

Instrument de prezentare și motivare

Secțiunea 1 Titlul proiectului de reglementare

Ordin privind aprobarea Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea, completarea și abrogarea unor dispoziții din sectorul energiei electrice

Secțiunea 2 Motivul emiterii reglementării

1. Contextul și cadrul european de reglementare (*Descrierea situației actuale*)

În procesul de îndeplinire a obiectivului UE de realizare a unei piețe unice interne de energie electrică, a fost aprobat *Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*, care prevede, la art. 5, înființarea ENTSO-E, iar la art. 6 obligația acestei organizații a operatorilor de transport și de sistem de a elabora reguli unitare destinate facilitării comerțului transfrontalier cu energie electrică, pentru domeniile distincte descrise în art. 8, concretizate în așa numitele coduri de rețea. Unul dintre domenii este piața de echilibrare (pct. i): reguli de echilibrare, inclusiv reguli de asigurare a rezervelor de putere, în acest sens fiind elaborată în 2013 propunerea ENTSO-E pentru Codul de rețea privind echilibrarea (Network code on electricity balancing), trimisă către ACER și modificată limitat conform recomandărilor acestuia în 2014. Documentul a fost aprobat și s-a publicat în JO al UE pe 28 nov. 2017 cu intrare în vigoare pe 18 dec. 2017 sub denumirea: **Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică** (denumit în continuare **GLEB**).

În esență, *GLEB* prevede posibilitatea utilizării energiei de echilibrare disponibile într-un sistem electroenergetic dintr-un stat membru, de către OTS din alte sisteme, pe baza unor liste comune de produse standard și a utilizării acestora pe baza prețului oferit (ordinii de merit), decontarea realizându-se în general prin intermediul OTS de racordare. Pentru o utilizare optimizată a resurselor, asigurarea necesarului de rezerve ar putea să se facă la nivel regional/european, ținându-se seama de capacitățile disponibile de interconexiune, existând și posibilitatea ca rezervele să fie achiziționate în comun de mai mulți OTS. Documentul propune principii pentru remunerarea energiei de echilibrare și solicită armonizarea regulilor privind determinarea și decontarea dezechilibrelor, cu posibilitatea unor derogări în cazuri justificate.

După intrarea în vigoare a *GLEB*, prevederile sale devin obligatorii, fiind stabilite termene clare pentru implementarea celor mai importante dintre acestea, iar legislația secundară în acest domeniu va trebui adaptată corespunzător, în acord cu metodologiile propuse de OTS-uri și aprobate de toate autoritățile de reglementare implicate.

Prima etapă din acest proces este elaborarea de către OTS naționali și transmiterea spre aprobare, autorităților naționale de reglementare, în maxim 6 luni după intrarea *GLEB* în vigoare, a clauzelor și condițiilor aplicabile furnizorilor de servicii de echilibrare (participanților la PE) și a celor aplicabile părților responsabile cu echilibrarea (PRE), inclusiv a normelor privind suspendarea și restabilirea activităților de piață, precum și a celor privind

decontarea în cazul suspendării pieței conform *Regulamentului (UE) 2017/2196 al Comisiei din 24 noiembrie 2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic* (Codul ER), care trebuie să respecte termenii cadru pentru crearea platformelor europene pentru schimbul de energie de echilibrare și pentru procesul de compensare a dezechilibrelor.

2. Cadrul național de reglementare

Prin aprobarea Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică prin Ordinul președintelui ANRE nr. 25/2004, s-a trecut la un ansamblu de reguli privind funcționarea pieței angro de energie electrică caracterizat prin autoprogramarea unităților de producție dispecerizabile înainte de momentul livrării, realizarea echilibrului dintre producție și consum în timp real de către OTS prin operarea pieței de echilibrare pe baze concurențiale și prin asumarea responsabilității financiare a dezechilibrelor constatate în urma măsurării, de către titularii de licență care le-au generat, organizați în părți responsabile cu echilibrarea. Acest model de piață, în liniile sale principale, este cel adoptat în majoritatea statelor membre UE și totodată este conform cu prevederile Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012.

De la aprobarea Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică și până în prezent, regulile de funcționare a pieței angro de energie electrică din România au fost completate și modificate printr-o serie de ordine ale președintelui ANRE prin care au fost integrate atât soluții la problemele constatate pe parcurs, cât și noile cerințe ale legislației primare.

Atribuțiile ANRE în domeniul stabilirii regulilor privind funcționarea pieței de echilibrare rezultă în temeiul art. 5 alin. (1) lit. c) și art. 9 alin. (1) lit. h) ale OUG nr. 33/2007, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, conform căreia ANRE stabilește **reglementări tehnice și comerciale** pentru operatorii economici din sector, pentru funcționarea sigură și eficientă a sectorului energiei electrice, termice și al gazelor naturale.

În plus, art. 21 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede că *participanții la piața de energie electrică trebuie să respecte regulile de funcționare a acesteia, prevăzute prin ordine, decizii și avize favorabile emise de autoritatea competentă și că participanții la piață sunt obligați să-și asume responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor pe care le generează pe piața de energie electrică...*, să respecte prevederile licențelor și ale reglementărilor emise de autoritatea competentă, ...să notifice operatorului de transport și de sistem importurile, exporturile și tranzitele..., să notifice operatorului de transport și de sistem toate cantitățile contractate nete reciproce. Art. 28 prevede obligația **unităților dispecerizabile să oferteze întreaga putere electrică disponibilă pe piața de echilibrare, definită conform reglementărilor emise de autoritatea competentă**, iar art. 36 permite OTS să facă tranzacții cu energie electrică *pentru menținerea echilibrului producție-consum, prin operațiuni de vânzare-cumpărare în piața de echilibrare*, acestea realizându-se pe baza unor proceduri transparente și nediscriminatorii, prin **mecanisme concurențiale, conform reglementărilor autorității competente**, atribuindu-i totodată activitatea de transmitere a rezultatelor măsurărilor de energie electrică la operatorul pieței de energie electrică în vederea realizării **decontării tranzacțiilor din piața de echilibrare și a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea** și pe cea de organizare și administrare a pieței de echilibrare a energiei electrice.

Totodată, Legea eficienței, nr. 121/2014, stabilește următoarele responsabilități în legătură cu regulile de dispecerizare:

*Art. 15 ... (8)...operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție, atunci când asigură **dispecerizarea** producătorilor de energie electrică din rețeaua proprie, au următoarele obligații, **sub rezerva cerințelor stabilite de ANRE referitoare la menținerea fiabilității și siguranței rețelei:***

...

*c) **dispecerizează cu prioritate** energia electrică produsă în **cogenerare de înaltă eficiență**, în condiții de siguranță în funcționare a sistemului electroenergetic național*

*(9) ANRE aprobă prin ordin reguli privind stabilirea ordinii de merit a producătorilor de energie electrică ce beneficiază de acces prioritar. La acordarea accesului prioritar pentru energia electrică produsă în **cogenerare de înaltă eficiență** sau la **dispecerizarea acesteia**, ANRE poate stabili **ierarhii între diferitele tehnologii de producere a energiei electrice din surse regenerabile și cogenerare de înaltă eficiență**, precum și între producătorii care utilizează aceeași tehnologie din aceste surse, fără a fi împiedicat accesul prioritar al energiei produse din diferite surse regenerabile.*

...

*(13) În cazul în care este fezabil din punct de vedere tehnic și economic pentru unitățile de cogenerare de înaltă eficiență și sub rezerva asigurării fiabilității și siguranței rețelei, **ANRE stabilește reguli care să permită producătorilor de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență să ofere servicii de echilibrare și alte servicii operaționale operatorului de transport și de sistem și operatorilor de distribuție.** Operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție achiziționează aceste servicii în regim concurențial, transparent, nediscriminatoriu și ușor de verificat.*

...

*(15) ANRE aprobă **reguli de participare a clienților finali la piața angro și cu amănuntul de energie electrică, similare cu cele aferente furnizorilor de energie electrică.***

*(16) ANRE stabilește, în reglementările **tehnice și comerciale**, reguli prin care operatorul de transport și de sistem și operatorii de distribuție **achiziționează în mod nediscriminatoriu servicii de sistem și servicii de echilibrare de la clienții finali, inclusiv prin agregatorii energetici**, în funcție de capacitatea tehnică a clienților respectivi, cu menținerea siguranței în funcționare a rețelelor electrice.*

...

În ceea ce privește agregatorii energetici, se face precizarea că aceștia nu sunt incluși ca participanți la piață în Legea nr. 123/2012 și ca urmare, nu sunt precizate drepturile și obligațiile acestora în raport cu participarea la piață.

3. Scopul reglementării

Deoarece, așa cum s-a arătat mai sus, într-un timp scurt, regulile corespunzătoare funcționării pieței de echilibrare și determinării și decontării dezechilibrelor vor fi armonizate cu reglementarea la nivel european, scopul prezentei reglementări este restrâns la:

- consolidarea într-un singur document a modificărilor realizate pe parcurs la documentul de bază, cu eliminarea prevederilor a căror aplicabilitate a fost limitată și ținând seama de modificările de structură a sectorului apărute între timp, precum și de reglementările conexe, referite în document;

- realizarea de modificări minime care să răspundă solicitărilor stringente ale participanților și care în același timp să nu contrazică tendințele de principiu care rezultă din consultarea reglementărilor europene.

Documentul reflectă și o modificare a structurii formale asistemului de reglementări aferente pieței angro, și anume aprobarea de documente individuale pentru câte un domeniu, care să înlocuiască documentul unic numit Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică. În acest mod se vor putea face cu mai multă ușurință adaptări pentru fiecare domeniu, pe măsură ce vor fi aprobate reguli comune la nivel regional/european specifice fiecăruia. Astfel, prezentul document conține, sub forma a două anexe aprobate prin același ordin, următoarele reglementări:

1. *Regulamentul de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare*, care conține regulile de înregistrare a participanților activi la piața de echilibrare, de selecție a ofertelor, de decontare a energiei de echilibrare și de sancționare a abaterilor de la programul asumat și de la dispozițiile de dispecer
2. *Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, care conține regulile de înregistrare și agregare a părților responsabile cu echilibrarea și de determinare și decontare a dezechilibrelor atribuite acestora între producție și consum, apărute în timp real și constatate în urma măsurărilor.

4. Schimbări preconizate/ măsurile propuse prin prezenta reglementare

DGPE a elaborat și a supus dezbaterii publice în iulie 2016 propunerea de reglementare ca document de discuție.

În sinteză, documentul de discuție supus dezbaterii publice propunea următoarele modificări principale:

1. **Eliminarea restricției privind ecartul maxim admis, de 250 lei/MWh**, între prețul maxim și prețul minim al ofertelor pe piața de echilibrare ale unei categorii de unități dispecerizabile exploatate de un producător, în fiecare interval de dispecerizare. Modificarea reprezintă un prim pas în direcția cuprinsă în GLEB, și anume aceea de concurență la nivel european și de eliminare a limitărilor, superioare sau inferioare (cu excepția celor *tehnice*, care pot fi propuse cu titlu de excepție de toate OTSurile, de comun acord) în ceea ce privește prețurile de ofertă pe piața de echilibrare, ceea ce ar fi de natură să conducă la reflectarea cât mai precisă prin preț a condițiilor de piață, la oferirea de stimulente suficiente participanților care pot relaxa situațiile dificile din piață, la eliminarea distorsiunilor introduse de instrumente adiacente pieței, destinate să o corecteze și în cele din urmă, la utilizarea mai bună a resurselor.

Restricția avea scopul de a diminua riscurile abuzului de poziție dominantă pe piață ale unui participant la un moment dat, dar ținând seama de experiența acumulată atât de participanți, cât și de ANRE și Consiliul Concurenței și de sporirea mijloacelor de descurajare a acestor comportamente, elaboratorii consideră că riscul s-a diminuat, iar acest tip de comportament va putea fi sancționat cu celeritate, dacă va apărea.

2. Menținerea *energiei efectiv livrate* drept cantitatea pe baza căreia se constituie drepturile de încasare/obligațiile de plată în cazul tranzacțiilor pe piața de echilibrare, dar cu luarea în considerare **aceleiași cantități ca obligație contractuală de referință** pentru PRE care include respectiva unitate dispecerizabilă, în loc de a determina poziția netă contractuală pe baza cantității *selectate pe PE*. Această modificare are ca scop să reducă penalizările suprapuse suportate de producători pentru cantitățile de

energie de echilibrare nelivrate în raport cu cele selectate, evitând, în același timp, posibilele comportamente neconforme ale producătorilor, care ar fi putut apărea în cazul adoptării celeilalte soluții posibile și care a fost pusă cu altă ocazie în dezbaterea participanților, și anume constituirea drepturilor de încasare/obligațiilor de plată pe PE la nivelul cantităților selectate de OTS corelat cu considerarea acestora ca obligații contractuale la calculul dezechilibrelor PRE.

S-au menținut însă penalizările pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare, ca măsură de întărire a disciplinei în conformarea la dispozițiile de dispecer, precum și penalizările pentru dezechilibrele de la notificare ale unităților dispecerizabile, ca măsură de diminuare a abaterilor de la programul de funcționare autoimpus și de creștere a predictibilității evoluțiilor în SEN. Au fost însă simplificate formulele de determinare a penalizărilor unitare, a fost explicat modul de determinare a dezechilibrelor de la notificare și a fost integrată propunerea prezentată într-un document anterior, și anume ca acest dezechilibru să poată fi determinat pentru ansamblul mai multor unități dispecerizabile, dacă OTS confirmă pe baza unei proceduri că reconfigurarea producției în cadrul ansamblului nu afectează siguranța în conducerea sistemului.

Totodată, au fost integrate în reglementare și prevederile procedurii operaționale a Transelectrica destinate determinării energiei de echilibrare efectiv livrate într-un interval orar, precum și, corelativ, prevederile privind prețul corespunzător energiei efectiv livrate astfel determinate, și anume crescător, respectiv descrescător, începând cu cel mai mic/mare preț de ofertă al unității dispecerizabile în cauză, dacă sensul predominant rezultat este de creștere, respectiv de scădere.

3. Corelat cu stabilirea cantităților efectiv livrate pentru tranzacțiile definitive pe piața de echilibrare, ținând seama totodată de limitările cauzate de lungimea intervalului de decontare în ceea ce privește stabilirea cu acuratețe a tranzacțiilor, dar și în scopul de a corela reglementarea cu modul actual de stabilire a tranzacțiilor pe piața de echilibrare, au fost eliminate prevederile care impuneau considerarea ca dispoziție de dispecer a energiei electrice livrate înainte și după intervalul de selecție, precum și cele care obligau la considerarea, în cazul reglajului terțiar rapid, a unei durate de cel puțin 15 minute pentru o selecție.
4. Având în vedere că pentru tranzacțiile anulate pentru evitarea unor restricții de rețea nu există cantități efectiv livrate, în cadrul documentului de discuție s-a considerat că determinarea costurilor pentru managementul congestiilor trebuie realizată pe baza cantităților selectate (nu a celor efectiv livrate) și a diferenței de preț dintre cele marcate ca utilizate pentru managementul congestiilor și cele anulate.
5. Atât costurile rezultate din remunerarea ofertelor fixe onorate (pornire și menținere în rezervă caldă), cât și veniturile Transelectrica rezultate din sancțiunile pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare și din penalizările pentru dezechilibrele de la notificare ale UD, au fost atribuite costurilor/veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului, nefiind luate în considerare la determinarea prețurilor de deficit sau excedent aplicate dezechilibrelor PRE.
6. S-a introdus obligația înregistrării ca PRE a oricărui titular de licență/deținător al drepturilor de furnizor/trader la începerea activității sale în piața de energie electrică, urmând ca responsabilitatea echilibrării să poată fi transferată de acesta doar ulterior către altă PRE, ceea ce asigură o clarificare a asumării implicite a responsabilităților ca PRE.

7. Au fost adaptate prevederile referitoare la decontare/plată astfel încât acestea să reflecte situația reală, în care Opcom SA, în calitate de operator de decontare, nu este contraparte pentru tranzacțiile pe PE - interpus între PPE și Transelectrica - și nici între PRE-uri și Transelectrica SA, pentru decontarea dezechilibrelor.
8. În afara acestor modificări nou propuse, au fost integrate toate cele care rezultă din reglementările conexe aprobate anterior: posibilitatea agregării mai multor unități dispecerizabile exploatare de mai mulți producători într-o singură UD aflată în responsabilitatea unui singur participant la piața de echilibrare, posibilitatea înregistrării ca PRE a operatorilor cărora ANRE le recunoaște dreptul de a desfășura activitatea de furnizare/trading fără a le emite licență, posibilitatea asigurării cantității de energie electrică la un punct de racordare pentru consum de către mai mulți furnizori incluși în mai multe PRE, posibilitatea schimbării furnizorului de către un consumator în maxim 3 săptămâni, utilizarea profilurilor de consum, a profilului rezidual și a metodologiei de determinare a consumului propriu tehnologic al unei rețele de distribuție, posibilitatea transferului responsabilității echilibrării pentru pierderile tehnologice în rețele către altă PRE și referirea la obligațiile privind regulile de decontare în cadrul acestui tip de PRE etc.
9. Au fost utilizate abrevieri mai intuitive, care să reflecte denumirea în limba română și semnificația noțiunilor respective.

Ca urmare a observațiilor primite la documentul de discuție (DD), dar și a reconsiderării de către elaboratori a modului de rezolvare a unora dintre probleme, a fost elaborată faza de proiect a celor două regulamente, care a fost supusă dezbaterii publice în noiembrie 2016 și care conținea următoarele modificări principale față de prevederile cuprinse în DD:

1. **Reglajul secundar:** A fost integrată modalitatea de selectare a ofertelor pentru reglaj secundar în conformitate cu procedura utilizată în prezent de Transelectrica, și anume prin combinarea într-o singură ofertă, denumită *ofertă echivalentă*, a ofertelor de creștere și a celor de reducere ale unei UD/CD, având în vedere că se selectează o bandă, în interiorul căreia se dau automat atât dispoziții de creștere, cât și de scădere, prin intermediul regulatorului central; de asemenea, s-a precizat explicit principiul conform căruia reglajul secundar se consideră realizat la nivelul semnalului primit de la regulatorul central; a fost eliminată obligația de a finaliza selecția pentru reglajul secundar cu cel puțin o oră înaintea intervalului de dispecerizare;
2. **Prioritatea în dispecerizare:** Au fost eliminate detaliile privind ordinea în care se realizează efectiv reducerea/creșterea de putere la prețuri egale de ofertă, inclusiv la prețul cel mai mic admis, cel de 0,1 lei/MWh, având în vedere că pot apărea situații noi, în care Transelectrica trebuie să aibă în vedere procedurile care să asigure atât dispecerizarea cu prioritate cerută de lege, cât și funcționarea sigură a SEN; a fost păstrată doar **ierarhizarea pe categorii a diferitelor surse de producere a energiei electrice beneficiare de dispecerizare cu prioritate**, față de reglementarea în vigoare fiind eliminate unitățile nucleare existente, care fuseseră introduse între categoriile beneficiare de dispecerizare cu prioritate din motive de securitate nucleară și consecutiv, de securitate a SEN, aceste condiții fiind unele aflate doar în sarcina Transelectrica;
3. **Managementul restricțiilor de rețea:** Au fost reținute în Regulamentul PE doar articolele care reflectă singurele acțiuni reale, distincte, ale Transelectrica în activitatea de exploatare a SEN referitoare la managementul restricțiilor de rețea, și anume: *marcarea ca anulată* din cauza unei restricții de rețea a unei oferte care ar fi urmat în ordinea de merit, dar ar fi condus la o restricție de rețea, iar în alte situații,

marcarea ca utilizată pentru rezolvarea unei restricții de rețea a unei oferte selectate în afara ordinii de merit, în avans față de ofertele selectate în funcție de sensul dezechilibrului sistemului remarcat pentru intervalul de livrare. Corelativ, în Regulamentul PRE a fost descris principiul de determinare a costurilor cu managementul restricțiilor de rețea, care a fost explicitat ulterior prin formule pentru *surplusul de costuri*, respectiv *deficitul de venituri*. Pentru determinarea acestora, Transelectrica trebuie să identifice și să transmită la Opcom toate informațiile privind *tranzacțiile virtuale*, și anume cele care ar fi fost încheiate pe PE, în ordinea de merit, dacă nu ar fi fost utilizate ofertele *marcate ca utilizate* pentru managementul restricțiilor de rețea. Corelat cu aceste modificări, **s-a renunțat la principiul cuprins în DD**, și anume acela de a considera cantitatea din *ofertele selectate* (numite în DD tranzacții preliminare, redenumite în proiect - tranzacții angajate) și s-a revenit la considerarea cantităților *efectiv livrate*, atunci când intră în calcul oferte *marcate ca utilizate* pentru managementul congestiilor. S-a introdus explicit obligația ca Transelectrica să alimenteze contul de echilibrare cu sumele astfel determinate, aferente costurilor corespunzătoare managementului restricțiilor de rețea.

4. **Prețurile de dezechilibru:** Deoarece din observațiile primite la DD s-a înțeles că pentru determinarea prețului de deficit și a celui de excedent, simpla utilizare a diferenței între costurile/veniturile pe PE într-un interval de dispecerizare și surplusul de costuri/deficitul de venituri rezultate din managementul restricțiilor de rețea ar fi putut conduce la valori negative, în proiectul pentru întâlnirea de dezbatere publică din decembrie 2016 s-a revenit la formule similare cu cele existente în Codul Comercial. În același timp, a fost creată noțiunea de *costuri efective reale pentru echilibrarea sistemului* (redenumite ulterior *costuri efective pentru echilibrarea sistemului*), care țin seama de modul complet de determinare a costurilor cu managementul restricțiilor de rețea, astfel încât să rezulte o determinare corectă a costurilor/veniturilor suplimentare rezultate din echilibrarea sistemului, sume care se repartizează în final tot către PRE; având în vedere că au fost revizuite formulele pentru determinarea surplusului de costuri/deficitului de venituri, se apreciază că nu vor mai apărea valori negative pentru costurile pentru echilibrarea sistemului nici în cazul formulelor incluse în DD pentru prețul de excedent și cel de deficit și ca urmare în documentul rezultat după ședința publică din decembrie 2016 s-a revenit la formulele din DD, care reproduc mai acurat realitatea;
5. **Suprapunerea dispozițiilor de dispecer din ziua anterioară celei de livrare cu perioada de tranzacționare pe piața intrazilnică (PI):** Întrucât conducerea în siguranță a SEN necesită în anumite situații emiterea de dispoziții de pornire a UD/CD în ziua anterioară celei de livrare, care se suprapun cu perioada activă de tranzacționare pe PI, s-a introdus obligația PPE care a primit astfel de dispoziții să nu tranzacționeze energia corespunzătoare pe PI, concomitent cu obligația Transelectrica de a nu anula dispozițiile respective sau a nu emite unele care să aibă efect similar anulării;
6. **Transparența:**
 - Pentru conformarea cu prevederile Legii nr. 123/2012 privind transparența și caracterul public al tranzacțiilor pe piața angro, s-a introdus obligația publicării tranzacțiilor definitive pe PE, pe fiecare interval de dispecerizare, cu toate detaliile lor, în prima zi a celei de-a doua luni care urmează celei de livrare, deoarece s-a considerat că atunci sunt definitive măsurătorile și majoritatea corecțiilor care ar putea apărea;

- În același scop și totodată ca urmare a solicitării unor participanți, a fost inclusă prevederea ca toate ofertele PPE pentru o zi de livrare să fie publicate de OTS în ziua următoare; ulterior, în documentul supus aprobării, termenul de publicare a fost modificat, publicarea ofertelor devenind simultană cu publicarea tranzacțiilor definitive din aceeași lună;
 - A fost inclusă obligația consultării publice la elaborarea procedurilor operaționale și a convențiilor și avizarea de către ANRE; a fost inclus caracterul public al Registrului PRE, precum și publicarea costurilor cu echilibrarea și a celor cu managementul restricțiilor de rețea;
- 7. Înregistrarea ca PRE, revocarea, transferul responsabilității echilibrării, modificarea configurației ca PRE:**
- Au fost completate prevederile privind revocarea unui titular de licență ca PRE cu precizări privind imposibilitatea acestuia de a mai activa pe piața de energie electrică, incluzând obligația Transelectrica de a solicita ANRE retragerea licenței.
 - Au fost incluse precizări suplimentare referitoare la revocarea din motive de garanție insuficientă, și anume corelarea acestei prevederi cu aceea a limitării dimensiunii PRE, precum și exercitarea de către titularul de licență a posibilității de a-și transfera responsabilitatea echilibrării către altă PRE care să furnizeze garanții suficiente. În ceea ce privește posibilitatea Transelectrica de a solicita limitarea consumului și/sau a vânzărilor unei PRE corelat cu nivelul garanțiilor, au fost adăugate precizări referitoare la modul de stabilire a nivelului limită;
 - S-a precizat, de asemenea, că revocarea unui titular de licență aflat în faliment sau insolvență nu se poate face decât dacă legislația incidentă nu prevede altfel.
 - A fost eliminat efectul retroactiv al transferului responsabilității echilibrării.
 - Au fost adăugate obligații de informare de către Transelectrica a părților interesate cu privire la posibilitatea revocării sau revocarea efectivă. La înregistrarea ca PRE a fost inclusă obligația furnizării informațiilor necesare către operatorii de rețea, iar retragerea ca PRE nu este posibilă decât la încetarea activității pe piața de energie electrică, având în vedere instituirea obligației înregistrării ca PRE a fiecărui titular de licență.
 - Au fost aduse precizări suplimentare cu privire la părțile care trebuie să ceară, să confirme și/sau să fie anunțate cu privire la transferul responsabilității echilibrării către altă PRE, precum și referitor la verificările care trebuie făcute. S-a prevăzut că pe durata în care responsabilitatea echilibrării este transferată către altă PRE, convenția de asumare a responsabilității echilibrării este suspendată, reintrând în efectivitate dacă participantul dorește, iar OTS aprobă asumarea responsabilității în nume propriu sau automat în oricare interval în care, din diferite motive, titularul de licență nu a îndeplinit condițiile de transfer al responsabilității echilibrării către altă PRE sau de asumare în nume propriu, acesta redevenind în mod direct responsabil față de Transelectrica pentru dezechilibrele generate, până la revocare; în cazul modificării configurației unei PRE (înțelegând prin aceasta adăugarea/renunțarea la puncte de racordare/delimitare cu păstrarea aceluiași titulari de licență), s-au adoptat termenele de transfer rapid prevăzute în Ordinul 105/2014, corectându-se necorelările din DD;
 - Au fost modificate și corelate termenele în care se realizează: înregistrarea ca PRE, transferul responsabilității echilibrării la altă PRE sau revenirea la asumarea responsabilității în nume propriu, excluderea dintr-o PRE, revocarea ca PRE. Scopul

modificărilor a fost acela de a clarifica procesele astfel încât să se limiteze perioada în care un participant rău platnic poate produce pierderi PRE din care face parte, Transelectrica sau altor parteneri contractuali ai săi și să se departajeze pe cât posibil responsabilitatea fiecărei părți implicate în acest proces.

8. **Pornirea suplimentară:** A fost definită noțiunea de pornire suplimentară, care reprezintă pornirea pe care o realizează o UD/CD fără a primi dispoziție de dispecer, dar ca urmare a necesității de a reveni la valorile de producție notificate după expirarea unei perioade de oprire dispusă de Transelectrica, pornire care trebuie să fie remunerată similar uneia dispuse explicit;
9. **Ofertele pe PE:**
 - S-a precizat explicit că este vorba despre o ofertă unică, atât la creștere, cât și la reducere, pentru puterea instalată; a fost eliminată restricția de cel puțin 10 MW pe palier, primul palier fiind egal cu minimul tehnic;
 - A fost eliminată oferta de menținere în rezervă caldă, având în vedere că nu au fost utilizate astfel de oferte de către Transelectrica în perioada de mai mult de 10 ani de funcționare după regulile actuale de piață și ținând seama de necesitatea adaptării treptate a participanților la produsele tranzacționabile conform noilor reguli europene, odată cu aprobarea GLEB.
10. **Producători fără obligația de a obține licență:** Deoarece aceștia nu pot fi înregistrați ca PRE, dar trebuie să fie integrați într-o PRE pentru închiderea corectă a bilanțului fizic și valoric la nivel de SEN, a fost introdusă obligația ca aceștia să fie introduși obligatoriu în PRE din care face parte cumpărătorul energiei generate de aceștia;
11. **Formule pentru calculul penalităților:** Au fost modificate formulele pentru penalitățile specifice pentru energia de echilibrare nelivrată; constantele utilizate în aceste formule urmau a fi ajustate după postarea documentelor pentru ședința publică din decembrie 2016, în urma analizei rezultatelor simulării decontării pentru o lună, realizată de Transelectrica și Opcom la solicitarea ANRE, simulare asimilată studiului de impact cerut de unii participanți; valoarea propusă a constantei este 0,1;
12. **Integrarea prevederilor Ordinului 115/2014:** Au fost modificate termenii de procesare a informațiilor, contestare, verificare și corectare, de transmitere de notelor de regularizare și a notelor de informare pentru decontare, de facturare și de plată astfel încât să permită decontarea în decurs de o lună, conform prevederilor Legii nr. 123/2012. Se permite atât autosesizarea OD în cazul constatării unor erori în notele emise, cât și refacerea decontării similar prevederilor din Ordinul 115/2014, dacă se constată că în ciuda multiplelor posibilități de corectare a erorilor, ulterior acestor termene, mai trebuie făcute corecții. A fost totodată inclusă prevederea care permite reluarea procesului de decontare odată cu stabilirea valorilor măsurate aprobate (VMA), dacă acestea diferă de valorile măsurate (VM), facturarea diferențelor realizându-se prin facturi de regularizare;
13. **Dezechilibrele de la notificare:** Având în vedere că semnificația penalizării dezechilibrelor de la notificare este aceea a sancționării informării incorecte sau incomplete a Transelectrica de către PPE și ținând seama că regulamentul de programare (RPUPCD) permite modificarea notificărilor fizice în cazul unor situații precizate, inclusiv ieșirea din funcțiune neașteptată sau revenirea în exploatare, a fost corectată formularea privind obiectul penalizării, și anume dezechilibrele de la notificare care se sancționează sunt cele care **nu** s-au reflectat în modificări permise

ale notificărilor fizice; valorile propuse ale constantelor din formula penalizării unitare conduc la aplicarea unei penalizări unitare de 1% din PIP;

14. **Dezechilibrul sistemului:** A fost explicat modul de determinare a dezechilibrului sistemului, ca rezultatul cu semn schimbat al sumei algebrice dintre energia de echilibrare livrată la creștere, din care se deduc energia de echilibrare livrată la reducere și schimburile neplanificate; totodată a fost corectată definiția schimbului neplanificat, fiind eliminată suprapunerea cu dezechilibrul PRE-SN (schimburi neplanificate), care reprezintă suma dintre schimbul neplanificat și dezechilibrul corespunzător returnărilor programate (care este similar celui al unui trader);
15. **Rata dobânzii:** S-a renunțat la stabilirea ratei dobânzii pentru întârzieri la plată de către Transelectrica pe baza unei proceduri și s-a preluat principiul conform cu Ordinul 115/2014, de aplicare a ratei dobânzii aplicabile întârzierilor la plată a datoriilor către bugetul de stat;
16. **Condiții pentru garanții:** Au fost adăugate principii minimale care trebuie avute în vedere la elaborarea procedurii privind stabilirea cuantumului garanțiilor de către Transelectrica, precum probabilitatea de a înregistra obligații de plată și istoricul incidentelor la plată;
17. **Simetria obligațiilor:** La obligația existentă a unui PPE de a plăti toate datoriile către Transelectrica la retragere sau la revocare a fost adăugată și obligația Transelectrica de a plăti datoriile către acesta la retragere și până la momentul revocării;
18. **Reflectarea rolului Opcom de operator de decontare, nu și de contraparte:** Au fost eliminate referirile la sumele nete și a fost transferată de la Opcom la Transelectrica obligația de a menține conturi de decontare, inadvertențe care rămăseseră din unele prevederi ale Codului Comercial. Aceste conturi sunt concepute ca niște conturi contabile analitice pe participant, dedicate acestor operațiuni, prin care să se urmărească situația sumelor de plată și de încasat ale fiecărui participant, în calitate de PPE sau PRE. Ca și documente elaborate de Transelectrica sau Opcom, după caz, au fost menținute *Notele de regularizare*, care sumarizează informații relevante destinate părților interesate și/sau operatorului de decontare și *Notele de informare pentru decontare*, destinate informării privind sumele necesare facturării și decontării, împreună cu informații relevante pentru verificarea corectitudinii acestora;
19. **Uniformizarea noțiunilor:** Au fost eliminați termeni cum ar fi luna de referință, zi financiară, zi de tranzacționare etc. și au fost redenumite unele noțiuni: *tranzacție angajată* în loc de *tranzacție preliminară*, pentru a sublinia caracterul angajant al ofertelor și a evidenția caracterul just al penalizărilor pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare, *penalitate* în loc de *sanctiune* pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare, *restricții de rețea* în loc de *congestii*;
20. **Dimensiunea PRE:** Au fost eliminate informațiile privind capacitățile racordate și au fost păstrate doar cele privind producția/consumul estimate pe baza realizărilor din ultimele 12 luni, transmise lunar de operatorii de rețea (OR) la Transelectrica, pentru ca acesta să evalueze încadrarea PRE în limita procentuală din consum/producție și să aibă informații actualizate în vederea determinării mărimii garanției;
21. **Exceptarea PRE-SN și PRE Agent de transfer de la repartizarea C/V suplimentare,** în conformitate cu Ordinul 51/2016.

Procesul de aprobare a regulamentelor în versiunea descrisă a fost ulterior suspendat ca urmare a situației apărute pe piața de energie electrică în luna ianuarie 2017, care a evidențiat

necesitatea reevaluării regulilor de piață, în scopul evidențierii unor îmbunătățiri care să diminueze riscurile constatate în luna ianuarie 2017, și anume:

- dezechilibre negative deosebit de mari, reflectate tehnic în necesitatea ca operatorul de sistem să mobilizeze capacități de rezervă de volume foarte mari, situație aflată la limita funcționării în siguranță a SEN;
- costuri mari aferente decontării dezechilibrelor negative ale PRE, ca urmare atât a cantităților, cât și a prețurilor de deficit de valori ridicate; această situație supune Transelectrica SA la riscul de a nu încasa la timp sau deloc contravaloarea dezechilibrelor negative, ceea ce poate conduce la întârzierea sau neplata datoriilor acesteia către participanții care au contribuit la echilibrarea SEN (în general, producători) și/sau la dezechilibrarea sa din punct de vedere financiar.

În scopul diminuării acestor riscuri, s-au căutat soluții pentru:

1. Stimularea participanților pentru a-și asigura achizițiile de energie electrică la un nivel cât mai apropiat de cel necesar din piețele anterioare celei de echilibrare, care nu este o piață de oportunitate, ci una destinată strict acoperirii diferențelor imposibil de prevăzut în avans;
2. Monitorizarea operativă a potențialelor dezechilibre (nu doar prin intermediul notificărilor în dezechilibru ale PRE), în scopul luării de măsuri înainte de atingerea unor valori greu de gestionat;
3. Garantarea efectuării plăților aferente dezechilibrelor înregistrate, având în vedere realizarea totodată a unui echilibru între asigurarea împotriva acestui risc și impactul economic al blocării ca garanție a unor sume deosebit de importante de către participanți;
4. Identificarea mai rapidă a participanților cu comportamente neadecvate/frauduloase/aflați în dificultate financiară, în scopul localizării problemei și evitării extinderii acesteia.

Transelectrica SA a transmis la ANRE un set de propuneri de soluții la unele din aceste probleme, vizând *creșterea responsabilizării PRE-urilor sub aspectul verificării echilibrului notificărilor fizice transmise de titularii de licență pentru care și-au asumat responsabilitatea și a cantităților de energie electrică tranzacționate în temeiul contractelor de vânzare-cumpărare de energie electrică încheiate de către aceștia, identificarea situațiilor de notificare în dezechilibru (ex. situațiile în care achizițiile de energie electrică nu sunt la nivelul prognozelor de consum) și a motivelor acestora*. Considerând că o astfel de analiză detaliată a activităților la nivel de titular de licență presupune verificarea de către PRE a unui volum foarte mare de date, Transelectrica a propus reducerea dimensiunii PRE atât ca volum (maxim 5% din consum, 10% din producție), cât și ca număr de participanți, desfășurarea activităților unui titular de licență în cadrul unei singure PRE, posibilitatea suspendării unei PRE pe o perioadă de maxim 30 de zile în cazul neîndeplinirii obligațiilor timp de 2 zile consecutive, cu preluarea consumatorilor săi, până la reconstituirea garanțiilor financiare, de către FUI sau *în cadrul licențiașilor care au delegată responsabilitatea echilibrării către altă PRE*.

ANRE a integrat unele dintre aceste propuneri în *Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, astfel:

- a fost eliminată posibilitatea asumării responsabilității echilibrării unui TL prin intermediul mai multor PRE;

- transferul responsabilității echilibrării unui TL înregistrat ca PRE către altă PRE este admis doar dacă este îndeplinită condiția ca după agregare, PRE rezultată să nu depășească 10% din producție și/sau 5% din consum.

Totodată, pentru adresarea situațiilor în care un furnizor solicită excluderea unor locuri de consum din conturul său ca PRE fără ca acestea să se fi transferat la alt furnizor, a fost inclusă o excepție de la obligația ca nicio modificare a configurației unei PRE să nu poată fi făcută fără îndeplinirea condiției ca orice loc de producere/consum să fie alocat uneia și doar unei PRE, prevăzându-se însă obligația respectării reglementărilor aplicabile (regulile de preluare a acestora de către FUI).

Cu aceste modificări principale, *Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea* a fost supus a treia oară consultării publice, în perioada 30 iunie – 28 iulie 2017.

Ca urmare a observațiilor primite, au fost aduse următoarele modificări semnificative:

1. Considerarea unui loc de producere și consum ca două locuri, unul de producere și unul de consum, în funcție de sensul fluxului, ceea ce permite păstrarea regulii absolute ca un loc de producere/consum să fie în responsabilitatea unei PRE și doar a uneia;
2. Includerea perioadei de probe între excepțiile la obligația ca fiecare TL să aibă o PRE și numai una;
3. Stabilirea unui termen maxim de 6 luni pentru revenirea unei PRE în limitele de dimensiune admise, după ce se constată că le-a depășit;
4. Adăugarea obligației ca fiecare PRE să transmită la OTS dezechilibrele fiecărui membru al său;
5. Eliminarea verificărilor suplimentare făcute de OTS la înregistrarea unei PRE față de cele făcute de ANRE la licențiere (cunoștințe, mijloace tehnice, comportament);
6. Prevederea unei proceduri **unice** pentru toți OR de agregare a valorilor măsurate;
7. Verificarea unicității PRE pentru un loc de producere/consum este făcută de către *OR și OTS*;
8. Considerarea și notificarea ca SB (cu modificarea definiției SB în RPUPCD) între PRE-urile furnizorilor care alimentează împreună un consumator, a cantității de energie electrică corespunzătoare consumului asigurat de furnizorul care nu-și asumă responsabilitatea echilibrării și corelativ, considerarea zero a consumului atribuit acestui furnizor.

Deoarece odată cu transmiterea observațiilor sale, AFEER, ca asociație legal constituită, a cerut organizarea unei noi întâlniri de dezbatere publică, ANRE a organizat ce-a de-a doua ședință referitoare la aceste documente, în data de 19 decembrie 2017.

Principala modificare rezultată după această întâlnire este revenirea la valoarea în vigoare a dimensiunii maxime a unei PRE, și anume 30% din consum, respectiv din producție, pe următoarele considerente:

1. Transelectrica și-a retras propunerea de reducere a dimensiunii PRE, după reanalizarea cauzelor situației din iarna 2017 și a metodelor celor mai potrivite de a evita situații similare, luând în considerare și informațiile suplimentare la care are acces ca urmare a prevederilor Ordinului ANRE nr. 76/2017 (notificările fizice ale fiecărui membru al fiecărei PRE); în plus, aceasta a propus includerea prevederii ca PRE active să-i

transmită, ulterior încheierii decontării, dezechilibrele finale reale ale fiecărui participant membru al PRE, putând identifica astfel pe participanții care intră în mod sistematic dezechilibrați în PE și pe cei care declară în mod fals echilibrul, iar propunerea sa a fost acceptată;

2. Teoria economică nu documentează o dimensiune optimă a unei PRE; deși avantajele expunerii directe a participanților la prețurile de dezechilibru sunt evidente, consecința extremă - de interzicere a agregării mai multor titulari de licență într-o PRE - s-ar situa în afara cutumei europene, care permite transferul responsabilității echilibrării (după cum se vede din definiția PRE din GLEB: *participant la piață sau reprezentantul său desemnat*) și ar ignora realitatea imposibilității unor prognoze perfecte;
3. Reducerea dimensiunii maxime a PRE ar fi putut conduce la o monitorizare mai bună de către PRE a fiecărui membru, dar PRE nu are mijloace legale de coerciție, în afara expulzării participantului cu comportament neconform, ceea ce în lipsa transparenței motivelor, a condus, în unele cazuri, la repetarea comportamentului în altă PRE;
4. Riscul ca intrarea în incapacitate de plată a unei PRE foarte mare să afecteze major situația financiară a Transelectrica și consecutiv, a întregului sistem, există, dar situația din ianuarie 2017 a arătat că PRE existente au reușit să facă față vârfului de plăți, iar riscurile financiare nu s-au materializat; PRE argumentează că ajutându-se reciproc prin apartenența la o PRE, participanții au putut face față mai bine vârfului de plăți decât ar fi făcut-o fiecare în parte într-o situație identică;
5. Participanții susțin vehement că reducerea dimensiunii PRE îi dezavantajează pe toți și va conduce la creșterea prețului la consumatorul final, neînțelegând argumentele ANRE privind efectul benefic asupra echilibrului SEN și nici faptul că nu toți ar avea costuri mai mari, suma globală fiind aceeași.

5. *Alte informații*

Secțiunea a 3-a –Mențiuni privind impactul socio-economic preconizat al proiectului de reglementare

1. *Impactul macroeconomic*

a) *impactul asupra pieței de energie în ansamblul ei*

Se apreciază că propunerea de reglementare va avea un impact pozitiv asupra pieței de energie electrică, deoarece în formă consolidată reglementările sunt mai ușor de urmărit și de respectat, iar legislația devine mai coerentă.

Totodată, eliminarea restricției de 250 lei/MWh asupra prețurilor de ofertă este de natură să stabilizeze situația economică a operatorilor existenți și să stimuleze eforturile de echilibrare înaintea momentului livrării, consolidând astfel siguranța în funcționarea sistemului, atât pe termen scurt, cât și pe termen lung.

În același timp, corelarea modului de determinare a dezechilibrelor cu tranzacțiile definitive în piața de echilibrare aduce mai multă coerență și se înscrie în tendințele europene, necesare creării pieței interne de energie.

Efectul majorării penalizării dezechilibrelor de la notificare este de natură să descurajeze transmiterea de informații eronate la OTS și să crească disciplina participanților activi la piața de echilibrare, fără a fi însă o penalizare excesivă (fiind propus 1% din PIP, aceasta reprezintă cca 2 lei/MWh de dezechilibru de la notificare corespunzător prețurilor pe PZU din ianuarie 2016 sau 3,5 lei/MWh corespunzător prețului mediu pe PZU din ianuarie 2017).

b) impactul asupra operatorilor economici

Este de așteptat ca modificările propuse să permită într-o mai mare măsură recuperarea costurilor de către producătorii care nu mai înregistrează numărul de ore de funcționare necesar, dar și să impulsioneze furnizorii către o mai bună prognoză a consumului, care să le permită contractarea în piețele anterioare celei de echilibrare.

Deși mai ales producătorii E-SRE consideră că majorarea nivelului penalizării dezechilibrelor de la notificare îi va afecta semnificativ și cu precădere pe ei, se apreciază că aceasta nu va avea un efect major asupra situației lor economice, ci doar îi va stimula să utilizeze piața intrazilnică pentru ajustarea contractării la cele mai recente prognoze de producție.

c) impactul asupra consumatorilor/clientilor finali

Utilizarea mai bună a resurselor, stabilitatea economică crescută a participanților necesari SEN, creșterea predictibilității funcționării SEN ar trebui să conducă, pe termen mediu-lung, la reducerea costurilor suportate de consumatorii finali, în condițiile manifestării concurenței pe piața cu amănuntul.

Se apreciază că eliminarea restricției de 250 lei/MWh între prețul maxim și cel minim al oricărei oferte pe PE ar putea conduce la creșterea prețului de deficit, dar aceasta ar putea fi contracarată de operatori prin prognoze mai bune ale consumului și producției și contractare înainte de timpul real, astfel încât să scadă cantitativ dezechilibrele, iar prețul la consumatorul final să nu fie afectat.

2. Impactul asupra mediului concurențial și domeniului ajutoarelor de stat

Proiectul de reglementare nu se referă la acest subiect.

3. Impact asupra mediului de afaceri

Proiectul de reglementare nu se referă la acest subiect.

4. Implicații sociale

Proiectul de reglementare nu se referă la acest subiect.

5. Impact asupra mediului

Nu este cazul.

6. Alte informații

Secțiunea a 4-a – Mențiuni privind impactul financiar preconizat asupra bugetului ANRE

Nu este cazul

Secțiunea a 5-a - Efectele proiectului de reglementare asupra legislației în vigoare

1. *Măsuri normative necesare pentru aplicarea prevederilor proiectului de reglementare*
-
2. *Conformitatea proiectului de reglementare cu legislația comunitară în cazul proiectelor ce transpun prevederi comunitare*

Legislația comunitară în acest domeniu (GLEB) a fost aprobată și a intrat în vigoare în decembrie 2017, aceasta conținând termene dependente unele de altele pentru elaborarea reglementărilor subsecvente, aprobarea și aplicarea acestora.

3. *Alte acte normative și/sau documente internaționale din care decurg angajamente*
Nu este cazul

4. Alte informații

-

Secțiunea a 6-a - Consultările efectuate în vederea elaborării proiectului de reglementare

1. *Informații privind procesul de consultare cu organizații neguvernamentale de specialitate și operatori economici din domeniu*
-
2. *Consultările organizate cu autoritățile administrației publice locale, în situația în care proiectul de act reglementare are ca obiect activități ale acestor autorități*

Proiectul de reglementare nu are acest obiect.

3. Informații privind avizarea de către:

- a) Consiliul legislativ – Nu este cazul
- b) Consiliul Suprem de Apărare a Țării - Nu este cazul
- c) Consiliul Economic și Social - Nu este cazul
- d) Consiliul Concurenței - Nu este cazul
- e) Curtea de Conturi - Nu este cazul

4. Alte informații

Secțiunea a 7-a - Transparență decizională și consultare publică

1. *Informarea societății civile cu privire la necesitatea elaborării proiectului de reglementare*

Societatea civilă a fost informată cu privire la necesitatea și conținutul proiectului de reglementare prin intermediul *Notei de motivare* postată pe site-ul ANRE cu ocazia supunerii spre dezbateră publică a reglementărilor la faza de document de discuție, modificările față de acesta fiind sintetizate în cuprinsul *Notei de fundamentare* atașate odată cu postarea documentului la faza de proiect spre consultare publică, respectiv al *Notei de fundamentare* corespunzătoare celei de-a treia consultări publice a *Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea* și al *Instrumentului de prezentare și motivare* postat odată cu anunțarea întâlnirii publice de dezbateră a reglementării din decembrie 2017.

Având în vedere solicitarea AFEER și E.ON Distribuție de organizare a unor discuții cu părțile interesate pentru clarificarea și înțelegerea mai bună a prevederilor reglementărilor, s-a organizat o întâlnire de dezbateră publică a documentelor la faza de proiect, după analiza acestora de către participanți, în decembrie 2016.

Tot la cererea AFEER, organizație legal constituită, s-a organizat și o a doua întâlnire de dezbateră publică, în decembrie 2017.

2. Situația observațiilor, recomandărilor și propunerilor primite, motivarea acceptării/neacceptării acestora

Cu privire la conținutul reglementărilor postate ca document de discuție, s-au primit observații și propuneri de la AFEER, CEZ Distribuție și CEZ Vânzare, CIGA, E.ON Distribuție, Electrica, Enel Distribuție Banat, Enel Energie și Enel Energie Muntenia, OMV Petrom, Opcom, Romgaz, RWEA și Transelectrica. De la direcțiile ANRE, s-au primit observații de la DGEPTDFE și din cadrul DGPEE, precum și de la dl Gheorghe Sbârnea, ca parte externă interesată.

S-au evidențiat următoarele observații semnificative referitoare la **Regulamentul de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare**:

- a) eliminarea conturilor de decontare din sarcina operatorului de decontare (Opcom), deoarece contul de decontare ar avea sensul prevăzut în Legea nr. 253/2004, implicând efectuarea de încasări și plăți.

Motivare acceptare/neacceptare: Obligația menținerii conturilor de decontare a fost transferată la OTS, având semnificația unor conturi contabile analitice.

- b) neinclusiunea penalităților pentru energia de echilibrare nelivrată și a celor pentru dezechilibrele de la notificare în costurile/veniturile suplimentare care se repartizează ulterior PRE-urilor, justificat de regimul fiscal *special* al acestora.

Motivare acceptare/neacceptare: Nu a fost explicitată observația/propunerea, iar aceasta nu a mai fost reluată în observațiile referitoare la faza de proiect.

- c) eliminarea penalității pentru dezechilibrele de la notificare, motivat prin aceea că acestea ar crește nejustificat costurile producătorilor de energie regenerabilă.

Motivare acceptare/neacceptare: În urma simulării decontării aferente lunii ianuarie 2016 s-a luat decizia diminuării penalizării pentru dezechilibrele de la notificare, de la 20% din PIP, cât se propusese în documentul pentru ședința publică din decembrie 2016, la 1% din PIP. Cu toate acestea, această valoare conduce în continuare la o penalizare mai mare decât coeficienții în vigoare, păstrată în scopul ca penalizarea să aibă efect, și anume să descurajeze furnizarea de informații eronate, precum și producția de energie la niveluri independente de nevoile SEN, doar în funcție de disponibilitatea resursei primare: vânt, soare etc. În condițiile simulării realizate, această penalitate reprezenta doar cca 2 lei/MWh aplicată la energia în dezechilibru,

nu la toată energia produsă. Precizăm că în calculele pentru autorizarea schemei de sprijin cu CV a fost avut în vedere un nivel al costurilor variabile de 10 EUR/MWh pentru centrale eoliene, hidro, solare (a se vedea Anexa 11 la *Regulamentul de acreditare a producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie pentru aplicarea sistemului de promovare cu certificate verzi* aprobat cu Ordinul 48/2014), costuri destinate să acopere exact dezechilibrele care nu pot fi previzionate, atât cele ca PRE, cât și cele de la notificare, ca PPE. Față de un preț mediu pe PZU de cca 36 – 37 Eur/MWh în 2015, aceste costuri acoperite prin schema de sprijin reprezintă cca 28%.

- d) includerea conceptelor de *prosumer* și *virtual power plant*, precum și integrarea tuturor consumatorilor ca potențiali participanți activi la piața de echilibrare.

Motivare acceptare/neacceptare: Deoarece scopul principal al prezentelor reglementări a fost acela al consolidării modificărilor efectuate de-a lungul a mai mult de 10 ani și al corectării doar a aspectelor care au creat dificultăți în această perioadă, nu s-a dat curs propunerilor de includere a conceptelor de *prosumer* sau *virtual power plant*, urmând ca acestea să fie analizate în detaliu ulterior, ținând seama și de experiența din alte state europene. În ceea ce privește posibilitatea consumatorilor de a participa activ la piața de echilibrare, aceasta este inclusă, cu precizarea că este vorba doar despre consumatori dispecerizabili, iar agregarea acestora nu a fost inclusă decât sub responsabilitatea unui consumator dispecerizabil, deoarece statutul agregatorilor nu este precizat în legislația primară.

- e) includerea posibilității ofertelor cu prețuri negative, pe PE și eliminarea corelării prețului maxim de ofertă cu PIP, fiind considerată limitare care ar încălca legea.

Motivare acceptare/neacceptare: Deși posibilitatea prețurilor negative pe PZU ar implica corelarea cu domeniul prețurilor posibile pe PE, se apreciază că pentru această modificare se pot aștepta reglementările impuse de GLEB, participanții din România nefiind dispuși să livreze energie și să plătească în același timp pentru această livrare. În ceea ce privește corelarea prețului maxim de ofertă pe PE cu PIP, aceasta este o obligație impusă de legea națională și de aceea nu poate fi privită ca o limitare, căci ar însemna că prevederile Legii nr. 123/2012 ar fi contradictorii.

- f) uniformizarea regimului de aprobare/avizare de către ANRE a documentelor în sarcina Opcom și Transelectrica și precizarea valorii juridice a acestor acte; aprobarea de către ANRE a Convenției PPE – OTS.

Motivare acceptare/neacceptare: A fost adoptată varianta avizării, considerându-se că prezentele reguli sunt suficiente pentru a permite dezvoltarea de proceduri a căror conformitate cu aceste reguli să poată fi confirmată prin procedura avizării.

- g) publicarea ofertelor pe piața de echilibrare, aplicarea caracterului public al tranzacțiilor.

Motivare acceptare/neacceptare: A fost acceptată această solicitare, pentru uniformizarea aplicării prevederilor legale de transparență și caracter public al tranzacțiilor pe piața concurențială și în scopul apropiării de prevederile GLEB. Pentru a evita însă riscul înțelegerilor tacite la ofertare și pentru a permite analize comparative cu tranzacțiile definitive pe PE, termenul de publicare a ofertelor a fost propus a fi același cu cel de publicare a tranzacțiilor definitive, și anume după stabilirea acestora, în prima zi lucrătoare a celei de-a doua luni care urmează celei de livrare.

- h) transferul responsabilității de a calcula cantitățile și prețurile aferente tranzacțiilor definitive pe PE de la Transelectrica la Opcom, justificat prin aceea că aceste calcule ar face parte din sarcina de decontare, alocată prin lege către operatorul pieței de energie electrică, Opcom.

Motivare acceptare/neacceptare: În opinia elaboratorilor, nu există o prevedere legală explicită care să stabilească ce operațiuni sunt cuprinse în sarcina operatorului de decontare (articolul 37 (6) j precizează doar că OTS desfășoară, în principal, următoarele activități: *...asigură transmiterea rezultatelor măsurărilor de energie electrică la operatorul pieței de energie electrică în vederea realizării decontării tranzacțiilor din piața de echilibrare și a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea...*), iar OTS deține mijloacele (platforma PE) și experiența pentru determinarea unora dintre datele necesare decontării.

- i) considerarea prețului marginal ca preț la care se decontează tranzacțiile pe PE aferente reglajului terțiar, motivat de integrarea regulilor pieței interne în cele europene și de necesitatea stimulării producătorilor de a pune la dispoziție energie de echilibrare.

Motivare acceptare/neacceptare: Având în vedere că extinderea plajei modificărilor ar fi întârziat mult aprobarea prezentelor regulamente, se propune amânarea acestei modificări, care va fi obligatorie în termenele specificate în GLEB.

- j) analiza legalității prevederilor privind neplata energiei livrate pe PE de un producător care nu s-a înregistrat ca PPE sau a fost revocat.

Motivare acceptare/neacceptare: DGPEE/DGPEP nu a identificat care este legislația care nu permite astfel de reguli.

- k) eliminarea procesului de înregistrare ca PPE, înlocuit de înregistrarea automată odată cu primirea licenței; eliminarea posibilității revocării unui PPE de către OTS.

Motivare acceptare/neacceptare: Elaboratorii consideră că aceste modificări pot fi avute în vedere în urma unei analize care să arate dacă există mijloacele și care sunt implicațiile practice.

- l) renunțarea la unicitatea ofertei pe PE și la caracterul obligatoriu crescător al prețurilor.

Motivare acceptare/neacceptare: Și această propunere necesită o analiză mai extinsă, care ar fi prelungit termenul de aprobare a prezentelor reglementări.

- m) păstrarea restricției privind ecartul maxim de 250 lei/MWh între prețul maxim și cel minim al unei oferte, motivată de menținerea riscului de abuz de poziție dominantă și de creștere a prețului de deficit, ceea ce ar conduce la prețuri mai mari la consumatorul final.

Motivare acceptare/neacceptare: Propunerea elaboratorilor este de eliminare a acestei restricții, ceea ce ar conduce la apropierea treptată de tendințele europene prezentate în GLEB, în propunerea CE de revizie a legislației pentru piața internă de energie electrică și ar permite totodată producătorilor care pot ajuta la echilibrarea sistemului să obțină venituri care să le asigure funcționarea în condițiile reducerii numărului lor de ore de funcționare ca urmare a creșterii ponderii producției E-SRE. Potențialul pericol al abuzului de poziție dominantă poate fi contracarat mult mai eficient odată cu dezvoltarea instrumentelor de monitorizare, investigație și control, atât la nivel național, cât și la nivel UE, inclusiv prin posibilitatea participanților să sesizeze ei înșiși abuzul în urma analizei ofertelor pe PE, pentru care s-a prevăzut publicarea. În ceea ce privește riscul creșterii prețului la consumatorul final, acesta trebuie limitat prin prognoze mai bune ale consumului și producției, dar și prin utilizarea pieței intrazilnice, pentru dezvoltarea și cuplarea la nivel UE a căreia se fac eforturi consistente. Prețurile relativ limitate pe PE au condus la considerarea acesteia ca piață de oportunitate, îngreunând sarcina OTS și majorând nivelul rezervelor necesare, ceea ce este de natură să crească, de asemenea, prețul la consumatorul final.

- n) reglementarea prețului ofertelor fixe, diferențiat pe cazuri.

Motivare acceptare/neacceptare: Această propunere ar constitui o revenire la sistemul reglementat și ar fi împotriva tendințelor legislației europene, în care ofertele fixe nu se regăsesc, ele fiind reprezentate de regulă prin oferte de energie mai complexe, cum

ar fi (conform celor din proiectul TERRE): oferte multiparte, oferte exclusive (incompatibile reciproc), oferte legate.

- o) prioritizarea opririi unităților fără costuri de pornire înaintea celor cu costuri de pornire, motivat de reducerea costurilor suplimentare.

Motivare acceptare/neacceptare: Regulamentul PE prevede și acum că OTS trebuie să aibă în vedere minimizarea costurilor în cazul selectării reglajului terțiar lent care implică porniri, dar o astfel de regulă strictă ar putea împieta asupra conducerii în siguranță a sistemului și de aceea nu a fost acceptată.

- p) includerea permisiunii ca după o oprire dispusă de OTS, un producător să pornească o altă unitate pentru a-și onora obligațiile contractuale după perioada de oprire, cu recunoașterea costurilor ca pentru o pornire suplimentară.

Motivare acceptare/neacceptare: Propunerea nu a fost acceptată, pentru că ar fi complicat sarcina OTS, care trebuie să aibă în vedere un nivel precis al costurilor de pornire atunci când selectează o unitate sau alta pentru oprire.

- q) eliminarea obligației ca Transelectrica să transmită la Opcom informații privind ofertele și tranzacțiile angajate, deoarece Opcom nu ar utiliza aceste informații.

Motivare acceptare/neacceptare: Prevederile au fost menținute, motivat de obiectivul de a modifica doar prevederile absolut necesare, dar și pentru menținerea rolului Opcom de depozitar al unor informații care ar putea facilita eventuale audituri, analize etc. solicitate de participanți.

- r) modificarea modului de determinare a dezechilibrului de la notificare astfel încât să se țină seama de modificarea producției generată de funcționarea în reglaj primar.

Motivare acceptare/neacceptare: Deoarece încă nu a fost reglementată metoda pentru achiziția reglajului primar, dar și pentru că în prezent, când acesta este obligatoriu și gratuit, cantitățile sunt foarte mici, nu s-a acceptat această propunere, urmând ca problema să fie rezolvată coerent în reglementările ulterioare.

În afara acestora, au mai fost transmise solicitări de modificare a termenelor pentru transmiterea notelor și pentru decontare care să permită decontarea în termen de o lună (integrarea Ordinului nr. 115/2014), eliminarea inadvertențelor rămase din prevederile Codului Comercial care implicau rolul de contraparte al Opcom, dar și netizarea sumelor de plată, supunerea spre consultare publică a oricărei proceduri elaborate de operatori, precum și alte propuneri de mai mică importanță. Modul de soluționare a acestora este cuprins, în cazul fiecăreia, în Sinteza observațiilor, anexată.

Cu privire la **Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea**, au fost transmise următoarele observații semnificative:

- a) includerea unor prevederi care să precizeze modul de repartizare între membrii unei PRE a costurilor/veniturilor suplimentare, în completarea reglementării modului de repartizare a costurilor/veniturilor cu dezechilibrele.

Motivare acceptare/neacceptare: Propunerea se referă la altă reglementare, care excede domeniului celei prezente și deci nu este inclusă în obiectivul de consolidare.

- b) considerarea ca tranzacții a dezechilibrelor decontate între membrii unei PRE, ceea ce ar conduce la aplicarea pentru acestea a principiilor de tranzacționare transparentă, publică, centralizată și nediscriminatorie prevăzute de Legea nr. 123/2012 și drept consecință, interzicerea agregării mai multor titulari de licență într-o PRE; în plus, se argumentează că Legea nr. 123/2012 cuprinde obligații pentru participanții la piață în ceea ce privește asumarea responsabilității plății dezechilibrelor, iar părțile responsabile cu echilibrarea nu sunt enumerate ca participanți la piață, deci transferarea acestor obligații la PRE ar constitui o depășire a dispozițiilor legale.

Motivare acceptare/neacceptare:

În ceea ce privește considerarea ca tranzacții cu energie electrică pe piața concurențială, a decontării dezechilibrelor între membrii unei PRE, elaboratorii au luat act de următoarele:

- decizia Comitetului de Reglementare al ANRE la aprobarea Ordinului 97/2013, prin care operatorilor de rețea li s-a permis transferul responsabilității echilibrării pentru CPT către altă PRE, ceea ce înseamnă că decontarea unui dezechilibru negativ nu a fost considerată tranzacție cu energie electrică pentru acoperirea CPT, care în caz contrar ar fi trebuit să se realizeze printr-o procedură transparentă și nediscriminatorie.
- exprimarea utilizată de legiuitor în art. 36 (7) j), citat anterior, în care **decontarea tranzacțiilor din piața de echilibrare** este enumerată distinct de **decontarea dezechilibrelor PRE**, ceea ce înseamnă că legea nu a considerat *dezechilibrele PRE* drept *tranzacții din PE*.
- dacă legiuitorul ar fi considerat **decontarea dezechilibrelor PRE** drept tranzacții în sensul utilizat în art. 23 (1), ar fi trebuit să permită OTS astfel de tranzacții la art. 36 (2) b), unde se prevede doar:

(2) Operatorul de transport și de sistem poate să participe la tranzacționarea energiei electrice numai în următoarele situații:

a) ...; b) pentru menținerea echilibrului producție-consum, prin operațiuni de vânzare-cumpărare în piața de echilibrare sau prin operațiuni de vânzare-cumpărare cu alți operatori de transport din țările vecine, conform reglementărilor în vigoare și normelor ENTSO-E.;

Prin analogie, deoarece au aceeași natură, nici decontarea dezechilibrelor între membrii PRE nu ar trebui să fie considerate tranzacții cu energie electrică;

- opinia că decontarea dezechilibrelor/asumarea responsabilității financiare nu poate fi asimilată cu efectuarea unei tranzacții în sensul art. 23 (1) și (2) din Legea nr. 123/2012 *decât dacă ar întruni elementele constitutive ale unei operațiuni comerciale, și anume o operațiune de vânzare-cumpărare a energiei electrice în condițiile legii, concretizată prin încheierea unui contract între părțile implicate*, este susținută de Direcția Juridică în scrisoarea nr. 15629/19.02.2015, anexată.

În ceea ce privește aplicarea, în cadrul regulamentului, a prevederilor privind *obligatia asumării responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor pe care le generează*, la părțile responsabile cu echilibrarea, în loc să li se aplice participanților la piață enumerați în același articol, opinia elaboratorilor este aceea că având în vedere definiția din lege a **părții responsabile cu echilibrarea**, ca *titular de licență* care își asumă responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele..., rezultă că participanții la piață care sunt titulari de licență sunt și PRE și deci nu este nicio încălcare a prevederilor legale.

Pe de altă parte, transferul responsabilității financiare de la o PRE la altă PRE nu este interzis de lege și chiar este permis implicit prin aceea că și consumatorul este enumerat printre participanții la piață, obligat să-și asume responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele generate, dar acesta nu poate, practic, să-și asume în mod direct această responsabilitate față de OTS (nu este titular de licență, deci nu poate fi PRE, iar operatorul de decontare nu are decât obligația de a efectua decontarea dezechilibrelor **părților responsabile cu echilibrarea**), asumându-și-o prin intermediul furnizorului său. Prin analogie, se apreciază că și titularii de licență, înregistrați ca PRE, deci asumându-și explicit, contractual, responsabilitatea echilibrării, își pot transfera ulterior această obligație altor titulari de licență înregistrați ca PRE. Obligația înregistrării ca PRE a fiecărui titular de licență a fost introdusă ca urmare a creditării opiniei că în lipsa unui contract nu este legală facturarea, iar

înregistrarea de la bun început elimină acest risc și asigură totodată respectarea formală, contractuală, a prevederilor legale sus amintite.

Introducerea noțiunii de PRE în lege nu ar avea nicio utilitate dacă nu ar presupune un rol adiacent celui de participant la piață, și anume de asumare a responsabilității echilibrării în numele altui participant la piață (având în vedere rolul atribuit de lege operatorului de decontare, de a asigura decontarea *dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea*, iar nu a dezechilibrelor *participanților la piață* – între care sunt și consumatorii).

- c) introducerea unor prevederi care să se adreseze producătorilor mici, cărora nu li se acordă licență, în ceea ce privește includerea într-o PRE și suportarea financiară a dezechilibrelor.

Motivare acceptare/neacceptare: S-a adoptat soluția includerii acestora în mod obligatoriu în PRE din care face parte cumpărătorul energiei produse de acesta.

- d) eliminarea posibilității de asumare a responsabilității financiare pentru dezechilibre de către un titular de licență prin intermediul mai multor PRE.

Motivare acceptare/neacceptare: Deși această permisiune fusese introdusă de reglementările anterioare aprobate și într-o etapă anterioară propunerea fusese respinsă, ea a fost în final acceptată deoarece s-a constatat că dacă unui participant i se permite transferul responsabilității echilibrării către mai multe PRE, comportamentul incorect în cadrul unei PRE nu poate fi penalizat, deoarece la excluderea dintr-o PRE, acesta își poate continua comportamentul inadecvat în calitate de membru în cealaltă PRE.

- e) eliminarea procesului de înregistrare ca PRE, înlocuit de înregistrarea automată odată cu primirea licenței.

Motivare acceptare/neacceptare: Ca și în cazul propunerii de înregistrare automată a PPE la acordarea licenței, și această propunere necesită o analiză a existenței mijloacelor necesare și a efectelor practice asupra organizării ANRE și OTS.

- f) includerea reciprocității în cazul delegării responsabilității unui operator de rețea: nu doar un OR să-și poată delega responsabilitatea echilibrării către altă PRE, dar și oricare PRE să-și poată transfera responsabilitatea echilibrării către o PRE constituită de un OR.

Motivare acceptare/neacceptare: Propunerea a fost acceptată, deși nu are relevanță practică, iar menținerea în limitele propuse - acelea de consolidare a reglementărilor – nu ar fi impus (Ordinul 97/2013 prevedea doar transferul responsabilității echilibrării unei PRE-OR către altă PRE).

- g) considerarea titularilor de licență cu UD ca PRE fără a fi nevoie de înregistrarea ca PRE și eliminarea din piață a titularilor de licență nedeținători de UD care nu s-au înregistrat ca PRE, consumatorii acestora fiind preluați de FUI.

Motivare acceptare/neacceptare: Această propunere a fost considerată neunitară și chiar discriminatorie (obligația înregistrării ca PRE trebuie aplicată tuturor TL sau niciunuia) și de aceea nu a fost acceptată.

- h) includerea metodei de repartizare a costurilor între membrii unei PRE incluzând OR în prezenta reglementare și renunțarea la reglementarea separată; eliminarea reglementării vreunei metode, justificat prin aceea că ar fi discriminatorie comparativ cu membrii altor PRE; păstrarea prevederilor din Ordinul 97/2013, și anume avizarea câte unei proceduri de alocare pentru fiecare PRE.

Motivare acceptare/neacceptare: Așa cum s-a arătat mai sus, prezentele reglementări nu au ca obiect decontarea în interiorul PRE, deoarece nici Codul Comercial nu a avut acest obiect. Metoda de decontare a dezechilibrelor PRE între membrii acesteia a fost

aprobată cu Ordinul nr. 76/2017, dar în *Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea* a fost inclusă o referire principială, și anume utilizarea unei metode unice de decontare între membrii PRE. Opinia elaboratorilor prezentelor reglementări este aceea că prevederile Ordinului nr. 97/2013 pot fi respectate în ceea ce privește obligația avizării către unei proceduri pentru fiecare PRE cu OR, de-abia în urma aprobării regulilor sus menționate, deoarece avizarea unei metode de decontare nu poate fi arbitrară, ci implică verificarea conformării acesteia la regulile prevăzute în legislația secundară, care anterior nu existau.

- i) menționarea explicită a permisiunii ca NF ale PRE să fie dezechilibrate în cazurile admise pentru modificarea NF ale UD; eliminarea obligației PRE de a verifica notificarea echilibrată reală a unui TL membru, considerată abuzivă.

Motivare acceptare/neacceptare: Prima propunere se adresează altei reglementări (Regulamentul de programare a unităților de producție și consumatorilor dispencerizabili). În ceea ce privește cea de-a doua obiecție, în versiunea intermediară nu a fost acceptată deoarece atunci când i se transferă responsabilitatea echilibrării, o PRE preia toate obligațiile PRE pe care o primește, inclusiv aceea a transmiterii de notificări echilibrate în general (cu excepția situațiilor speciale), iar piața intrazilnică este creată în special pentru scopul de a fi evitate notificări în dezechilibru frecvente și de volum mare. După modificările aduse RPUPCD prin Ordinul 76/2017, și anume că fiecare TL membru al unei PRE trebuie să transmită la OTS informațiile pe care le-a transmis PRE pentru realizarea NF, propunerea a fost acceptată, deoarece în aceste condiții, OTS poate urmări direct echilibrul notificărilor fiecărui TL. Cu toate acestea, elaboratorii nu sunt de acord cu argumentația conform căreia PRE nu este responsabilă pentru comportamentul de notificare al membrilor săi, deoarece aceasta ar însemna că prin permisiunea transferului responsabilității echilibrării se anulează obligații și responsabilități stabilite pentru toți participanții la piață.

- j) eliminarea dreptului OTS de a refuza înregistrarea ca PRE a unui TL dacă nu e convins că acesta deține cunoștințele și mijloacele tehnice necesare, fiind considerat generator de arbitrarie.

Motivare acceptare/neacceptare: În versiunea intermediară a documentului nu a fost acceptată propunerea (deoarece siguranța SEN este condiționată de disciplina și seriozitatea participanților, iar OTS este răspunzător de aceasta), dar în prezenta versiune au fost eliminate aceste verificări suplimentare, deoarece ar fi putut fi interpretate drept condiții suplimentare celor verificate la licențiere.

- k) eliminarea motivului de revocare a unei PRE din cauza unor dezechilibre serioase și permanente, în cazul producătorilor din surse intermitente.

Motivare acceptare/neacceptare: Propunerea nu a fost acceptată deoarece ar fi implicat acceptul ca acest tip de producători să se simtă absolviți complet de obligația de a contracta pe piețele anterioare energia pe care o produc, ceea ce ar putea avea consecințe negative asupra conducerii în siguranță a SEN. Subliniem că interdicția nu este absolută în ceea ce privește notificările în dezechilibru și nici penalizările pentru dezechilibrele de la notificare nu sunt copleșitoare, fiind doar majorate față de valorile ne semnificative utilizate în prezent. Se face precizarea că prevederea nu specifică *dezechilibrele serioase și permanente* ca motiv al revocării, ci în general, nerespectarea celorlalte obligații în afara celor precizate la articolul anterior.

- l) atribuirea costurilor cu ofertele fixe, precum și a veniturilor colectate din penalitățile pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare și din cele pentru dezechilibrele de la notificare, fiecărui interval orar, în cadrul prețurilor pentru deficit/excedent, iar nu așa cum s-a propus în document, în cadrul costurilor/veniturilor suplimentare care se

repartizează cumulat la sfârșit de lună PRE-urilor cu dezechilibre care au agravat dezechilibrul SEN, respectiv celor care au diminuat dezechilibrul SEN, după caz; motivația este aceea că fiecare cost trebuie atribuit celui care l-a generat, iar altfel s-ar încălca recomandările europene și solicitările participanților și OTS; în același context, se propune evidențierea pornirilor efectuate pentru managementul congestiilor și atribuirea costurilor aferente către OTS, alături de celelalte costuri cu managementul restricțiilor de rețea.

Motivare acceptare/neacceptare: Întrucât printr-o pornire de UD se acoperă deficitul de putere pe un număr de intervale orare uneori necunoscut, iar în alte intervale orare se majorează excedentul de putere, aceste costuri nu pot fi atribuite strict corect unor intervale orare anume și unui tip de dezechilibre. Un algoritm complex pentru această atribuire nu se justifică, având în vedere că este posibilă eliminarea ofertelor fixe din reglementările viitoare elaborate conform GLEB. Ca urmare, nu au fost acceptate aceste propuneri generale.

- m) eliminarea transmiterii lunare de informații de către OR la OTS privind prognoza de consum sau producție pentru punctele de măsură din zona lor de licență, motivat de faptul că repartizarea costurilor/veniturilor suplimentare nu se mai face proporțional cu consumul, ci funcție de sensul dezechilibrelor orare ale PRE-urilor comparativ cu dezechilibrul SEN.

Motivare acceptare/neacceptare: Propunerea nu a fost acceptată deoarece aceste informații sunt încă necesare pentru determinarea dimensiunii PRE și verificării de către OTS că niciuna nu depășește limita reglementată procentuală din producția netă sau din consumul net al SEN în anul precedent. Prevederile sunt acompaniate de altele care permit să fie transmise doar informațiile care au suferit modificări, deci obligația este rezonabilă.

- n) revenirea la modul de repartizare a costurilor/veniturilor suplimentare proporțional cu consumul, deoarece repartizarea funcție de sensul dezechilibrelor orare i-ar dezavantaja pe producătorii E-SRE, care ar fi cei care le-ar suporta cu precădere.

Motivare acceptare/neacceptare: Propunerea nu a fost acceptată, deoarece prin Ordinul nr. 51/2016 deja a fost aprobat acest nou criteriu de repartizare, considerat mult mai corect și stimulativ decât cel pe baza consumului de către majoritatea participanților la piață. Pe de altă parte, faptul că producătorii E-SRE se simt direct vizați de modificarea metodei, care este total nediscriminatorie, arată că aceștia știu și pleacă de la premisa că au și dezechilibre orare mari, care deseori agravează dezechilibrul SEN, iar în loc să încerce să le reducă, preferă să conteste orice regulă care ar penaliza un comportament lipsit de responsabilitate.

Și în cazul acestui regulament au fost transmise observații în sensul corectării inadvertențelor rămase din prevederile Codului Comercial, integrarea termenelor de transmitere a informațiilor și de plată prevăzute în Ordinul 115 etc., modul de răspuns pentru fiecare din aceste propuneri fiind prezentat pentru fiecare în parte în Sinteza observațiilor.

Relativ la documentul supus dezbaterii la ședința publică din decembrie 2016 (la faza de proiect), a trimis observații și furnizorul Petprod, care contestă însăși legalitatea responsabilității financiare pentru dezechilibrele înregistrate a fiecărei PRE, motivat de constatarea că dezechilibrele simultane de sens contrar ale PRE se compensează fizic, dar ignorând prevederile legale, care precizează explicit această obligație.

În urma celei de-a treia postări pe site în vederea consultării publice, principala obiecție/propunere a participanților a fost aceea a renunțării la modificarea care a constituit motivul principal al repostării, și anume aceea de diminuare drastică a

dimensiunii maxime a unei PRE. Elaboratorii au adus ca argument pentru propunerea de neacceptare, în afara celor aduse de Transelectrica privind necesitatea de a identifica mai exact cine creează situațiile de natură să periclitaze conducerea în siguranță a SEN, pe acela că restricționarea agregării în PRE-uri nu poate să-i afecteze negativ pe **toți** participanții, deoarece nu are ca efect decât o modificare a repartizării între participanții de la un moment dat a aceleiași sume, și anume cea contabilizată de OTS pentru mobilizarea resurselor pentru echilibrarea SEN, iar dacă unii participanți consideră că această modificare le va fi defavorabilă, există cu siguranță alții cărora le-ar putea fi favorabilă. Motivația ANRE nu a fost însă aceea de a favoriza sau defavoriza vreo categorie de participanți, ci de a stimula pe toți participanții să se echilibreze înainte de timpul real, prin expunerea lor mai directă la prețurile de dezechilibru, penalizatoare din principiu, ceea ce ar avea ca efect pe termen mediu, chiar reducerea costurilor induse de acțiunile OTS de echilibrare a SEN.

În vederea informării participanților la întâlnirea de dezbatere publică organizată în decembrie 2017, ANRE a postat pe site cea din urmă versiune a ambelor regulamente, împreună cu sinteza tuturor observațiilor primite în toate etapele de consultare publică a celor două documente și cu instrumentul de prezentare și motivare (referatul de aprobare), inclusiv o notă de prezentare, solicitându-le să transmită și în scris recomandările pe care doresc să le facă în cadrul întâlnirii publice.

După colectarea și analiza acestor recomandări/observații și din debaterile care au avut loc în cadrul întâlnirii a rezultat interesul participanților față de următoarele subiecte principale:

- menținerea, respectiv renunțarea la prevederea din legislația secundară în vigoare care limitează diferența dintre prețurile de ofertă pe PE ale unui participant la 250 lei/MWh: producătorii cer insistent renunțarea la această limitare, în timp ce furnizorii doresc menținerea sa, considerând că va avea un impact negativ. Proiectul de reglementare supus aprobării CR elimină limitarea, pentru alinierea treptată la mediul concurențial european presupus de intrarea în vigoare a GLEB;
- reglementarea dimensiunii maxime a PRE: propunerile au vizat menținerea dimensiunii maxime de 30%, reducerea la 10-25%, creșterea la 50% sau eliminarea completă a limitării, considerată suprareglementare; în proiectul supus aprobării CR se propune menținerea limitei în vigoare de 30%, pe considerentele prezentate anterior;
- reducerea perioadei maxime în care un participant membru al unei PRE continuă să se afle în responsabilitatea acelei PRE în caz de terminare a contractului de transfer al responsabilității echilibrării, din orice motive (excludere, transfer, încheiere de drept etc), de la 10 zile – cât se propune în document – la 3 zile; având în vedere că acest termen trebuie să se aplice oricărei situații posibile, participantului care iese din PRE trebuind să i se acorde posibilitatea de a se înscrie în altă PRE sau de a-și activa propria convenție de PRE prin actualizarea garanțiilor în favoarea OTS, proiectul de reglementare menține termenul propus inițial, de 10 zile lucrătoare; se apreciază că interesul PRE primitoare de a reduce nivelul datoriilor pe care i le-ar induce un participant rău platnic trebuie realizat prin intermediul unei atenții crescute la primire și pe parcursul relației de asumare a responsabilității financiare pentru dezechilibre;
- stabilirea prin reglementare a unui mod în care garanțiile financiare care condiționează acordarea unei licențe să poată fi executate în favoarea OTS, a PRE din care face parte TL și/sau a partenerilor contractuali, astfel încât condiția să fie verificată efectiv, iar aceste părți să aibă un risc mai mic în relația cu titularul de licență; deoarece acest mecanism ar fi unul complex din punct de vedere al administrării, implică analize

elaborate cu multe părți care ar fi implicate și eventual modificări simultane în mai multe reglementări, nu a fost avut în vedere în prezentul proiect de reglementare;

- regândirea sensului prevederilor legale referitoare la asumarea responsabilității financiare pentru dezechilibrele create de către participanții la piață și legătura cu noțiunea de parte responsabilă cu echilibrarea; elementele din legislația primară și secundară pe care se bazează abordarea conținută în proiectul supus aprobării CR au fost prezentate mai sus.

În ceea ce privește interpretarea acestor prevederi legale transmisă la ANRE ca soluție cu ocazia întâlnirii publice din decembrie 2017, conform căreia participanții la piață ar putea să se agreze în PRE-uri cu condiția ca fiecare să suporte obligațiile financiare aferente dezechilibrelor proprii la același nivel ca în situația în care nu s-ar fi asociat într-o PRE cu alți participanți la piață, elaboratorii țin seama de analiza și decizia ANRE reflectată în prevederile Regulilor de transparentizare a decontării în cadrul PRE, aprobate cu Ordinul nr. 76/2017, prin care s-a instituit o regulă unică de decontare a dezechilibrelor între membrii oricărei PRE, dar care nu presupune expunerea fiecărui participant din cadrul unei PRE la prețurile de deficit și excedent pentru dezechilibrele proprii.

Secțiunea a 8-a - Măsuri de implementare

Nu este cazul

Secțiunea a 9-a – Informarea direcțiilor din cadrul ANRE cu privire la proiectul de act

Direcțiile de specialitate (DGARAE, DGEPTDFE, DJ, DRIAR) au fost informate prin e-mail și cu scrisoarea nr. 52435 cu privire la postarea pe site a documentelor la faza de document de discuție, în data de 18 iulie 2016, solicitându-li-se transmiterea unui punct de vedere. În plus, a fost constituit un grup de lucru pentru elaborarea reglementărilor, aprobat cu decizia nr. 311/2016.

DGARAE a transmis un set de propuneri prin scrisoarea 18599/13.03.2017. Acestea s-au referit la corelarea prevederilor regulamentului privind funcționarea pieței de echilibrare cu cele ale *Regulamentului (UE) nr. 1388/2016 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor*, în ceea ce privește consumatorii dispercerizabili. De asemenea, DGARAE a menționat necesitatea evaluării impactului regulamentelor propuse asupra activităților și responsabilităților OTS, cu precădere asupra celor pe care OTS le are în calitate de parte responsabilă cu echilibrarea pentru schimburile neplanificate de energie electrică pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, subliniind că operatorului de transport și de sistem trebuie să-i fie atribuite doar acele dezechilibre aferente schimburilor neplanificate de energie electrică, iar decontarea să nu inducă costuri suplimentare OTS față de cele corespunzătoare acestor dezechilibre.

Înțelegând că îngrijorarea DGARAE a provenit de la explicitarea includerii costurilor aferente decontării ca dezechilibre a primirii/acordării de ajutoare de avarie în *PRE schimburi*

neplanificate, recuperabile prin intermediul tarifului de serviciu de sistem, se face mențiunea că precizările din prezentul proiect sunt în conformitate cu cele de la art. 20 alin. (1) lit. e), art. 20 alin. (2) lit. c) și art. 21 alin. (7) din *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem*, aprobată cu Ordinul ANRE nr. 45/2017, dar DGTMI va urma să propună menținerea sau modificarea cadrului de reglementare referitor la acest subiect după ce va reanaliza caracterul și amploarea acestei activități.

Având în vedere cele menționate, vă supunem spre analiză și aprobare, în vederea publicării în Monitorul Oficial al României, Partea I, prezentul proiect de **“Ordin privind aprobarea Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea, completarea și abrogarea unor dispoziții din sectorul energiei electrice”**.

Elaborator: Direcția Generală Piață de Energie și Prețuri

Director general DGPEP

Claudiu-Sorin Dumbrăveanu

Director DPE

Daniel Chilea

Șef SRPEE

Irina Săndulescu

Întocmit

Daniela Cristescu

Data: 29.01.2018