**Analiza impactului de reglementare a proiectului de modificare a**

**Regulilor pieței energiei electrice**

|  |  |
| --- | --- |
| **Titlul analizei impactului** | Analiza impactului de reglementare la proiectul de modificare a Regulilor pieței energiei electrice. |
| **Data:** |  |
| **Autoritatea administrației publice (autor):** | Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (ANRE) |
| **Subdiviziunea:** | Secția reglementări, Departamentul energie electrică și regenerabilă |
| **Persoana responsabilă și datele de contact:** | Ștefan Seracuța - șef secție;  Tel: 022 823 934, [sseracuta@anre.md](mailto:sseracuta@anre.md)  Veaceslav Țurcanu – consultant  Tel: 022 823 934, [vturcanu@anre.md](mailto:vturcanu@anre.md) |

|  |
| --- |
| **Compartimentele analizei impactului** |
| **1. Definirea problemei** |
| ***a) Determinați clar și concis problema și/sau problemele care urmează să fie soluționate*** |
| În procesul de implementare a Regulilor pieței energiei electrice *(în continuare – RPEE)*, aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 283 din 07 august 2020, care sunt în vigoare începând cu data de 1 iunie 2022 au fost identificate anumite neajunsuri și impedimente care duc la dificultatea punerii în aplicare a prevederilor RPEE de către participanții pieței energiei electrice, precum și la suprapunerea unei poveri financiare suplimentare necesităților reale aferente responsabilității financiare pentru dezechilibrele create de participanții pieței energiei electrice.  Carențele respective nu au putut fi anticipate și luate în considerare la momentul elaborării RPEE, ținând cont de faptul că actul de reglementare respectiv care prevedea crearea piețelor organizate de energie electrică în redacția aprobată reprezenta o „noutate” în sectorul electroenergetic din Republica Moldova, impactul tuturor factorilor exogeni și endogeni fiind greu sau imposibil de evaluat și cuantificat la momentul elaborării Regulilor pieței energiei electrice.  Analizând factorii care condiționează necesitatea modificării RPEE pot fi evidențiate următoarele probleme fundamentale:   1. Necesitatea modificării mecanismului de stabilire și aplicare a prețului pentru energia electrică de dezechilibru în scopul diminuării impactului acestuia asupra participanților pieței energiei electrice în legătură cu responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele create în rețeaua electrică; 2. Necesitatea revizuirii mecanismului de repartizare a veniturilor sau costurilor suplimentare înregistrate de operatorul sistemului de transport *(în continuare – OST)* Î.S. „Moldelectrica” în legătură cu procesul de echilibrare a sistemului electroenergetic, către părțile responsabile pentru echilibrare *(în continuare – PRE)* și repartizarea echitabilă a acestora între membrii grupurilor de echilibrare; 3. Lipsa unui algoritm de alocare al costurilor și veniturilor între membrii grupurilor de echilibrare, rezultate din activitatea grupului de echilibrare, care poate fi utilizat în cadrul grupurilor de echilibrare, dar care în același timp nu poartă un caracter imperativ. |
| ***b) Descrieți problema, persoanele/entitățile afectate și cele care contribuie la apariția problemei, cu justificarea necesității schimbării situației curente și viitoare, în baza dovezilor și datelor colectate și examinate*** |
| 1. *Necesitatea modificării mecanismului de stabilire și aplicare a prețului pentru energia electrică de dezechilibru în scopul diminuării impactului acestuia asupra participanților pieței energiei electrice în legătură cu responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele create în rețeaua electrică.*     În redacția actuală a RPEE pentru determinarea prețului utilizat la decontarea dezechilibrelor părților responsabile pentru echilibrare sunt utilizate următoarele formule:  *În cazul prețului pentru deficit în conformitate cu pct. 690 din RPEE:*  unde:   1. „fi,def” – factor pentru dezechilibrele negative ale PRE/grup de echilibrare, mai mare sau egal ca 1 (unu), stabilit de Agenție, în cadrul unei Hotărâri. Factorii de dezechilibru utilizați la moment au fost aprobați în cadrul Hotărârii Consiliului de administrație al ANRE nr. 388 din 30 iunie 2023.   În conformitate cu Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr. 388 din 30 iunie 2023, factorii de dezechilibru fi,def și fi,sur, au valori distincte în următoarele cazuri:   1. când operatorul sistemului de transport a activat energie electrică de echilibrare pentru creștere de putere (qC>qR)   fi,def = 1,0 iar fi,sur = 0,6   1. când operatorul sistemului de transport a activat energie electrică de echilibrare pentru reducere de putere (qC<qR)   fi,def = 1,0 iar fi,sur = 0,4   1. când operatorul sistemului de transport nu a activat energie electrică de echilibrare (qC=qR sau qC = 0 și qR = 0)   fi,def = 1,0 iar fi,sur = 0,6     1. Prețul de închidere a pieței pentru zona națională de tranzacționare *(în continuare – PIP)*, care reprezintă prețul la care sunt încheiate tranzacțiile pe piața zilei următoare *(în continuare – PZU)* într-un anumit interval de tranzacționare. De menționat aici că, în conformitate cu pct. 780 din RPEE până la lansarea PZU, OST va utiliza în procesul de decontare al dezechilibrelor PRE prețul de închidere al pieței aplicabil intervalului de dispecerizare respectiv obținut pe piața zile următoare din Ucraina. 2. Costul pentru echilibrarea sistemului la creștere de putere („RC(i)”) în intervalul de dispecerizare „i” determinat conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul 4 al RPEE. 3. cantitatea de energie electrică de echilibrare livrată ca urmare a tranzacției „t”, în intervalul de dispecerizare „i” 4. toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de creștere de putere care au fost utilizate pentru echilibrarea sistemului în intervalul de dispecerizare „i”; 5. toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuirea a rezervelor de creștere de putere care au fost utilizate pentru echilibrarea sistemului în intervalul de dispecerizare „i”;   *În cazul prețului pentru excedent în conformitate cu pct. 691 din RPEE:*  unde:   1. „fi,def” – factor pentru dezechilibrele pozitive ale PRE/grup de echilibrare, mai mic sau egal ca 1 (unu), stabilit de Agenție, în cadrul unei Hotărâri. Factorii de dezechilibru utilizați la moment au fost aprobați în cadrul Hotărârii Consiliului de administrație al ANRE nr. 388 din 30 iunie 2023.      1. Prețul de închidere a pieței pentru zona națională de tranzacționare (în continuare – PIP), care reprezintă prețul la care sunt încheiate tranzacțiile pe piața zilei următoare (în continuare – PZU) într-un anumit interval de tranzacționare. De menționat aici că, în conformitate cu pct. 780 din RPEE până la lansarea PZU, OST va utiliza în procesul de decontare al dezechilibrelor PRE prețul de închidere al pieței aplicabil intervalului de dispecerizare respectiv obținut pe piața zile următoare din Ucraina. 2. Venitul pentru echilibrarea sistemului la reducere de putere („RR(i)”) în intervalul de dispecerizare „i” determinat conform prevederilor secțiunii 4 din Capitolul 4 al RPEE. 3. cantitatea de energie electrică de echilibrare livrată ca urmare a tranzacției „t”, în intervalul de dispecerizare „i” 4. toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de restabilire manuală a frecvenței de reducere de putere care au fost utilizate pentru echilibrarea sistemului în intervalul de dispecerizare „i”; 5. toate tranzacțiile pentru livrarea energiei electrice de echilibrare corespunzătoare procesului de înlocuirea a rezervelor de reducere de putere care au fost utilizate pentru echilibrarea sistemului în intervalul de dispecerizare „i”;   Așadar, ținând cont de faptul că:   1. modalitatea de determinare a prețului pentru dezechilibrele participanților pieței energiei electrice descrisă anterior, prevede aplicarea valorii maxime obținute pentru prețul pentru deficit de energie electrică de echilibrare și minime pentru excedent de energie electrică de echilibrare; 2. modalitatea de determinare a prețului pentru dezechilibre aplicat PRE-urilor face referință la prețul PZU din Ucraina, care în contextul conflictului armat început în februarie 2022 nu neapărat reflectă principiile de formare liberă a prețurilor, fiind introduse diverse plafoane pe piața zilei următoare, precum și pe piața de echilibrare; 3. până la momentul de față în Republica Moldova nu există piața energiei electrice de echilibrare iar sistemul electroenergetic este echilibrat prin intermediul conexiunilor cu sistemul Pan European (ENTSO-E), prin aplicarea mecanismului de decontare financiară a schimburilor neintenționate de energie electrică (eng. „FSKar” – „Financial settlement of unintended exchage”); 4. prețul obținut pentru energia electrică de dezechilibru în deficit a fost considerabil mai mare decât prețul energiei tranzacționate în baza contractelor bilaterale, considerând că acesta are la bază prețul de închidere a PZU în spațiul ENTSO-E; 5. prețul obținut pentru energia electrică de dezechilibru în excedent a fost considerabil mai mic decât prețul pentru energia electrică tranzacționată în baza contractelor bilaterale; 6. venitul obținut de OST în legătură cu decontarea dezechilibrelor negative ale PRE-urilor, care reprezintă rezultatul multiplicării acestora la prețul pentru dezechilibrul în deficit, care deseori era considerabil mai mare decât costurile lunare efective suportate de OST pentru energia electrică de echilibrare la creștere de putere, astfel fiind colectare surse financiare excedentare care urmau a fi distribuite participanților la piața de energie electrică care au consumatori finali de energie electrică.   Astfel, s-a creat o situație dificilă pentru participanții pieței energiei electrice, care pentru dezechilibrele în deficit urmează să achite sume financiare considerabile, iar pentru energia electrică generată în excedent urmează să fie remunerați considerabil mai puțin, chiar și în comparație cu prețul aferent contractelor bilaterale existente la moment în cadrul pieței naționale.  Acest fapt a dus la îngreunarea considerabilă a situației economico-financiare a acestora, punând în pericol viabilitatea financiară a producătorilor care produc energie electrică din surse regenerabile ce se caracterizează printr-un grad de predictibilitate și posibilitate de dispecerizare redus, altfel spus posedă un caracter intermitent (surse de generare eoliene și fotovoltaice).  De menționat că rezultate respective ale decontării dezechilibrelor către participanții pieței energiei electrice au fost concomitent cauzate și de gradul de pregătire și maturitate redus al participanților pieței energiei electrice în legătură cu procesul de prognozare în principal al producerii de energie electrică din surse regenerabile de energie (instalații eoliene și fotovoltaice).  În tabelul 1 sunt prezentate datele privind rezultatele financiare ale OST pentru lunile iunie – decembrie 2022, care reflectă situația descrisă, și din care rezultă că pentru 6 luni din anul 2022 OST acumulează venituri suplimentare în mediu de 88,5 mil. lei, și doar pentru o lună (noiembrie 2022) OST înregistrează costuri suplimentare de cca 126 mil. lei.  **Tabelul 1.** Rezultatele financiare aferente aplicării mecanismului de decontare a dezechilibrelor în condițiile actuale ale RPEE   |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Indicator** | **Iunie** | **Iulie** | **August** | **Septembrie** | **Octombrie** | **Noiembrie** | **Decembrie** | | Venit OST de la reducerea de putere (Rr) | 19,859,308 | 71,251,252 | 75,024,481 | 109,198,242 | 73,354,113 | 21,552,500 | 54,030,781 | | Cost OST de la creșterea de putere (Rc) | 65,822,218 | 42,893,786 | 74,715,382 | 19,370,468 | 64,335,163 | 172,840,755 | 28,519,088 | | Plăți PRE către OST pentru deficit | 111,648,884 | 94,680,063 | 112,550,833 | 33,284,975 | 87,677,001 | 99,260,964 | 57,293,634 | | Plăți OST către PRE pentru excedent | 10,850,986 | 10,084,018 | 10,793,593 | 7,148,140 | 26,814,928 | 74,757,844 | 7,266,326 | | Rezultat per sistem („-” cost; „+” venit) | **54,834,988** | **112,953,511** | **102,066,338** | **115,964,609** | **69,881,022** | **-126,785,135** | **75,539,002** |   Bilanțul pentru anul 2022, arată că în cazul aplicării prevederilor din RPEE, OST urma să acumuleze suplimentar cca 404 mil. lei. De menționat aici, că în vederea reducerii impactului asupra participanților la piață la propunerea ANRE, Comisia pentru Situații Excepționale prin Dispoziția nr. 68 din 10.05.2023, a aprobat pentru anul 2022 plafonarea prețului pentru dezechilibru în deficit și garantarea unui preț minim pentru dezechilibru în excedent.  Astfel, considerând rezultatele obținute în procesul de decontare al dezechilibrelor pentru perioada precedentă este imperativă intervenția în RPEE, în scopul reducerii sarcinii financiare asupra participanților la piața energiei electrice.   1. *Necesitatea revizuirii mecanismului de repartizare a veniturilor sau costurilor suplimentare înregistrate de operatorul sistemului de transport (în continuare – OST) Î.S. „Moldelectrica” în legătură cu procesul de echilibrare a sistemului electroenergetic, către părțile responsabile pentru echilibrare (în continuare – PRE) și repartizarea echitabilă a acestora între membrii grupurilor de echilibrare;*   Mecanismul de decontare a veniturilor sau costurilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului electroenergetic este realizat la moment în conformitate cu prevederile Capitolului VIII din Titlul XII al RPEE.  Astfel, în redacția actuală, costurile sau veniturile suplimentare înregistrate de OST sunt repartizate PRE-urilor care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică în conformitate cu consumul total al acestora. Așadar, cu toate că veniturile provenite de la decontarea dezechilibrelor negative ale participaților pieței energiei electrice, precum și cele provenite de la activarea energiei electrice de echilibrare la reducere de putere sunt generate de toate PRE-urile (inclusiv instalații de generare, operatori de sistem), costurile sau veniturile suplimentare restante la bilanțul OST după realizarea tuturor obligațiilor financiare în procesul de echilibrare a sistemului electroenergetic sunt repartizate doar furnizorilor care livrează energie electrică consumatorilor finali.  În acest fel, considerând faptul că furnizorii serviciului universal Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L. și S.A „FEE Nord” dețin împreună o cotă de cca 97% din cantitatea energiei electrice furnizate consumatorilor finali din Republica Moldova, aplicarea mecanismului de decontare a veniturilor sau costurilor suplimentare poate fi considerată inechitabilă față de ceilalți participanți ai pieței energiei electrice care au contribuit la formarea fie a costului, fie a venitului suplimentar înregistrat de OST pe parcursul lunii respective de gestiune.  Astfel, analiza rezultatelor activității OST în calitate de responsabil al pieței energiei electrice de echilibrare pentru primele 4 luni ale anului 2023 arată, că se înregistrează în mediu venituri suplimentare lunare de cca 36,3 mil. lei, iar considerând ponderea furnizorilor serviciului universal cca 95% din aceste venituri ar urma să fie împărțite între aceștia.  **Tabelul 2.** Venitul suplimentar înregistrat de OST (ianuarie-aprilie 2023)   |  |  | | --- | --- | | **Luna** | **Venit suplimentar** | | Ianuarie | 36.4 | | Februarie | 31.8 | | Martie | 38 | | Aprilie | 39.1 | |  |  | | **Mediu lunar** | **36.3** |   **Tabelul 3.** Rezultatul repartizării veniturilor suplimentare înregistrate de OST în lunile ianuarie – aprilie 2023   |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | | **Entitate** | **Venit suplimentar repartizat, mil. lei** | | | | | **Ianuarie** | **Februarie** | **Martie** | **Aprilie** | | Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L. | 27.67 | 23.52 | 27.46 | 25 | | S.A. „FEE Nord” | 8.66 | 7.36 | 9.51 | 8.09 | | Alții | 0.07 | 0.92 | 1.03 | 6.01 | | TOTAL | 36.4 | 31.8 | 38 | 39.1 |   De menționat că în situația în care OST ar putea înregistra nu venituri dar costuri suplimentare de la echilibrarea sistemului, acestea ar fi suprapuse similar doar pe PRE-uri care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali, ceea ce ar constitui la fel o inechitate față de celelalte PRE-uri care au cauzat direct formarea acestui cost suplimentar. În acest context este necesară revizuirea mecanismului de repartizare al costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului electroenergetic, în așa fel ca fiecare PRE să fie remunerată sau taxată în funcție de rezultatul final înregistrat de OST.  În același timp veniturile sau costurile respective urmează a fi redistribuie în cadrul grupurilor de echilibrare către fiecare membru al grupului de echilibrare.   1. *Lipsa unui algoritm de alocare al costurilor și veniturilor între membrii grupurilor de echilibrare, rezultate din activitatea grupului de echilibrare, care poate fi utilizat în cadrul grupurilor de echilibrare, dar care în același timp nu poartă un caracter imperativ.*   La momentul de față în cadrul platformei OST în calitate de părți responsabile pentru echilibrare sunt înregistrați 188 de participanți la piața de energie electrică (producători, operatori de sistem și furnizori), dintre care 31 au statut activ, adică nu și-au transferat responsabilitatea pentru echilibrare către alt participant al pieței energiei electrice, iar restul 157 fac parte din grupuri de echilibrare. Cu toate acestea, relațiile între participanții grupurilor de echilibrare în particular metoda de alocare a costurilor/veniturilor obținute din activitatea grupurilor nu este reglementată, acest moment fiind la discreția responsabililor grupurilor de echilibrare și ale membrilor lor în conformitate cu contractele încheiate. În același timp nu există un algoritm unic tipizat care ar permite participanților la piață se își stabilească relațiile contractuale în cadrul grupului de echilibrare, în acest sens, implementarea unui astfel de algoritm care poate fi pus în aplicare, dar care nu este imperativ, se consideră oportună și necesară.  Cu toate acestea, pentru a nu crea impedimente unei concurențe veritabile, algoritmul respectiv nu este unul obligator, ci poate fi utilizat de participanții la piață în cazul în care se convine asupra acestui fapt, altfel spus algoritmul reprezintă un reper care poate fi utilizat de participanții la piața de energie electrică. |
| **c) Cauzele care au dus la apariția problemei.** |
| *Referitor la problema nr. 1*  Cauzele principale care au dus la apariția problemei legate de calcularea și decontarea dezechilibrelor generate în rețeaua electrică de către participanții pieței energiei electrice, și ca rezultat la acumularea unor venituri suplimentare de către OST sunt:   * mecanismul actual de stabilire a prețurilor pentru deficit și excedent de energie electrică de echilibrare și anume aplicarea valorii maxime pentru dezechilibrele în deficit dintre costul real al energiei electrice de echilibrare activate și produsul dintre factorul de dezechilibru și prețul de închidere a pieței și minime pentru dezechilibrele în excedent dintre venitul real aferent energiei electrice de echilibrare activate și produsul dintre factorul de dezechilibru și prețul de închidere a pieței; * lipsa prețului de închidere a pieței la nivel național, altfel spus lipsa pieței pentru ziua următoare și respectiv aplicarea prețului pentru ziua următoare din Ucraina (prevedere prevăzută în RPEE), care la moment poate fi considerat un indicator de referință mai puțin relevant în sensul formării acestuia în baza unor principii de piață concurențiale, ținând cont de aplicarea plafoanelor în cadrul piețelor organizate din statul vecin; * lipsa capacităților interne de generare care să ofere servicii de echilibrare către OST fie în baza unor contracte la prețuri prestabilite sau în baza ordinii de merit, și respectiv asigurarea echilibrării prin intermediul mecanismului Fskar, prețurile pentru energia respectivă fiind destul de mari pentru că fac referință la prețul de închidere al pieței pentru ziua următoare din spațiul ENTSO-E și au un caracter volatil.   *Referitor la problema nr. 2*  Problema repartizării echitabile a veniturilor/costurilor suplimentare acumulate de OST în procesul de echilibrare a sistemului electroenergetic poate fi expusă prin prisma a două aspecte de bază și anume:   * redacția actuală a RPEE prevede repartizarea venitului/costului suplimentar acumulat de OST exclusiv către PRE-urile care au consumatori finali (furnizori de energie electrică), ceea ce reprezintă o inechitate față de ceilalți participanți la piața energiei electrice atât prin prisma posibilelor venituri cât și prin prisma responsabilității financiare pentru potențialele costuri suplimentare cauzate de fiecare participant al pieței energiei electrice; * problema repartizării costurilor/veniturilor suplimentare parțial rezidă și este în particular agravată de problema nr. 1 și anume prin faptul că mecanismul actual de stabilire a prețurilor pentru dezechilibre și decontarea acestora creează formarea unui fond suplimentar (peste necesitățile OST legate de plata energiei electrice de echilibrare) care după cum s-a menționat este format din activitatea tuturor PRE-urilor care participă la piața angro a energiei electrice, fiind însă repartizat doar PRE-urilor care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali de energie electrică. Concomitent, aspectul respectiv trebuie transpus și la nivelul grupurilor de echilibrare astfel că responsabilii grupurilor de echilibrare urmează să redistribuie costul/venitul suplimentar aferent grupului către membrii grupului de echilibrare.   *Referitor la problema nr. 3*  În scopul reducerii costului dezechilibrelor individuale ale participanților la piața energiei electrice RPEE prevăd dreptul PRE-urilor de a forma și de a face parte din grupuri de echilibrare. Astfel, în scopul decontării dezechilibrelor OST are raporturi cu responsabilul grupului de echilibrare care suportă costurile corespunzătoare dezechilibrelor sumare cauzate de membrii grupului de echilibrare. Distribuirea costurilor dezechilibrelor corespunzătoare dezechilibrelor între membrii grupului de echilibrare este realizată de responsabilul grupului de echilibrare, conform acordurilor încheiate cu PRE care constituie grupul de echilibrare.  În scopul creșterii gradului de transparență privind activitatea desfășurată de grupurile de echilibrare, precum și pentru a oferi un cadru de reper tuturor participanților pieței energiei electrice este necesară implementarea unui algoritm de alocare a veniturilor/costurilor rezultate din activitatea grupului de echilibrare către membrii acestuia, care poate fi aplicat de responsabilul oricărui grup de echilibrare și de către membrii grupului de echilibrare respectiv. |
| ***d) Descrieți cum a evoluat problema și cum va evolua fără o intervenție*** |
| *Referitor la problema nr. 1*  Problema acumulării la OST q costurilor, dar mai des a veniturilor suplimentare provenite de la echilibrarea sistemului electroenergetic, care se datorează mecanismului de stabilire și aplicare a prețului pentru energia electrică de dezechilibru a apărut odată cu intrarea în vigoare a RPEE la data de 01.06.2022.  Astfel, rezultatele preliminare ale calculelor efectuate pentru anul 2022, arată că în cazul aplicării prevederilor din RPEE (fără plafonarea introdusă prin Dispoziția CSE nr. 68 din 10.05.2023), OST urma să acumuleze suplimentar cca 404 mil. lei. Acest fapt are un impact negativ asupra participanților pieței energiei electrice, condiționând îngreunarea situației financiare ale acestora (sau a unei părți a acestora, care nu participă la repartizarea venitului suplimentar acumulat), ceea ce poate duce în final la reducerea interesului investitorilor noi în particular în domeniul surselor de energie regenerabilă, sau mai grav la imposibilitatea participanților pieței de a desfășura activitatea de producere a energiei electrice în continuare.  Fără intervenția propusă OST cel mai probabil va înregistra, (cel puțin contabil) în continuare venituri suplimentare legate de la echilibrarea sistemului electroenergetic, iar PRE-urile vor fi puse în situația în care v-or fi taxați mai sever, în comparație cu costurile reale necesare pentru echilibrarea sistemului. O altă latură a scenariului de bază ar putea fi îngreunarea situației financiare a PRE-urilor astfel că acestea nu vor mai putea să își realizeze obligațiile contractuale cu OST în legătură cu responsabilitatea pentru echilibrare, iar acesta din urmă ar putea ajunge în situația de imposibilitate a achitării energiei electrice de echilibrare care este decontată prin intermediul mecanismului Fskar.  *Referitor la problema nr. 2*  Formarea veniturilor sau costurilor suplimentare înregistrate de OST în procesul de echilibrare a sistemului electroenergetic reprezintă un fenomen inevitabil în procesul de decontare a dezechilibrelor datorită faptului că există intervale de dispecerizare în care OST nu activează energie electrică de echilibrare (de creștere și/sau descreștere de putere), cu toate acestea fiind aplicat un preț atât pentru dezechilibrele negative, cât și pentru cele pozitive.  Subsecvent, considerând principiul de neutralitate financiară a OST care presupune că Î.S. „Moldelectrica” nu trebuie să înregistreze nici venituri, nici cheltuieli în legătură cu echilibrarea sistemului electroenergetic, RPEE prevăd că pentru fiecare lună de gestiune, acele venituri/costuri suplimentare urmează a fi repartizate către PRE-urile care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru consumatorii finali. Respectiv, fără o intervenție în prevederile din RPEE, va perpetua situația în care la formarea venitului/costului suplimentar înregistrat de OST vor participa toți participanții pieței (producători, operatori de sistem, furnizori), iar repartizarea acestora va fi realizată doar către PRE-urile care furnizează energie electrică consumatorilor finali de energie electrică.  În acest context repartizarea respectivă este una inechitabilă, pentru că nu asigură un cadru similar de repartizare a potențialelor costuri sau venituri suplimentare către toți participanții pieței energiei electrice.  *Referitor la problema nr. 3*  Activitatea grupurilor de echilibrare pe piața angro de energie electrică și anume aspectele care se referă la repartizarea rezultatului financiar (cost/venit) înregistrat de grupul de echilibrare către fiecare membru al grupului de echilibrare în funcție de dezechilibrele individuale înregistrate nu sunt reglementate la moment, în acest sens prevederile pct. 488 din RPEE prevăd că distribuția acestora are loc conform acordurilor încheiate de responsabilul grupului de echilibrare cu PRE care constituie grupul de echilibrare.  Astfel, în scopul de a oferi un cadru de reglementare care poate fi aplicat de către grupurile de echilibrare în procesul de alocare ale costurilor/veniturilor obținute din activitatea acestora, precum și pentru a crește gradul de transparență în activitatea acestora este necesară implementarea unui algoritm care poate fi aplicat de toți participanții la piața de energie electrică care au convenit să se unească într-un grup de echilibrare. |
| ***e) Descrieți cadrul juridic actual aplicabil raporturilor analizate și identificați carențele prevederilor normative în vigoare, identificați documentele de politici și reglementările existente care condiționează intervenția statului*** |
| Cadrul juridic aplicabil raporturilor analizate constituie Regulile pieței energiei electrice, aprobate de ANRE în conformitate cu prevederile art. 3 lit. a) din Legea cu privire la energia electrică nr. 107 din 27.05.2016 care stipulează că Agenția elaborează şi aprobă Regulile pieţei energiei electrice care reglementează termenele şi condiţiile de organizare şi de operare a pieţei energiei electrice, inclusiv a pieţei pentru ziua următoare, a pieţei energiei electrice pe parcursul zilei, a pieţei organizate a contractelor, a pieţei energiei electrice de echilibrare şi a pieţei serviciilor de sistem, funcțiile şi obligațiile operatorului pieţei energiei electrice şi ale operatorului sistemului de transport în legătură cu gestionarea piețelor menționate, precum şi drepturile şi obligațiile altor participanți la piaţa energiei electrice.  Subsecvent art. 81 aliniat 3) al Legii menționate prevede că Regulile pieței energiei electrice reglementează în special:   * lit. l) drepturile şi obligațiile participanților la piaţa energiei electrice, inclusiv obligațiile participanților la piaţa energiei electrice care provoacă dezechilibre în rețelele electrice; * lit. m) modalitatea de repartizare şi de compensare în cadrul grupului de echilibrare a dezechilibrelor individuale create de către membrii grupului de echilibrare; * lit. n) metodele de calcul al dezechilibrelor cantitative provocate de pârțile responsabile de echilibrare şi al decontărilor financiare pentru dezechilibrele provocate pe piaţa energiei electrice de către pârțile responsabile de echilibrare.   Astfel, în conformitate cu pct. 1 din RPEE acestea stabilesc principiile, regulile şi mecanismele referitoare la formarea prețurilor şi relațiile comerciale pe piaţa angro de energie electrică între participanţii pieţei energiei electrice, reglementează termenele şi condiţiile de organizare şi funcționare a pieţei energiei electrice, inclusiv piaţa contractelor bilaterale de energie electrică, piaţa energiei electrice pentru ziua următoare, piaţa energiei electrice pe parcursul zilei, piaţa energiei electrice de echilibrare şi piaţa serviciilor de sistem, drepturile şi obligațiile producătorilor de energie electrică, furnizorilor de energie electrică, operatorilor sistemelor de distribuţie, precum şi a operatorului pieţei de energie electrică, a operatorului sistemului de transport privind gestionarea piețelor menționate.  Cu privire la carențele identificate în cadrul normativ aplicabil în legătură cu raporturile juridice aplicabile, putem conchide că prevederile RPEE legate de decontarea dezechilibrelor părților responsabile pentru echilibrare și anume de stabilire a prețurilor pentru energie electrică de echilibrare în caz de deficit și de excedent (pct. 690, 691) **nu neapărat sunt deficiente**, cât nu reflectă condițiile actuale și anume conjunctura pieței existente (ex. irelevanța PZU din Ucraina, lipsa capacităților interne de echilibrare).  În ceea ce ține de repartizarea veniturilor/costurilor suplimentare înregistrate de OST în procesul de echilibrare a sistemului electroenergetic, aici este necesară intervenția direcționată spre repartizarea acestora către toți participanții pieței energiei electrice, pentru a asigura echitatea distribuției veniturilor și costurilor către toți participanții pieței care sunt responsabili pentru dezechilibre și care respectiv au contribuit la formarea venitului/costului suplimentar. După cum a fost menționat redacția actuală a pct. 707 din RPEE prevedere repartizarea venitului/costului suplimentar înregistrat de OST doar către PRE-urile care furnizează energie electrică consumatorilor finali.  Cu referință la problema 3 și anume algoritmul de alocare al costurilor și veniturilor membrilor grupurilor de echilibrare rezultate din activitatea grupului de echilibrare este de menționat că Legea cu privire la energia electrică prevede că RPEE urmează să conțină mecanismul respectiv.  Astfel, constatăm că soluțiile la problemele identificate și descrise la lit. a) – d) a prezentei analize urmează a fi incluse în Regulile pieței energiei electrice. |
| **2. Stabilirea obiectivelor** |
| ***a) Expuneți obiectivele (care trebuie să fie legate direct de problemă și cauzele acesteia, formulate cuantificat, măsurabil, fixat în timp și realist)*** |
| Prin promovarea proiectului de modificare a *Regulilor pieței energiei electrice* se urmărește realizarea următoarelor obiective:   * Reducerea sarcinii financiare asupra participanților pieței energiei electrice, prin modificarea mecanismului de calculare și decontare al dezechilibrelor și astfel micșorarea fondului suplimentar acumulat de OST în procesul de echilibrare al sistemului electroenergetic; * Tranziția de la utilizarea prețului de referință a PZU din Ucraina în procesul de stabilire a prețului pentru dezechilibre, către referința internă și anume prețul mediu lunar ponderat al energiei electrice achiziționate de furnizorii reglementați, cu excepția energiei electrice achiziționate în baza schemelor de sprijin pentru energia electrică produsă din surse regenerabile și cea produsă la centralele electrice de termoficare urbane; * Asigurarea neutralității financiare a OST, care prevede că acesta în calitatea sa de responsabil pentru piața energiei electrice de echilibrare nu trebuie să obțină profit din această activitate (art. 84 alineat 7 din Legea nr. 107/2016); * Implementarea unui mecanism de repartizare echitabilă către toate PRE-urile care participă la piața energiei electrice a costurilor/veniturilor suplimentare înregistrate de OST în legătură cu activitatea de echilibrare a sistemului electroenergetic; * Stabilirea unui algoritm de alocare a costurilor și veniturilor între membrii grupurilor de echilibrare, care poate fi utilizat de participanții grupurilor de echilibrare. |
| **3. Identificarea opțiunilor** |
| ***a) Expuneți succint opțiunea „a nu face nimic”, care presupune lipsa de intervenție*** |
| **A nu face nimic**  Opțiunea dată constă în a nu elabora proiectul de modificare a *Regulilor pieței energiei electrice.*  În acest caz, nu vor fi eliminate carențele prevederilor actuale ale RPEE, și anume cele legate de decontarea dezechilibrelor create de participanții pieței energiei electrice ceea ce va duce la perpetuarea situației existente la moment, și anume:   * Aplicarea unui preț mare pentru dezechilibrele în deficit; * Aplicarea unui preț mic pentru dezechilibrele în excedent; * Formarea unui excedent de surse financiare la OST, legat de echilibrarea sistemului; * Repartizarea excedentului format către PRE-urile care și-au asumat echilibrarea pentru consumatorii finali de energie electrică; * Lipsa unei metode de alocare a costurilor/veniturilor rezultate din activitatea grupurilor de echilibrare, care poate fi utilizată drept reper de participanții la piață.   Aspectele menționate vor duce la îngreunarea situației financiare a PRE-urilor, în particular a celor care nu furnizează energiei electrică consumatorilor finali, astfel că poate apărea situația în care PRE-urile nu vor putea să își onoreze obligațiile contractuale față de OST, iar acesta din urmă ar putea să fie în situația în care nu va putea să achite partenerilor externi costurile pentru dezechilibrele sistemului electroenergetic național, astfel fiind pusă în pericol asigurarea continuității alimentării cu energie electrică a consumatorilor finali la nivel național. |
| ***b) Expuneți principalele prevederi ale proiectului, cu impact, explicând cum acestea țintesc cauzele problemei, cu indicarea novațiilor și întregului spectru de soluții/drepturi/obligații ce se doresc să fie aprobate*** |
| Modificările propuse la RPEE prevăd următoarele:   * Modificarea metodei de determinare a prețului energiei electrice de dezechilibru, atât pentru deficit, cât și pentru excedent, prin raportarea costului/venitului real suportat/obținut de OST în intervalul de dispecerizare la energia electrică efectiv utilizată/activată de OST în intervalul de dispecerizare respectiv. Concomitent, metoda propusă prevede plafonarea prețului maxim al dezechilibrului în deficit, precum și plafonarea prețului minim și maxim al dezechilibrului în excedent. Suplimentar pentru intervalele de dispecerizare în care OST nu activează energie electrică de echilibrare, este utilizat prețul mediu ponderat al energiei electrice achiziționate de furnizorii la prețuri reglementate în luna pentru care se decontează dezechilibrele (cu excepția energiei achiziționate de la producătorii care generează energie electrică din SER cu scheme de sprijin și de la centralele electrice cu termoficare urbane – CET-uri) cu aplicarea unor coeficienți de corecție. Finalmente pentru a exclude un comportament atipic prețul pentru excedent calculat este aplicat doar în condiția în care dezechilibrul pozitiv al PRE nu depășește 20% din valoarea poziție nete contractate a participantului la piață, în caz contract prețul pentru excedent este corectat în sensul diminuării acestuia.; * Modificarea prețului de referință ce urmează a fi utilizat de OST până la crearea PZU și respectiv până la apariția unui PIP național, de la PZU din Ucraina la prețul mediu ponderat al energiei electrice achiziționate de furnizorii la prețuri reglementate în luna pentru care se decontează dezechilibrele (cu excepția energiei achiziționate de la producătorii care generează energie electrică din SER cu scheme de sprijin și de la centralele electrice cu termoficare urbane – CET-uri); * Modificarea metodei de alocare a costurilor/veniturilor suplimentare înregistrate de OST, cu trecerea de la alocarea acestora doar către PRE-urile care au consumatori finali, către alocarea acestora tuturor PRE-urilor (inclusiv producători, operatori de sistem); * Stabilirea unui algoritm unic de repartizare a costurilor/veniturilor provenite din activitatea grupurilor de echilibrare între membrii grupului de echilibrare, care poate fi aplicat de participanții la piața de energie electrică.   Modificările propuse la RPEE în principiu nu reprezintă novații propriu-zise ci vin să ajusteze cadrul normativ aplicat la realitățile locale ale pieței energiei electrice, să asigure că OST va acumula fondurile necesare pentru energia electrică de echilibrare utilizată în procesul tehnologic, iar surplusul de costuri sau venituri înregistrat de OST (care urmează să se reducă considerabil) va fi repartizat către toți participanții pieței energiei electrice care au creat aceste dezechilibre.  Concomitent, se propune de a introduce un algoritm unic de repartizare a costurilor/veniturilor provenite de la activitatea grupurilor de echilibrare către membrii grupului de echilibrare, care poate fi aplicat de participanții la piața de energie electrică, în cazul în care se agreează acest fapt de către participanții din cadrul unui grup de echilibrare. |
| ***c) Expuneți opțiunile alternative analizate sau explicați motivul de ce acestea nu au fost luate în considerare*** |
| În urma examinării opțiunilor propuse în scopul asigurării respectării prevederilor legii, s-a constatat că reieșind din prevederile Legii nr. 107/2016 cu privire la energia electrică, reglementarea procesului de decontare al dezechilibrelor create de participanții la piața de energie electrică este realizată prin prisma prevederilor Regulilor pieței energiei electrice. Prin urmare, elaborarea și implementarea unei opțiuni alternative, nu ar soluționa problemele descrise mai sus. |
| **4. Analiza impacturilor opțiunilor** |
| ***a) Expuneți efectele negative și pozitive ale stării actuale și evoluția acestora în viitor, care vor sta la baza calculării impacturilor opțiunii recomandate*** |
| În cazul în care, nu va fi elaborat și aprobat proiectul de modificare a Regulilor pieței energiei electrice vor perpetua următoarele efecte negative:   * Aplicarea unui preț pentru dezechilibru în deficit mare, care duce la acumularea fondurilor suplimentare de către OST, și la creșterea costurilor pentru aceste dezechilibre din partea participanților la piață care au înregistrat dezechilibre negative; * Aplicarea unui preț pentru dezechilibru în excedent mic, care duce la fel la acumularea fondurilor suplimentare de către OST, și la reducerea veniturilor înregistrate de PRE-urile care au cauzat dezechilibre pozitive; * Utilizarea în continuare ca preț de referință a prețului pentru ziua următoare din Ucraina, care în contextul actual al plafonării nu reflectă principiile stabilirii unor prețuri concurențiale, și deci nu poate fi utilizat în continuare drept preț de referință; * Repartizarea în continuare a veniturilor/costurilor suplimentare înregistrate de OST doar către PRE-urile care au consumatori finali o să ducă în continuare la o inechitate, ceea ce va duce la înrăutățirea situației PRE-urilor care nu au consumatori finali (în principal producători de energie electrică din surse regenerabile). Astfel, cuantumul financiar suplimentar care este perceput de la toate PRE-urile în continuare va fi repartizat doar anumitor categorii de participanți la piață, punând în pericol viabilitatea financiară a altor categorii de participanți ai pieței; * Formarea unui fond suplimentar substanțial, peste necesitățile OST de achitare a costurilor pentru echilibrarea sistemului electroenergetic, cu respectiva repartizare a acestuia către o anumită categoria de PRE-uri;   Astfel, păstrarea situației curente într-un orizont de timp scurt poate duce la creșterea sarcinii financiare aplicate PRE-urilor într-o măsura care va pune în dificultate și/sau va face imposibilă activitatea desfășurată de unii participanții ai pieței energiei electrice, iar în rezultat poate fi afectată securitatea aprovizionării cu energie electrică a consumatorilor finali.  În ceea ce privește potențialele efecte pozitive ale situației actuale, acestea nu sunt identificate. |
| ***b1) Pentru opțiunea recomandată, identificați impacturile completând tabelul din anexa la prezentul formular. Descrieți pe larg impacturile sub formă de costuri sau beneficii, inclusiv părțile interesate care ar putea fi afectate pozitiv și negativ de acestea*** |
| Conform estimărilor realizate pentru lunile ianuarie-martie 2023, implementarea modificărilor cu privire la calcularea prețului pentru dezechilibru în deficit și excedent, va avea un impact de reducere a venitului suplimentar acumulat de OST în mediu cu **70,5%**, în comparație cu rezultatele obținute prin prisma prevederilor aplicabile la moment. În tabelul 4 sunt prezentate rezultatele comparative a plăților pentru dezechilibrele participanților la piață în scenariul de bază (actual) și cu propunerile de modificare a RPEE  **Tabelul 4**. Rezultatele teoretice ale aplicării modificărilor propuse în cadrul RPEE comparativ cu scenariul de bază   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | **PLĂȚI** | **Scenariul de bază** | **Modificarea propusă** | **Reducere, %** | | **IANUARIE 2023** | | | | | OST către PRE (dez. poz.) | 8,518,725.92 | 27,307,295.18 |  | | PRE către OST (dez. neg.) | 46,891,737,67 | 37,767,716.87 |  | | Rr (Venit OST de la ech.) | 29,776,077.21 | 29,776,077.21 |  | | Rc (Cost OST de la ech.) | 31,724,372.37 | 31,724,372.37 |  | | Cost/venit suplimentar înregistrat de OST (-) cost  (+) venit | 36,424,716.59 | 8,512,126,53 | -76,7 | | **FEBRUARIE 2023** | | | | | OST către PRE (dez. poz.) | 5,376,769.85 | 22,152,074.80 |  | | PRE către OST (dez. neg.) | 31,049,788.12 | 24,805,355.38 |  | | Rr (Venit OST de la ech.) | 22,112,058.10 | 22,112,058.10 |  | | Rc (Cost OST de la ech.) | 15,936,181.53 | 15,936,181.53 |  | | Cost/venit suplimentar înregistrat de OST (-) cost  (+) venit | 31,848,894.84 | 8,829,157.15 | -72,3 | | **MARTIE 2023** | | | | | OST către PRE (dez. poz.) | 6,249,521.97 | 27,038,629.67 |  | | PRE către OST (dez. neg.) | 27,937,187.24 | 24,949,041,30 |  | | Rr (Venit OST de la ech.) | 29,600,918.28 | 29,600,918.28 |  | | Rc (Cost OST de la ech.) | 13,258,765.16 | 13,258,765.16 |  | | Cost/venit suplimentar înregistrat de OST (-) cost  (+) venit | 38,029,818.38 | 14,252,564.74 | -62,5 |   Rezultatele obținute denotă cu fermitate că aplicarea modificărilor propuse la mecanismul de determinare a prețurilor pentru dezechilibre și decontarea acestora, urmează să reducă considerabil valoarea fondului suplimentar acumulat de OST în procesul de echilibrare al sistemului electroenergetic.  Implementarea măsurilor propuse în proiectul de modificare al RPEE va avea impact asupra următoarelor aspecte:   1. **Costurile desfășurării afacerilor**   Considerând că proiectul de modificare a RPEE vine să ajusteze modul de decontare al dezechilibrelor, în scopul reducerii costurilor unitare pentru energia electrică de dezechilibru negativ și creșterii costurilor unitare pentru energie electrică pentru excedent, este evident că PRE-urile, inclusiv producătorii de energie electrică vor avea de beneficiat, prin reducerea cheltuielilor pentru dezechilibrele negative achitate către OST, precum și vor înregistra venituri mai mari, considerând că prețul pentru energia electrică excedentară urmează să crească în comparație cu scenariul de bază. Concomitent, propunerea de modificare a mecanismului de repartizare a costurilor/veniturilor suplimentare înregistrate de OST către toate PRE-urile pe piață, va duce la aplicarea unei mecanism echitabil, ceea ce în final va condiționa costuri mai mici pentru participanții la piață.  Astfel, costurile desfășurării afacerilor urmează să se reducă pentru toți participanții pieței energie electrică.   1. **Competitivitatea afacerilor**   În rezultatul modificărilor propuse cu siguranță vor fi create premise de creștere a competitivității afacerilor în segmentul național și anume:   1. Aplicarea unor prețuri pentru dezechilibre ajustate după modelul propus va duce la reducerea cheltuielilor pentru dezechilibrele negative și la creșterea veniturilor pentru energia în excedent. În acest fel toate PRE-urile (producători, operatori de sistem și furnizori) vor avea de beneficiat. În particular producătorii naționali de energie electrică (mai ales cei care utilizează energie din surse regenerabile de energie) vor putea tranzacționa la prețuri mai mici energia produsă, considerând reducerea riscurilor legate cu cheltuielile cu energia electrică de dezechilibru, devenind mai competitivi față de energie electrică din import. 2. Repartizarea echitabilă a costurilor/veniturilor înregistrate de OST în procesul de echilibrare și anume către toate PRE-urile, va duce în cazul costurilor potențiale la suportarea acestora de către toți participanții pieței, iar în cazul veniturilor (caz înregistrat considerabil mai frecvent) la reducerea costurilor tuturor PRE-urilor. Acest fapt va contribui la creșterea competitivității afacerilor din sectorul electroenergetic. 3. **Concurența pe piață**   Reducerea costurilor legate de responsabilitatea financiară pentru dezechilibrele create în rețeaua electrică, repartizarea echitabilă a costurilor/veniturilor înregistrate de OST în procesul de echilibrare vor duce la reducerea costurilor finale, apariția noilor participanți ai pieței (ca rezultat al creșterii atractivității sectorului electroenergetic) și respectiv la creșterea concurenței pe piața energiei electrice între participanții la această piață.  Concomitent, reducerea costului final pentru energia electrică furnizată atât la prețuri reglementate cât și nereglementate va duce la un cost final mai mic al produselor/serviciilor agenților economici naționali, și respectiv va contribui la creșterea concurenței pe piața bunurilor și serviciilor atât la nivel național, cât și internațional.   1. **Alegerea, calitatea și prețurile pentru consumatori**   Important de menționat aici că toate modificările propuse la RPEE care au fost descrise mai sus, în final reprezintă un efort de diminuare a costurilor suportate de PRE-urile care activează pe piața energiei electrice, și de distribuție echitabilă a acestora. Astfel, ținând cont că costurile cu energia electrică (inclusiv de dezechilibru) achiziționată de operatorii de sistem și de furnizorii la prețuri reglementate sunt luate în considerare la aprobarea tarifelor și prețurilor reglementate pentru furnizarea energiei electrice, rezultă că reducerea costurilor respective va condiționa și reducerea prețurilor pentru energia electrică furnizată către consumatorii finali.   1. **Bunăstarea gospodăriilor casnice și a cetățenilor**   Cheltuielile actuale ale gospodăriilor casnice și a cetățenilor pentru asigurarea cu energie și resurse energetice reprezintă o parte considerabilă din veniturilor acestora, mai ales în contextul unei creșteri galopante a prețurilor aferente resurselor energetice la nivel internațional. Astfel, modificările propuse la RPEE vor avea un impact eventual asupra prețului energiei electrice furnizare consumatorilor finali (inclusiv a celor casnici), și respectiv asupra creșterii bunăstării acestora, în contextul economiilor care pot fi obținute dintr-un preț mai mic pentru energia electrică achitată de cetățeni. |
| ***b2) Pentru opțiunile alternative analizate, identificați impacturile completând tabelul din anexa la prezentul formular. Descrieți pe larg impacturile sub formă de costuri sau beneficii, inclusiv părțile interesate care ar putea fi afectate pozitiv și negativ de acestea*** |
| În contextul prevederilor legislației în vigoare, nu au fost identificate opțiuni alternative de intervenție.  Impacturile și beneficiile au fost descrise la secțiunile a) și b1) din compartimentul 4. |
| ***c) Pentru opțiunile analizate, expuneți cele mai relevante/iminente riscuri care pot duce la eșecul intervenției și/sau schimba substanțial valoarea beneficiilor și costurilor estimate și prezentați presupuneri privind gradul de conformare cu prevederile proiectului a celor vizați în acesta*** |
| În urma analizei opțiunii propuse nu au fost identificate riscuri care ar putea duce la eșecul intervenției sau în general efecte negative. |
| ***d) Dacă este cazul, pentru opțiunea recomandată expuneți costurile de conformare pentru întreprinderi, dacă există impact disproporționat care poate distorsiona concurența și ce impact are opțiunea asupra întreprinderilor mici și mijlocii. Se explică dacă sunt propuse măsuri de diminuare a acestor impacturi*** |
| Implementarea modificărilor propuse în cadrul RPEE nu va genera noi costuri de conformare, suportate de participanții la piața de energie electrică, dat fiind faptul că intervențiile propuse vin să soluționeze carențele identificate la nivelul unor mecanisme și relații deja existente, aplicabile la moment, care au loc între OST și PRE-uri.  Respectiv, nu pot fi identificate și cuantificate costuri asociate opțiunii recomandate. |
| **Concluzie**  **e) Argumentați selectarea unei opțiunii, în baza atingerii obiectivelor, beneficiilor și costurilor, precum și a asigurării celui mai mic impact negativ asupra celor afectați** |
| În concluzie, luând în considerare faptul că intervenția de reglementare duce la diminuarea costurilor aferente responsabilității financiare pentru dezechilibrele create de participanții pieței energiei electrice, având un impact pozitiv comparativ cu situația actuală, autorii prezentei AIR optează pentru opțiunea care presupune elaborarea și promovarea spre aprobare a proiectului de modificare a RPEE. |
| **5. Implementarea și monitorizarea** |
| ***a) Descrieți cum va fi organizată implementarea opțiunii recomandate, ce cadru juridic necesită a fi modificat și/sau elaborat și aprobat, ce schimbări instituționale sunt necesare*** |
| În prezent, cadrul juridic conține prevederile necesare pentru a permite Agenției de a efectua monitorizarea activității desfășurate de participanții pieței energiei electrice. |
| *b) Indicați clar indicatorii de performanță în baza cărora se va efectua monitorizarea* |
| Potențiali indicatori de performanță ce ar putea fi utilizați pentru a efectua monitorizarea și impactului intervenției propuse:   1. Prețul pentru energie electrică de echilibrare (atât de deficit cât și de excedent); 2. Valoarea costurilor/veniturilor suplimentare înregistrate lunar de către OST în procesul de echilibrare al sistemului electroenergetic; 3. Valoarea costurilor/veniturilor suplimentare înregistrate lunar de către OST distribuite către PRE-urile, grupurile de echilibrare; |
| *c) Identificați peste cât timp vor fi resimțite impacturile estimate și este necesară evaluarea performanței actului normativ propus. Explicați cum va fi monitorizată și evaluată opțiunea* |
| Impactul asupra participanților la piața angro de energie electrică va fi resimțit cel puțin peste 1-2 luni după intrarea în vigoare a modificărilor propuse, considerând că anume în intervalul respectiv OST va realiza decontarea dezechilibrelor luând în considerare modificările propuse în cadrul RPEE. În ceea ce ține de impactul potențial asupra prețului achitat de consumatorii finali la prețuri reglementate, acesta poate fi resimțit ulterior. |
| **6. Consultarea** |
| ***a) Identificați principalele părți (grupuri) interesate în intervenția propusă*** |
| * Producătorii de energie electrică; * Furnizorii de energie electrică; * Operatorii sistemelor de distribuție a energiei electrice; * Operatorul sistemului de transport a energiei electrice; * Responsabilii grupurilor de echilibrare; * Consumatorii finali de energie electrică. |
| ***b) Explicați succint cum (prin ce metode) s-a asigurat consultarea adecvată a părților*** |
| Referitor la oportunitatea aprobării de către ANRE a proiectului de hotărâre cu privire la modificarea Regulilor pieței energiei electrice aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al ANRE nr.283/2020 din 07.08.2020, Agenția a demarat procesul de consultare cu părțile interesate, plasând pe pagina web oficială, la rubrica (Transparența decizională/Proiecte supuse consultării publice) proiectul de hotărâre, Analiza Impactului de Reglementare și Nota informativă pentru a fi consultate cu părțile interesate în conformitate cu Legea nr. 239/2008 privind transparența în procesul decizional şi Legea nr. 100/2017 privind actele normative, astfel încât orice persoană interesată să aibă posibilitatea de a accesa documentele respective și de a prezenta propuneri și obiecții pe marginea lor, inclusiv prin poșta electronică, la adresa electronica indicată în anunț.  În acest context, Agenția a anunțat despre consultarea Analizei Impactului de Reglementare şi proiectului de hotărâre cu privire la modificarea Regulilor pieței energiei electrice atât participanții pieței energiei electrice cât și Ministerul Energiei, Consiliul Concurenței, Asociația consumatorilor de energie electrică, Confederația Națională a Patronatului, Federația CONDRUMAT, Confederația Națională a Sindicatelor din Moldova.  Toate obiecțiile și propunerile expediate în adresa Agenției au fost examinate și luate în considerare la îmbunătățirea proiectului de hotărâre dat.  Referitor la proiectul de modificare a Regulilor pieței energiei electrice, de către Agenție au fost recepționate 125 de propuneri din partea părților interesate. În cadrul ședințelor organizate (mai mult de 10 ședințe) au fost puse în discuție propunerile și obiecțiile pe marginea proiectului menționat, iar ca rezultat au fost acceptate 76 dintre acestea, fiind incluse în tabelul de sinteză a propunerilor și obiecțiilor la proiectul de modificare a actului normativ dat, acest tabel la rândul său a fost plasat pe pagina oficială a Agenției. |
| ***c) Expuneți succint poziția fiecărei entități consultate față de documentul de analiză a impactului și/sau intervenția propusă (se expune poziția a cel puțin unui exponent din fiecare grup de interese identificat)*** |
| • Confederația Națională a Sindicatelor din Moldova a anunțat despre lipsa propunerilor și obiecțiilor la proiectul de modificare a actului normativ.  • Din partea „Navitas Energy” S.R.L. au fost recepționate 10 propuneri dintre care au fost acceptate 2.  A fost propus de a introduce în actul normativ prevederea referitor la informația publică privind sancțiunile aplicate participanților pieței energiei electrice care au încălcat Regulile pieței energiei electrice – *fiind acceptată.*  Altă propunere prevede că un participant al pieței nu poate transmite responsabilitate pentru echilibrare unei alte părți responsabile de echilibrare, atâta timp cât nu sunt stinse decontări reciproce între ele – *ce nu a fost acceptat*, deoarece în conformitate cu pct. 417 din RPEE fiecare PRE este obligată să furnizeze garanții financiare conform prevederilor actului normativ în vigoare. Astfel, în cazul în care partea care și-a transferat responsabilitatea către alt PRE nu își onorează obligațiunile sale, poate fi aplicat mecanismul de utilizare a garanției financiare depuse de aceasta.  • Î.S. „Moldelectrica” a prezentat 38 de propuneri dintre care 31 au fost acceptate.  Una din propuneri a fost excluderea publicării de către OST a informației referitor la datele lunare  privind energia electrică furnizată de fiecare furnizor și cumulativ – care nu a fost acceptată, deoarece ar diminua transparența privind informația referitor la bilanțul și intrările de energie electrică.  • S.A. „RED Nord a prezentat doar o propunere de a utiliza în prevederile Regulilor pieței energiei electrice ca timp de referință ora CET (Central European Time) – ce nu a fost acceptată, deoarece participanții la piață urmează să prezinte către OST notificările respective în conformitate cu ora națională (locală).  • S.R.L. „ ML ENERGY- GROUP” a prezentat 7 de propuneri dintre care 5 au fost acceptate.  • S.A. „Energocom” a prezentat 3 de propuneri dintre care 1 a fost acceptată.  • Ministerul Energiei a prezentat 7 de propuneri dintre care 5 au fost acceptate.  • Î.C.S. „Premier Energy” S.R.L. a prezentat 23 de propuneri dintre care 15 au fost acceptate.  A fost propusă includerea unui punct nou pct.721 cu următorul conținut:  ,,in scopul monitorizării, Agenția va delega reprezentanți care vor asista în cadrul procedurii de licitație " *nu a fost acceptată* deoarece în conformitate cu pct. 69 din Anexa 1 la RPEE Agenția la necesitate poate solicita și primi toate materialele aferente licitației, în acest sens delegarea unor reprezentanți să participe la licitație nu este argumentată.  • Î.C.S. „Premier Energy Distribution” S.A. a prezentat 9 de propuneri vis a vis de proiectul de modificare consultat, niciuna dintre acestea nefiind acceptate.  Dintre acestea se propune excluderea din proiectul de modificare a actului normativ a prevederilor referitor la:  - determinarea de către operatorul de sistem a consumului mediu zilnic al locului de consum utilizând valorile măsurate înregistrate și validate conform ciclurilor de citire a indicațiilor realizate de OS și asociate lunii de livrare, considerând că pe perioada de citire a indicațiilor consumul de energie electrică este constant;  - și determinarea de către operatorul de sistem a consumului lunar de energie electrică pentru fiecare loc de consum utilizând consumul mediu zilnic de energie electrică, determinat pentru fiecare ciclu de citire ale indicațiilor, pentru perioada cuprinsă între prima zi și ultima zi a lunii de livrare. *Aceste propuneri nu se acceptă*, deoarece nu se consideră justificată modificarea mecanismului de determinare a consumului tehnologic și pierderilor de energie electrică și atribuirea energiei electrice consumate la locurile de consum fără echipament de măsurare pe interval, prin aplicarea unui coeficient mediu anual aferent pierderilor OSD.  Astfel aplicarea unei astfel de abordări poate duce la impactarea negativă a furnizorilor care furnizează energie electrică consumatorilor finali din zona deservită de operatorul de sistem respectiv. |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Anexă**  **Tabel pentru identificarea impacturilor** | | | |
| **Categorii de impact** | **Punctaj atribuit** | | |
|  | *Opțiunea*  *propusă* | *Opțiunea alternativă 1* | *Opțiunea alternativă 2* |
| **Economic** |  |  |  |
| costurile desfășurării afacerilor | +2 |  |  |
| povara administrativă | 0 |  |  |
| fluxurile comerciale și investiționale | 0 |  |  |
| competitivitatea afacerilor | +2 |  |  |
| activitatea diferitor categorii de întreprinderi mici și mijlocii | 0 |  |  |
| concurența pe piață | +1 |  |  |
| activitatea de inovare și cercetare | 0 |  |  |
| veniturile și cheltuielile publice | 0 |  |  |
| cadrul instituțional al autorităților publice | 0 |  |  |
| alegerea, calitatea și prețurile pentru consumatori | +1 |  |  |
| bunăstarea gospodăriilor casnice și a cetățenilor | +1 |  |  |
| situația social-economică în anumite regiuni | 0 |  |  |
| situația macroeconomică | 0 |  |  |
| alte aspecte economice | 0 |  |  |
| **Social** |  |  |  |
| gradul de ocupare a forței de muncă | 0 |  |  |
| nivelul de salarizare | 0 |  |  |
| condițiile și organizarea muncii | 0 |  |  |
| sănătatea și securitatea muncii | 0 |  |  |
| formarea profesională | 0 |  |  |
| inegalitatea și distribuția veniturilor | 0 |  |  |
| nivelul veniturilor populației | 0 |  |  |
| nivelul sărăciei | 0 |  |  |
| accesul la bunuri și servicii de bază, în special pentru persoanele social-vulnerabile | 0 |  |  |
| diversitatea culturală și lingvistică | 0 |  |  |
| partidele politice și organizațiile civice | 0 |  |  |
| sănătatea publică, inclusiv mortalitatea și morbiditatea | 0 |  |  |
| modul sănătos de viață al populației | 0 |  |  |
| nivelul criminalității și securității publice | 0 |  |  |
| accesul și calitatea serviciilor de protecție socială | 0 |  |  |
| accesul și calitatea serviciilor educaționale | 0 |  |  |
| accesul și calitatea serviciilor medicale | 0 |  |  |
| accesul și calitatea serviciilor publice administrative | 0 |  |  |
| nivelul și calitatea educației populației | 0 |  |  |
| conservarea patrimoniului cultural | 0 |  |  |
| accesul populației la resurse culturale și participarea în manifestații culturale | 0 |  |  |
| accesul și participarea populației în activități sportive | 0 |  |  |
| discriminarea | 0 |  |  |
| alte aspecte sociale | 0 |  |  |
| **De mediu** |  |  |  |
| clima, inclusiv emisiile gazelor cu efect de seră și celor care afectează stratul de ozon | 0 |  |  |
| calitatea aerului | 0 |  |  |
| calitatea și cantitatea apei și resurselor acvatice, inclusiv a apei potabile și de alt gen | 0 |  |  |
| biodiversitatea | 0 |  |  |
| flora | 0 |  |  |
| fauna | 0 |  |  |
| peisajele naturale | 0 |  |  |
| starea și resursele solului | 0 |  |  |
| producerea și reciclarea deșeurilor | 0 |  |  |
| utilizarea eficientă a resurselor regenerabile și neregenerabile | 0 |  |  |
| consumul și producția durabilă | 0 |  |  |
| intensitatea energetică | 0 |  |  |
| eficiența și performanța energetică | 0 |  |  |
| bunăstarea animalelor | 0 |  |  |
| riscuri majore pentru mediu (incendii, explozii, accidente etc.) | 0 |  |  |
| utilizarea terenurilor | 0 |  |  |
| alte aspecte de mediu | 0 |  |  |

*Tabelul se completează cu note de la -3 la +3,  în drept cu fiecare categorie de impact, pentru fiecare opțiune analizată, unde variația între -3 și -1 reprezintă impacturi negative (costuri), iar variația între 1 și 3 – impacturi pozitive (beneficii) pentru categoriile de impact analizate. Nota 0 reprezintă lipsa impacturilor. Valoarea acordată corespunde cu intensitatea impactului (1 – minor, 2 – mediu, 3 – major) față de situația din opțiunea „a nu face nimic”,  în comparație cu situația din alte opțiuni și alte categorii de impact. Impacturile identificate prin acest tabel se descriu pe larg, cu argumentarea punctajului acordat, inclusiv prin date cuantificate, în compartimentul 4 din Formular, lit. b1) și, după caz,  b2), privind analiza impacturilor opțiunilor.*