-urile RI au vizat inițial implementarea celei de-a doua opțiuni. Totuși, această opțiune va crește contra-activările și poate rezulta în cereri inelastice nesatisfăcute, ceea ce poate pune în pericol siguranța sistemului. Mai jos este prezentat un exemplu de cerere nesatisfăcută din pricina restricționării URB. Astfel, OTS-urile RI vor implementa opțiunea 1 și vor monitoriza URB.

Exemplu

Se dă o zonă cu o cerere crescătoare inelastică de 30 MWh, o ofertă crescătoare complet divizibilă de 20 MWh cu un preț de 0€/MWh și o ofertă crescătoare indivizibilă de 20 MWh cu un preț de 60€/MWh. Luăm în considerare un plafon tehnic de piață de 100€/MWh (această valoare este luată în considerare doar în scop ilustrativ – plafonul de piață va fi mult mai mare). Lista comună cu ordine de merit

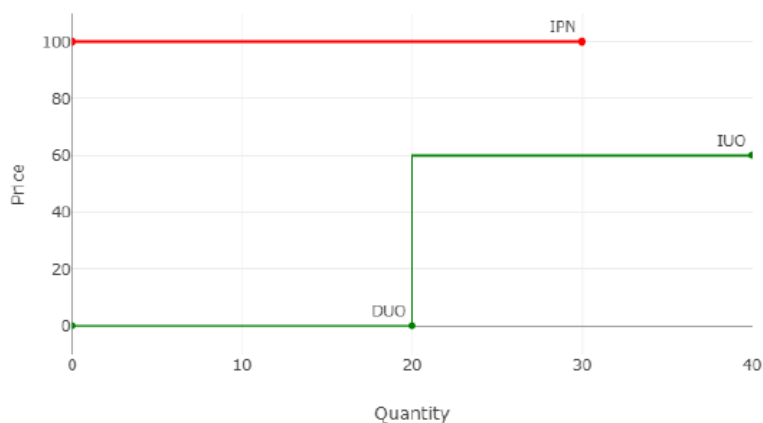


Figura 9: Lista comună cu ordine de merit

În cazul în care ofertele complet divizibile nu vor putea fi respinse, oferta complet divizibilă va fi acceptată și oferta indivizibilă va fi respinsă. Astfel, cererea inelastică va fi satisfăcută parțial. Acest lucru nu este acceptabil pentru OTS-uri, întrucât nesatisfacerea unei cereri inelastice poate pune în pericol siguranța sistemului. Astfel se va aplica opțiunea 1, ceea ce rezultă în acceptarea ofertei crescătoare indivizibile, acceptarea parțială a ofertei complet divizibile și satisfacerea integrală a cererii inelastice.

8. Gestionarea pierderilor de energie HVDC și c.a.

Pierderile din rețea reprezintă o realitate fizică atât pentru rețeaua HVDC, cât și pentru cea c.a. Acest lucru presupune ca fiecare alocare la o graniță cu pierderi să rezulte într-un volum de alocare în zona care exportă care diferă de volumul alocat în zona care importă. AOF va lua în considerare pierderile din interconexiunile HVDC, în timp ce pierderile din legăturile în c.a. nu vor fi luate în considerare, așa cum se întâmplă în prezent în cuplarea piețelor pentru ziua următoare. Explicația de mai jos respectă propunerea privind cuplarea piețelor pentru ziua următoare.

S-a concluzionat că modul optim de a lua în considerare pierderile survenite printr-un schimb pe interconexiunile HVDC este ca acestea să fie incluse direct drept restricție explicită în schimburile interzonale în AOF. Mai precis, pierderile vor fi incluse în restricțiile generale privind echilibrarea cererii și ofertei aferente zonelor de ofertare cu interconexiuni HVDC, așa cum se ilustrează în figura de mai jos. În plus, pierderile sunt considerate a fi liniare față de schimbul de flux, adică acestea reprezintă un procent fix din schimbul planificat, așa cum se specifică de către operatori, și sunt aplicate în baza valorii generale a pierderii pe interconexiune, spre deosebire de valoarea de la mijlocul interconexiunii, așa cum se detaliază mai jos.

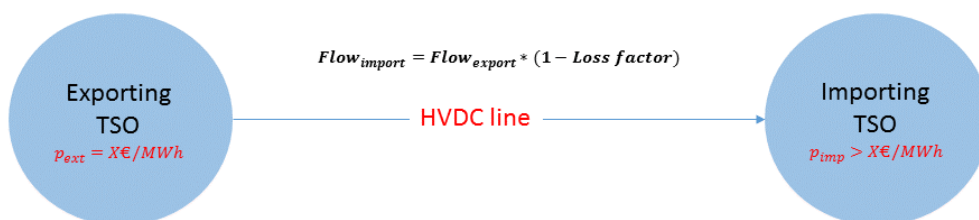


Figura: Pierderi pe interconexiunile HVDC

Proprietățile la nivel înalt pentru schimbul planificat, prețuri și tarifele de congestie sunt următoarele:

- $Flux_{import} = Flux_{export} * (1 - factor\ de\ pierdere)$
- $P_{import} * (1 - factor\ de\ pierdere) - P_{export} = 0$ când nu există congestii și tarife de congestie, chiar și dacă există diferențe de preț.
- $P_{import} * (1 - factor\ de\ pierdere) - P_{export} > 0$ când linia este congestionată și astfel există tarife de congestie, calculate drept: $P_{import} * Flux_{import} - P_{export} * Flux_{export}$

A se nota că aceasta nu este valabilă pentru fluxuri inverse, adică fluxuri dintr-o zonă mai scumpă către o zonă mai ieftină care pot surveni ca urmare a restricțiilor privind capacitatea de reglaj a interconexiunii, de exemplu.

Pentru IFA, întrucât algoritmul nu recunoaște referința către mijlocul canalului, luăm în considerare Factorul de Pierdere combinat IFA egal cu $1 - (1-LF) / (1+LF)$, unde LF reprezintă Factorul de Pierdere la mijlocul canalului.

Bunăstarea socială este de asemenea scăzută prin aceste pierderi, ceea ce se poate calcula după cum urmează:

$$\sum_{\text{toate interconexiunile}} (Flux_{export} * p_{export} - Flux_{import} * p_{import})$$

Aceste costuri financiare ale pierderilor HVDC sunt astfel suportate în mod implicit de către toți membrii OTS (totuși, nu mereu în mod proporțional), întrucât luarea în considerare a pierderilor afectează în mod direct prețurile de la respectivele granițe.

9. Capacitatea de reglaj a interconexiunii

Calculul capacității oferite pe piață diferă în mod fundamental între granițele c.a și c.c. La granițele c.c. (pe piața GB și altele) valoarea nominală este în general oferită pe piață (adică nu se rețin capacități în rezervă pentru a veni în întâmpinarea erorilor, problemelor operaționale etc.). Totuși, aceasta nu se aplică la granițele c.a. unde capacitatea poate fi redusă pentru a veni în întâmpinarea cerințelor operaționale (de ex. n-1).

Pentru granițele c.c., aceasta poate duce la perioade în care beneficiul de piață adus de capacitatea suplimentară este neutralizat de costurile operaționale aferente furnizării capacității. De aceea, pentru a evita astfel de situații și pentru a maximiza bunăstarea socială, OTS-urile trebuie să gestioneze liniile HVDC în orizonturi de timp operaționale pe măsură ce certitudinea condițiilor sistemului electroenergetic crește. TERRE permite acestor OTS-uri să gestioneze liniile HVDC prin transmiterea pe Platforma RI a unui domeniu de flux dorit pe HVDC.

Anumite OTS-uri RI au decis să extindă această funcționalitate, care a fost inițial luată în considerare pentru liniile HVDC, și la granițele c.a. și să implementeze capacitatea de reglaj a interconexiunii în cadrul Platformei RI. Această modificare în schimbul interzonal este convertită în mod implicit într-o restricție în algoritm. Fiecare OTS definește astfel noi limite pentru schimbul comercial bilateral pentru granița care urmează să fie reglată. În cazul în care noile limite sunt respectate prin reducerea capacității disponibile pe granița respectivă, reducerea capacității disponibile se realizează înaintea procesului Platformei RI, în aceeași manieră ca în prezent. Totuși, dacă este necesară o inversare a schimbului în vederea respectării noilor limite, OTS-ul poate defini un schimb minim dorit pe o direcție specifică (adică o capacitate negativă). AOF restricționează fluxul pe granița specifică, luând în considerare schimbul dorit transmis de către OTS. A se nota că aceasta este o restricție fermă; astfel, aceasta va fi respectată indiferent de cost.

Ofertele care vor fi acceptate de către algoritmul de optimizare, care vor fi astfel și activate, vor respecta restricția schimbului dorit. Totuși, decontarea dintre OTS-uri va avea loc în baza prețurilor marginale care rezultă din algoritm, fără a lua în considerare restricțiile schimbului dorit. Ofertele acceptate activate pentru respectarea restricției domeniului de flux dorit (care nu au fost acceptate fără luarea în considerare a acestei restricții) vor fi achitate către FSE-uri în regim „pay-as-bid”, în vederea respectării articolului 30 din EBGL.

Se dă următorul exemplu pentru explicarea activărilor și opțiunii de decontare susmenționate.

Exemplu:

Se dă sistemul prezentat în Figura 1 de mai jos și ofertele prezentate în Tabelul 4 de mai jos. În scopul simplității, toate ofertele și cererile au o perioadă de valabilitate egală cu unitatea de timp a pieței, adică 60 de minute, și toate cererile sunt considerate a fi inelastice și inflexibile. Capacitatea interzonală dintre OTS-urile 2 și 3 este suficient de mare pentru a nu influența rezultatele, în timp ce capacitatea interzonală transmisă între OTS-urile 1 și 2 este de 50 MW pe o direcție (1 -> 2) și 0 MW pe direcția opusă (2 -> 1). Așa cum se ilustrează în Figura 1 și în Tabelul 1 de mai jos, OTS-ul 1 transmite un flux minim dorit de 30 MW.

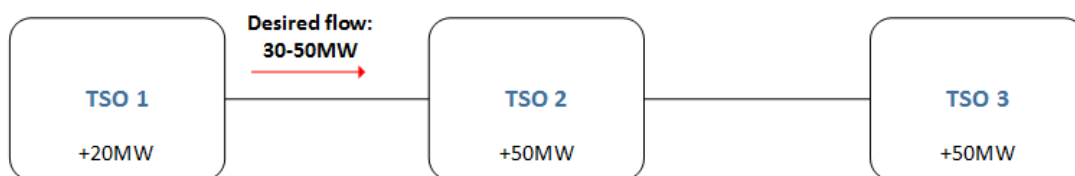


Figura 1: Exemplu de capacitate de reglaj a interconexiunii

OTS	Direcția ofertei	Cantitatea ofertei (MW)	Prețul ofertei (€/MWh)
1	Crescătoare	40	50
1	Crescătoare	50	60
2	Crescătoare	60	60
2	Descrescătoare	50	-35
3	Crescătoare	80	30
3	Crescătoare	90	40
3	Descrescătoare	50	-5

Tabelul 1: Exemplu de capacitate de reglaj a interconexiunii: oferte transmise

AOF ia în considerare fluxul dorit de 30-50 MW și generează rezultatele prezentate la Figura 2 și Tabelul 2 de mai jos.



Figura 2: Exemplu de capacitate de reglaj a interconexiunii: rezultate

OTS	Direcția ofertei	Cantitatea ofertei (MW)	Prețul ofertei (€/MWh)	Cantitatea activată (MW)
1	Crescătoare	40	50	40
1	Crescătoare	50	60	10
2	Crescătoare	60	60	0
2	Descrescătoare	50	-35	0
3	Crescătoare	80	30	70
3	Crescătoare	90	40	0
3	Descrescătoare	50	-5	0

Tabelul 2: Exemplu de capacitate de reglaj a interconexiunii: oferte activate

AOF va fi executată încă o dată (secvențial sau în paralel cu prima executare), fără a lua în considerare restricția privind fluxul minim dorit. Rezultatele celei de-a doua executări nerestricționate sunt prezentate la Figura 3 și Tabelul 3 de mai jos.



Figura 3: Exemplu de capacitate de reglaj a interconexiunii: rezultatele executării nerestricționate

OTS	Direcția ofertei	Cantitatea ofertei (MW)	Prețul ofertei (€/MWh)	Cantitatea activată (MW)
1	Crescătoare	40	50	20
1	Crescătoare	50	60	0
2	Crescătoare	60	60	0
2	Descrescătoare	50	-35	0
3	Crescătoare	80	30	80
3	Crescătoare	90	40	20
3	Descrescătoare	50	-5	0

Tabelul 3: Exemplu de capacitate de reglaj a interconexiunii: oferte acceptate în executarea nerestricționată

Prețul la zona de ofertare a OTS-ului 1 va fi de 50€/MWh iar prețul la zonele de ofertare ale OTS-urilor 2 și 3 va fi de 40€/MWh. A se nota că ofertele acceptate în executarea restricționată, prezentată la Tabelul 2, sunt activate însă prețul marginal este rezultatul executării nerestricționate.

După cum s-a menționat mai sus, anumite creșteri vor fi acordate FSE-urilor care au fost activate însă care au transmis un preț mai mare pentru ofertele crescătoare (sau care au transmis un preț mai mic pentru ofertele descrescătoare). Mai precis, aceste FSE-uri vor fi plătite în regim „pay-as-bid”. În exemplul de mai sus, aceasta se aplică doar pentru o ofertă: de la zona OTS-ului 1 a fost activată o ofertă cu un preț transmis de 60€/MWh, însă prețul marginal este de 50€/MWh. Această ofertă va fi deci plătită cu 60€/MWh în loc de 50€/MWh. A se nota că această ofertă aparține OTS-ului 1 care a solicitat capacitatea de reglaj a interconexiunii, și astfel nu va afecta decontarea OTS-OTS. Creșterea acordată acestui FSE, adică $60€/MWh \cdot 10MW - 50€/MWh \cdot 10MW = 100€$, va proveni de la OTS-ul 1 care a solicitat capacitatea de reglaj.

OTS-urile vor utiliza cu transparență capacitatea de reglaj a interconexiunilor. OTS-urile au în vedere de asemenea și faptul că orice eventuale „activări pierdute” din pricina luării în considerare a capacității de reglaj a interconexiunii sunt legate de siguranța rețelei care ține în mod obligatoriu de responsabilitatea OTS-urilor.

10. Decontarea OTS-OTS

Drept consecință a schimbului de energie de echilibrare pe Platforma RI, nu va fi nevoie de un mecanism de decontare între OTS-uri.

Caracteristicile principale ale decontării OTS-OTS sunt următoarele:

- Decontarea energiei schimbate în regim „pay-as-cleared”, respectând orientările prevăzute de EBGL
- Energia planificată și decontată comercial între OTS-uri va fi blocul de energie pe perioada aferentă (exclusiv eventuala energie asociată cu rampele din afara perioadei), în conformitate cu definiția produsului standard RI pentru RI (a se vedea Figura 1 de mai jos).



Figura 1: Volumul de energie planificat și decontat la nivel interzonal în TERRE

10.1. Tariful de congestie

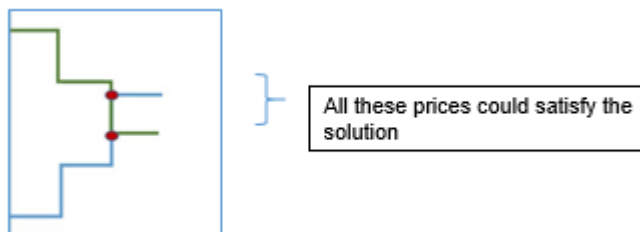
Ar putea exista situații în care granițele din interiorul regiunilor RI se congestionează. Într-un astfel de caz, ar putea exista prețuri marginale diferite pe fiecare zonă de ofertare interconectată. Fiecare dintre aceste prețuri va fi stabilit în baza ofertelor de echilibrare activate și/sau a cererilor satisfăcute de energie de echilibrare ale OTS-urilor din zona necongestionată. Va surveni un surplus ca urmare a acestei diferențe dintre prețul pe care o zonă este „dispusă să îl plătească” și prețul pe care cealaltă zonă este „dispusă să îl primească” pe fiecare parte a interconexiunii. Acest surplus, calculat prin înmulțirea energiei de echilibrare schimbate cu diferența de preț, se numește „tarif de congestie” în alte intervale (cum ar fi proiectul MRC). În acest caz, „tariful de congestie RI” ar fi:

$$\text{Tarif de congestie RI} = \text{program RI} \times (\Delta\text{Preț})$$

Programul RI este programul interzonal dintre cele două zone congestionate și $\Delta\text{Preț}$, diferența dintre prețurile marginale pe ambele părți. Distribuția tarifelor de congestie este un aspect ce ține de reglementare care se stabilește împreună cu ANR-urile. Aceste tarife de congestie nu survin doar pe Platforma RI, ci și în alte intervale (de ex. Cuplarea Regiunilor Multiple în DA). Astfel, utilizarea acestui tarif de congestie va fi consistentă cu modul în care acestea se utilizează în alte intervale, și în conformitate cu articolul 16-6 din Regulamentul R 714-2009.

10.2. Nedeterminarea prețului

O nedeterminare a prețului este o situație specială în care o selecție identică de ofertă și cerere ducă către multiple soluții optime de preț de închidere, așa cum se arată în figura de mai jos. În acest caz, toate soluțiile sunt asociate unei bunăstări sociale identice și astfel este necesară definirea unei reguli de selectare a unui singur preț din setul de prețuri optime. Această situație poate surveni fie ca urmare a prezenței cererilor elastice, fie ca urmare a contra-activărilor planificate.



Pentru a calcula prețul, se dă o limită de preț superioară și inferioară iar prețul este stabilit la valoarea de mijloc a acestor limite. Dacă nu este disponibilă nicio limită superioară de preț, de ex. dacă nu există oferte unice descrescătoare BTU acceptate sau cereri elastice și oferte crescătoare complet divizibile respinse sau cereri elastice, prețul este stabilit la valoarea limitei inferioare. În mod similar, dacă nu este disponibilă nicio limită inferioară de preț, de ex. dacă nu există oferte unice crescătoare BTU acceptate sau cereri

elastice și oferte descrescătoare complet divizibile respinse sau cereri elastice, prețul este stabilit la valoarea limitei superioare. Pentru definirea limitelor, se iau în considerare prevenirea Ofertelor Acceptate în mod Imprevizibil pentru oferte unice BTU și prevenirea Ofertelor Respinse în mod Imprevizibil (dacă contra-activările vor fi permise) pentru ofertele complet divizibile și cererile elastice.

Următorul exemplu ilustrează o situație de nedeterminare a prețului cu oferte complet divizibile (cel mai simplu scenariu).

Exemplu

Se dau următoarele cereri de energie de echilibrare și Oferte:

- IPN: cerere crescătoare inelastică de 10 MWh cu 100 €/MWh (plafonul de piață presupus)
- DDO1: ofertă descrescătoare complet divizibilă de 10 MW cu 80 €/MWh
- DDO2: ofertă descrescătoare complet divizibilă de 10 MW cu 0 €/MWh
- DUO1: ofertă crescătoare complet divizibilă de 20 MW cu 20 €/MWh
- DUO2: ofertă crescătoare complet divizibilă de 10 MW cu 40 €/MWh

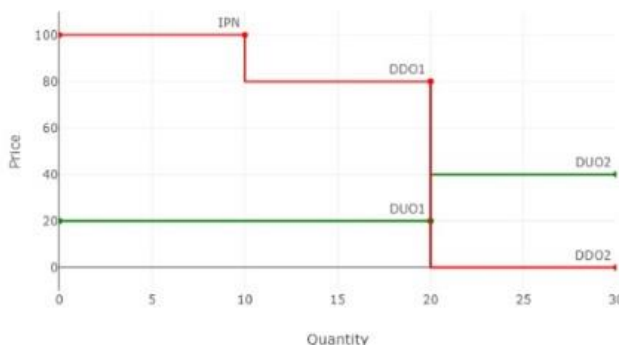


Figura 10: Exemplu de nedeterminare a prețului

Dacă sunt permise contra-activările, atunci ofertele DUO1 și DDO1 precum și cererea inelastică IPN sunt acceptate iar limitele de preț sunt definite după cum urmează:

- $MCP \geq 20\text{€/MWh}$ (regula UAB pentru DUO1)
- $MCP \leq 80\text{€/MWh}$ (regula UAB pentru DDO1)
- $MCP \geq 0\text{€/MWh}$ (regula URB pentru DDO2)
- $MCP \leq 40\text{€/MWh}$ (regula URB pentru DUO2)

Astfel, limita de preț superioară finală este de 40€/MWh și limita de preț inferioară finală este de 20€/MWh. Prețul este stabilit la valoarea de mijloc și este astfel egal cu 30€/MWh.

Dacă contra-activările sunt minimizate, atunci oferta DUO1 va fi acceptată parțial (10 MWh) și cererea inelastică va fi satisfăcută. Regula URB nu va fi luată în considerare la definirea limitelor de preț și singura limită de preț provine din acceptarea DUO1. Astfel, prețul va fi stabilit la 20€/MWh.

A se nota că piața pentru ziua următoare utilizează definiții diferite pentru prețul-țintă întrucât ia în considerare doar ofertele complet divizibile (denumite „oferte orare”) în determinarea acestora. Motivul

principal pentru metoda pentru ziua următoare este asigurarea unei mai bune distribuiri a surplusului dintre ofertele complet divizibile, ignorând astfel celelalte tipuri de oferte.

În schimb, modulul de optimizare LIBRA ia în considerare toate ofertele unice BTU (inclusiv ofertele indivizibile) întrucât dispune de o metodă mai naturală și sporește șansele de a genera atât limite de preț inferioare, cât și superioare.

11. Etapele de planificare transfrontalieră și numărul porților zilnice

OTS-urile RI își asumă să reducă etapele de planificare transfrontaliere la sub 60 min pentru granițele incluse în regiunea RI. Termenul limită va fi cel impus prin EBGL pentru utilizarea Platformei europene pentru schimbul de mFRR și cel impus prin Regulamentul CACM pentru definirea frecvenței închiderii porții intrazilnice interzonale. Pentru acest termen limită, etapa de planificare transfrontalieră va fi de 15 min.

Începând cu această dată, este probabil ca anumite OTS-uri să crească numărul de porți zilnice (închidere zilnică) la 48 și 96 porți. De exemplu, RTE și Swissgrid vizează să implementeze 48 porți zilnice.

În funcție de maturitatea pieței europene de echilibrare de la momentul respectiv, OTS-urile vor realiza o analiză asupra creșterii numărului de porți zilnice.

12. GCT pentru ofertele de energie RI (BEGCT)

OTS-urile înțeleg poziția Părților interesate în ceea ce privește definiția BEGCT. De aceea, OTS-urile RI și-au asumat prin articolul 7 din RRIF să definească BEGCT la 55 min înaintea perioadei aferente activării produsului standard RI în vederea satisfacerii necesarului de energie de echilibrare a OTS.

Acest obiectiv va fi atins în termen de cel mult 12 luni de la data lansării Platformei RI. În timpul acestor 12 luni, BEGCT va fi stabilită la 60 min înaintea perioadei aferente activării produsului standard RI în vederea satisfacerii necesarului de energie de echilibrare a OTS.

Această propunere a fost făcută pentru a oferi timp anumitor OTS-uri RI să dobândească suficientă experiență din procesul Platformei RI împreună cu procesul XBID. Aceste 12 luni vor permite acestor OTS-uri RI să-și adapteze procesele și instrumentele locale, scăzând astfel timpul necesar pentru următoarele sarcini:

- Recepția, gestionarea, filtrarea, convertirea (pentru sistemele CDS) și transmiterea ofertelor pe platformă, calculul volumului oferit total
- Calculul marjelor
- Recepția, validarea graficelor XB, calculul noilor grafice, calculul și transmiterea ATC rămasă
- Recepția, integrarea graficelor specifice
- Calculul dezechilibrelor în baza graficelor XB, graficelor de producție
- Calculul necesarului de energie de echilibrare și prețul aferent
- Revizuire manuală a cererii și transmiterea pe platformă

13. Procesul de ultimă instanță

În cazul în care algoritmul de optimizare nu converge, se aplică următoarea procedură de ultimă instanță:

1. Algoritmul va fi executat luând în considerare ofertele de energie de echilibrare și cererile pentru acoperirea necesarului de energie de echilibrare ale OTS-urilor transmise anterior, cerințele și restul restricțiilor, cu capacitatea interzonală dintre toate zonele de ofertare fiind egală cu 0;
2. Rezultatele finale vor fi comunicate OTS-urilor.

În plus, fiecare OTS se asigură că există soluții de ultimă instanță la nivel național în cazul în care procedurile menționate la alineatele (1) și (2) eșuează. Astfel, dacă optimizarea algoritmică nu converge cu capacitatea interzonală egală cu 0, toate OTS-urile vor executa sistemele lor naționale, luând în considerare doar ofertele de energie de echilibrare naționale și necesarul propriu de energie de echilibrare, cerințele și restul restricțiilor și, în acest caz, cererile de energie de echilibrare ale OTS-urilor vor fi satisfăcute doar prin intermediul ofertelor naționale.

Fiecare OTS poate decide să utilizeze soluția națională de ultimă instanță sau soluția de ultimă instanță oferită de Platforma RI.