



**Universitatea Națională de Știință și Tehnologie  
POLITEHNICA București  
Facultatea de ENERGETICĂ  
Departamentul Sisteme Electroenergetice**

**TEZĂ DE DOCTORAT  
Influența identificării profilurilor de  
sarcină ale utilizatorilor asupra piețelor  
de energie electrică  
-REZUMAT-**

Doctorand  
ing. Elena MACSIM (căsătorită DRĂGOI)

Coordonator științific  
Prof. univ. dr. ing.  
Nicolae GOLOVANOV

București  
2024











## Introducere

La nivel global, provocările majore și de interes sunt: conservarea mediului înconjurător, consumul crescut de energie electrică și creșterea economică.

În prezent, se încearcă tranziția spre o economie bazată pe emisii diminuate de carbon, ceea ce înseamnă că sursele regenerabile de energie, o eficiență energetică mai mare și electrificarea transporturilor joacă un rol tot mai important.

De asemenea, se încearcă implicarea în mod activ a utilizatorilor cu un consum de energie scăzut, permițându-le să-și gestioneze în mod activ cererea, să producă energie electrică pentru autoconsum și să livreze excesul în rețea. În acest context, piețele de energie electrică, reglementările și infrastructura trebuie adaptate la o lume în care marii utilizatori nu mai domină piața.

Pentru utilizatorii cu un consum ridicat, OTS sau OD, de la caz la caz, au echipat punctele de măsurare cu grupuri de măsurare ce îndeplinesc din punct de vedere tehnic, de funcționare și proiectare codul de măsurare a energiei electrice. În cazul în care grupul de măsurare nu este capabil să genereze pentru fiecare interval de dispecerizare valori măsurate, se poate determina, pentru grupul de măsurare respectiv, un profil de sarcină conform prevederilor Codului de măsurare a energiei electrice, cu ajutorul căruia, pot fi determinate valorile măsurate pentru fiecare interval de dispecerizare.

Piețele de energie electrică trebuie reproiectate astfel încât să încurajeze investițiile în tehnologii cu emisii scăzute de carbon, salvând în același timp securitatea aprovizionării și ținând sub control costurile pentru clienții casnici și pentru industrie.

Totalitatea tranzacțiilor de cumpărare și vânzare îmbunătățite într-un spațiu determinat reprezintă conceptul economic al pieței de energie electrică. Corelarea reprezintă funcția principală, finalizată cu semnarea unui contract de vânzare-cumpărare prin intermediul cererii și al ofertei. În abordarea schimbărilor bruște ale prețurilor la energie electrică, planificarea contractelor este considerată un instrument vital de gestionare a riscurilor pentru părțile interesate dintr-o piață de energie reglementată.

Prețurile spot ale energiei electrice afișează modele ciclice pe diferite frecvențe cum ar fi ciclurile zilnice, săptămânale și anuale. Efectele perturbatoare cum ar fi întreruperile neașteptate ale centralelor electrice sau incertitudinea la liniile de transport adaugă complexitate și reduc predictibilitatea. Modificările extreme de preț cauzate de evenimente perturbatoare pot fi modelate folosind procese de vârf.

În capitolul trei al lucrării prezentate sunt analizate potențiale riscuri pentru viitorul apropiat. Sunt definite două crize imaginabile de pe piața de energie electrică. Ulterior, sunt efectuate analize cost-beneficiu pentru măsurile posibile a fi implementate. În primul rând sunt analizate costurile și beneficiile creșterii fiabilității producției de energie electrică, în continuare sunt evaluate consecințele economice ale creșterii taxei asupra utilizării energiei electrice.

Sistemele de stocare a energiei electrice în baterii (abreviate BESS) analizate în cadrul capitolului patru sunt introduse din ce în ce mai mult în rețelele de distribuție. Proiectele BESS, considerate în trecut „experimente științifice” sunt acum considerate a fi active ca echipamente în rețelele de distribuție, care îmbunătățesc eficiența operațională, amână sau elimină necesitatea unor cheltuieli mari de capital pentru modernizarea rețelelor și pot genera, de asemenea, venituri din servicii.

Viabilitatea economică a BESS este în continuă dezbatere, mai ales dacă sunt luate în considerare doar unul sau două cazuri de utilizare a stocării de energie. În plus, mediile economice și factorii financiari ai fiecărei rețele de distribuție variază foarte mult, astfel încât valoarea relativă a BESS în comparație cu alternativele este percepută frecvent ca fiind circumstanțială sau oportunistă și se poate aștepta să se schimbe în timp.

Pe baza diferitelor scheme de interfață ale BESS în rețelele de distribuție, atât nivelurile de control local, cât și SMD într-un cadru de control ierarhic sunt relevante pentru funcționarea eficientă a unităților de stocare în rețelele de distribuție active.

Integrarea surselor regenerabile de energie în rețelele de distribuție este una dintre cele mai urgente probleme ce necesită abordare. Rețelele din România și nu numai, nu pot absorbi cantitățile de energie produse de către unitățile de producere din surse regenerabile fără a pune presiune pe întregul sistem.

Prin compararea caracteristicilor sistemului de alimentare din România cu o varietate largă de soluții oferite prin managementul cererii, îmbunătățirea integrării producției de energie electrică din surse regenerabile fotovoltaice prin răspunsul la cerere pare o soluție potrivită.

Într-un context în continuă schimbare, companiile ce activează în sectorul energiei electrice trebuie să urmărească cu atenție noile oportunități care apar în piața de energie electrică. Accentul principal din ultimul capitol va fi pe gestionarea cererii utilizatorilor finali, adică pe participarea utilizatorului final la piața de energie electrică. În situația actuală, utilizatorii finali au o atitudine pasivă față de consumul lor de energie electrică. Structura de preț oferă doar stimulente limitate pentru a-și adapta comportamentul pentru a consuma într-un mod mai inteligent. Dezvoltarea rețelelor de comunicații wireless și montarea contoarelor inteligente, devenită obligatorie prin lege [1], a deschis calea către OMR și AG; cu alte cuvinte, utilizatorul final ar oferi consimțământul unei terțe entități care ar modifica consumul utilizatorilor într-un mod optim pe baza obiectivelor sale principale și ținând cont de constrângerile de confort impuse de fiecare utilizator final. AG și OMR ar fi capabili să reacționeze la semnalele de preț și ale rețelei și să influențeze pe termen lung întregul sistem de producție. În loc să fie necesară satisfacerea vârfurilor de consum ale cererii, reducerea consumului în intervalele de vârf de consum poate fi o alternativă mult mai ieftină dacă se dovedește fiabilitatea acestuia la scară largă. În continuare sunt examinate funcționalitățile tehnice pe care le poate îndeplini o AG pentru utilizatorii finali, precum și valoarea economică a serviciilor pe care le poate oferi.

În prima parte a capitolului cinci este analizat scenariul unui model de afacere orientat către reducerea la minim a pierderilor datorate de transportul energiei electrice prin adaptarea utilizării energiei electrice la producția de energie electrică din surse regenerabile. Efectuând simulări numerice și evaluând rezultatele tehnice și economice, precum și beneficiile de mediu, au fost determinați parametrii cheie pentru implementarea cu succes a soluției propuse.

În partea a doua a capitolului cinci a fost analizat din punct de vedere economic un utilizator industrial ce deține un parc fotovoltaic. Pentru început a fost analizată instalarea parcului fotovoltaic behind-the-meter, apoi fiind analizat scenariul în care parcul fotovoltaic este conectat în rețea și parte a unei Entități Agregate.



## **Mulțumiri**

Le sunt recunoscătoare celor care au contribuit la această teza prin sprijinul, îndrumarea și credința neclintită în capacitatea mea de a face față stresului pricinuit de provocarea de a studia în paralel cu activitatea profesională.

Aș dori să le exprim recunoștința mea și să le mulțumesc

Soțului meu Radu pentru tot sprijinul acordat în această perioadă, pentru tot suportul acordat în cercetare, dar și pentru toate serile în care a gătit în timp ce eu scriam.

Mamei mele, prof. Gabriela Macsim pentru susținerea oferită în parcursul lung al formării mele educaționale. Surorii mele, Gabriela pentru verificarea ortografiei și sprijinul moral.

Domnului Ovidiu Pop pentru îndrumarea în cariera profesională și domnilor Dietmar Reiner, Adrian - Remus Borotea și Markus Kienler pentru sprijinul acordat. Colegilor din Verbund, în special Roxanei și lui Daniel, pentru încrederea pe care au avut-o în mine. Apreciez sincer încurajarea voastră.

Nu în ultimul rând, doresc să le mulțumesc domnilor profesori, prof. dr. ing. Nicolae Golovanov și prof. dr. ing. Radu Porumb pentru îndrumarea și colaborarea oferită pe parcursul acestei activități de cercetare.

**Cuvinte-cheie:** Profiluri de Sarcină, Piețe de Energie Electrică, Utilizatori de energie electrică, Utilizatori activi de energie electrică, Producție de energie electrică din surse regenerabile fotovoltaice, PV, Sisteme de Stocare Energie Electrică în Baterii, BESS.

## 1. Profilurile de sarcină ale utilizatorilor

În ingineria electrică, un profil de sarcină este un grafic al variației sarcinii electrice pentru un anumit tip de utilizator față de timp. Un grafic de sarcină va varia în funcție de tipul de client (exemplele tipice includ rezidențiale, comerciale și industriale), temperatură și anotimpuri.

## 2. Piețe de energie electrică

În Europa, tranzacționarea pe piețele de energie electrică este inițiată cu un interval de timp înainte ca livrarea efectivă să se desfășoare și se efectuează până în timp real.

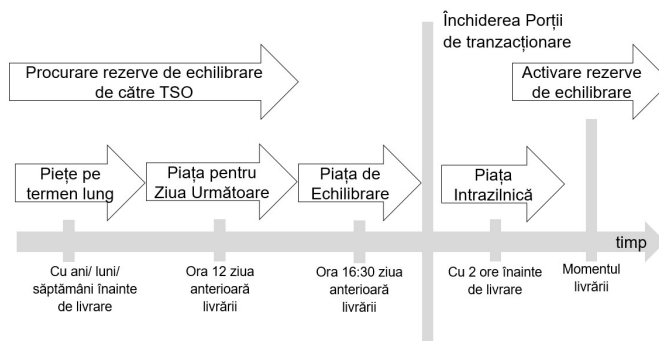


Figura 12. Tranzacționarea pe piețele de energie

## 3. Riscuri de întrerupere în alimentarea cu energie electrică

### 3.2.1. Analiza cost-beneficiu pentru creșterea fiabilității producției de energie electrică

În analiza din această secțiune, este simulată o criză a disponibilității capacităților. Pentru a imita “criza olandeză a apei de răcire”, prezentată în capitolul 3.1., este redusă disponibilitatea întregii capacități de generare din surse regenerabile, (aproximativ 74% din capacitatea totală de generare) de la 74% la 55%.

În cazul în care capacitatea este insuficientă și cererea nu poate răspunde la semnalele de preț în timp util, o scădere a disponibilității capacității operaționale poate induce o defecțiune a sistemului, provocând întreruperea alimentării utilizatorilor cu energie electrică.

#### 3.2.1.4. Frecvența pragului de rentabilitate

Rezultate prezentate în cadrul acestui capitol exprimă frecvența cu care ar trebui să apară o criză predefinită pentru a egala costurile și beneficiile măsurilor posibile. Frecvența pragului de rentabilitate este calculată ca raport între beneficiile totale în timpul unei crize și costurile medii anuale. Conform analizei, pentru atingerea pragului de rentabilitate, ar trebui să apară o criză la un interval de 14-22 zile. Acest lucru este evident foarte improbabil. În plus, dacă acest lucru s-ar întâmpla, creșterile de preț ar fi atât de frecvente încât producătorii și-ar crește oricum capacitățile. Prin urmare, se poate concluziona că, dacă receptivitatea cererii este suficientă, niciuna dintre măsurile prezentate mai sus nu va fi implementată.

## 4. Stocarea de energie electrică. Tipuri de instalații BESS

### 4.2.8. Influența BESS asupra profilurilor de sarcină

Cu ajutorul sistemelor BESS, energia stocată poate fi utilizată pentru reducerea sarcinii în perioadele în care există o cerere mare, iar vârful de consum al sistemului este atins. Deplasarea sarcinii spre alte intervale decât cele de vârf de consum semnifică transferul surplusului de energie produsă din surse regenerabile.

### 4.4. Stocarea de energie la nivelul entităților agregate de energie electrică

MR ce includ sistemele fotovoltaice (PV), turbinele eoliene de mici dimensiuni și sistemele BESS sunt din ce în ce mai des întâlnite în multe unități rezidențiale, dar și în sectorul industrial în general. Instalațiile MR din clădirile de apartamente – rezidențiale, reprezintă o problemă mai complexă, în special în contextul proprietății și al distribuției beneficiilor rezultate în urma cuantificării producției de energie electrică livrate.

#### 4.4.1.1. Schema circuitului electric al serviciului agregator

Pentru analiza serviciului agregator și pentru facilitarea înțelegerii propunerii din cadrul acestui capitol, în figura 27 este prezentată schema circuitului electric.

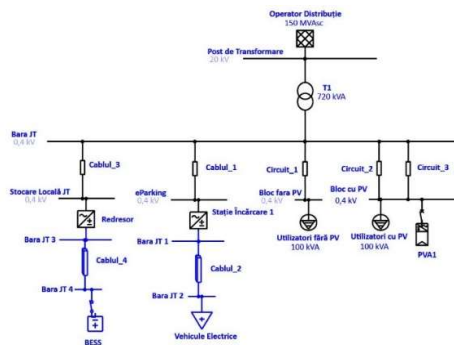


Figura 27. Schema circuitului electric cu sistemele BESS și PV cuplate

#### 4.4.1.4. Mecanismul de stimulare

Rezidenții nu se vor alătura niciunui serviciu de agregare decât dacă sunt recompensați cu beneficii atractive. Ca atare, este analizat un set de mecanisme de stimulare pentru serviciile de agregare, după cum urmează:

- Garanția prețului minim;
- Recompense pentru participare;
- Încărcarea inteligentă a vehiculelor electrice.

#### 4.4.2.1. Funcția obiectiv de optimizare

Agregatorul urmărește să reducă la minim costurile energiei electrice extrase din rețea. Obiectivul poate fi exprimat prin următoarele formule:

$$\text{Min} \sum_{k=1}^T C^{ag} = \sum_{t=1}^T (B^{ag} - C_i^{ag}) \quad (17)$$

$$B^{ag} = q_i^{ag} \cdot p_i^{ag} \cdot \Delta t \quad (\text{dacă } q_{e/i}^{ag} < 0) \quad (18)$$

$$C_i^{ag} = q_e^{ag} \cdot p_e^{ag} \cdot \Delta t \quad (\text{dacă } q_{e/i}^{ag} < 0) \quad (19)$$

#### 4.4.2.2. Constrângerile BESS și EV

Trebuie menționat faptul că BESS se încarcă atunci când  $p_{i/d}^{BESS}$  este pozitiv și se descarcă atunci când  $p_{i/d}^{BESS}$  este negativ.

$$\sum_{m=1}^{N_{ap}} c_{ap,t}^m + \sum_{n=1}^{N_{VE}} c_{i,t}^{VE,n} + q_{i/d,t}^{BESS} - q_{v/c,t}^{ag} - q_t^{PV} = 0 \quad (20)$$

Se presupune că BESS instalat în clădirea rezidențială este compus din baterii uzate. Funcționarea BESS ar trebui să respecte constrângerile de mai jos:

$$p_{min,i}^{Bat} \leq q_{i/d,t}^{Bat} \leq p_{max,i}^{Bat} \quad \text{când } q_{i/d,t}^{Bat} > 0 \quad (21)$$

$$p_{min,d}^{Bat} \leq q_{i/d,t}^{Bat} \leq p_{max,d}^{Bat} \quad \text{când } q_{i/d,t}^{Bat} < 0 \quad (22)$$

$$E_{t+\Delta t}^{Bat} = \begin{cases} E_t^{Bat} + q_{i/d,t}^{Bat} \cdot \eta_i^{Bat} \cdot \Delta t & \text{când } q_{i/d,t}^{Bat} \geq 0 \\ E_t^{Bat} + q_{i/d,t}^{Bat} \cdot \eta_d^{Bat} \cdot \Delta t & \text{când } q_{i/d,t}^{Bat} < 0 \end{cases} \quad (23)$$

Pentru bateriile reutilizate din BESS, se presupune că toate bateriile au același grad de uzură (GU) al modulelor bateriei și că inițial capacitatea lor este aceeași. Modulele bateriilor din cadrul BESS ar trebui să respecte următoarele constrângeri:

$$E_{BESS} = N \cdot E_{Bat}^{original} \cdot GU \quad (24)$$

$$0 < Sdl_t = \frac{E_t^{Bat}}{E_{BESS}} \leq 100 \quad (25)$$

Funcționarea stațiilor de încărcare a trebui să respecte următoarele:

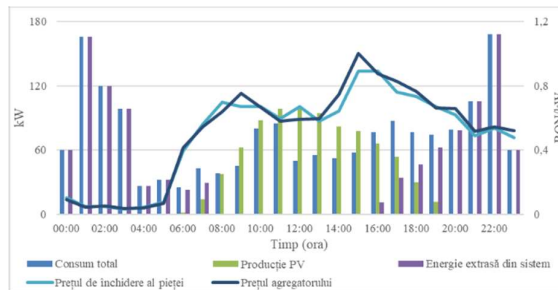
$$\sum_{t=T_{VE}^{start,n}}^{t=T_{VE}^{final,n}} S_t^{VE,n} \cdot p^{VE} \cdot \Delta t = E_{VE}^n \quad (26)$$

$$T_{VE}^{start,n} \leq t \leq T_{VE}^{final,n} \quad (27)$$

$$S_t^{VE,n} = 0 \text{ sau } 1 \quad (28)$$

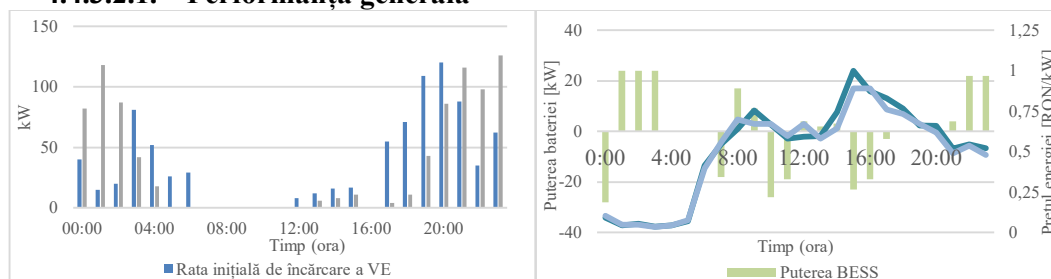
#### 4.4.3.1. Parametri de intrare ai serviciului agregator

O clădire rezidențială cu cinci niveluri, cu treizeci de apartamente, situată în București este folosită pentru simulare. Capacitatea de producere a centralei fotovoltaice se presupune a fi de 100 kWp, care este estimată pe baza suprafeței acoperișului. Datele de producție pentru o zi a sistemului de panouri fotovoltaice sunt prezentate în figura 33.



**Figura 33.** Performanța serviciului de agregare pentru o clădire rezidențială cu treizeci de apartamente

#### 4.4.3.2.1. Performanța generală



**Figura 34.** Rezultatele planificării încărcării VE **Figura 35.** Starea de încărcare/descărcare a BESS

#### 4.4.3.2.2. Performanța agregatorului la aplicarea de prețuri diferite

Informațiile de facturare sunt calculate pe baza datelor din rezultatele simulării prezentate în tabelul 26.

**Tabel 26.** Detalii de facturare [2]

[RON/kWh]	Preț fix	Preț în funcție de timpul de utilizare	Preț în timp real
Extracție din sistem	0,371	0,371	0,371
PV	0,253	0,268	0,334
BESS	0,067	0,063	0,102
Tranzacționare internă	0,259	0,183	0,715
<b>Total</b>	<b>0,951</b>	<b>0,885</b>	<b>0,879</b>

#### 4.4.3.3. Compararea perioadei de amortizare

Clădirea rezidențială din această lucrare se presupune că are deja instalat un sistem fotovoltaic de 100 kWp și 150 kWh BESS folosind baterii auto uzate, acestea fiind utilizate în calcul datorită costului redus de achiziție. Ecuațiile de calcul ale perioadei de amortizare sunt prezentate mai jos:

$$\text{Perioada amortizare (ani)} = \frac{I_{BESS} + I_{PV}}{P_{agregator}^{anual}} \quad (29)$$

$$P_{agregator}^{anual} = \sum_{k=1}^n P_x \quad (30)$$

**Tabel 27.** Perioada de amortizare a sistemelor PV și BESS

	Preț fix	Preț în funcție de timpul de utilizare	Preț în timp real
Costul sistemului PV [RON]	1.125.098,33		
Costul sistemului BESS [RON]	103.855,23		
Perioada de amortizare uzuală [ani] [79]	12-20		
Perioada de amortizare după utilizarea serviciului agregator [ani]	7,06	6,92	5,70

#### 4.5. Stocarea de energie la nivelul utilizatorilor activi de energie electrică

Stocarea de energie electrică "behind-the-meter" se referă la instalarea de sisteme de stocare a energiei electrice pe partea utilizatorului.

**Tabel 28.** Stocarea ”behind-the-meter” – economii potențiale și diferența față de utilizarea de energie din sistem prin intermediul unui furnizor de energie

	<b>2023</b>
Prețul energiei active [RON/kWh]	1,300
Prețul de furnizare fără TVA și alte taxe asociate energiei electrice [RON/kWh]	0,726
Economie pe kWh prin stocarea ”behind-the-meter” [%]	100%
Economie la prețul energiei prin stocarea ”behind-the-meter” pentru un consum de 210 kWh/lună [RON/an]	1.757,83
Diferența față de utilizarea de energie din sistem prin intermediul unui furnizor de energie (valoarea taxelor aplicabile energiei utilizate) [RON/an]	1.351,25

## **5. Calcul economic comparativ pentru utilizatorii cu sisteme de producere energie electrică integrate**

### **5.1.1. Descrierea sistemului propus**

Serviciul studiat constă în vânzarea energiei electrice produse de către membrii AE din intervalele în care consumul de energie electrică al utilizatorilor este mai mic decât producția de energie electrică din sursele proprii. O soluție la această problemă poate fi transferul sarcinii din intervalele de consum în care producția este la un nivel minim în intervalele de consum în care producția realizată este mai mare. Cel mai important consumator al utilizatorilor este sistemul de încălzire/răcire, care utilizează ca sursă primară energia electrică.

#### **5.1.1.1. Utilizatorii industriali**

În analiza realizată, au fost considerați utilizatorii industriali din portofoliul furnizorului, membru al AG. Portofoliul Furnizorului este compus din 9 utilizatori, ce dețin un număr de 20 de locuri de consum. Utilizatorii industriali analizați au un consum mediu anual cuprins între 67.000 și 112.000 MW, predictibil datorită programului de activitate al companiilor.

#### **5.1.2. Modelul de optimizare propus**

AG trebuie să efectueze servicii de optimizare pentru integrarea producției de energie electrică din surse regenerabile fotovoltaice, cu ajutorul unui set de constrângeri bazate pe disponibilitatea resurselor sale, și anume, sistemele de încălzire/răcire ale utilizatorilor analizați. AG primește veniturile corespunzătoare beneficiilor pe care le induce pentru OD, în timp ce trebuie să compenseze pentru disconfortul pe care îl creează utilizatorilor industriali.

#### **5.1.2.2. Descrierea procesului**

Pentru a înțelege mai bine algoritmul de optimizare, se realizează descrierea secvenței de raționament pentru modelul de afaceri al AG. În mod concret, rolul agregatorului este de a reduce la minimum cantitatea utilizată pentru CPT a OMR. Acest lucru se realizează prin optimizarea profilului de sarcină al utilizatorilor, în așa fel în care să fie utilizată o cantitate cât mai mare din producția de energie electrică din surse regenerabile. Pentru ca această sarcină să fie îndeplinită, AG poate controla de la distanță încălzirea clădirilor.

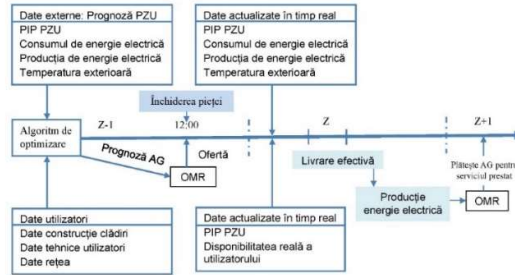


Figura 38. Secvența evenimentelor din proces

### 5.1.2.2.3. Valori rezultate

La finalizarea procesului de optimizare, se calculează beneficiul total obținut de AG pe parcursul perioadei de analiză de 24 de ore, precum și economiile prognozate pe care acțiunile AG le generează indirect pentru utilizatori.

Adițional, este generat un grafic ce arată impactul acțiunii agregatorului asupra curbei de sarcină. Se calculează, de asemenea, o estimare brută a beneficiilor pentru mediu, ca urmare a reducerii emisiilor de gaze cu efect de seră pe parcursul zilei (34).

$$Q_{CO_2} = (P_{import}^{bandă} - P_{import}^{AG}) * \Phi_{CO_2} \quad (34)$$

### 5.1.3.2. Variabile de optimizare

Valorile variabilelor de optimizare sunt calculate pentru fiecare oră  $h$  și furnizorul de servicii  $k$ , în conformitate cu ecuațiile de mai jos:

$$Q_{necesar} = P_{PV} - BL \quad (35)$$

$$P_{EA} = \begin{cases} P_{disp}, & \text{dacă } P_{nec} > P_{disp} \\ P_{nec}, & \text{dacă } -Q_{bază} \leq P_{nec} \leq P_{disp} \\ Q_{bază}, & \text{dacă } P_{nec} < Q_{bază} \end{cases} \quad (36)$$

$$Prognoză_{AG} = BL + P_{EA} \quad (37)$$

### 5.1.3.3. Funcția obiectiv

În urma ipotezelor formulate, veniturile AG corespund exact reducerii costurilor pentru energie suplimentare pe care OMR nu mai trebuie să o achiziționeze pentru a acoperi pierderile de transport în/spre rețeaua de distribuție.

Din punct de vedere matematic, funcția obiectivă care vizează maximizarea profitului  $\pi$  al agregatorului, calculat conform ecuației:

$$\max \pi = \sum_{h=1}^{24} \left[ \beta \cdot PIP_{PZU} \cdot \left[ (P_{PV}(h) - BL(h))^2 - (P_{PV}(h) - Prognoză_{AG}(h))^2 \right] - \sum_{k=1}^k P_{EA}(h) \cdot C_k(h) \right] \quad (38)$$

### 5.1.3.4. Constrângeri

Acțiunile AG sunt supuse unei serii de constrângeri, atât locale, cât și globale. În mod concret, fiecare utilizator își stabilește propriile limite de temperatură pentru fiecare

oră  $h$ , în timp ce consumul generat de AG nu trebuie să îl depășească pe cel inițial prognozat.

$$T_{int}^{min} \leq T \leq T_{int}^{max} \quad (39)$$

$$\sum_{h=1}^{24} P_{EA}(h) \leq \sum_{h=1}^{24} Q_{bază}(h) \quad (40)$$

#### 5.1.4.1. Strategia de simulare

În cazul în care există un excedent al producției de energie electrice din surse regenerabile fotovoltaice, AG trimite un semnal utilizatorilor pentru a-și crește consumul – în comparație cu  $P_{EA}$  – până la nivelul solicitat sau până la puterea maximă pe care o pot utiliza. În caz contrar, este o comandă de reducere a consumului care este transmisă către utilizatori: Termostatul adaptează sarcina termică din clădiri în funcție de o nouă temperatură de referință, inferioară  $T^{ref}$ .

Estimarea temperaturii din clădiri pentru ora  $h$  este prezentată în ecuația (42).

$$\left\{ \begin{array}{l} T(h=1) = T^{ref} \\ (\forall h \in \mathbb{N} \cap [1; 23]) \left\{ \begin{array}{l} T^{aux}(h) = T_{ext}(h) + \frac{Q_{bază}(h) + P_{EA}}{\lambda} \\ T(h+1) = T_{ext}(h) - (T_{ext}(h) - T(h)) \cdot \exp\left(-\frac{1}{\Delta t}\right) \end{array} \right. \end{array} \right. \quad (42)$$

Dacă una sau mai multe constrângeri nu sunt respectate, atunci programul încearcă o altă soluție până când găsește cel mai bun răspuns care să satisfacă toate constrângerile. Această abordare de ”încercare și eroare” se repetă pentru fiecare interval de timp din orizontul de timp luat în considerare.

#### 5.1.5. Rezultatele algoritmului de optimizare

Simularea este reluată de mai multe ori, de fiecare dată, cu un nivel crescut mai crescut de dificultate. În primul rând, un scenariu simplu este conceput pentru a evalua rezultatul global al activității unei AG în situația actuală, precum și pentru a determina care sunt parametrii decisivi. În a doua etapă a fost realizat un model mai sofisticat, având în vedere mai multe categorii de utilizatori și fenomene stocastice.

##### 5.1.5.1. Cazuri de referință

Primele simulări au avut ca obiectiv să determine dacă ar fi fost sau nu profitabil să se implementeze AG în România în anul 2023. Toate simulările au fost compilate pe baza datelor istorice din 2023, publicate de către Operatorul Pieței de Energie Electrică din România [3], dar și a ipotezelor generale privind caracteristicile pieței și ale utilizatorilor.

Pentru a calcula economiile pe care participarea ca furnizor de servicii pentru AG le-ar putea oferi utilizatorilor, tariful variabil pentru energie electrică a fost estimat la 5 RON/MWh. Doar 61% din prețul facturat al energiei electrice reprezintă contravaloarea energiei electrice active utilizate, diferența de 39% este compusă din taxe și tarife aplicabile energiei electrice utilizate și facturate.



### 5.1.5.1.1. Scenarii analizate

Deoarece prima versiune a programului simulează doar o zi, au fost favorizate circumstanțe specifice. Două scenarii extreme și un scenariu normal au fost selectate pentru o mai bună înțelegere a ceea ce AG este capabil să realizeze și calitatea serviciului prestat, precum și veniturile pentru fiecare tip de scenariu.

### 5.1.5.1.2. Rezultate

Prima concluzie ce rezultă în urma simulărilor este că serviciul pare să funcționeze în toate circumstanțele și permite întotdeauna niveluri mai ridicate ale producției de energie electrică, de asemenea și în perioadele cu producție scăzută, atâta timp cât orizontul de optimizare nu depășește o zi.

Pentru scenariile menționate în capitolul 5.1.5.1.1, au fost trasate curbe specifice care descriu: volumul pierderilor de transport, profilul de temperatură al utilizatorilor și, în final, profilurile de sarcină pentru România. Scenariul de bază este prezentat în albastru, influența AG apare cu verde și producția de energie este reprezentată cu roșu.

#### 5.1.5.1.2.1. Zi de vârf a producției de energie din surse fotovoltaice

Obiectivul este de a transfera sarcina de încălzire din intervalele de vârf în intervalele de gol, atunci când prețul este mai scăzut. Profilul de sarcină este modificat astfel cum este prezentat în figurile 42 și 43, unde este prezentat profilul modificat când o nouă constrângere este adăugată în programul de simulare. Temperatura interioară trebuie să respecte criteriul  $T_{inceput} \cong T_{final}$ .

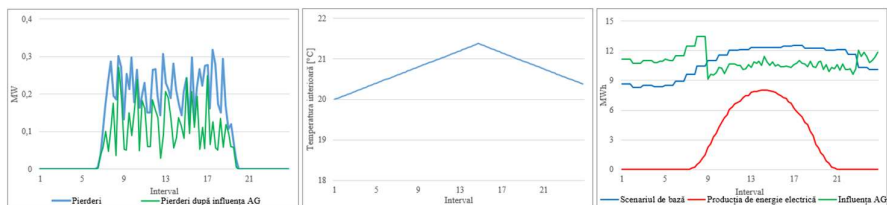


Figura 42. Scenariul în care utilizatorii setează temperatura interioară fără o limitare

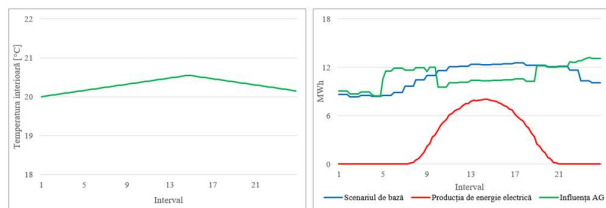
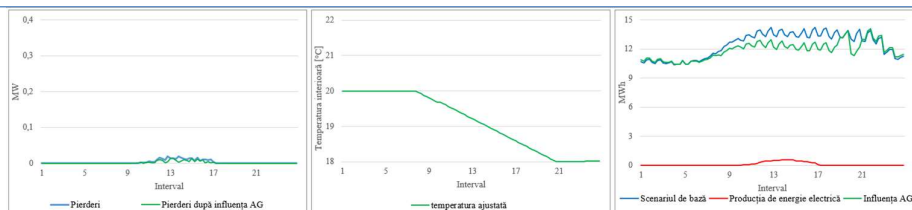


Figura 43. Scenariul în care este respectat criteriul  $T_{inceput} \cong T_{final}$

După cum se poate observa prin compararea celor două curbe, limitarea suplimentară reduce posibilitățile AG și limitează considerabil capacitatea sa de a urmări corect profilul producției de energie electrică din surse regenerabile fotovoltaice.

#### 5.1.5.1.2.2. Zi de vârf a prețului de închidere a pieței PZU

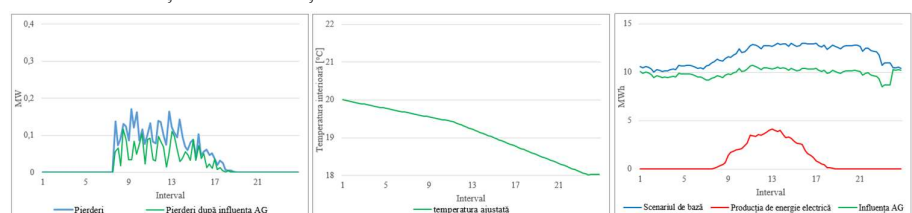
Interesul AE este să reducă sarcina de încălzire în timpul vârfurilor de preț pentru a atinge pragul minim al costurilor cu achiziția de energie. Curbele optimizate sunt prezentate în figura 44.



**Figura 44.** Scenariul ziua de vârf a prețului și optimizarea temperaturii

### 5.1.5.1.2.3. Zi medie

O zi medie în timpul sezonului de încălzire, care durează de obicei între 24 septembrie – 4 aprilie [4], este analizată în continuare. Este necesar de menționat că rezultatul economic obținut pentru această zi nu poate fi multiplicat cu 192 (zile de încălzire) pentru a obține venitul total pe tot parcursul sezonului, deoarece temperatura finală nu este aceeași cu cea inițială.



**Figura 45.** Scenariul pentru o zi medie în timpul sezonului de încălzire

În tabelul 35 sunt prezentate efectele AG în cele 3 cazuri analizate, sunt incluse beneficiile economice ale utilizatorilor implicați, precum și impactul tehnic al acțiunilor AG.

**Tabel 35.** Rezultatele analizei

	U.M.	Zi de vârf a producției	Zi de vârf a prețului	Zi medie	Media
Beneficiile AG	RON	101.226,17	177.567,04	193.271,48	157.354,90
Reducere de cheltuieli cu taxele de rețea	%	16%	16%	32%	20%
Beneficiul net al AG	RON	236.114,19	187.262,57	230.616,69	217.997,82
Economiile utilizatorilor	RON/MWh	96,98	148,73	171,25	140,23
Creștere a cotei nebulozității	%	24%	11%	6%	17%
Reducere de putere	%	-	-	-9%	-16%
Diminuare a gazelor cu efect de seră	%	-33%	-12%	-26%	-23%

### 5.1.5.1.3. Analiza datelor

În primul rând, referitor la calitatea tehnică a ”serviciului de monitorizare a nebulozității”, aceasta este foarte ridicată. Rezultatele sunt pozitive atunci când agregatorul trebuie să acționeze și să modifice profilul de consum pentru a-l adapta la producția de energie electrică din surse regenerabile fotovoltaice.

#### 5.1.5.1.3.1. Zi de vârf a producției de energie din surse fotovoltaice

După cum se poate observa din figura 42, figura 43 și din tabelul 35, penetrarea producției de energie pe parcursul zilei crește semnificativ, în timp ce cheltuielile cu taxele de rețea și emisiile de gaze cu efect de seră experimentează o reducere semnificativă.

Chiar dacă pare a fi în mod clar cel mai promițător serviciu tehnic pe care AG este capabil să îl ofere, profiturile atât pentru AG, cât și pentru utilizator sunt limitate, deoarece nu se realizează nicio reducere a consumului întrucât variațiile de preț nu permit economii considerabile.

#### 5.1.5.1.3.2. Zi de vârf a prețului de închidere a pieței PZU

Într-o perioadă cu prețuri extrem de ridicate legate de nebulozitate maximă, cum se observă în figura 44, beneficiile pentru agregator și în special pentru un furnizor cu un model de afacere ce este sensibil la creșterea prețurilor sunt la un nivel redus datorită consumului redus în perioadele de vârf ale prețului de închidere a pieței PZU. Utilizatorii își reduc, de asemenea, valoarea facturii la energie electrică, dar acest lucru este strâns legat de pierderea confortului termic, deoarece trebuie să accepte temperaturi mai scăzute la sfârșitul zilei.

#### 5.1.5.1.3.3. Zi medie

Rezultatele menționate mai sus trebuie comparate cu cel de-al treilea caz de utilizare sau cu ziua medie de încălzire prezentată în figura 45. Este în multe privințe similar cu ”ziua de vârf a prețului de închidere a pieței PZU”, cu excepția faptului că prețurile de pe piață nu ajung la niveluri la fel de ridicate. Ceea ce face diferența între o zi medie și o zi de vârf a prețului de închidere a pieței PZU este rezultatul economic final, direct proporțional cu prețurile pieței.

### 5.2. Calcul economic utilizator cu sistem PV instalat

În prezent, utilizatorul industrial analizat are instalat un contor cu sistem inteligent integrat de tip Smart-Metering. Analiza și calculul sunt realizate pentru energia activă consumată în anul 2023. În calcul sunt incluse și tarifele plătite de către consumator, pentru a evidenția în continuare economiile realizate prin instalarea de sisteme PV. Tarifele utilizate în acest calcul sunt aprobate și publicate de către ANRE.

#### 5.2.1. Analiza utilizatorului

Utilizatorul deține un centru comercial în județul Iași. Programul de funcționare este în intervalul 9-22, de luni până duminică. Consumul anual al acestui utilizator este de aproximativ 112.000 MWh/an.

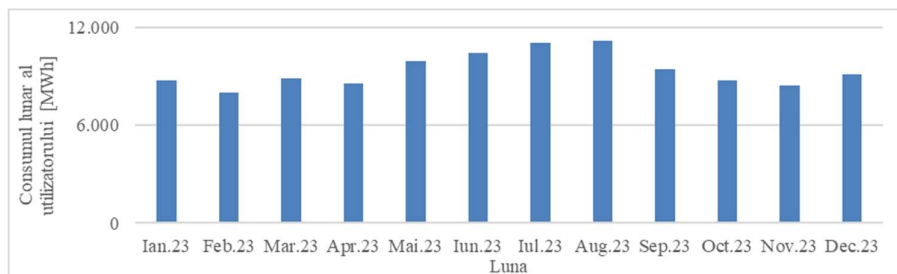


Figura 47. Consumul utilizatorului pentru anul 2023

După cum se poate observa din figura 47, lunile cu vârf de consum sunt în perioada de vară, iar creșterea consumului este datorată sistemelor de climatizare instalate în incinta centrul comercial.

### 5.2.1.1. Analiza facturilor lunare ale utilizatorului

Prețul energiei active pentru utilizatorul analizat este PIP PZU, calculat pentru fiecare interval, la care se adaugă tariful (top-up) per MWh al furnizorului.

**Tabel 36.** Prețurile lunare aplicabile pentru utilizatorul analizat

[RON/ MWh]	<b>Preț<sub>EA</sub></b>	<b>Top- up<sub>EA</sub></b>	<b>T<sub>L</sub></b> [5, 6]	<b>T<sub>SS</sub></b> [7, 8]	<b>TD<sub>MT</sub></b> [9, 10]	<b>P<sub>CV</sub></b> [11, 12]	<b>Acciza</b> [13]	<b>COG</b> [14, 15, 16]	<b>TVA</b> [17]
Total	529,92	10,00	26,97	7,09	91,17	71,68	3,03	2,38	141,03

Prețul contractual al utilizatorului este calculat conform următoarei ecuații:

$$P_{EA} = \frac{\sum_{i=1}^n PIP_{PZU} \cdot VM_{15\ min}}{\sum_{i=1}^n VM_{15\ min}} \quad (43)$$

Cota TVA prezentată în tabelul 36 este calculată conform ecuației:

$$TVA = (Preț_{EA} + Top - up_{EA} + TL + SS + TD_{MT} + P_{CV} + Acciza + COG) * 0,19 \quad (45)$$

**Tabel 37.** Valoare facturilor utilizatorului pentru anul 2023

	<b>Consum EA</b>	<b>Valoare EA</b>	<b>Valoare taxe</b>	<b>Valoare totală factură</b>
UM	[MWh]	[RON]	[RON]	[RON]
<b>Total</b>	<b>112.459,862</b>	<b>58.911.356,78</b>	<b>39.652.213,14</b>	<b>98.563.569,92</b>

Valoarea energiei active consumate de către utilizatorul din tabelul 37 este calculată conform ecuației:

$$Valoare\ EA = \sum_{i=1}^n Consum\ EA \cdot Preț_{EA} [RON] \quad (46)$$

Valoarea taxelor utilizatorului din tabelul 37 este calculată conform ecuației:

$$Valoare\ taxe = Consum\ EA \cdot (Top - up_{EA} + TL + SS + TD_{MT} + P_{CV} + Acciza + COG + TVA) [RON] \quad (47)$$

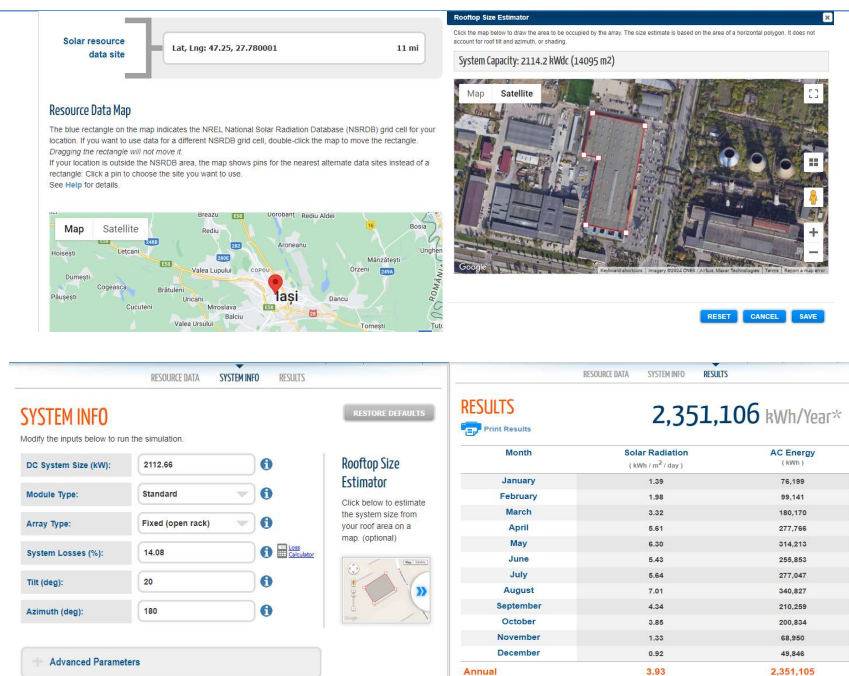
## 5.3. Dimensionare sistem panouri fotovoltaice off-grid la utilizatorul final analizat

Cu ajutorul simulatorului disponibil online [18], este realizată o simulare pentru instalarea unui sistem PV pe acoperișul clădirii deținute de către utilizator.

### 5.3.1. Dimensionarea sistemului PV al utilizatorului analizat

Se presupune că utilizatorul deține un centru comercial în Județul Iași, cu o suprafață totală utilizabilă pentru PV de aprox. 14.000 m<sup>2</sup>.

În cadrul simulatorului utilizat [18], există mai mulți pași ce trebuie urmați pentru a realiza analiza. Aceștia sunt prezentați în figurile 48-51.



Figurile 48-51. Dimensionarea sistemului PV

Conform [19], valoarea sistemului de panouri fotovoltaice este calculată pe baza producției medii zilnice, măsurată în kWh, multiplicat cu aprox. 5 Euro ( $\approx 25$  RON), la un curs mediu de schimb de 5 RON/Euro), la care se adaugă valoarea panourilor fotovoltaice.

Pentru a calcula necesarul de panouri fotovoltaice, se utilizează următoarea formulă de calcul [18]:

$$\text{Numărul de panouri} = \frac{\text{Puterea instalată a sistemului}}{\text{Puterea nominală a panoului}} \quad (48)$$

Puterea nominală a panoului este de 605 Wp. Pentru instalare s-au luat în considerare panouri Trina, de tip Vertex N [20].

$$\text{Numărul de panouri} = \frac{2,1126 \text{ kWp} \cdot 1000}{605 \text{ Wp}} = 3.491,90 \quad (49)$$

Se consideră un număr de 3.492 panouri la un preț unitar de 2.500,00 RON.

Sistemul analizat are o putere instalată de 2112,66 kWp, iar panourile propuse a fi instalate au o putere de 605 Wp, produse de către compania Trina [20].

Costul total al sistemului pentru utilizatorul analizat este calculat conform următoarei ecuații:

$$\begin{aligned} \text{Costul total al sistemului} &= \text{Număr panouri} \cdot \text{Preț panou} \\ &+ \text{Producția medie zilnică în [V]} \cdot \text{Preț Sistem} \end{aligned} \quad (50)$$

$$\begin{aligned} \text{Costul total al sistemului} &= 3.492 \cdot 2.500 + 63.088,75 \cdot 25 \\ &= \mathbf{10.307.218,75 \text{ RON}} \end{aligned} \quad (51)$$

În prețului sistemului este inclusă și interfața pentru PC, care are rol de izolare electrică între invertor și calculator.

### 5.3.2. Calcul economic al utilizatorului analizat

În tabelul 38 sunt prezentate cantitățile de energie electrică consumate, cantitatea totală de energie electrică produsă de sistemul PV, dar și diferența ce este necesară a fi achiziționată de pe piața de energie electrică.

**Tabel 38.** Cantitățile de energie electrică utilizată și produsă

MWh	Consum EA	Energie produsă sistem PV	Diferență cantitate energie achiziționată din sistem
<b>Total</b>	<b>112.459,862</b>	<b>2.302,739</b>	<b>110.157,123</b>

În tabelul 39 este calculată noua valoare a energiei electrice active extrasă și utilizată din sistem.

**Tabel 39.** Analiza comparativă a valorii energiei active utilizată

Luna	Valoare inițială EA*	Valoare EA achiziționată după montarea PV	Economie valoare EA datorată instalării PV
U.M.	[RON]	[MWh]	[RON]
<b>Total</b>	<b>58.911.356,78</b>	<b>57.942.188,10</b>	<b>969.168,67</b>

\*valoare preluată din tabelul 37

Economie valoare EA din tabelul 39 este calculată astfel:

$$\begin{aligned} \text{Economie valoare EA} \\ &= \text{Valoare inițială EA} \\ &- \text{Valoare EA achiziționată după montarea PV} \end{aligned} \quad (52)$$

$$\text{Economie valoare EA} = 58.911.356,78 - 57.942.188,10 = \mathbf{969.168,67} \quad (53)$$

Adițional față de economia realizată din utilizarea energiei active produse pentru consumul propriu, mai trebuie luată în considerare și economia realizată din lipsa tarifelor și taxelor asociate energiei electrice extrase din sistem.

**Tabel 40.** Economia realizată pentru energia electrică activă produsă și utilizată pentru consumul propriu

Luna	Valoare taxe*	Valoare taxe EA achiziționată după montarea PV	Economie valoare taxe datorată instalării PV
U.M.	[RON]	[RON]	[RON]
<b>Total</b>	<b>39.652.213,14</b>	<b>38.848.942,08</b>	<b>803.271,06</b>

\*Valoare preluată din tabel 37

Economia din valoarea taxelor din tabelul 40 este calculată astfel:

$$\begin{aligned} \text{Economie valoare taxe} &= \text{Valoare inițială taxe} - \\ &\text{Valoare taxe EA achiziționată după montarea PV} \end{aligned} \quad (54)$$

$$\begin{aligned} \text{Economie valoare taxe} &= 39.652.213,14 - 38.848.942,08 = \\ &\mathbf{803.271,06 RON} \end{aligned} \quad (55)$$

Economia totală datorată instalării sistemului PV este calculată ca sumă între economia realizată din valoarea energiei active și economia realizată din valoarea taxelor datorată instalării PV.

$$\text{Economie totală} = \text{Economie valoare EA} + \text{Economie valoare taxe} \quad (56)$$

$$Economie\ totală = 969.168,67 + 803.271,06 = \mathbf{1.772.439,73\ RON} \quad (57)$$

Costurile pentru mentenanța sistemului de panouri fotovoltaice nu a fost considerate în calcul deoarece acestea sunt asigurate de producătorul de panouri fotovoltaice în primii 5 ani. Datorită complexității sistemului BESS, dar și a consumului mai mare în comparație cu producția de energie electrică, instalarea unui astfel de sistem nu a fost luată în considerare.

Utilizatorul final transmite prognoza de consum către furnizor, iar furnizorul suportă dezechilibrele generate de prognoză.

### 5.3.3. Calculul perioadei de amortizare a investiției

Costul total al sistemului calculat în capitolul 5.3.1. este utilizat pentru calcularea perioadei de amortizare a investiției în sistemul de panouri fotovoltaice.

$$\begin{aligned} Perioada\ amortizare\ (ani) &= \frac{I_{PV}}{Economie\ totală} = \frac{10.307.218,75}{1.772.493,73} \quad (58) \\ &= 5,8\ ani \end{aligned}$$

Perioada uzuală de amortizare este comunicată de către Ministerul Mediului este între 12 și 20 ani [21]. Conform calculului din ecuația (58), investiția inițială în sistemul va fi recuperată în 5,8 ani, perioadă redusă considerabil datorită nivelului ridicat al tarifelor aplicabile energiei electrice utilizate.

## 5.4. Entitate Agregată compusă dintr-un furnizor cu utilizatori finali și unități de producere

În acest capitol este considerată o Entitate Agregată compusă din trei producători de energie electrică din surse regenerabile (eolian cu o putere instalată de 50 MW și doi producători de energie electrică având instalate panouri fotovoltaice cu o putere instalată de 10 MW, respectiv 2,1126 MW) și un furnizor cu un portofoliu compus din 9 utilizatori (20 de locuri de consum), înregistrată ca AE în cadrul unei PRE. În continuare este analizată diferența comparativă a costurilor cu echilibrarea pentru fiecare dintre membrii AE și a costurilor cu echilibrarea în cazul în care sunt înregistrați ca entități individuale în registrul PRE.

### 5.4.1. Valorile notificate și valorile măsurate ale participanților AE

#### 5.4.1.1. Valorile notificate ale AE

Fiecare AE în cadrul PRE are obligativitatea transmiterii notificărilor fizice către PRE până la ora stabilită de comun acord, iar PRE are obligativitatea transmiterii către OPE a notificărilor fizice până la ora 16:30 în ziua anterioară zilei de livrare [22]. Poziția netă contractuală a unei AE este calculată conform ecuației prezentate în [14]:

$$\begin{aligned} PN_{contr} &= \left( \sum SB_{livr} - \sum SB_{prim} \right) + \left( \sum EX - \sum IM \right) \\ &+ \left( \sum E_{ech}^{cres} - \sum E_{ech}^{red} \right) \quad (59) \end{aligned}$$

Toate cantitățile contractate aferente fiecărei ore sunt exprimate în MWh, cu trei zecimale. Vânzările, exporturile și cantitățile contractate la reducere de putere sunt exprimate cu “-”, fiind considerate “ieșiri” din conturul AE.

În cadrul AE analizată, poziția netă contractuală pentru un interval de decontare poate fi calculată cu ajutorul următoarei ecuații:

$$PN_{contr}^{PRE} = \left( \sum SB_{livr} - \sum SB_{prim} \right) \quad (60)$$

Membrii AE analizați nu efectuează exporturi sau importuri de energie și nici nu sunt înregistrați în Piața de Echilibrare pentru a răspunde la ordine de creștere/reducere de putere. Tranzacțiile pentru achiziții și vânzări sunt doar pentru PZU.

De asemenea, schimburile bloc sunt realizate doar cu OPEEGN OPCOM, deoarece participanții AE nu au contracte bilaterale de achiziție energie electrică, toată cantitatea de energie fiind achiziționată/vândută prin intermediul PZU.

Balanța de energie a PRE este calculată conform următoarei ecuații:

$$NF_{consum} + NF_{producție} + SB_{VPZU} + SB_{APZU} = D_{NF}^{PRE} \quad (61)$$

**Tabel 41.** Notificări fizice ale AE pentru data de 01.01.2023

NF	NF consum	NF producție	$SB_{VPZU}$	$SB_{APZU}$	$D_{NF}^{AE}$
U.M.	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]
<b>Total</b>	<b>315,808</b>	<b>-142,721</b>	<b>-184,4</b>	<b>11,2</b>	<b>-0,113</b>

#### 5.4.1.2. Valorile Măsurate ale participanților AE

VM aferente unităților de producție sunt înregistrate și transmise cu semnul ”-”. AE primește de la PRE VM aferente participanților și le confirmă cu aceștia, ulterior confirmând corectitudinea lor către PRE.

În tabelul 42 sunt prezentate parțial valorile măsurate ale membrilor AE pentru data de 01.01.2023.

Pentru valorile măsurate la nivelul AE, a fost aplicată următoarea formulă de calcul:

$$VM_{AE} = VM_{Furnizor} + \sum_{i=1}^n VM_{Producător} \quad (62)$$

**Tabel 42.** Valorile măsurate ale membrilor AE

Data	$VM_F$	$VM_{P_1}$	$VM_{P_2}$	$VM_{P_3}$	$VM_{AE}$
U.M.	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
....	...	...	...	...	...
03.01.2023 16:15	10,586	-0,200	-0,382	0,000	10,004
03.01.2023 16:30	12,381	-0,244	-0,446	0,000	11,691
03.01.2023 16:45	13,185	-0,381	-0,475	0,000	12,328
....	...	...	...	...	...

#### 5.4.1.3. Dezechilibrele participanților AE

Regulamentul și metodologia de calcul a dezechilibrelor, dar și de decontare a PRE sunt publicate de către OPE pe website-ul propriu și sunt aprobate de către ANRE.

Pentru determinarea dezechilibrului AE pentru un interval de decontare este necesar calculul dezechilibrelor fiecărui membru, utilizând ecuația de calcul:



$$Dez_{AE} = \sum_{i=1}^n Dez_{membru} \quad (63)$$

$$Dez_{membru} = PN_{contr}^{membru} - VM_{membru} \quad (64)$$

După determinarea dezechilibrului AE pentru fiecare interval din luna de analiză, se determină sensul dezechilibrului conform ecuației (65).

$$\begin{aligned} \text{dacă } Dez_{AE} < 0 \text{ atunci } Dez_{AE} &= Dez_{negativ} \\ \text{dacă } Dez_{AE} > 0 \text{ atunci } Dez_{AE} &= Dez_{pozitiv} \\ \text{dacă } Dez_{AE} = 0 \text{ atunci } Dez_{AE} &\text{ este nul} \end{aligned} \quad (65)$$

În tabelul 43 sunt prezentate parțial dezechilibrele fiecărui membru, dar și dezechilibrele la nivelul AE.

**Tabel 43.** Exemplu dezechilibre ale membrilor AE

Data	$Dez_F$	$Dez_{P_1}$	$Dez_{P_2}$	$Dez_{P_3}$	$Dez_{AE}$
U.M.	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
03.01.2023 16:15	-0,688	-0,815	0,279	0,000	-1,224
03.01.2023 16:30	-1,634	-0,770	0,228	0,000	-2,177
03.01.2023 16:45	-1,384	-0,634	-0,124	0,000	-2,142

În intervalele în care pentru toți membrii dezechilibrele au același sens, efectul AE nu poate fi aplicat, iar în intervalele în care dezechilibrele sunt de sens contrar este aplicat efectul AE, diminuând excedentul/deficitul cu cantitatea de sens contrar a celui alt participant.

#### 5.4.2. Metoda de calcul a prețurilor PRE

După calcularea prețurilor de dezechilibru, OPE dispune la publicarea acestora. Utilizând dezechilibrele calculate pentru PRE pe baza datelor măsurate și notificate și prețurile de dezechilibru, fiecare AE, recalculează prețurile de excedent și deficit pentru fiecare interval de decontare, aplicând efectul de portofoliu și îmbunătățind prețurile de excedent și deficit din cadrul AE. Pentru intervalele de decontare în care prețul de excedent este egal cu prețul de deficit, efectul de portofoliu nu poate fi aplicat.

Pe baza prețurilor de excedent și deficit publicate de către OPE se determină prețul mediu de echilibrare ( $P_{med}^{ech}$ ) utilizând ecuația:

$$P_{med}^{ech} = \frac{P_{excPRE} + P_{defPRE}}{2} \quad (66)$$

**Tabel 44.** Exemplu pentru prețurile de dezechilibru publicate de către PRE

Data	$P_{excPRE}$	$P_{defPRE}$	$P_{med}^{ech}$
U.M.	RON/MWh	RON/MWh	RON/MWh
03.01.2023 16:15	-2.487,85	4.587,85	3.537,85
03.01.2023 16:30	201,00	1.892,45	845,73
03.01.2023 16:45	660,18	1.900,00	619,91

În continuare se calculează contravaloarea dezechilibrelor pentru fiecare membru AE utilizând prețurile de dezechilibru publicate de către OPE, fiind considerate dezechilibre "nealocate" (NA), deoarece efectul PRE nu este aplicat în această etapă.

$$\begin{aligned} \text{dacă } Dez_{membru} < 0; V_{NA}^{dez} &= Dez_{negativ} \cdot P_{defPRE} \\ \text{dacă } Dez_{membru} > 0; V_{NA}^{dez} &= Dez_{pozitiv} \cdot P_{excPRE} \end{aligned} \quad (67)$$

$$V_{AE}^{dez} = \sum_{i=1}^n Dez_{AE} \cdot \frac{P_{defPRE}}{P_{excPRE}} \quad (68)$$

În tabelul 45 sunt prezentate parțial valorile dezechilibrelor nealocate ale membrilor PRE.

**Tabel 45.** Valorile dezechilibrelor nealocate ale membrilor EA

Data	$V_{NA_F}^{dez}$	$V_{NA_{P_1}}^{dez}$	$V_{NA_{P_2}}^{dez}$	$V_{NA_{P_3}}^{dez}$	$\sum_{i=1}^n V_{NA}^{dez}$	$V_{AE}^{dez}$
U.M.	RON	RON	RON	RON	RON	RON
03.01.2023 16:15	-3.156,72	-3.739,04	-693,24	0,00	-7.589,00	-5.617,35
03.01.2023 16:30	-3.092,90	-1.457,82	45,77	0,00	-4.504,95	-4.119,81
03.01.2023 16:45	-2.630,35	-1.204,09	-234,87	0,00	-4.069,30	-4.069,30

După cum se poate observa din tabelele 43 și 45, în intervalul 16:45-17:00 din data de 03.01.2023, toți participanții AE au înregistrat dezechilibre negative. În acest caz, efectul AE nu a putut fi aplicat.

Se realizează calculul dezechilibrelor cantitative absolute care este baza pentru determinarea valorii cu care poate fi optimizate prețurile de excedent și deficit.

Ecuția utilizată pentru calculul dezechilibrelor cantitative absolute este următoarea:

$$\sum_{i=1}^n Dez_{AE}^{abs} = \sum_{i=1}^n Dez_F^{abs} + \sum_{i=1}^n Dez_{P_1}^{abs} + \sum_{i=1}^n Dez_{P_2}^{abs} + \sum_{i=1}^n Dez_{P_3}^{abs} \quad (69)$$

**Tabel 46.** Dezechilibrele absolute ale membrilor AE

Data	$Dez_F^{abs}$	$Dez_{P_1}^{abs}$	$Dez_{P_2}^{abs}$	$Dez_{P_3}^{abs}$	$Dez_{AE}^{abs}$
U.M.	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
03.01.2023 16:15	0,688	0,815	0,279	0,000	1,782
03.01.2023 16:30	1,634	0,770	0,228	0,000	2,632
03.01.2023 16:45	1,384	0,634	0,124	0,000	2,142

Pe baza dezechilibrelor absolute ale membrilor AE se calculează beneficiului absolut al AE, valoarea cu care pot fi optimizate prețurile de excedent și deficit, de asemenea și performanța procentuală a AE-ului. Valori prezentate în tabelul 18.

Valoarea beneficiului absolut datorat apartenenței la AE ( $V_b^{absAE}$ ) se determină utilizând ecuația:

$$V_b^{absAE} = \sum_{i=1}^n V_{NA}^{dez} - V_{AE}^{dez} [RON] \quad (70)$$

Valoarea cu care sunt optimizate prețurile AE datorită efectului de portofoliu este calculată utilizând ecuația de calcul:

$$V_{preț}^{opt} = \frac{V_b^{absAE}}{Dez_{AE}^{abs}} \quad (71)$$

Pentru determinarea prețurilor optimizate de excedent și deficit se utilizează următoarele ecuații de calcul:

$$P_{exc}^{opt} = P_{excPRE} + V_{pre\tau}^{opt} \quad (72)$$

$$P_{def}^{opt} = P_{defPRE} - V_{pre\tau}^{opt} \quad (73)$$

Performanța procentuală a AE-ului în intervalele în care au fost publicate de către OPE prețuri duale este determinată cu ajutorul următoarei ecuații de calcul:

$$P_{AE} = \frac{P_{excPRE} - P_{exc}^{opt}}{P_{med}^{ech}} \quad (74)$$

**Tabel 47.** Prețuri recalculat pentru AE analizată

Data	$V_b^{absPRE}$	$V_{pre\tau}^{opt}$	$P_{exc}^{opt}$	$P_{def}^{opt}$	$P_{AE}$
U.M.	RON	RON/MWh	RON/MWh	RON/MWh	%
03.01.2023 16:15	1.971,66	1.106,615	-1.381,23	3.481,24	31,3%
03.01.2023 16:30	385,14	146,310	347,31	1.746,14	17,3%
03.01.2023 16:45	0,00	0,000	660,18	1.900,00	0,0%

Performanța AE pentru luna ianuarie este calculată cu ajutorul următoarei ecuații de calcul:

$$P_{AE} = \frac{P_{excOPE} - P_{exc}^{opt}}{P_{med}^{ech}} \quad (75)$$

Utilizând prețurile recalculat pentru AE analizată, sunt calculate valorile dezechilibrelor participanților AE utilizând următoarea formulă:

$$\begin{aligned} \text{dacă } Dez_{membru} < 0; V_{membru}^{dez} &= Dez_{negativ} \cdot P_{def}^{opt} \\ \text{dacă } Dez_{membru} > 0; V_{membru}^{dez} &= Dez_{pozitiv} \cdot P_{exc}^{opt} \end{aligned} \quad (76)$$

**Tabel 48.** Valoarea dezechilibrelor realocate ale membrilor AE

Data	$V_F^{dez}$	$V_{P_1}^{dez}$	$V_{P_2}^{dez}$	$V_{P_3}^{dez}$	$V_{AE}^{dez*}$
U.M.	RON	RON	RON	RON	RON
03.01.2023 16:15	-2.395,31	-2.837,16	-384,88	0,00	-5.617,35
03.01.2023 16:30	-2.853,78	-1.345,11	79,08	0,00	-4.119,81
03.01.2023 16:45	-2.630,35	-1.204,09	-234,87	0,00	-4.069,30

\*Valoare preluată din Tabel 45

### 5.4.3. Analiza datelor PRE pentru o perioadă de 12 luni

Extrapolând calculul pentru o perioadă de 12 luni, se analizează în continuare pentru un producător cu o putere instalată de 2,1126 MWh fezabilitatea obținerii licenței de producător și înregistrarea în piețele de energie, fiind comparată cu calculul din capitolul 5.3 pentru a determina care este soluția optimă din punct de vedere economic.

În tabel 49 sunt centralizate dezechilibrele membrilor AE pentru o perioadă de 12 luni.

**Tabel 49.** Dezechilibrele membrilor AE

	$Dez_F$	$Dez_{P_1}$	$Dez_{P_2}$	$Dez_{P_3}$	$Dez_{AE}$
U.M.	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
<b>Total</b>	<b>-1.818,76</b>	<b>2.065,76</b>	<b>211,08</b>	<b>40,29</b>	<b>498,37</b>

După cum se poate observa din tabelul 49, efectul de portofoliu aplicat de către AE, diminuează dezechilibrele membrilor în intervalele în care un alt membru înregistrează un dezechilibru de semn opus.

În continuare sunt analizate și prezentate în tabelul 50, valoarea dezechilibrelor nealocate și cele calculate utilizând prețurile recalculate pentru membrii AE.

**Tabelul 50.** Valoarea dezechilibrelor membrilor AE

	$V_{NAF}^{dez}$	$V_F^{dez}$	$V_{NAP_1}^{dez}$	$V_{P_1}^{dez}$	$V_{NAP_2}^{dez}$	$V_{P_2}^{dez}$	$V_{NAP_3}^{dez}$	$V_{P_3}^{dez}$
U.M.	RON	RON	RON	RON	RON	RON	RON	RON
<b>Total</b>	<b>-2.570.516</b>	<b>-1.939.357</b>	<b>-11.825.025</b>	<b>-11.119.999</b>	<b>-800</b>	<b>16.887</b>	<b>865</b>	<b>2.695</b>

În tabelul 51, pe baza valorilor prezentate în tabelul 14, este calculată contravaloarea optimizării ( $C_{F,P_1,P_2,P_3}^{opt}$ ), considerată ca diferența între valoarea dezechilibrelor nealocate și valoarea dezechilibrelor recalculate pe baza prețurilor PRE pentru anul 2023, prezentată în ecuația (77).

$$C_{F,P_1,P_2,P_3}^{opt} = V_{F,P_1,P_2,P_3}^{dez} - V_{NAF,P_1,P_2,P_3}^{dez} \quad (77)$$

**Tabel 51.** Contravaloarea optimizării valorii dezechilibrelor

	$C_F^{opt}$	$C_{P_1}^{opt}$	$C_{P_2}^{opt}$	$C_{P_3}^{opt}$
U.M.	RON	RON	RON	RON
<b>Total</b>	<b>631.160</b>	<b>705.026</b>	<b>17.687</b>	<b>1.830</b>

### 5.5. Calcul comparativ producător off-grid versus on-grid

În continuare se realizează calculul comparativ pe baza datelor prezentate în capitolele 5.3 și 5.4.

Conform ecuației (51), costul total al sistemul este de 10.307.218,75 RON.

Pentru scenariul prezentat în capitolul 5.3, cheltuiala pe care utilizatorul cu sistemul de panouri fotovoltaice montate behind-the-meter (off-grid) o înregistrează este cheltuiala inițială pentru punerea în funcțiune a sistemului.

Deoarece sistemul prezentat în capitolul 5.3 nu este racordat la rețea, cu ajutorul acestuia, utilizatorul diminuează valoarea facturilor pe care ar trebui să le plătească către furnizorul acestuia.

Cheltuielile lunare ale producătorului cu sistem de panouri fotovoltaice montat behind-the-meter ( $C_{BTM}^p$ ) sunt egale cu 0, datorită utilizării cantității de energie produsă pentru consumul propriu.

Valoarea reducerii cheltuielilor cu energia electrică utilizată ( $rC_{BTM}^p$ ) (valoarea EA și a taxelor) este considerată venit și a fost calculată cu ajutorul următoarei ecuații:

$$rC_{BTM}^p = \text{Economie valoare EA datorată instalării PV} + \text{Economie valoare taxe datorată instalării PV} \quad (78)$$

În conformitate cu [23], pentru acordarea licenței pentru exploatarea capacităților de producere a energiei electrice cu puterea instalată mai mică decât 5 MW, tariful este de 500 lei. Adicional, este perceput tariful anual ( $t_{licență}^{ANRE}$ ) care reprezintă 0,01% din baza de calcul a cifrei de afaceri.

AE este înregistrată pentru tranzacționare pe piața pentru ziua următoare, tarifele aferente tranzacționării PZU sunt în totalitate suportate de către AE, deoarece în PZU este notificată poziția netă prezentată în tabelul 41.

Tarifele percepute de AE pentru reprezentarea în piața de echilibrare sunt următoarele: tarif fix ( $t_F^{PRE}$ ) lunar în valoare de 5.000 RON/lună + tarif variabil ( $t_V^{PRE}$ ), reprezentând 5% din contravaloarea optimizării dezechilibrelor.

$$C_{licențiat}^p = \frac{t_{licență}^{ANRE}}{12} + t_F^{PRE} + t_V^{PRE} \quad (79)$$

Veniturile înregistrate de către producătorul analizat sunt calculate conform ecuației de mai jos:

$$V_{licențiat}^p = V_{PZU}^p + V_{Exc}^p - C_{Def}^p \quad (80)$$

Beneficiul total al producătorului în cele 2 cazuri analizate în capitolele 5.3 și 5.4 este calculat utilizând următoarele ecuații de calcul:

$$B_{BtM}^{tp} = rC_{BtM}^p - C_{BtM}^p \quad (81)$$

$$B_{licențiat}^{tp} = V_{licențiat}^p - C_{licențiat}^p \quad (82)$$

În tabelul 52 sunt prezentate lunar cheltuielile și veniturile sau reducerile de cheltuieli ale producătorului cu sistemul montat behind-the-meter.

**Tabel 52.** Analiza comparativă beneficii producător

	$rC_{BtM}^p$	$C_{BtM}^p$	$B_{BtM}^{tp}$	$V_{licențiat}^p$	$C_{licențiat}^p$	$B_{licențiat}^{tp}$
U.M.	RON	RON	RON	RON	RON	RON
<b>Total</b>	<b>1.772.439,73</b>	<b>0</b>	<b>1.772.439,73</b>	<b>922.583,32</b>	199.689,42	<b>722.893,90</b>

Din calculele realizate în cadrul capitolelor 5.3, 5.4 și 5.5, rezultă că deducerea costurilor cu achiziția de energie de la un furnizor este mai mare cu aproximativ 150% decât înregistrarea unității de producție în piețele de energie electrică și tranzacționarea energiei electrice produse pe piața en-gros prin intermediul AE. În calculul realizat nu au fost luate în considerare costurile cu amortizarea investiției, costurile cu operarea și mentenanța sau costurile cu personalul.

## Concluzii

Din lucrarea prezentată se poate observa importanța curbelor de sarcină și a profilurilor de sarcină în piața de energie electrică.

În cadrul capitolului trei este prezentat astfel un nou cadru de modelare a sistemului energetic global, care combină elementele tradiționale ale abordărilor de modelare a ingineriei sistemelor cu caracteristici esențiale ale unei perspective de management al riscului. Utilizarea tehnicilor de optimizare din teoria modernă a portofoliului cu o reprezentare a costurilor incerte și a riscurilor asociate de-a lungul lanțului energetic, inclusiv tehnologiile de extracție și conversie, precum și costurile de gestionare a cererii, a permis identificarea de căi viitoare de dezvoltare care sunt rentabile nu numai din perspectiva și așteptările actuale, dar iau în considerare și riscul imputat de incertitudine.

Printr-o serie de analize de sensibilitate, se identifică caracteristicile strategiilor de acoperire a riscurilor care sunt adaptate pentru a reduce considerabil riscurile viitoare și, prin urmare, sunt robuste împotriva unei game largi de incertitudini viitoare.

Stocarea de energie poate echilibra producția de energie electrică centralizată și distribuită, contribuind în același timp la securitatea energetică. Stocarea energiei va suplimenta răspunsul la cerere, producția flexibilă și va oferi o altă opțiune în dezvoltarea rețelei. Poate contribui, de asemenea, la decarbonarea altor sectoare economice și poate sprijini integrarea unor cote îmbunătățite de energie electrică din Surse Regenerabile variabilă, clădiri sau industrie.

În cadrul capitolului 4 se propune un nou serviciu de agregare pentru clădiri rezidențiale de apartamente cu PV și BESS bazat pe trei tipuri diferențiate de prețuri, tranzacționarea internă și garanția prețului redus. Atât structurile fizice, cât și cele de comunicare ale agregatorului sunt dezvoltate pentru a sprijini implementarea sistemului de agregare în clădire. Modelul de afacere, inclusiv sistemul de facturare și mecanismele de stimulare introduse de agregator, este, de asemenea, discutat. Garanția prețului redus și recompensarea participării promise de către agregator pot atrage efectiv utilizatori care să participe la serviciul propus.

Pentru a valida eficiența agregatorului, în studiile de caz sunt comparate trei prețuri ce pot fi oferite utilizatorilor diferențiate: prețul fix, prețul în funcție de timpul de utilizare și prețul în timp real. Rezultatele arată că sistemul de agregare propus poate obține profituri considerabile, oferind în același timp energie electrică la prețuri scăzute pentru rezidenți. Agregatorul poate reduce perioadele de rambursare până la 5,72 ani, ceea ce este cu 64,3% mai scurt decât perioada generală de rambursare.

Utilizatorii de energie ce au instalate soluții de producere și stocare a energiei behind-the-meter își pot adapta consumul de energie electrică la semnalele de preț. Această metodă îi ajută să reducă valoarea facturilor de energie electrică și să evite întreruperile neplanificate din rețea, în cazul în care poziționarea acestora este într-o zonă problematică.

În cadrul ultimului capitol s-a încercat demonstrarea faptului că înființarea unei AG care oferă transfer de sarcină pentru integrarea producției de energie electrică din surse regenerabile este posibilă și recomandabilă din punct de vedere tehnic, dar nu ar fi durabilă din perspective economice. Rezultatul financiar al unui astfel de serviciu nu ar acoperi costurile de investiții din cauza variațiilor de pe piața de energie electrică, iar implicarea utilizatorilor finali în acest nou model de soluție este greu de anticipat.

Beneficiile scăzute pentru AG se datorează parțial condițiilor specifice ale României. În condițiile în care există rețele de distribuție ce nu pot susține trecerea de la încălzirea convențională utilizând gaz natural la sisteme de încălzire pe baza de energie electrică, soluția propusă nu este fezabilă.

În ultima parte a capitolului cinci a fost analizat scenariul în care un utilizator industrial ar avea instalate panouri fotovoltaice pentru producerea de energie electrică behind-the-meter. Pentru dimensionarea sistemului ce poate fi montat a fost utilizat un simulator online. Pentru comparabilitate au fost utilizate cantitățile utilizate și prețurile de închidere ale pieței din anul 2023.

În cadrul ultimei părți a lucrării a fost analizată crearea unei AE pentru comparabilitatea între montarea sistemului de panouri fotovoltaice behind-the-meter, versus conectarea la rețea a unității de producere și includerea acesteia în conturul unei AE. Trebuie menționat că valorile prezentate în cadrul capitolului cinci pot suferi modificări în cazul în care, în cadrul conturului AE, sunt incluse alte entități al căror profil de consum/producție diferă de cele utilizate.

Oricare din scenariile analizate ar fi pus în aplicare, este cert că acestea ar fi de ajutor pentru decongestionarea rețelei de energie electrică și ar diminua consumul în intervalele de vârf de consum, ceea ce ar conduce la economii pentru utilizatorii finali implicați.

## Bibliografie

- [1] Ordonanța de Urgentă 130/29.09.2022
- [2] <https://posf.ro/comparator/furnizori.php>
- [3] <https://www.opcom.ro/>
- [4] Metodologia de calcul a performanței energetice a clădirilor, Ministerul Dezvoltării, Lucrărilor Publice și Administrației
- [5] Ord 33/23.03.2022
- [6] Ord 28/29.03.2023
- [7] Ord 144/21.12.2022
- [8] Ord 67/25.05.2023
- [9] Ord 27/23.03.2022
- [10] Ord 25/29.03.2023
- [11] Ord 141/21.12.2021
- [12] Ord 9/24.02.2023
- [13] Regim accize Ministerul Finanțelor <https://mfinante.gov.ro/domenii/fiscalitate/impozite-si-taxa/regim-accize>
- [14] 142/21.12.2022
- [15] Ord 75/28.06.2023
- [16] Ord 97/25.10.2023
- [17] Ghidul privind taxa pe valoarea adăugată (TVA) - [https://www.mfinante.gov.ro/static/10/Mfp/legislatie/GhidTVA\\_I.pdf](https://www.mfinante.gov.ro/static/10/Mfp/legislatie/GhidTVA_I.pdf)
- [18] <https://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>
- [19] <https://www.solar.com/learn/solar-panel-cost/>
- [20] <https://www.trinasolar.com/en-glb/product/VERTEX-DEG20C.20>
- [21] Hotărârea nr. 2139 din 30 noiembrie 2004 actualizată
- [22] Clauzele și condițiile pentru Părțile Responsabile cu Echilibrarea, CNTEE Transelectrica
- [23] Ordinul ANRE nr. 118/2023