

ANALIZĂ PRIVIND FEZABILITATEA ECONOMICĂ ȘI SOCIALĂ A UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN MUNICIPIUL ALBA IULIA

**Cercetare realizată în cadrul proiectului *EMERGE -
Romania: EMpowering Communities for EneRGy
Transition towards Carbon NEutrality in Romania***

Februarie 2025

Cu sprijinul

Iceland
Liechtenstein
Norway grants

The logo consists of a stylized line drawing of a mountain range or a series of peaks. Below the drawing, the text 'Iceland', 'Liechtenstein', and 'Norway grants' is written in a sans-serif font.

CUPRINS

CUVÂNT ÎNAINTE	4
I. PROFILUL SOCIAL, DEMOGRAFIC ȘI ECONOMIC AL MUNICIPIULUI ALBA IULIA	5
II. PROFILUL ENERGETIC AL MUNICIPIULUI ALBA IULIA ȘI VULNERABILITĂȚILE ENERGETICE ALE ACESTEIA. PERSPECTIVA SĂRĂCIEI ENERGETICE ȘI CONSUMATORILOR VULNERABILI.	10
III. NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN MUNICIPIUL ALBA IULIA	19
IV. ALINIAREA INVESTIȚIEI CU CONTEXTUL EUROPEAN ȘI NAȚIONAL AL COMUNITĂȚILOR DE ENERGIE.....	20
V. ALINIAREA CU STRATEGIA DE DEZVOLTARE A MUNICIPIULUI ALBA IULIA	21
VI. SCENARIUL CU PRIVIRE LA DEZVOLTAREA UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN MUNICIPIUL ALBA IULIA	22
A. SCENARIUL 1.....	22
B. SCENARIUL 2.....	22
C. SCENARIUL 3.....	23
VII. ANALIZA PARAMETRIILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI I	23
A.1. Scenariul S1 - PV	23
A.1.1. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	24
A.1.2. Principalii indicatori economici.....	26
A.1.3. Analiza beneficiilor membrilor comunității	27
A.1.4. Analiza de risc	28
A.1.5. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității	29
A.1.6. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5	31
VIII. ANALIZA PARAMETRIILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI II	33
B.1. Scenariul S2 - PV	33
B.1.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	34
B.1.2. Analiza indicatorilor economici.....	36
B.1.3. Analiza beneficiilor membrilor comunității.....	36
B.1.4. Analiza de risc pentru scenariu	37
B.1.5. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității	38

B.1.6. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5	40
B.2. Scenariul S2-BESS	42
B.2.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	43
B.2.2. Analize de sensibilitate. Analiza beneficiilor în scenariul S2 - BESS.....	46
B.2.3. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5	48
IX. ANALIZA PARAMETRILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI III.....	50
C.1. Scenariul S3 - PV	50
C.1.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	51
C.1.2. Analiza indicatorilor economici.....	53
C.1.3. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității	54
C.1.4. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5	56
C.2. Scenariul S3-BESS	58
C.2.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică	60
C.2.2. Analize de sensibilitate. Analiza beneficiilor în scenariul S3 - BESS.....	62
C.2.3. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5	64
C.2.4. Impactul integrării centrului comercial în comunitate.....	66
X. ANALIZA ASPECTELOR SOCIALE LEGATE DE CREAREA ȘI DEZVOLTARE UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN MUNICIPIUL ALBA IULIA	68
XI. EXPUNEREA COMUNITĂȚII DE ENERGIE LA RISCURI FINANCIARE ÎN CONTEXTUL RESPONSABILITĂȚII CU PRIVIRE LA ECHILIBRARE	86
Sistem de echilibrare	87
Evoluția pieței de echilibrare în România	88
Estimarea costurilor de echilibrare.....	90
Estimarea costurilor de echilibrare la nivelul comunității energetice	92
Costuri de rețea.....	93
XII. Concluzii	97
XIII. ANEXE	98
Termeni și variabile utilizate.....	98
XIV. Referințe și bibliografie	106

CUVÂNT ÎNAINTE

Comunitățile de energie sunt esențiale pentru tranziția către energie curată și permit acțiuni colective și bazate pe inițiativa cetățenilor. Acestea permit comunităților locale să colaboreze și să investească în energie regenerabilă, contribuind astfel la obiectivul politică al Planului REPowerEU de a înființa o comunitate de energie în fiecare municipiu cu o populație de peste 10.000 de locuitori până în 2025.

În cadrul **EMERGE**, ne-am propus să consolidăm cooperarea și să creștem cunoașterea reciprocă între 6 parteneri din România și Smart Innovation Norway, prin dezvoltarea unor modele standardizate și fezabile pentru înființarea și accelerarea comunităților de energie. Obiectivul principal a fost realizat pe parcursul a 5 luni de implementare a proiectului și continuă și dincolo de finalizarea acestuia.

Activitățile desfășurate au fost structurate în mai multe etape esențiale. În primul rând, am organizat un atelier bilateral de schimb de cunoștințe în Alba Iulia, cu scopul de a întări colaborarea dintre partenerii români și norvegieni din cadrul consorțiului EMERGE, cu un accent deosebit pe comunitățile de energie. De asemenea, am elaborat un raport tehnic și de politică despre „Comunitățile de energie din Norvegia, studii de caz și bune practici”, realizat de Smart Innovation Norway, care a oferit informații valoroase privind formele organizaționale, principiile de operare și cele mai bune practici ale comunităților și cooperativelor de energie din Norvegia.

Un alt pas important a fost crearea unei baze de date cu privire la comportamentul energetic și consumul de energie al utilizatorilor finali, precum și caracteristicile fundamentale ale gospodăriilor din cele trei comunități țintă ale proiectului (Buteni, Crucea, Alba Iulia), realizată pe baza unor date statistice agregate și a unui chestionar complex aplicat direct unui eșantion de 400 de persoane.

În plus, au fost realizate trei studii tehnice care au descris modele pentru comunitățile de energie adaptate la cazurile pilot EMERGE, evaluând cerințele de infrastructură și soluțiile pentru înființarea acestora în locațiile selectate. Fiecare studiu a inclus o soluție personalizată de Net Virtual Metering, ce poate fi extinsă la nivel național pentru dezvoltarea comunităților de energie.

Nu în ultimul rând, am realizat trei studii economice, fiecare pentru o municipalitate țintă, care au evaluat viabilitatea financiară și beneficiile economice potențiale ale implementării comunităților de energie în aceste orașe, construind scenarii financiare pentru fiecare comunitate în parte. Prezentul material reprezintă studiul economic pentru municipiul Alba Iulia. La elaborarea acestuia au participat: Lector Univ. Dr. Corina Murafa (Coordonator), Conferențiar Univ. Dr. Simona Goia (responsabilă pentru partea de analiză socială), Prof. Univ. Dr. Adela Bâra și Prof. Univ. Dr. Simona Oprea (responsabile pentru modelarea economică), Drd. Iulia Ciurea (responsabilă pentru analiza sărăciei energetice și pentru formatare vizuală), Dl. Andrei Ilaș (responsabil pentru analiza costurilor cu echilibrarea), Dl. Cristian Bușu (responsabil pentru engagement-ul stakeholderilor).

În paralel, am dezvoltat un set de instrumente de comunicare, inclusiv broșuri destinate factorilor de decizie naționali, primarilor locali și cetățenilor interesați să inițieze un astfel de proiect în comunitățile lor.

I. PROFILUL SOCIAL, DEMOGRAFIC ȘI ECONOMIC AL MUNICIPIULUI ALBA IULIA

Municipiul Alba Iulia este reședința (sediul) județului Alba, una dintre cele mai remarcabile și cultural bogate regiuni ale României, celebrată pentru patrimoniul său adânc înrădăcinat și poziția sa deosebită în inima Transilvaniei. Ca nucleu administrativ și cultural al județului, Alba Iulia îmbină armonios trecutul său ilustru cu dezvoltarea urbană orientată spre viitor. Orașul este renumit nu doar pentru reperiile sale istorice magnifice, cel mai notabil fiind celebra Cetate Alba Carolina, ci și pentru economia sa dinamică și modernă, care prosperă în domenii precum serviciile (inclusiv administrația publică și apărarea, sănătatea și asistența socială, activitățile profesionale, științifice și tehnice). Municipiul Alba Iulia reprezintă zona cu cel mai înalt nivel de dezvoltare din județ. Poziționarea geografică extrem de avantajoasă și accesibilitatea au atras numeroase beneficii economice și au contribuit la reducerea depopulării rurale. În ceea ce privește dimensiunea, Alba Iulia se întinde pe aproximativ **102,484 km²**, fiind cu aproximativ **1,07 ori mai mare** decât orașul mediu din România, care are **95,7 km²**.

Conform recensământului din 2021, municipiul Alba Iulia are o populație de 64.227 de locuitori, situându-se pe **locul 30** din cele 319 orașe (inclusiv municipii) din România în funcție de dimensiunea populației. Pentru comparație, dimensiunea medie a unui oraș în funcție de numărul de locuitori este de 31.110, ceea ce înseamnă că Alba Iulia, cu **64.227** de locuitori, are o populație cu **106,5% mai mare** decât media națională. Figura 3 ilustrează distribuția pe vârste a populației din Alba Iulia ca procentaj din populația totală pentru anul 2021. Cea mai mare grupă de vârstă este 40-49 de ani, cu 10.491 de persoane, reprezentând aproximativ 16,33% din populația totală. Pe de altă parte, grupa de vârstă cu cei mai puțini locuitori este cea de 80 de ani și peste, cu 1.975 de persoane, adică 3,08% din întreaga populație a orașului Alba Iulia. Este interesant de remarcat faptul că persoanele cu vârsta între 0 și 49 de ani reprezintă 60,04% din populație (comparativ cu 60% la nivel național). În același timp, persoanele cu vârste între 50 și 80+ reprezintă 39,96% (comparativ cu 40% la nivel național). Aceste date sugerează o populație cu o vârstă medie mai tânără decât media națională. De asemenea, trebuie menționat că grupa de vârstă 0-9 ani este mai mare decât media națională, reprezentând 10,67% din populație, mai mult decât media națională de 10,4% (Populația.ro, 2021).

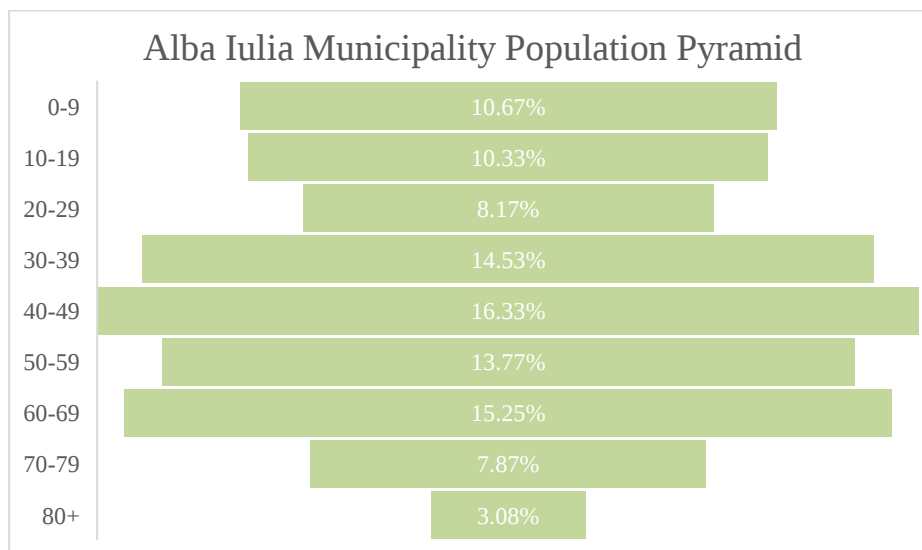


Figura 1. Piramida populației municipiului Alba Iulia (2021)

Sursa: Elaborare proprie pe baza datelor de la Institutul Național de Statistică (2021)

Conform datelor furnizate de administrația locală (2024), municipiul Alba Iulia dispune de un total de 35.098 de locuințe. Numărul mediu de locuințe pe municipiu în România este de aproximativ 93.079, conform datelor din recensământul din 2021, ceea ce plasează Alba Iulia la aproximativ 37,70% din media națională. Acest lucru evidențiază un stoc de locuințe mai mic comparativ cu standardul național. În timp ce suprafața medie locuibilă pe persoană la nivel național este de aproximativ 24,40 metri pătrați, Alba Iulia prezintă o valoare ușor mai mare, de 30,91 metri pătrați. Aceasta înseamnă că suprafața medie pe persoană în Alba Iulia este cu 26,68% mai mare decât media națională. Indicatorul privind numărul mediu de persoane pe locuință în Alba Iulia este de aproximativ 1,82, o valoare ușor mai mică decât media națională (1,99). Dimensiunea medie a unei locuințe, de 57,36 metri pătrați, este ușor peste media românească de 48,56 metri pătrați. O problemă cu care se confruntă Alba Iulia în ceea ce privește locuințele o reprezintă clădirile mai vechi, dinainte de 1980, care necesită investiții considerabile pentru a fi reabilitate și pentru a îmbunătăți eficiența energetică, siguranța și nivelul de confort. Aceste clădiri suferă adesea de izolație deficitară, sisteme de încălzire învechite și componente structurale deteriorate, ceea ce duce la un consum excesiv de energie și facturi mari pentru utilități.

Tabel 1. Comparația principalilor indicatori de locuire: Alba Iulia vs. Romania (Proporții și diferențe)

Indicator	Alba Iulia	Romania	Proportie (Alba Iulia/Romania)	Diferență (%)
Număr mediu de locuințe pe municipalitate	35,098	93,079	37.70%	-62.30%
Suprafață medie locuibilă per persoană(m ²)	30.91	24.40	126.68%	+26.68%
Număr mediu de persoane per locuință	1.82	1.99	91.45%	-8.54%

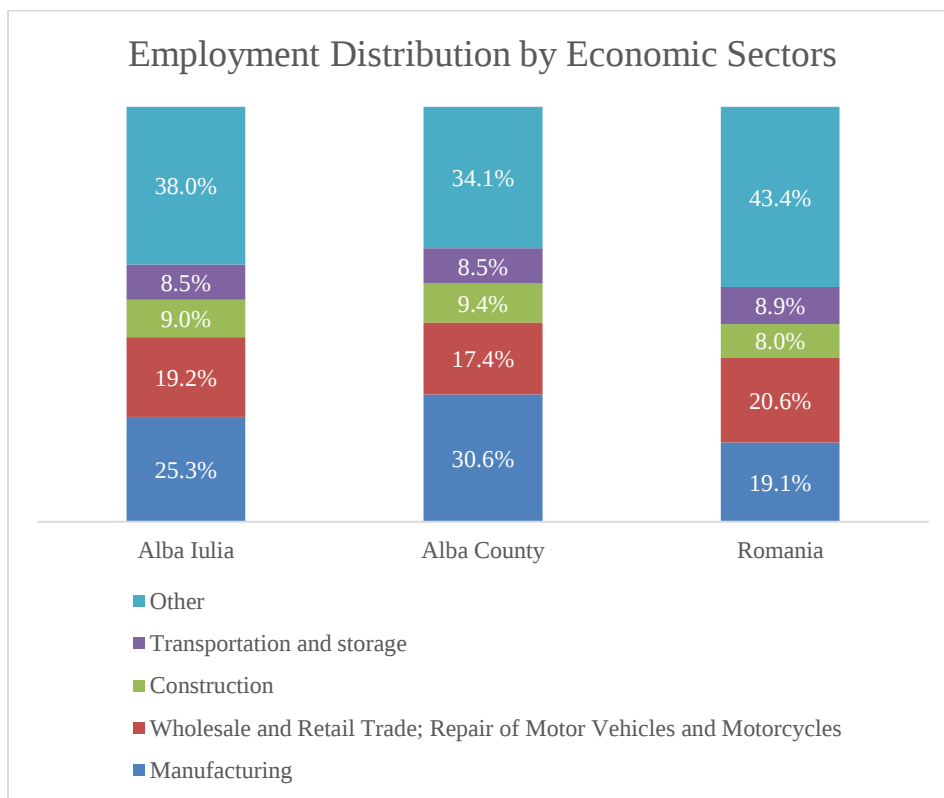
Sursa: Elaborare proprie pe baza datelor de la Institutul Național de Statistică (2021) și de la Primăria Alba Iulia

Cu o populație rezidentă totală de 64.227 de persoane, populația activă a municipiului este de 31.555 de indivizi, reprezentând 49,1% din populația totală (INS, 2021). Dintre aceștia, 30.818 sunt angajați, ceea ce se traduce într-o rată a ocupării de 97,7% în rândul populației active, arătând capacitatea economiei locale de a oferi locuri de muncă pentru aproape toată forța de muncă. Șomajul, deși relativ scăzut, afectează 737 de persoane, ceea ce reprezintă 2,3% din populația activă. Pe bază per capita, aceasta corespunde **unui individ angajat pentru fiecare 2,08 rezidenți**. Participarea forțată la muncă în Alba Iulia poate fi considerată **moderată** atunci când este analizată în contextul populației active ca proporție din populația totală, care este de 49,1%. Aproape jumătate din rezidenții municipiului fac parte din forța de muncă, un pattern observat parțial datorită tendinței demografice mai largi din România, unde populația este în proces de îmbătrânire și rata natalității a scăzut. În multe orașe, deși există o concentrare a persoanelor în vârstă de muncă, rata globală de participare la forța de muncă este moderată de ponderea locuitorilor care sunt fie prea tineri, fie pensionați. Totuși, rata mare a ocupării în Alba Iulia reflectă o piață a muncii

stabilă. Aceste date contrastante sugerează că municipiul are nevoie de o participare economică mai largă și de oportunități pentru a asigura sustenabilitatea pe termen lung.

După cum se arată în Figura 2, din populația totală angajată, majoritatea lucrează în Industria prelucrătoare (25,3%), urmată de Comerțul cu ridicata și cu amănuntul; Repararea autovehiculelor și motocicletelor (19,2%), Construcții (9%), Transporturi și depozitare (8,5%), și Alte activități (38%), conform datelor de la Institutul Național de Statistică (2021). Cei din categoria „Alte activități” lucrează în principal în domeniul serviciilor, inclusiv administrație publică, sănătate și asistență socială și servicii profesionale, științifice sau tehnice. Alba Iulia are o proporție semnificativă a populației angajate în industria prelucrătoare (25,3%), ceea ce este ușor sub media urbană a județului Alba (30,6%), dar semnificativ mai mare decât media urbană națională (19,1%). Acesta pare a fi un sector relativ bine dezvoltat în Alba Iulia, cu potențial de a stimula în continuare creșterea economică a orașului. Industria prelucrătoare este activitatea economică principală a municipiului, consolidându-i profilul de **economie industrială și orientată spre servicii**. Ocupația în comerț în Alba Iulia (19,2%) este ușor mai mare decât media urbană a județului Alba (17,4%), dar ușor sub media urbană națională (20,6%), aliniindu-se aproape perfect cu tendințele naționale. În sectorul Construcții, Alba Iulia înregistrează o rată a ocupării de 9%, ceea ce se aliniază aproape perfect cu cea din județul Alba (9,4%) și este puțin mai mare decât media urbană națională de 8%. Sectorul Transporturi și depozitare este la fel de bine dezvoltat ca și cel din județul Alba, ambele având 8,5% din populația activă angajată aici, cifre care sunt foarte apropiate de media națională urbană (8,9%).

Figura 2. Distribuția ocupării pe sectoare economice în Alba Iulia, județul Alba și România



Sursa: Elaborare proprie a autorilor pe baza datelor de la Institutul Național de Statistică (2021)

Numărul total de întreprinderi care desfășoară activități în cadrul municipiului Alba Iulia este de 4.835 (LF, 2023), activitățile principale fiind în domeniile industriei prelucrătoare, construcțiilor, comerțului, transporturilor și agriculturii. Având în vedere că populația Alba Iulia este de 64.227 de persoane, aceasta se traduce printr-**o afacere pentru fiecare 13,28 de rezidenți**. În comparație, în mediul urban al județului Alba, care are o populație de 188.717 persoane (INS, 2021), există 9.418 întreprinderi (LF, 2023), ceea ce înseamnă **o afacere pentru fiecare 20,04 rezidenți**. Aceasta indică faptul că, în Alba Iulia, fiecare afacere deservește cu **6,76 de persoane mai puțin** decât media urbană din județul Alba. Densitatea relativ mai mare a afacerilor în Alba Iulia, împreună cu diversitatea activităților economice, arată o economie locală dinamică, care favorizează antreprenoriatul și impulsionează creșterea economică în cadrul municipiului.

Obținem informații suplimentare comparând Alba Iulia cu mediul urban al județului Alba și România în ansamblu. Populația activă din Alba Iulia este de 31.555 de persoane, reprezentând 49,1% din populația totală. Aceasta este mai mare decât procentajul populației active în zonele urbane ale județului Alba (45,7%) și în mediul urban național (46,6%). Pe bază per capita, Alba Iulia are **o persoană activă pentru fiecare 2,03 rezidenți**, comparativ cu una pentru fiecare 2,18 rezidenți în Alba și una pentru fiecare 2,14 rezidenți la nivel național. Implicarea ușor mai mare a forței de muncă în Alba Iulia arată că municipiul se aliniază bine cu tendințele regionale și naționale mai largi. Alba Iulia înregistrează o rată de ocupare foarte mare de 97,7% în rândul populației active, depășind atât rata de ocupare urbană a județului Alba (95,7%), cât și media națională urbană (96,2%). În același timp, rata șomajului în Alba Iulia este foarte scăzută, de 2,3%, comparativ cu 4,3% în Alba și 3,8% la nivel național. Pe bază per capita, Alba Iulia are **un șomer pentru fiecare 87,1 rezidenți**, în timp ce Alba are unul pentru fiecare 51,4 rezidenți, iar zonele urbane din România au unul pentru fiecare 56,9 rezidenți. Așa cum arată cifrele, Alba Iulia pare să prezinte o economie locală puternică și rezilientă, cu o capacitate remarcabilă de a oferi oportunități de angajare pentru populația sa activă. Rata extraordinar de scăzută a șomajului și rata înaltă a ocupării sugerează că industriile și afacerile locale absoarbă eficient forța de muncă disponibilă. Această stabilitate contribuie probabil la o securitate mai mare a veniturilor gospodăriilor, ceea ce poate influența pozitiv capacitatea comunității de a investi în tehnologii eficiente din punct de vedere energetic și de a menține condiții de viață confortabile. În Figurile 3 și 4 de mai jos putem vizualiza ratele de ocupare și șomaj din Alba Iulia, Alba (urban) și România (urban).

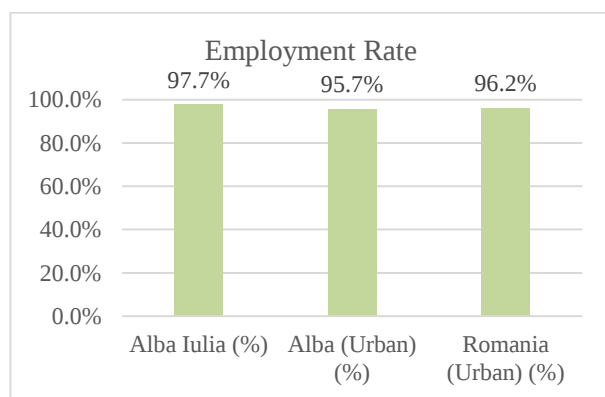


Figura 3. Comparația ratelor de ocupare: Alba Iulia, Alba (Urban) și România (Urban)

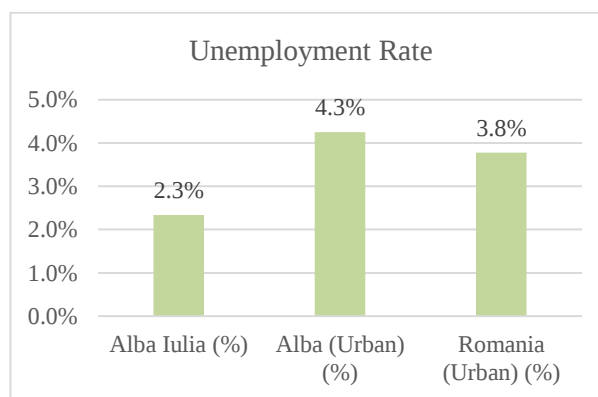


Figura 4. Comparația șomajului Alba Iulia, Alba (Urban) și România (Urban)

Populația inactivă din Alba Iulia reprezintă 50,9% din totalul rezidenților, un procent ușor mai mic decât în zonele urbane ale județului Alba (54,3%) și media urbană națională (53,4%). Aceasta se traduce printr-o **persoană inactivă pentru fiecare 1,96 rezidenți** în Alba Iulia, comparativ cu una pentru fiecare 1,84 rezidenți în Alba și una pentru fiecare 1,87 rezidenți la nivel național. În cadrul acestei populații inactive, se pot observa câteva diferențe. Studenții (preuniversitari și universitari) reprezintă 18% din populația Alba Iulia, mai mult decât cei 16,7% observați în Alba și 17,2% la nivel național. Pe bază per capita, aceasta înseamnă **un student pentru fiecare 5,6 rezidenți** în Alba Iulia, comparativ cu unul pentru fiecare 6 rezidenți în zonele urbane ale județului Alba și 5,8 în regiunile urbane din România. Această rată ușor mai mare de implicare educațională în Alba Iulia ar putea însemna că municipiul hrănește un potențial mai promițător de talente, ceea ce poate duce la o forță de muncă mai dinamică în viitor și la perspective economice pe termen lung mai bune.

Pe lângă aceasta, 5,4% din populație depinde de suport din partea altor persoane, ceea ce este identic cu media urbană din județul Alba, dar ușor mai mic decât media urbană națională de 5,8%. Aceasta se traduce printr-o **persoană susținută de alții pentru fiecare 18,3 rezidenți** în Alba Iulia, ceea ce reflectă același raport din județul Alba, în timp ce la nivel național, este una pentru fiecare 17,1 rezidenți în România urbană. Institutul Național de Statistică (2021) definește „susținut de alte persoane” ca fiind indivizi care nu au o ocupație generatoare de venit, nu primesc pensie sau alte surse de subzistență și depind de persoane fizice (precum părinți, rude sau alte persoane). Acești indivizi nu sunt înregistrați într-o instituție de învățământ și nu fac parte din categoria gospodinelor. Această categorie include copii de vârstă preșcolară (chiar dacă primesc pensii de urmaș), vârstnici, persoane cu dizabilități și invalizi care sunt susținuți de alte persoane. De asemenea, include copii de vârstă școlară sub 14 ani care nu sunt înregistrați într-o instituție de învățământ, nu primesc pensie de urmaș, dar sunt implicați în activități gospodărești.

Dependența populației de sprijin din partea statului sau a organizațiilor private este foarte scăzută în municipiu, de 0,2%, ceea ce reflectă atât media urbană din județul Alba (0,4%), cât și media urbană națională (0,2%). Aceasta se traduce printr-o **persoană susținută de instituții pentru fiecare 406,5 rezidenți** în Alba Iulia, comparativ cu una pentru fiecare 225 de rezidenți în județul Alba și una pentru fiecare 351 de rezidenți în România urbană. Institutul Național de Statistică (2021) definește „susținut de stat sau organizații private” ca fiind indivizi care sunt în îngrijirea instituțiilor publice (aziluri, case de copii, orfelinate etc.) sau organizațiilor private (ONG-uri). Această categorie include și persoane a căror singură sursă de subzistență este ajutorul social (de exemplu, persoane cu dizabilități susținute de rude sau alte persoane, pentru care statul plătește o alocație sau un salariu pentru îngrijitorii lor). Nivelul remarcabil de scăzut al dependenței instituționale în Alba Iulia sugerează un grad mai mare de autosuficiență în rândul rezidenților săi sau o dependență mai puternică de rețelele informale de sprijin, precum legăturile de familie și comunitate. Deși acest lucru ar putea fi văzut ca un indicator pozitiv al rezilienței comunității, ar putea reflecta, de asemenea, acces limitat la programele formale de asistență sau subutilizarea serviciilor sociale disponibile. În contextul sărăciei energetice, suportul instituțional redus ar putea însemna că grupurile vulnerabile au mai puține rețele de siguranță pentru a ajuta la gestionarea costurilor energetice sau îmbunătățirea condițiilor de locuit, ceea ce ar putea agrava dificultățile în perioade de stres economic sau de mediu.

O pondere semnificativă a populației inactivă indică faptul că nivelurile de venit disponibil în municipiu sunt probabil limitate. Această fragilitate economică ar putea împiedica gospodăriile să

facă față nevoilor energetice de bază, mai ales în lunile reci, când costurile de încălzire sunt mai mari. Participarea limitată la educație și dezvoltarea forțată de muncă poate perpetua acest ciclu, deoarece o forță de muncă sub-educată și necalificată restricționează potențialul municipiului pentru creștere economică și reziliență pe termen lung.

Tabel 2. Comparație a Veniturilor între Municipiul Alba Iulia și Județul Alba

Indicator	Municipiul Alba Iulia	Județul Alba
Venituri totale (lei)	602,550,310	1,496,900,000
Populație	64,227	325,941
Venit per capita (lei)	9382	4593
Pondere din venitul per capita la nivel județean	204,3%	100%

Sursa: Elaborare proprie a autorilor pe baza datelor de la Institutul Național de Statistică (2021) și de la Primăria Alba Iulia

Tabelul 2 ne oferă o privire de ansamblu asupra veniturilor totale per capita în Alba Iulia comparativ cu județul Alba. Venitul per capita în Alba Iulia este de **9.382 lei, adică 204,3% — mai mult decât dublu față de venitul per capita al județului, de 4.593 lei**. Alba Iulia generează vizibil de două ori mai multe venituri per locuitor decât media județului, ceea ce ar putea sugera o bază economică locală mai puternică sau o gestionare mai eficientă a proiectelor și finanțărilor în municipiu. Deși aparent surprinzător la prima vedere, fiind centrul administrativ al județului Alba, era de așteptat ca Alba Iulia să atragă o concentrare mai mare de investiții publice și proiecte de finanțare. În contextul sărăciei energetice, acest venit per capita mai ridicat din Alba Iulia ar putea reprezenta un avantaj considerabil. Cu resurse financiare mai mari per persoană, administrația locală ar putea fi mai bine poziționată să investească în infrastructură eficientă din punct de vedere energetic și să ofere sprijin financiar pentru rezidenții care se confruntă cu costuri energetice ridicate. Acest lucru ar putea include subvenții pentru izolarea locuințelor, introducerea sistemelor de energie regenerabilă sau programe de modernizare a sistemelor de încălzire învechite. De asemenea, veniturile locale mai mari ar putea facilita dezvoltarea proiectelor comunitare de energie, cum ar fi fermele solare locale, reducând dependența de surse de energie externe costisitoare. Cu toate acestea, deși veniturile mai mari sugerează un potențial ridicat, acestea nu se traduc automat în reducerea sărăciei energetice, decât dacă aceste fonduri sunt alocate eficient pentru a aborda ineficiențele energetice și pentru a sprijini populațiile vulnerabile. Va fi esențial ca Alba Iulia să prioritizeze investițiile în soluții energetice durabile și mecanisme de sprijin social pentru a se asigura că acest avantaj fiscal se reflectă în îmbunătățiri tangibile privind accesibilitatea și accesibilitatea energiei pentru rezidenții săi.

II. PROFILUL ENERGETIC AL MUNICIPIULUI ALBA IULIA ȘI VULNERABILITĂȚILE ENERGETICE ALE ACESTEIA. PERSPECTIVA SĂRĂCIEI ENERGETICE ȘI CONSUMATORILOR VULNERABILI.

Conceptul de „sărăcie energetică” (SE) este frecvent întâlnit în gospodăriile din regiunile rurale cu infrastructură rezidențială inadecvată, ceea ce duce la o calitate scăzută a vieții. Într-un sens larg, înțelegem sărăcia energetică drept nivelurile necesare ale serviciilor energetice pentru a răspunde nevoilor zilnice ale traiului, și nu doar ca nivelul observat al consumului de energie al unei gospodării (Lu & Ren, 2023). Bouzarovski (2014) definește sărăcia energetică drept „incapacitatea unei gospodării de a accesa niveluri de energie necesare din punct de vedere social și material în locuință”. Deși aceste definiții oferă o perspectivă cuprinzătoare asupra fenomenului, este necesară o abordare mai aplicată, îngustă și holistică a SE la nivel local și de gospodărie. Prin urmare, principalul obiectiv al acestei analize este de a înțelege profilul socio-economic și manifestările sărăciei energetice în municipiul Alba Iulia, unul dintre partenerii implicați în proiectul EMERGE.

Sărăcia energetică este o problemă critică în societate, deoarece afectează condițiile de trai de bază, sănătatea și oportunitățile economice, accentuând inegalitățile sociale, afectând disproporționat grupurile vulnerabile, cum ar fi persoanele în vârstă, familiile monoparentale și locuitorii din zonele rurale (Belaïd, 2022). Gospodăriile aflate în sărăcie energetică, constrânse de venituri limitate, trebuie să acorde prioritate consumului de energie în detrimentul altor nevoi esențiale, compromițând astfel sănătatea, educația și productivitatea. Aceste decizii sunt agravate atunci când creșterea prețurilor la energie obligă familiile fie să suporte costuri mai mari, fie să reducă nivelul consumului energetic. Conform calculelor privind elasticitatea cererii, fără o creștere a veniturilor familiei, majoritatea gospodăriilor nu își pot permite să își crească consumul energetic pentru a atenua provocările sărăciei energetice (CEB, 2019).

În plus, sărăcia energetică limitează accesul la tehnologiile digitale, accentuând diviziunea digitală și reducând oportunitățile de mobilitate socială și economică (Yue et al., 2024). Performanțele educaționale și productivitatea sunt afectate, întrucât copiii pot duce lipsă de iluminat adecvat sau de un mediu propice învățării (Batoool et al., 2023). Persoanele aflate în SE sunt mai vulnerabile la riscuri de sănătate fizică, precum afecțiuni respiratorii, cardiovasculare și alte boli asociate cu rate mai mari de mortalitate, dar și la probleme de sănătate mintală (CSD, 2020). Pandemia de COVID-19 a agravat fenomenul, întrucât recesiunea economică a redus veniturile gospodăriilor, făcând dificilă acoperirea costurilor ridicate ale energiei în timpul izolării. Ulterior, situația s-a înrăutățit prin inflație și creșterea prețurilor la energie cauzate de perturbările lanțurilor de aprovizionare și de tensiunile geopolitice (Carfora et al., 2022).

Sărăcia energetică este deosebit de pronunțată în zonele rurale, unde infrastructura deficitară și veniturile reduse limitează accesul gospodăriilor la surse moderne și fiabile de încălzire (González-Eguino, 2015). Multe comunități rurale se bazează încă pe biomasă tradițională (ex. lemn) sau pe sisteme de încălzire pe bază de cărbune, adesea ineficiente și poluante. În plus, izolația precară a locuințelor vechi din zonele rurale agravează situația, crescând necesarul de energie pentru a menține o temperatură confortabilă. Deficitul de izolație și tehnologiile învechite de încălzire obligă familiile să aloce o parte disproporționată din venituri pentru încălzire sau să trăiască în condiții improprii, ceea ce amplifică riscurile pentru sănătate și inegalitățile sociale.

Deși zonele rurale prezintă rate mai mari ale sărăciei energetice din cauza infrastructurii precare și veniturilor mici, și mediul urban se confruntă cu provocări. În orașe, fondul construit învechit, izolația slabă și densitatea mare a populației pot duce la costuri energetice ridicate, în special pentru locuitorii cu venituri mici (Halkos & Gkampoura, 2021). Creșterea prețurilor locuințelor îi poate forța pe unii locuitori să facă compromisuri privind consumul de energie sau să trăiască în clădiri

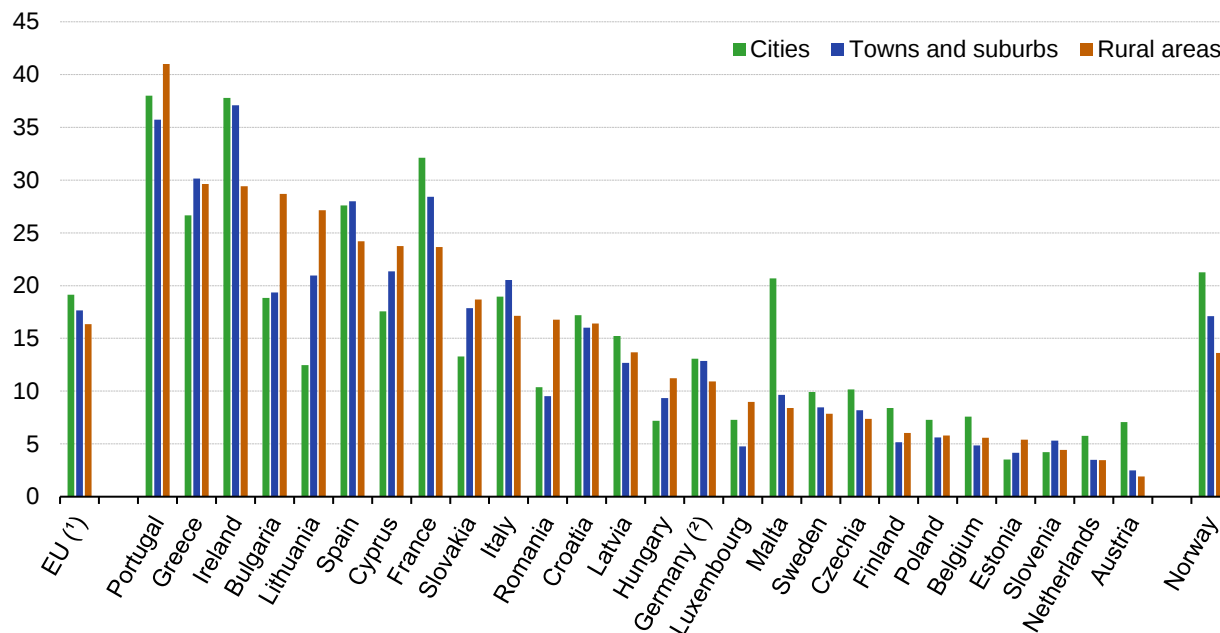
slab izolate, accentuând inegalitățile. În plus, dinamica proprietar-chiriaș poate împiedica renovările de amploare, deoarece niciuna dintre părți nu are un interes direct să investească în eficiența energetică. Drept urmare, grupurile vulnerabile din orașe — precum vârstnicii care locuiesc în clădiri degradate, studenții în chirii de calitate slabă sau migranții recenți — rămân expuși riscului ridicat de sărăcie energetică.

Înțelegerea acestor probleme este esențială pentru a adapta intervențiile la profilul socio-economic specific al municipiului și pentru a aborda inegalitățile de acces la energie în România. La nivel național, România se confruntă cu provocări în atingerea obiectivelor UE privind clima și energia (Parlamentul European, 2021). Studiul devine cu atât mai relevant în contextul Planului Național Integrat Energie și Schimbări Climatice al României (Comisia Europeană, 2024), care subliniază importanța justiției sociale în politicile energetice. Informațiile din Alba Iulia pot inspira soluții scalabile pentru alte comunități rurale, consolidând angajamentul României pentru politici energetice echitabile în cadrul Uniunii Europene.

Pentru a avea o imagine mai clară, se estimează că aproximativ 32 de milioane de persoane trăiesc în sărăcie energetică în Europa. Aproape 85% dintre acestea se află în 10 din cele 32 de state europene — Portugalia, România, Polonia, Bulgaria, Germania, Grecia, Franța, Regatul Unit, Spania și Italia (CEB, 2019). Conform lui Maier & Dreoni (2024), aproape jumătate din cele mai sărace 10% gospodării din UE trăiesc în România, Polonia și Bulgaria. Figura 5 ilustrează procentul persoanelor care locuiesc în spații de locuit insuficient încălzite iarna în 2023, la nivelul UE, pe categorii de urbanizare: orașe, orașe mici și suburbii, respectiv zone rurale. **România se poziționează printre țările cu cele mai ridicate procente de sărăcie energetică în zonele rurale, cu aproximativ 16,8% dintre locuitorii din mediul rural întâmpinând dificultăți în menținerea unei temperaturi confortabile în timpul iernii.** Acest procent este semnificativ mai mic în orașe, subliniind decalajul urban-rural în ceea ce privește accesul la energie și condițiile locative. Modele similare se observă și în alte țări din Europa de Est, precum Bulgaria și Lituania, care se confruntă cu provocări sistemice în abordarea nevoilor energetice din mediul rural. Procentele ridicate reflectă atât niveluri scăzute ale veniturilor, cât și subinvestiții istorice în infrastructura rurală și modernizarea locuințelor.

People living in a dwelling not comfortably warm during winter, 2023

Analysed by degree of urbanisation (%)



Note: ranked by the percentage of people living in rural areas; data for Denmark not available.

⁽¹⁾ Estimated.

⁽²⁾ Low reliability.

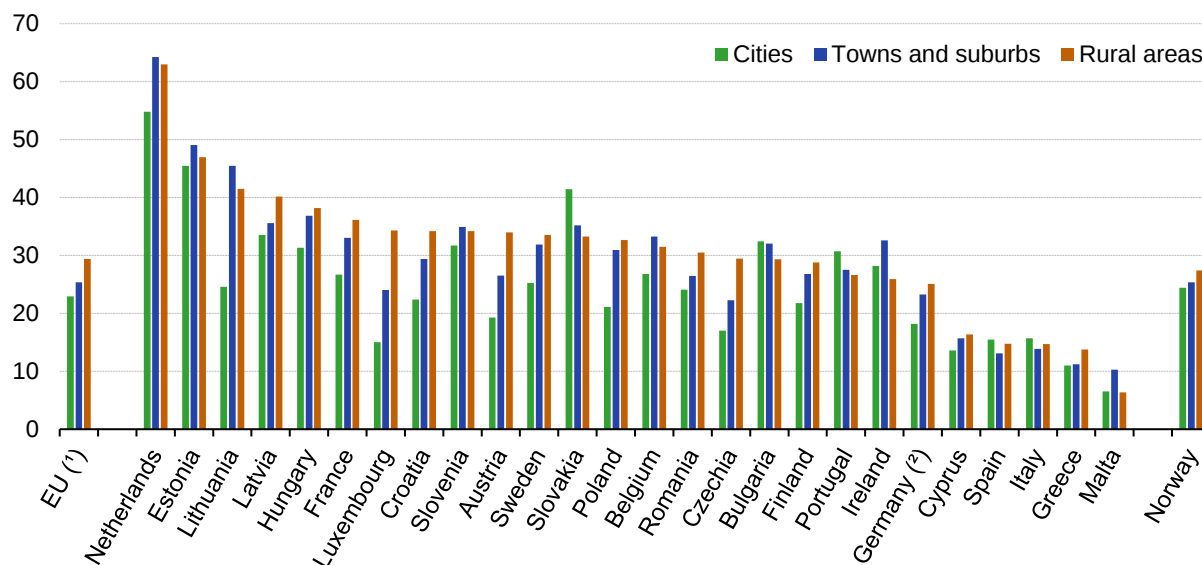
Figura 5. Proporția Persoanelor care Nu Pot Menține Locuința Confortabil de Caldă în Timpul Iernii, în Funcție de Gradul de Urbanizare

Sursa: Eurostat (2023)

Figura 6, pe de altă parte, ilustrează procentul persoanelor care locuiesc în locuințe în care eficiența energetică a fost îmbunătățită în ultimii cinci ani (2023). **În România, zonele rurale prezintă cel mai ridicat nivel de îmbunătățiri ale eficienței energetice, aproape 30% dintre locuințe beneficiind de astfel de modernizări.** Aceasta reprezintă o evoluție pozitivă, indicând faptul că au fost depuse eforturi direcționate pentru a răspunde cel puțin parțial nevoilor energetice ale comunităților rurale. Comparativ cu media Uniunii Europene, rata de îmbunătățire din zonele rurale ale României este relativ solidă, mai ales în comparație cu țări precum Malta sau Grecia, unde îmbunătățirile în zonele rurale rămân minime. Cu toate acestea, în ciuda acestor progrese, România rămâne în urma țărilor de top, precum Olanda și Estonia, unde atât zonele rurale, cât și cele urbane au beneficiat de modernizări substanțiale în materie de eficiență energetică. România trebuie să își intensifice eforturile și să se alinieze la bunele practici europene în domeniul politicilor energetice.

People living in dwellings in which energy efficiency had been improved in the last 5 years, 2023

Analysed by degree of urbanisation (%)



Note: ranked by the percentage of people living in rural areas; data for Denmark not available.

⁽¹⁾ Estimated.

⁽²⁾ Low reliability.

Figura 6. Îmbunătățiri ale Eficienței Energetice în Locuințe în Ultimii 5 Ani, în Funcție de Gradul de Urbanizare

Sursă: Eurostat (2023)

În contextul sărăciei energetice, profilul economic al municipiului Alba Iulia prezintă atât provocări, cât și oportunități. În mare parte, Alba Iulia se află în poziția favorabilă de a putea atenua sărăcia energetică prin valorificarea competențelor locuitorilor săi. Faptul că cea mai mare parte a populației active este angajată în sectoare precum industria prelucrătoare și construcțiile oferă un potențial important pentru dezvoltarea și implementarea de inițiative de eficiență energetică, precum și pentru extinderea sistemelor de energie regenerabilă. Această forță de muncă calificată poate fi mobilizată pentru renovarea clădirilor, instalarea de sisteme moderne de încălzire și asigurarea mentenanței acestora, în timp ce veniturile disponibile mai ridicate din aceste sectoare permit gospodăriilor să investească în tehnologii de economisire a energiei. Combinația dintre competențele tehnice și veniturile disponibile mai mari creează un avantaj dublu: locuitorii pot atât implementa, cât și finanța măsuri de economisire a energiei.

Mai mult, pe măsură ce Alba Iulia își extinde capacitatea de producție a energiei regenerabile, apar noi oportunități de locuri de muncă verzi în domenii precum instalarea, întreținerea și managementul energetic — domenii care se aliniază bine cu competențele deja existente în rândul populației. Această sinergie sprijină atât creșterea economică locală, cât și tranziția comunității către o energie curată.

În ceea ce privește provocările, se remarcă faptul că, chiar și cu o forță de muncă calificată, modernizarea rețelei electrice locale, instalarea de stații de încărcare pentru vehicule electrice sau crearea de huburi centralizate pentru energie regenerabilă presupun costuri inițiale substanțiale și o coordonare logistică semnificativă. Acestea pot încetini implementarea și pot pune o presiune considerabilă asupra bugetului local și a capacității administrative. Prin urmare, este esențială existența unor parteneriate solide între autoritățile publice, investitorii privați și actorii comunitari, pentru a combina resursele, a împărtăși expertiza și a asigura desfășurarea eficientă a modernizărilor necesare ale infrastructurii — toți acești factori fiind esențiali pentru funcționarea eficientă a unei comunități energetice.

În contextul sărăciei energetice, profilul economic al municipiului Alba Iulia prezintă atât provocări, cât și oportunități. În prezent, producerea, transportul, distribuția și utilizarea energiei în cadrul comunității locale din Alba Iulia se realizează printr-o multitudine de soluții. Una dintre acestea este reprezentată de sursele locale regenerabile de energie solară pentru producerea de electricitate și căldură, deși acestea sunt estimate la sub 0,1% din consumul total anual de energie (Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană Alba Iulia, 2021). Potențialul de instalare a surselor locale de energie regenerabilă a fost deja parțial valorificat de către Municipiul Alba Iulia prin implementarea unui sistem de producere a energiei electrice cu panouri fotovoltaice instalate pe patru clădiri municipale, însumând o capacitate instalată de 258 kWp. Acest efort trebuie continuat, în special prin integrarea în proiectele majore de renovare a clădirilor publice și rezidențiale.

O altă modalitate de distribuție a energiei este reprezentată de stațiile de alimentare cu combustibili (motorină, benzină, GPL), care pot acoperi în totalitate nevoile energetice pentru mobilitatea publică și privată, însă în detrimentul calității aerului din perimetrul municipiului Alba Iulia. Alte soluții sunt rețelele de distribuție a energiei electrice, cu un consum tehnologic propriu estimat la aproximativ 12% din totalul electricității care intră în limitele municipiului, rețelele de distribuție a gazelor naturale cu un consum tehnologic propriu estimat la 4% din totalul gazului care intră în municipiu, sursele individuale de încălzire cu gaz natural la nivelul clădirii sau apartamentului, vehiculele individuale și flotele de transport public/privat, precum și stațiile și rețelele de alimentare cu apă, colectare și tratare a apelor uzate.

În ceea ce privește vectorii energetici în raport cu producerea, distribuția și utilizarea energiei, consumul local de energie în Alba Iulia se poate împărți între clădiri private, clădiri publice, flote de vehicule publice și private, industrie locală și sistemul de iluminat public stradal. Deși aceste soluții energetice indică o infrastructură locală relativ dezvoltată, ele evidențiază totodată vulnerabilități potențiale pentru gospodăriile cu venituri reduse sau marginalizate.

Conform Strategiei Integrate de Dezvoltare Urbană a municipiului Alba Iulia (2021), principalul sector de consum, care reprezintă 66% din consumul total, este sectorul rezidențial. La un nivel similar se află gazul natural ca principal vector energetic folosit pentru încălzirea spațiilor rezidențiale prin sisteme individuale. Pe măsură ce încălzirea electrică (cum ar fi pompele de căldură) devine mai răspândită, emisiile asociate producerii de căldură sunt de așteptat să scadă, ca urmare a înlocuirii treptate a gazului natural cu electricitate. Peste 11% din consumul total de energie la nivelul comunității locale este reprezentat de sectorul terțiar. Se anticipează că această pondere va crește până la aproximativ 35% până în 2030, în principal din cauza electrificării mobilității și a tranziției sistemelor de încălzire către surse regenerabile. Consumul de energie în

transportul privat și comercial (în principal benzină și motorină) reprezintă în prezent aproximativ 25% din consumul total de energie, iar acest procent este de așteptat să se modifice în viitor, pe măsură ce mobilitatea trece spre electrificare. Aceste măsuri planificate pentru Alba Iulia, combinate cu sprijin direcționat pentru renovări energetice și instalarea de surse regenerabile, pot contribui la atenuarea sărăciei energetice în municipiu prin asigurarea accesului tuturor cetățenilor la energie accesibilă, fiabilă și durabilă. Totuși, este esențial ca administrația locală să urmeze un plan clar și ținte bine definite pentru ca aceste măsuri să fie puse în aplicare la termenele asumate.

Infrastructura de distribuție a energiei electrice este în continuă dezvoltare și modernizare prin extinderi ale rețelelor, noi racorduri pentru consumatori, apariția exponențială a prosumatorilor și modernizarea liniilor electrice și a stațiilor de transformare. Potrivit administrației municipiului (Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană Alba Iulia, 2021), Alba Iulia este alimentată cu energie electrică din Sistemul Energetic Național (SEN) prin intermediul stațiilor de transformare de 220 kV (transport) și 110 kV (distribuție). Distribuția energiei electrice se realizează prin rețele aeriene și subterane, montate în principal pe stâlpi de beton, deși în anumite zone construite se mai regăsesc structuri de susținere vechi. Rețeaua de distribuție este în curs de înlocuire treptată odată cu atingerea duratei de viață, fiind înlocuită cu rețele subterane. Modernizarea rețelei electrice locale îmbunătățește accesul la infrastructura de utilități publice. Aceasta contribuie la asigurarea unei alimentări mai fiabile și eficiente, reducând riscul de întreruperi sau pierderi de energie care pot crește costurile pentru gospodării. Prin trecerea la rețele subterane și modernizarea stațiilor de transformare, sistemul devine mai rezilient și mai capabil să integreze surse regenerabile și prosumatori. Acest lucru poate duce la scăderea prețurilor la energie în timp și la facturi mai stabile pentru locuitori. Pentru gospodăriile cu venituri mici, care sunt adesea cele mai vulnerabile la fluctuațiile prețurilor, aceste câștiguri de eficiență sunt esențiale. În plus, pe măsură ce accesul la infrastructura de utilități publice se îmbunătățește, există un potențial mai mare pentru implementarea de programe de eficiență energetică și inițiative de sprijin care să reducă direct povara cheltuielilor cu energia, contribuind astfel la combaterea sărăciei energetice.

În ceea ce privește volumul de gaze naturale distribuite, dacă în 2002 s-au înregistrat un total de 79.497 mii metri cubi (aproximativ 80 milioane metri cubi), până în 2011 cifra a scăzut la 47.954 mii metri cubi, echivalentul a circa 503.517 MWh. Această tendință descendentă a continuat și în anii următori, volumul distribuției de gaze naturale ajungând la 465.246 MWh în 2015, ceea ce înseamnă că în cei 17 ani de la 2002, sistemul a înregistrat o reducere totală de 40% a volumelor distribuite (-42%). Astfel, conform concluziilor anterioare, s-a constatat o scădere treptată a volumelor distribuite (Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană Alba Iulia, 2021). Pe măsură ce municipiul renunță treptat la gazul natural în favoarea unor alternative mai curate, locuitorii ar putea beneficia de emisii mai reduse și facturi mai stabile și mai mici, contribuind astfel la reducerea unor aspecte ale sărăciei energetice. Totuși, în această perioadă de tranziție, există și riscul ca gospodăriile, în special cele cu resurse financiare limitate, să nu își permită investiții în sisteme moderne de încălzire și măsuri de eficiență energetică. Fără un sprijin financiar și administrativ adecvat – cum ar fi subvenții sau programe de eficiență energetică – gospodăriile vulnerabile pot fi nevoite să suporte costuri inițiale ridicate, ceea ce ar putea accentua sărăcia energetică pe termen scurt.

Potrivit Strategiei Integrate de Dezvoltare Urbană a municipiului Alba Iulia (2021), orașul are patru zone marginalizate, iar 1,28% din populația sa trăiește în astfel de zone (Banca Mondială, 2016). Comunitățile marginalizate nu dispun adesea de resursele financiare necesare pentru a

investi în echipamente eficiente energetic sau în soluții de energie regenerabilă, chiar și atunci când aceste tehnologii sunt disponibile la nivel local. Acest lucru poate genera un decalaj, în care, în ciuda progreselor în adoptarea energiei regenerabile în Alba Iulia, grupurile marginalizate continuă să se bazeze pe surse de energie costisitoare sau ineficiente, contribuind astfel la perpetuarea sărăciei și excluziunii. Combaterea sărăciei energetice în Alba Iulia va necesita intervenții direcționate, care să vizeze nu doar îmbunătățirea infrastructurii energetice, ci și sprijinirea populațiilor vulnerabile. Prin integrarea acestor eforturi în strategii mai largi de dezvoltare socio-economică, municipiul poate avansa către reducerea marginalizării și a sărăciei energetice, construind o comunitate mai echitabilă.

Tabelul 3. Proiecte de investiții în municipiile din vecinătatea Alba Iuliei, după sursa de finanțare și investițiile per capita

Municipalitate	Total proiecte	Finanțare națională	Finanțare europeană	Finanțare locală	Investiții totale (lei)	Pe cap de locuitor (lei)	Populație
Aiud	13	3	8	2	300,885,358	14,121	21,307
Alba Iulia	23	6	14	3	413,655,010	6440	64,227
Blaj	6	2	4	0	57,526,467	3228	17,816
Sebeș	4	3	1	0	48,855,401	1844	26,490

Sursa: Elaborare proprie a autorilor, pe baza datelor de la Recorder.ro (2022)

Tabelul 3 oferă o imagine de ansamblu și o comparație a investițiilor realizate în municipiile învecinate cu Alba Iulia, din județ. Conform sursei de date, sunt incluse doar proiectele care aveau o dată de începere la 1 aprilie 2021. Prin urmare, proiectele aflate în faza de aprobare a finanțării sau fără o dată clară de început nu sunt incluse în această analiză. Lista nu cuprinde nici proiectele realizate de autoritățile locale din fonduri proprii (Recorder.ro, 2022). Tabelul se axează pe trei dimensiuni cheie: numărul total de proiecte implementate, împărțirea proiectelor în funcție de sursa de finanțare (națională sau europeană) și investițiile calculate pe cap de locuitor. Pentru fiecare municipiu, numărul total de proiecte reflectă capacitatea administrativă și strategică de a atrage fonduri și de a implementa inițiative de dezvoltare. Împărțirea între sursele de finanțare naționale și europene evidențiază gradul în care municipiile valorifică resursele interne față de cele internaționale pentru propria dezvoltare. Coloana privind investiția per capita este deosebit de importantă, deoarece oferă o perspectivă mai clară asupra modului în care aceste investiții se traduc în beneficii pentru fiecare locuitor, în funcție de populația localității.

Observăm că Alba Iulia a implementat un număr impresionant de 23 de proiecte, cele mai multe din eșantion, cu o împărțire a finanțărilor între șase proiecte finanțate din surse naționale și 14 din fonduri europene – de asemenea, cele mai multe proiecte europene din eșantion. Proiectele implementate de municipalitate sunt: două proiecte de infrastructură rutieră, două proiecte de transport public, un proiect de energie verde, trei proiecte pentru grădinițe, trei proiecte culturale,

trei proiecte de iluminat public, patru proiecte de construcție și reabilitare a clădirilor, patru proiecte pentru unități medicale și un proiect sportiv. Această abordare diversificată în materie de finanțare reflectă o administrație locală proactivă, cu o capacitate solidă și potențial ridicat de a atrage fonduri externe pentru impacte de dezvoltare pe termen lung, ce pot contribui la eradicarea sărăciei energetice. Valoarea totală a investițiilor din Alba Iulia se ridică la 413.655.010 lei, pentru o populație de 64.227 de locuitori, ceea ce înseamnă o investiție per capita de 6.440 lei. Acest lucru plasează Alba Iulia pe locul al doilea în eșantion, fiind depășită doar de municipiul Aiud (14.121 lei per capita). Este încurajator faptul că există cel puțin un proiect axat pe energie verde, ceea ce reflectă angajamentul administrației locale de a aborda provocările legate de sărăcia energetică.

Tabelul 4. Comparația Indicatorilor Sărăciei Energetice În Scenariile Minim și Maxim

Indicator	Scenariu minim (%)	Scenariu maxim (%)
2M	25.5%	3.5%
10%	8%	1.5%
LIHC	7.74%	5.95%

Source: Elaborare proprie a autorilor, pe baza datelor colectate la nivel de comunitate (2024)

Folosind datele proprii ale proiectului, indicatorii sărăciei energetice au fost calculați. Tabelul 4 prezintă valorile a trei indicatori ai sărăciei energetice (2M, 10% și LIHC) în două scenarii diferite - scenariul minim și scenariul maxim. Diferența între cele două scenarii se datorează faptului că, în cadrul cercetării, respondenții au oferit răspunsuri sub formă de intervale. În calculele actuale, scenariul minim utilizează valoarea minimă a fiecărui interval, în timp ce scenariul maxim folosește valoarea maximă a fiecărui interval. Astfel, indicatorii estimați variază în funcție de datele minime și maxime extrase din răspunsuri.

Indicatorul 2M reflectă proporția gospodăriilor a căror cheltuieli energetice depășesc de două ori nivelul median. Acesta este conceput pentru a surprinde cazurile în care costurile energetice sunt excepțional de mari în raport cu cheltuielile unei gospodării tipice, indicând o povară energetică semnificativă. Un procent mai mare al indicatorului 2M sugerează că multe gospodării plătesc sume disproporționat de mari pentru energie. În scenariul minim, 25,5% dintre gospodării alocă mai mult de două ori nivelul median al veniturilor lor pentru cheltuielile energetice. Această situație sugerează că aceste gospodării se află sub o presiune financiară semnificativă, ceea ce le poate forța să facă compromisuri în privința altor nevoi esențiale, cum ar fi hrana, îngrijirea medicală sau educația. Pe de altă parte, în scenariul maxim, doar 3,5% dintre gospodării plătesc sume disproporționat de mari pentru energie.

Indicatorul 10% măsoară procentul gospodăriilor care cheltuiesc mai mult de 10% din venitul lor pe cheltuieli energetice. Cheltuielile care depășesc acest prag sunt recunoscute pe scară largă ca un semn al sărăciei energetice, deoarece implică faptul că o gospodărie trebuie să aloce o parte semnificativă din venitul său limitat pentru energie. În scenariul minim, 8% dintre gospodării alocă mai mult de 10% din venitul lor pentru energie, în timp ce în scenariul maxim, doar 1,5%.

Indicatorul de venit scăzut și costuri mari (LIHC) este un indicator compozit destinat identificării gospodăriilor cu venituri mici expuse riscului de sărăcie energetică. Acesta semnalează acele gospodării care ar putea să nu aibă flexibilitatea financiară pentru a face față creșterii costurilor

energetice sau pentru a investi în îmbunătățiri ale eficienței energetice. În cazul de față, am identificat 7,74% (scenariul minim) și 5,95% (scenariul maxim) dintre gospodării expuse riscului de sărăcie energetică pe baza indicatorului LIHC.

III. NECESITATEA ȘI OPORTUNITATEA UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN MUNICIPIUL ALBA IULIA

a. Deficiența situației actuale:

După cum se poate observa din datele de mai sus, cartierul vizat de analiza proiectului prezintă rate de sărăcie energetică semnificativă, iar în același timp municipiul Alba Iulia (care este și deținătorul blocurilor de locuințe sociale care au făcut obiectul modelărilor în cadrul proiectului EMERGE) dispune de capacități semnificative de atragerea de fonduri externe nerambursabile, în special în proiecte de energie. Totodată, municipiul face parte din Misiunea națională M100, dorind să accelereze trecerea la neutralitatea climatică. În prezent, panourile fototermice instalate pe acoperișul blocurilor în cauză nu mai prezintă randament tehnic și potențial economic, motiv pentru care, pentru a se aborda situația sărăciei energetice municipale, la nivelul comunității țintă, în virtutea capacității administrative ridicate a municipalității, se prefigurează oportunitatea creării unei comunități de energie regenerabilă la nivel local.

b. Efectul pozitiv previzionat prin realizarea unei comunități de energie;

După cum arată scenariile economice de mai jos, chiar și în scenariul minimal, care presupune numai instalarea unor sisteme fotovoltaice cu puterea totală instalată de 54kWp, beneficiile economice ale proiectului sunt semnificative, având o Valoare Actualizată Netă (NPV) de 219.079,6 lei, indicând un potențial câștig net considerabil. Rata Internă de Rentabilitate (IRR) de 9,43% sugerează un randament atractiv al investiției, iar Perioada de Recuperare a Investiției (PBP) de 9,2 ani indică un timp rezonabil pentru recuperarea capitalului. Indicele de Rentabilitate (PI) de 2,01 reflectă faptul că pentru fiecare leu investit, se obțin 2,01 lei în venituri, iar Costul Nivelat al Energiei (LCOE) de 0,5 lei/kWh asigură un preț competitiv al energiei. Venitul Net din Energie (ENR) se ridică la 555.030,4 lei, iar Rentabilitatea Investiției (ROI) de 254,83% arată un randament semnificativ asupra investiției inițiale.

În plus, gradul de economisire anticipată este consistent, de minim 32% pentru fiecare membru al comunității.

c. Impactul negativ previzionat în cazul nerealizării unei comunități de energie:

În scenariul negativ, fără crearea unei comunități de energie, beneficiile economice ale proiectului sunt mult diminuate. Fără o coordonare și o gestionare eficientă a resurselor, instalarea unui număr mai mic de sisteme fotovoltaice (de exemplu, sub 54kWp) nu ar genera economii semnificative. Chiar și în acest caz, fără o strategie bine pusă la punct pentru partajarea energiei produse sau fără un management eficient al consumului colectiv, valoarea actualizată netă (NPV) ar putea scădea drastic sau ar deveni negativă, iar rentabilitatea investiției (ROI) ar fi mult sub așteptări.

Fără implicarea unei comunități, costurile de întreținere și operare ar fi mai mari, iar eficiența energetică ar fi mai scăzută, ceea ce ar duce la o perioadă de recuperare mai lungă a investiției (PBP), de exemplu, mai mare de 9,2 ani. Indicele de rentabilitate (PI) ar fi sub 1, ceea ce ar însemna că pentru fiecare leu investit, nu s-ar obține venituri suficiente pentru a justifica investiția inițială.

De asemenea, Costul Nivelat al Energiei (LCOE) ar putea crește, iar Venitul Net din Energie (ENR) s-ar reduce semnificativ, având în vedere lipsa unei gestionări eficiente a resurselor comune. Gradul de economisire anticipat ar fi de 0% membru al comunității, ceea ce ar face ca sărăcia energetică să se accentueze. În acest scenariu negativ, lipsa unei comunități de energie ar duce la o utilizare suboptimală a resurselor și la o rentabilitate mult mai scăzută decât în scenariul pozitiv.

IV. ALINIAREA INVESTIȚIEI CU CONTEXTUL EUROPEAN ȘI NAȚIONAL AL COMUNITĂȚILOR DE ENERGIE

Comunitățile de energie în Europa sunt susținute printr-un cadru legislativ favorabil și prin sprijin financiar, reglementar și informativ. Acestea beneficiază de politici publice care promovează energia decarbonizată și descentralizată, demonstrând avantaje economice, sociale și de mediu. Totuși, provocările majore includ obstacolele de finanțare, lipsa de cunoștințe tehnice și barierele socio-culturale. Aceste comunități beneficiază de susținere prin instrumente financiare și obiective de politică clar definite, dar implementarea lor necesită îmbunătățirea legislației și a oportunităților de finanțare.

Pentru detalii complete, accesează [studiul complet](#).

Comunitățile de energie din Europa au cunoscut o dezvoltare semnificativă în ultimii ani, contribuind la tranziția către surse de energie regenerabilă și la creșterea autonomiei energetice la nivel local. Iată câteva date cantitative relevante:

Număr total de comunități energetice: Până în 2023, în Europa existau aproximativ 3.500 de astfel de comunități, implicând peste 1,3 milioane de cetățeni. [Greenpeace](#)

Grecia: În 2022, Grecia a înființat 884 de comunități energetice, având un total de peste 1.700 de proiecte operaționale și o capacitate instalată de peste 1 GW. [ECSR](#)

Germania: Deși nu există date oficiale, estimările indică peste 1.700 de comunități energetice în 2022, majoritatea fiind cooperative de energie regenerabilă. [ECSR](#)

Spania: În anumite comunități, prețul energiei a scăzut cu până la 62% datorită implementării proiectelor de energie comună. [TPNews.ro](#)

Uniunea Europeană: Aproximativ 4% din cetățeni sunt implicați în comunități de energie, totalizând peste 9.000 de astfel de inițiative. [TPNews.ro+1Pagina Unu - Pagina 1 din Romania+1](#)

Aceste date reflectă angajamentul și progresul european în dezvoltarea comunităților energetice, evidențiind atât diversitatea formelor de organizare, cât și impactul pozitiv asupra costurilor energetice și sustenabilității mediului.

România a transpus Directiva RED II, însă legislația națională de transpunere (OUG 163/ 2022) nu face decât să reproducă în limba română principiile generale din legislația europeană, fără operaționalizarea acestora. Legislația națională obligă ministerul de resort la efectuarea analizei obstacolelor și oportunităților, autoritatea de reglementare la organizarea de sesiuni de informare și instruire cu privire la înființarea de comunități de energie și guvernul în ansamblu la dezvoltarea unui cadru favorabil pentru comunitățile de energie. Deși a trecut mai bine de un an de la adoptarea OUG 163/ 2022, niciunul din aceste angajamente nu a fost respectat. În prezent nu există nicio formă de finanțare publică dedicată comunităților de energie sau de sprijin informațional. De altfel, o versiune supusă dezbaterii publice de către Guvern și netransmisă până la urmă Comisiei Europene a capitolului REPowerEU din Planul Național de Redresare și Reziliență recunoștea în detaliu neajunsurile cadrului legislativ actual și propunea derularea unei ample reforme dedicate comunităților de energie.

În ciuda acestui context potrivnic, în România s-a dezvoltat, pe întreg teritoriul țării, o mișcare cetățenească ambițioasă de proiectare a unor comunități de energie. Cercetarea [Greenpeace România](#) din 2024 a identificat 21 de proiecte de comunități de energie, din care două au și reușit să se înființeze și să funcționeze, în limitele cadrului legal existent (Cooperativa de Energie, Întrevecini).

În prezent, Ministerul Energiei a elaborat, în baza unui Grup de lucru activ la nivelul ministerului, formați din experți externi, care a activat de-a lungul anului 2024, un concept de cadru favorabil, aflat în prezent în avizare interministerială.

V. ALINIAREA CU STRATEGIA DE DEZVOLTARE A MUNICIPIULUI ALBA IULIA

Strategia de dezvoltare a municipiului Alba Iulia include mai multe planuri și inițiative în domeniul energiei, menite să sprijine tranziția către surse de energie regenerabilă și să îmbunătățească eficiența energetică. Un document esențial în acest sens este [Planul de Acțiune pentru Energie Durabilă \(PAED\)](#), prin care municipiul și-a asumat reducerea emisiilor de CO₂ cu 24% până în 2020, prin măsuri precum:

- Creșterea eficienței energetice a clădirilor publice: Implementarea de soluții tehnologice pentru reducerea consumului de energie în instituțiile publice.
- Promovarea utilizării eficiente a energiei în sectorul rezidențial și terțiar: Instruirea și informarea cetățenilor și a agenților economici privind bunele practici în consumul de energie.
- Dezvoltarea unui sistem de transport urban sustenabil: Încurajarea utilizării transportului public și a mijloacelor de transport nepoluante.

- Modernizarea iluminatului public: Înlocuirea lămpilor tradiționale cu unele eficiente energetic, reducând astfel consumul de energie electrică.
- Promovarea producerii de energie din surse regenerabile: Sprijinirea instalării de panouri fotovoltaice și alte tehnologii verzi pentru producția locală de energie.

În plus, [Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană a Municipiului Alba Iulia 2021-2030](#) subliniază importanța

- Clădirilor cu consum energetic aproape egal cu zero (nZEB): Încurajarea construcției și renovării clădirilor pentru a atinge standarde înalte de eficiență energetică.
- Utilizării surselor regenerabile de energie: Promovarea investițiilor în tehnologii verzi și stimularea producției locale de energie din surse regenerabile.
- Dezvoltării mobilității electrice: Implementarea infrastructurii necesare pentru vehicule electrice și stimularea utilizării acestora.
- Renovării majore a clădirilor publice: Îmbunătățirea performanței energetice a clădirilor administrative și a altor edificii publice.
- Promovării economiei circulare: Implementarea de soluții pentru reducerea deșeurilor și reutilizarea resurselor, contribuind la un mediu mai curat.

Aceste strategii și planuri reflectă angajamentul municipiului Alba Iulia de a deveni un oraș mai verde și mai sustenabil, prin integrarea principiilor dezvoltării durabile în toate aspectele vieții urbane.

În acest context, dezvoltarea de comunități de energie regenerabile este perfect aliniată cu două din cele cinci puncte principale la capitolul energie din PAED și cu obiectivul SIDU de utilizare a surselor de energie regenerabilă.

VI. SCENARII CU PRIVIRE LA DEZVOLTAREA UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN MUNICIPIUL ALBA IULIA

A. SCENARIUL 1

Scenariul 1 presupune instalarea unui sistem fotovoltaic cu o capacitate de 54 kWp, fără sistem de stocare a energiei. Investiția inițială este estimată la 217.800 lei. Energia produsă acoperă aproximativ 31,1% din consumul total al comunității, din care 88,9% este folosită pentru autoconsum și doar 11,1% este injectată în rețea. Durata de recuperare a investiției este de 9,2 ani, iar rentabilitatea investiției este de 254,83%. Economii realizate de fiecare membru al comunității sunt în jur de 32,6%, iar costul final cu energia scade semnificativ în lunile de vară, când producția este mai mare.

B. SCENARIUL 2

Scenariul 2 presupune instalarea unui sistem fotovoltaic mai mare, de 109 kWp, tot fără sistem de stocare. Investiția necesară este de 435.600 lei. Energia produsă acoperă aproximativ 47,7% din consumul comunității, din care 53,8% este autoconsum și 46,2% este injectată în rețea. Comparativ cu scenariul 1, autoconsumul este mai scăzut procentual, dar cantitatea totală de energie produsă și valorificată este mai mare. Perioada de recuperare a investiției este de 7,5 ani, iar rentabilitatea urcă la 318,71%. Fiecare membru obține economii mai mari, cu un grad de economisire de peste 63%, iar costurile finale cu energia scad considerabil față de lipsa unui astfel de proiect.

C. SCENARIUL 3

Scenariul 3 presupune același sistem fotovoltaic de 109 kWp ca în scenariul 2, dar cu integrarea unui sistem de stocare a energiei (BESS) cu capacitate de 150 kWh și putere de 50 kW. Costul total al investiției ajunge la 585.600 lei. Autoconsumul se îmbunătățește semnificativ, ajungând la 70,8% din energia generată, din care o parte importantă este stocată și utilizată ulterior. Doar 20,7% din energie este injectată în rețea. Această soluție reduce dependența de rețea și optimizează utilizarea energiei produse, mai ales în perioadele cu consum crescut. Cheltuielile comunității se reduc cu 39% față de scenariul 2, iar veniturile cresc cu 121%. Această variantă aduce cele mai mari economii și cele mai bune performanțe energetice, dar necesită o investiție inițială mai mare.

VII. ANALIZA PARAMETRILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI I

A.1. Scenariul S1 - PV

Acest scenariul (**S1 – PV**) se referă la **instalarea unor sisteme fotovoltaice cu puterea totală instalată de 54kWp** al cărui cost inițial (CAPEX) este estimat la 217.800,0 lei, conform prețurilor de listă ale mai multor instalatori.

Pentru costurile operaționale (mentenanță, licențe software, management și administrare comunitate) considerăm OPEX aproximativ 1000 lei/lună.

Tabelul 5. Parametrii considerați în analiza scenariului S1 - PV sunt centralizați în tabelul următor:

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic 54kWp	217.800,0 lei
2	OPEX	1.000 lei/lună
3	Rata de actualizare (discount rate - r)	2%
4	Rata de degradare anuală (d)	0,5%
5	Durata totală a proiectului	25 ani
6	Costuri cu echilibrarea	0.03 lei/kWh

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

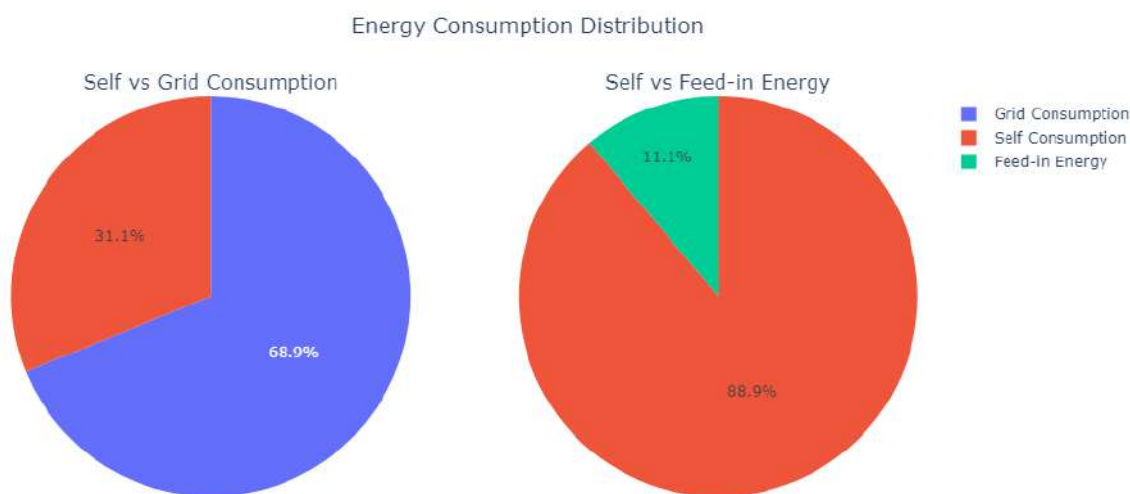
Tabelul 6.a. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S1 - PV

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
43.389,0	123.810,9	38.559,8	4.829,2	85.276,4

Tabelul 6.b. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021 în scenariul S1 - PV

Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
82.718,1	34.511,1	1.786,8	36.297,8	80.931,3

Consumul comunității este acoperit în proporție de 31,1% din energia generată de sistemul fotovoltaic, iar din aceasta 88,9% este utilizată pentru auto-consum și 11,1% este livrată în rețea (Figura 7).

**Figura 7.** Distribuția energiei generate de parcul fotovoltaic în scenariul S1 - PV

A.1.1. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum și din energia injectată în rețea (Figura 8) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 73% din totalul veniturilor din perioada respectivă. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna –17,32%; primăvara – 31,66%; vara – 41,30%; iarna – 9,71%.

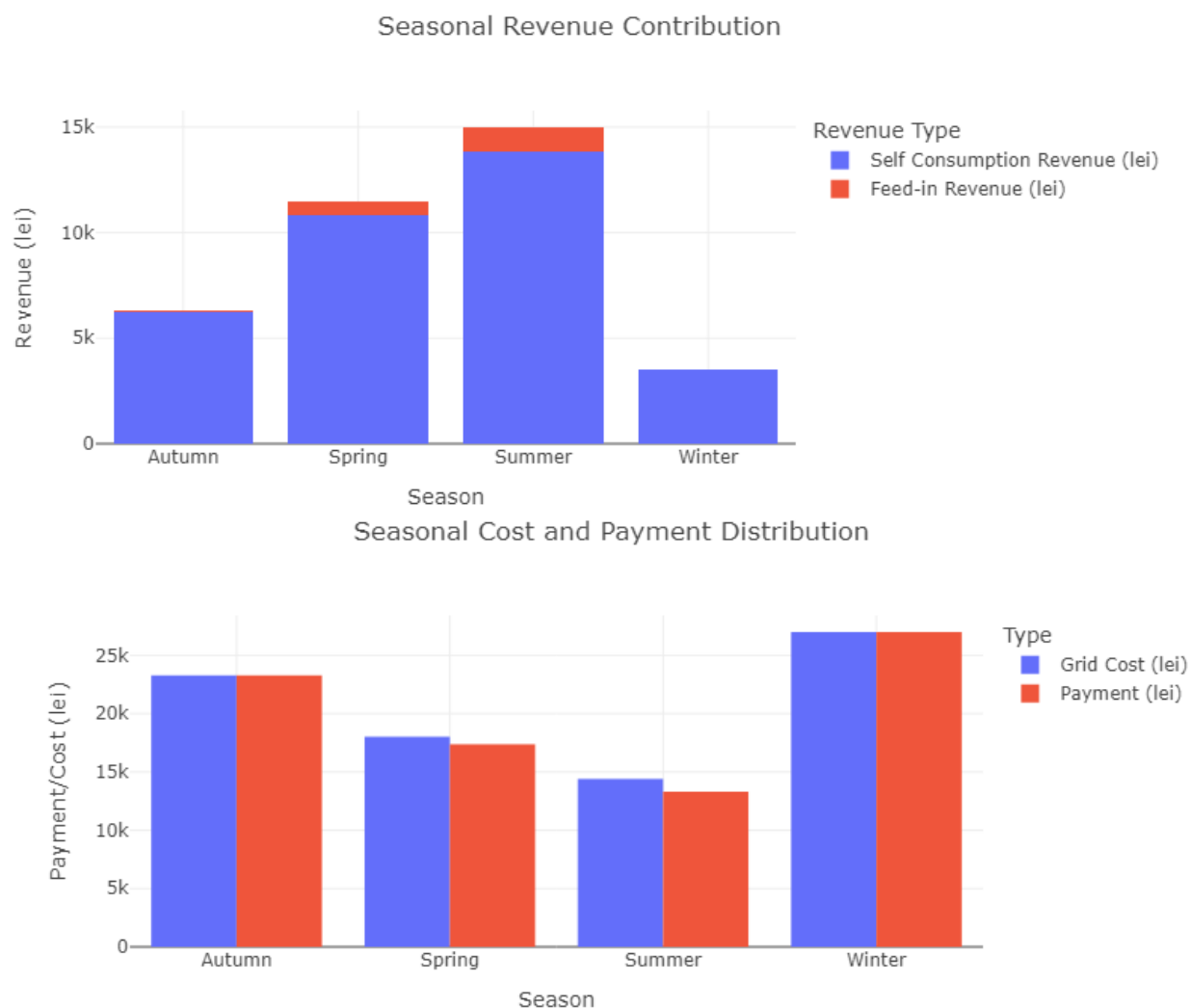


Figura 8. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S1 - PV

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*), acestea sunt: toamna – 28,76%; primăvara – 21,45%; vara – 16,42%; iarna – 33,35%.

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor este reprezentată în Figura 9.

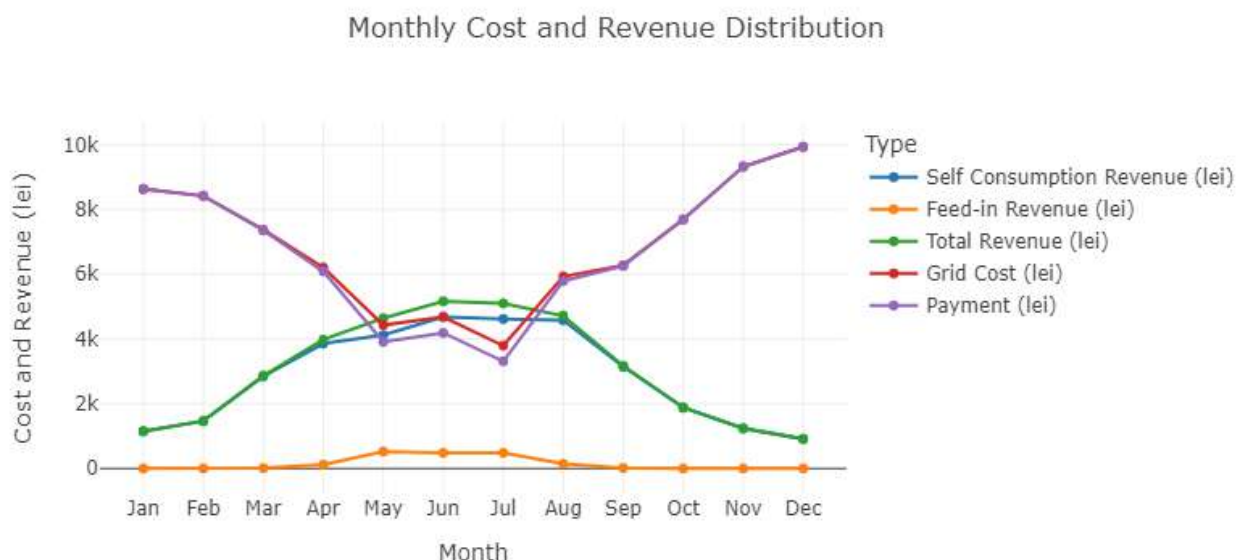


Figura 9. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S1 - PV

Se remarcă faptul că în lunile de primăvară și vară, când producția fotovoltaică atinge niveluri maxime, plățile finale pentru energia electrică scad semnificativ datorită veniturilor generate din autoconsum și din livrarea surplusului de energie în rețea. În schimb, în lunile de toamnă și iarnă, veniturile din livrarea surplusului în rețea scad aproape de zero.

A.1.2. Principali indicatori economici

Principalii indicatori economici pentru acest scenariu, în varianta în care ToU și FiT au valori fixe (1 leu/kWh, respectiv 0,4 lei/kWh) sunt centralizați în tabelul următor.

Tabelul 7. Indicatorii economici pentru scenariul S1 - PV, varianta V1 pe durata proiectului de 25 ani

Indicator	Valoare
Net Present Value (NPV)	219.079,6 lei
Internal Rate of Return (IRR)	9,43%
Payback Period (PBP)	9,2 ani
Profitability Index (PI)	2,01
Levelized Cost of Energy (LCOE)	0,5 lei/kWh
Energy Net Revenue (ENR)	555.030,4 lei
Return on Investment (ROI)	254,83%

Net Present Value (NPV) de 555.030,4 lei indică faptul că proiectul generează un surplus financiar considerabil pe durata sa, ceea ce confirmă viabilitatea economică.

Payback Period (PBP) de 9,2 ani arată că investiția se recuperează într-un timp relativ scurt, ceea ce face proiectul mai atractiv pentru membrii comunității.

Profitability Index (PI) de 2,01 indică faptul că proiectul generează 2,01 lei pentru fiecare leu investit, ceea ce este o performanță foarte bună.

Levelized Cost of Energy (LCOE) de 0,5 lei/kWh este competitiv și sugerează că producția de energie se situează la un cost mai mic decât prețurile de piață actuale pentru energia electrică.

Return on Investment (ROI) de 254,83% arată că proiectul oferă un randament foarte bun al investiției pe termen lung.

Aceste cifre indică faptul că proiectul este viabil și rentabil, oferind beneficii economice considerabile pentru membrii comunității. Dimensiunea și eficiența sistemului fotovoltaic influențează rezultatele financiare, iar perioada scurtă de recuperare a investiției și LCOE moderat sunt factori care ar putea încuraja implementarea proiectului. Acest scenariu ar putea fi îmbunătățit și mai mult prin optimizarea costurilor operaționale sau prin integrarea unor tehnologii suplimentare pentru a crește valoarea economică și flexibilitatea energetică a proiectului.

A.1.3. Analiza beneficiilor membrilor comunității

În acest scenariu costul inițial al investiției calculat per consumator (CAPEX per membru) în ipoteza în care costurile sunt suportate de comunitate și nu sunt 100% nerambursabile este de 2904 lei.

Pentru varianta în care se utilizează tarifele fixe (varianta V1) au rezultat următorii indicatori:

Tabelul 8. Indicatorii anuali calculați ca valoare medie per membru în scenariul S1 - PV

Indicator calculat pe membru	Valoare
Costul inițial anual (fără parc fotovoltaic) -	1.601,3
Costul anual înainte de redistribuirea beneficiilor -	1.102,9
Beneficii anuale primite în urma redistribuirii -	23,82
Cost final anual suportat de membru pentru energia consumată -	1.079,1
Gradul de economisire -	32,63%
Rentabilitatea participării la comunitate -	254,83%

Costul inițial anual (fără parc fotovoltaic) este de 1.601,3 lei pe membru, ceea ce reprezintă valoarea pe care fiecare membru ar plăti-o în absența proiectului. După instalarea sistemului fotovoltaic, costul anual înainte de redistribuirea beneficiilor scade la 1.102,9 lei pe membru, evidențiind economii directe din reducerea dependenței de rețea.

Beneficiile anuale redistribuite de 23,82 lei pe membru, reduc suplimentar costurile suportate, ducând costul final anual la 1.079,1 lei. Gradul de economisire de 32,63% arată că proiectul oferă economii semnificative pentru consumatori.

Rentabilitatea participării la comunitate este de 254,83% și confirmă că proiectul este viabil din punct de vedere economic, oferind un randament acceptabil pe termen lung.

Scenariul este atractiv pentru membrii comunității care doresc să reducă costurile cu energia electrică și să contribuie la tranziția energetică. Perioada de recuperare a investiției este moderată. Integrarea unui sistem de stocare sau creșterea dimensiunii sistemului fotovoltaic ar putea îmbunătăți semnificativ performanța economică a proiectului. Acest scenariu este potrivit pentru comunități care prioritizează stabilitatea financiară și costurile reduse de investiție inițială.

A.1.4. Analiza de risc

Prin aplicarea metodei Monte Carlo se obțin următoarele distribuții ale indicatorilor NPV și IRR.

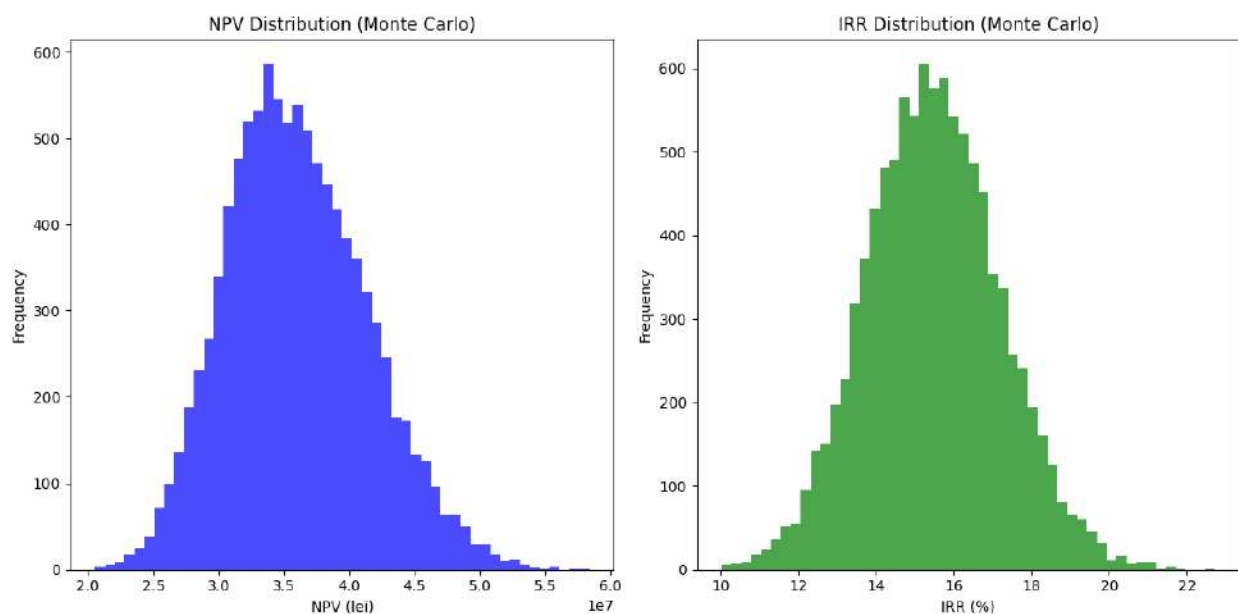


Figura 10. Distribuția indicatorilor NPV și IRR în analiza Monte Carlo

Rezultatele obținute arată că proiectul este **financiar stabil și bine fundamentat**, chiar și atunci când sunt luate în calcul scenarii mai pesimiste sau condiții de piață mai puțin favorabile.

Distribuția valorii nete actualizate (NPV) arată că majoritatea rezultatelor se încadrează în jurul unei medii de **aproximativ 3,5 milioane de lei**, ceea ce sugerează o **bună stabilitate a proiecțiilor financiare**. Există și cazuri mai optimiste, în care profitul poate depăși **4,5 milioane de lei**, dar și scenarii mai slabe, cu valori ale profitului sub **3 milioane de lei**. Această variație reflectă **sensibilitatea proiectului la factori precum producția de energie sau modificările tarifare**.

În ceea ce privește **rata internă de rentabilitate (IRR)**, valorile sunt grupate strâns în jurul mediei de **15%**, ceea ce arată că în cele mai multe situații proiectul are o **rentabilitate constantă și solidă**. Răspândirea acestor valori este mai mică decât în cazul NPV, ceea ce înseamnă că **randamentul rămâne relativ stabil** indiferent de scenariu. IRR poate urca până la **22% în condiții favorabile**,

dar poate coborî sub **12%** în scenarii mai dificile, semnalând riscuri potențiale în cazul în care apar probleme de cost sau de producție.

Chiar și așa, analiza generală de risc arată că **proiectul rămâne robust și viabil**. Chiar și în scenarii pesimiste – de exemplu, dacă **costurile operaționale cresc cu 10%**, sau dacă producția scade în timp ce tarifele cresc tot cu 10% – **atât NPV cât și IRR rămân pozitive**. Asta înseamnă că proiectul **continuă să fie profitabil și în condiții mai dificile**, ceea ce îi confirmă **fiabilitatea și siguranța pe termen lung**.

A.1.5. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității

S-au utilizat variantele tarifare V1-V5 prin care se simulează utilizarea unor tarife fixe și tarife diferențiate.

Tabelul 9. Variantele tarifare utilizate în analiză

Varianta	FiT (lei/kWh)	ToU (lei/kWh)
V1	0.3	1
V2	0.36	1.2
V3	0.45	1.5
V4	0.6	2
V5	0.5	ToU diferentiat între 0.8 și 1.5

Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă din scenariul S1 – PV sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 10. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității în scenariul S1 - PV pentru variantele V1 – V5

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică (lei)
V1	120.121,2	82.718,2	34.511,0	1.786,8	36.297,9	80.931,4
V2	152.318,6	99.773,5	41.413,3	2.173,1	43.586,4	97.600,3
V3	189.469,5	125.356,4	51.766,6	2.752,7	54.519,2	122.603,7
V4	251.387,6	167.994,6	69.022,1	3.718,5	72.740,6	164.276,1
V5	139.174,5	97.863,4	38.008,7	2.269,7	40.278,4	95.593,7

Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S1 - PV sunt reprezentate în Figura 11.

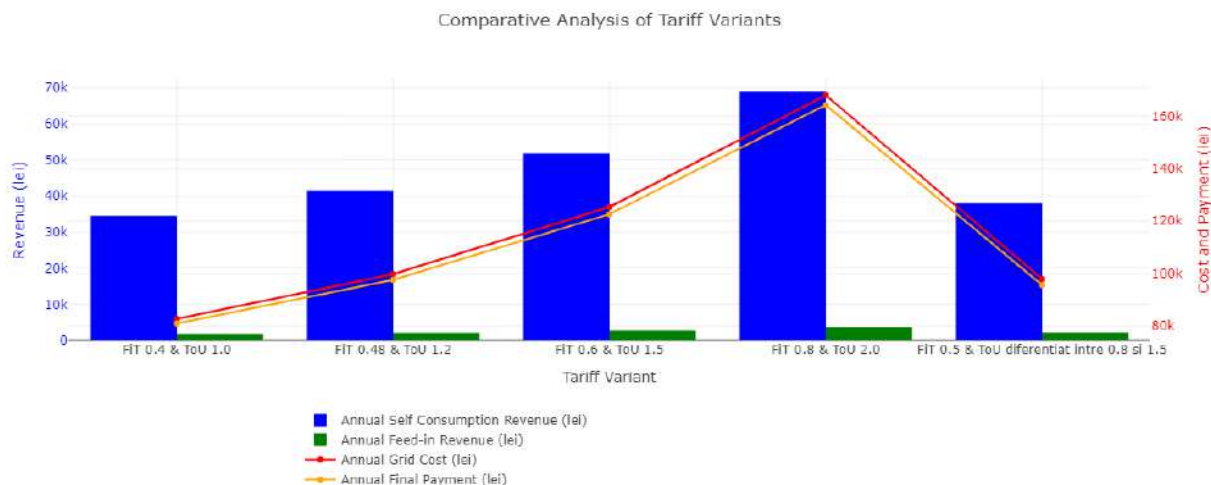


Figura 11. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S1 - PV

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani:

Tabelul 11. Indicatorii economici pentru scenariul S1 - PV utilizând variantele tarifare V1 – V5

Variant a	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCO E	ENR (lei)	ROI
V1	219.079,6	9,43%	9,20	2,01	0,5	555.030,4	254,83%
V2	91.544,3	13,26%	7,04	1,42	0,38	726.718,9	333,66%
V3	200.300,8	18,65%	5,19	1,92	0,38	984.251,8	451,91%
V4	381.561,6	27,23%	3,61	2,75	0,38	1.413.473,3	648,98%
V5	58.637,7	11,56%	7,89	1,27	0,38	648.796,8	297,89%

Analiza scenariului S1 – care presupune instalarea unui sistem fotovoltaic cu o capacitate de 54 kWp – arată **diferențe importante în funcție de varianta tarifară aleasă**. Fiecare variantă (V1–V5) influențează modul în care comunitatea beneficiază de această investiție, atât în ceea ce privește **profitabilitatea proiectului**, cât și **viteza cu care se recuperează investiția**.

Varianta V1, cu tarife fixe mai mici (FiT 0,3 lei/kWh și ToU 1 leu/kWh), aduce un **NPV de 219.079,6 lei** și un **IRR de 9,43%**. Investiția se recuperează în **9,2 ani**, ceea ce înseamnă un ritm lent. Deși rentabilitatea este modestă, această variantă poate fi potrivită dacă investiția inițială este redusă sau dacă se accesează fonduri nerambursabile. **Venitul net** generat din energie este de **555.030,4 lei**.

Varianta V2, care presupune o creștere a tarifelor (FiT 0,36 lei/kWh și ToU 1,2 lei/kWh), îmbunătățește semnificativ rezultatele. IRR crește la **13,26%**, iar perioada de recuperare scade la **7,04 ani**. NPV rămâne pozitiv (**91.544,3 lei**), iar venitul net ajunge la **726.718,9 lei**, ceea ce oferă un echilibru bun între investiție și rezultate.

Varianta V3 (FiT 0,45 lei/kWh, ToU 1,5 lei/kWh) oferă o **rentabilitate mult mai bună**: NPV este de **200.300,8 lei**, IRR ajunge la **18,65%**, iar investiția este recuperată în doar **5,19 ani**. Venitul net generat urcă la **984.251,8 lei**, ceea ce face ca această opțiune să fie foarte atractivă pentru comunități care doresc un bun raport între venituri și timp.

Varianta V4 este cea **mai profitabilă** dintre toate. Cu tarife maxime (FiT 0,6 lei/kWh și ToU 2 lei/kWh), proiectul generează un **NPV de 381.561,6 lei**, un **IRR de 27,23%** și o **perioadă de recuperare foarte scurtă – doar 3,61 ani**. Venitul net atinge **1.413.473,3 lei**, ceea ce subliniază eficiența excepțională a acestei variante. Este cea mai potrivită pentru comunitățile care urmăresc **maximizarea beneficiilor economice** într-un timp scurt.

Varianta V5, cu tarife diferențiate în funcție de momentul din zi, oferă o soluție echilibrată, dar cu o rentabilitate mai modestă. NPV este de **58.637,7 lei**, IRR de **11,56%**, iar investiția se recuperează în **7,89 ani**. Venitul net este de **648.796,8 lei**, ceea ce face din această variantă o alegere potrivită pentru comunități care doresc **stabilitate și un control mai bun asupra consumului**, chiar dacă beneficiile sunt mai moderate.

A.1.6. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Din punctul de vedere al beneficiilor repartizate membrilor comunității, au fost calculate valorile anuale ale următorilor indicatori per membru:

Tabelul 12. Indicatori anuali per membru calculați în scenariul S1 - PV pentru variantele V1-V5

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică (lei)	Costul înainte de redistribuirea beneficiilor (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată (lei)	Gradul de economisire (%)	Rentabilitatea participării la comunitate (%)
V1	1.601,6	1.102,9	23,82	1.079,1	32,63%	254,83%
V2	2.030,9	1.330,3	28,98	1.301,3	35,92%	333,66%
V3	2.526,3	1.671,4	36,7	1.634,7	35,29%	451,91%
V4	3.351,8	2.239,9	49,58	2.190,4	34,65%	648,98%
V5	1.855,7	1.304,9	30,26	1.274,6	31,31%	297,89%

Analiza arată că **structura tarifelor aplicate influențează direct câți bani economisește fiecare membru al comunității** și cât de rentabilă este participarea la proiect. Fiecare dintre cele cinci variante tarifare (V1–V5) oferă rezultate diferite, atât în ceea ce privește **costurile finale plătite**, cât și **veniturile redistribuite** către membri.

În **varianta V1**, costul final anual plătit de fiecare membru este de **1.079,1 lei**, ceea ce înseamnă o **reducere de 32,63%** față de costul inițial. Fiecare membru primește anual **23,82 lei** din veniturile obținute de comunitate. Rentabilitatea (ROI) este de **254,83%**, ceea ce indică o performanță bună pentru o variantă cu tarife reduse.

În **varianta V2**, costul final ajunge la **1.301,3 lei**, iar venitul redistribuit crește la **28,98 lei**. Gradul de economisire este mai mare – **35,92%**, iar **ROI-ul ajunge la 333,66%**, ceea ce înseamnă un salt semnificativ în rentabilitate față de V1.

Variantă V3 oferă beneficii și mai mari, cu **36,7 lei/an redistribuiți** per membru și un cost final de **1.634,7 lei**. Gradul de economisire este de **35,29%**, iar **ROI-ul urcă la 451,91%**. Această variantă este ideală pentru membrii care pot susține o investiție puțin mai mare și doresc câștiguri mai consistente.

Cea mai profitabilă variantă este V4, unde fiecare membru primește **49,58 lei/an** ca beneficiu redistribuit. Costul final ajunge la **2.190,4 lei**, dar rentabilitatea este excelentă – **ROI de 648,98%**. Aceasta este varianta ideală pentru comunitățile care vor să obțină maximum de profit din energie regenerabilă, pe termen lung.

În **varianta V5**, care aplică tarife diferențiate în funcție de momentul zilei, costul final este de **1.274,6 lei**, iar membrii primesc **30,26 lei/an**. Gradul de economisire este de **31,31%**, iar **ROI-ul este de 297,89%**. Deși rezultatele sunt mai modeste decât în V3 și V4, varianta V5 oferă un echilibru între stabilitate și eficiență.

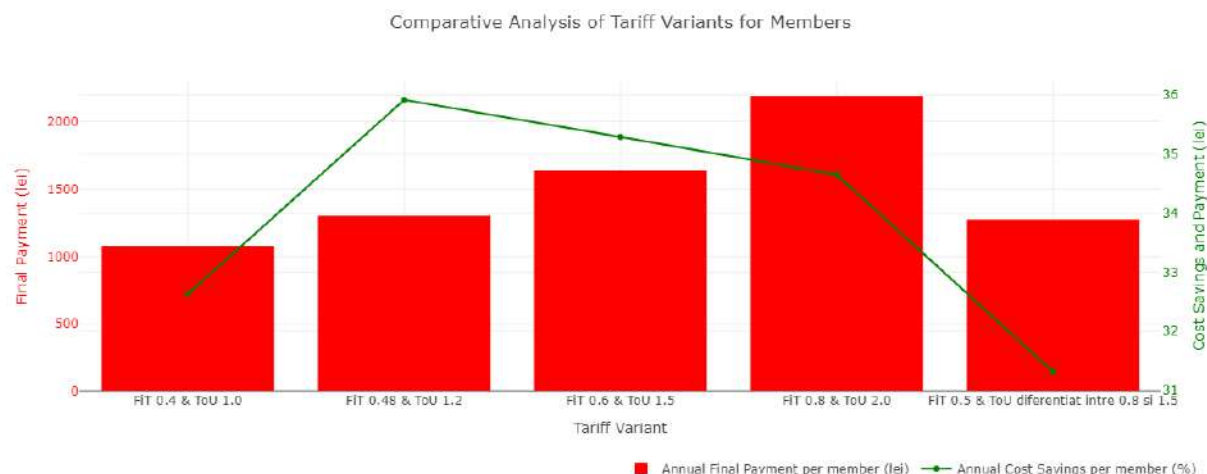


Figura 12. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S2 - PV

Figura 12 evidențiază diferențele dintre costurile finale suportate de membrii comunității și gradul de economisire obținut în fiecare variantă tarifară. Varianta V4 maximizează beneficiile economice pentru membrii comunității, cu cea mai mare rentabilitate (ROI), dar presupune costuri finale mai mari. Varianta V3 reprezintă un echilibru excelent între economii și rentabilitate, fiind potrivită pentru membrii care prioritizează un raport optim între costuri și beneficii. Variantele V1 și V2 sunt mai accesibile și oferă stabilitate financiară, dar cu economii și rentabilitate mai reduse.

Varianta V5, deși stabilește costuri finale moderate, oferă economii și rentabilitate mai mici comparativ cu alte variante

VIII. ANALIZA PARAMETRILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI II

B.1. Scenariul S2 - PV

Acest scenariul (S2 – PV) se referă la **instalarea unor sisteme fotovoltaice cu puterea totală instalată de 109kWp** al cărui cost inițial (CAPEX) este estimat la 435.600,0 lei. Estimarea este realizată pe baza CAPEX din scenariul S1.

Pentru costurile operaționale (mentenanță, licențe software, management și administrare comunitate) considerăm OPEX similar cu cel din scenariul S1, aproximativ 1000 lei/lună.

Tabelul 13. Parametrii considerați în analiza scenariului S2 - PV sunt centralizați în tabelul următor:

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic 109kWp	435.600,0 lei
2	OPEX	1.000 lei/lună
3	Rata de actualizare (discount rate - r)	2%
4	Rata de degradare anuală (d)	0,5%
5	Durata totală a proiectului	25 ani
6	Costuri cu echilibrarea	0.03 lei/kWh

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

Tabelul 14.a. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S2 - PV

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
109.845,5	123.810,9	59.101,5	50.744,1	64.734,4

Tabelul 14.b. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021 în scenariul S2 - PV

Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
62.792,4	52.895,8	18.775,3	71.671,1	44.017,1

Consumul comunității este acoperit în proporție de 47,7% din energia generată de sistemul fotovoltaic, iar din aceasta 53,8% este utilizată pentru auto-consum și 46,2% este livrată în rețea (Figura 13).

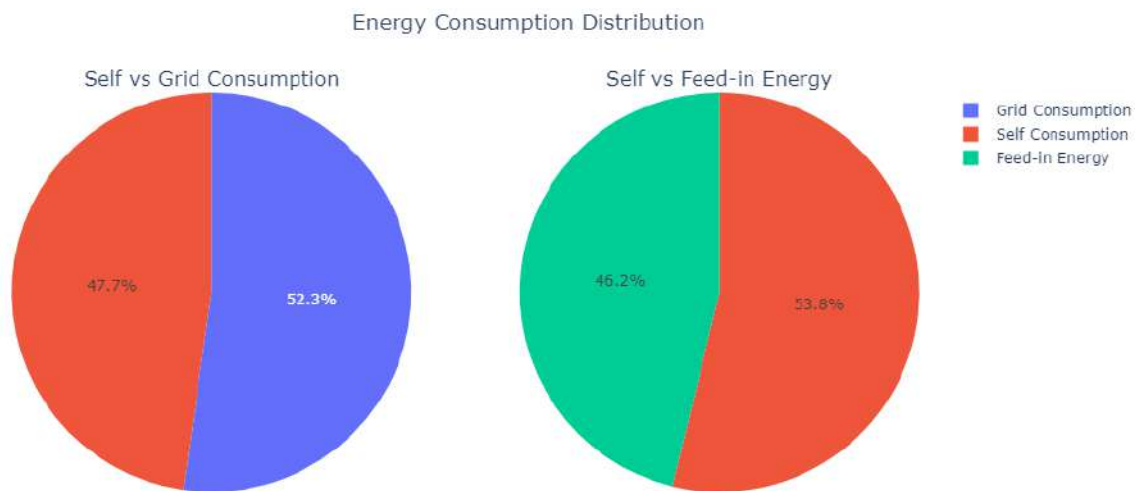
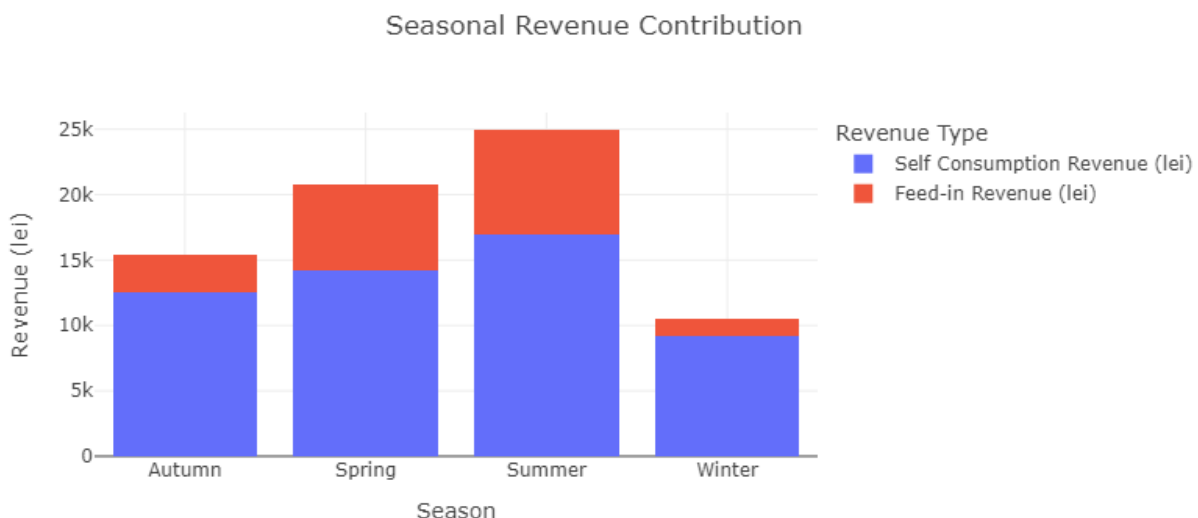


Figura 13. Distribuția energiei generate de parcul fotovoltaic în scenariul S2 - PV

B.1.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum și din energia injectată în rețea (Figura 14) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 74% din totalul veniturilor din perioada respectivă. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna –21,49%; primăvara – 29,01%; vara – 34,82%; iarna – 14,68%.



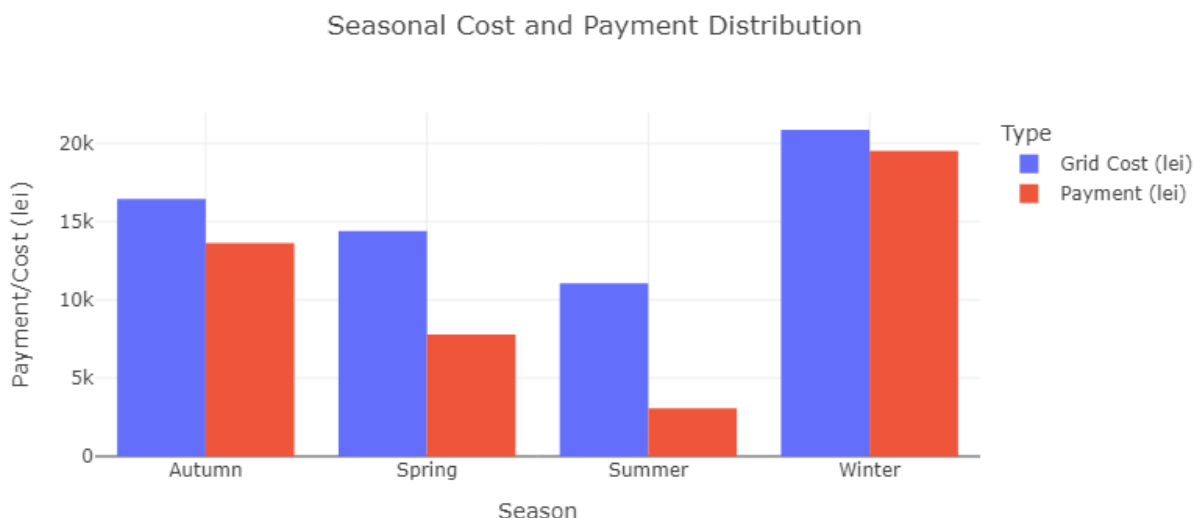


Figura 14. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S2 - PV

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*), acestea sunt: toamna – 30,95%; primăvara – 17,69%; vara – 6,98%; iarna – 44,36%.

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor este reprezentată în Figura 15.

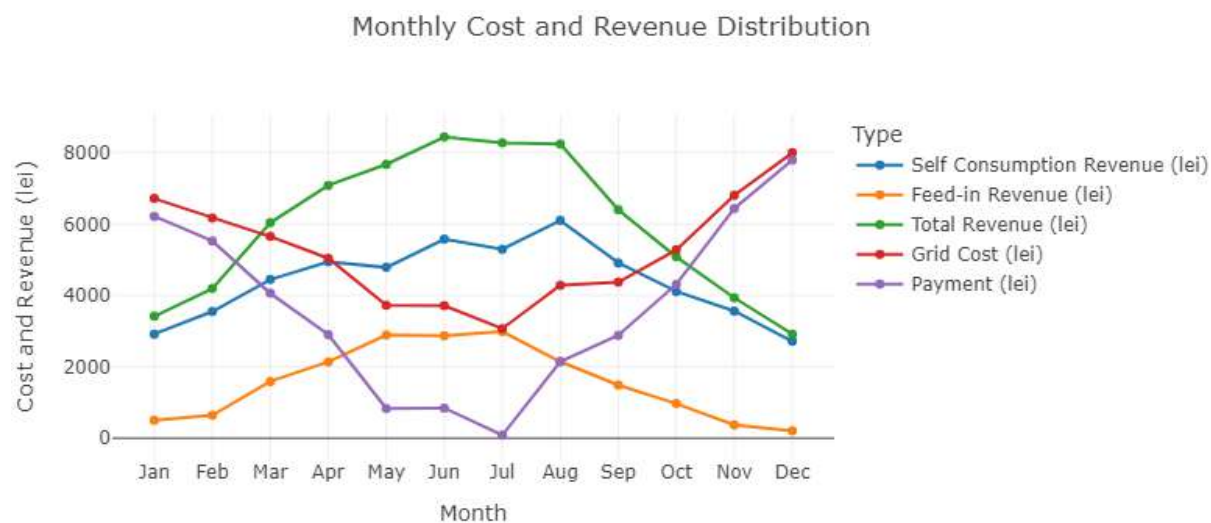


Figura 15. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S2 - PV

Se remarcă faptul că în lunile de primăvară și vară, când producția fotovoltaică atinge niveluri maxime, plățile finale pentru energia electrică scad semnificativ datorită veniturilor generate din autoconsum și din livrarea surplusului de energie în rețea. În schimb, în lunile de toamnă și iarnă, veniturile din livrarea surplusului sunt reduse, iar cheltuielile finale cresc semnificativ.

B.1.2. Analiza indicatorilor economici

Principalii indicatori economici pentru acest scenariu, în varianta în care ToU și FiT au valori fixe (1 leu/kWh, respectiv 0,4 lei/kWh) sunt centralizați în tabelul următor.

Tabelul 15. Indicatorii economici pentru scenariul S2 - PV, varianta V1 pe durata proiectului de 25 ani

Indicator	Valoare
Net Present Value (NPV)	655.345,0 lei
Internal Rate of Return (IRR)	12,47%
Payback Period (PBP)	7,5 ani
Profitability Index (PI)	2,5
Levelized Cost of Energy (LCOE)	0,48 lei/kWh
Energy Net Revenue (ENR)	1.388.281,7 lei
Return on Investment (ROI)	318,71%

Net Present Value (**NPV**) de 655.345,0 lei indică faptul că proiectul generează un surplus financiar considerabil pe durata sa, ceea ce confirmă viabilitatea economică.

Payback Period (**PBP**) de 7,5 ani arată că investiția se recuperează într-un timp relativ scurt, ceea ce face proiectul mai atractiv pentru membrii comunității.

Profitability Index (**PI**) de 2,5 indică faptul că proiectul generează 2,5 lei pentru fiecare leu investit, ceea ce este o performanță foarte bună.

Levelized Cost of Energy (**LCOE**) de 0,48 lei/kWh este competitiv și sugerează că producția de energie se situează la un cost mai mic decât prețurile de piață actuale pentru energia electrică.

Return on Investment (**ROI**) de 318,71% arată că proiectul oferă un randament foarte bun al investiției pe termen lung.

Aceste cifre indică faptul că proiectul este viabil și rentabil, oferind beneficii economice considerabile pentru membrii comunității. Dimensiunea și eficiența sistemului fotovoltaic influențează rezultatele financiare, iar perioada scurtă de recuperare a investiției și LCOE moderat sunt factori care ar putea încuraja implementarea proiectului. Acest scenariu ar putea fi îmbunătățit și mai mult prin optimizarea costurilor operaționale sau prin integrarea unor tehnologii suplimentare pentru a crește valoarea economică și flexibilitatea energetică a proiectului.

B.1.3. Analiza beneficiilor membrilor comunității

În acest scenariu costul inițial al investiției calculat per consumator (CAPEX per membru) în ipoteza în care costurile sunt suportate de comunitate și nu sunt 100% nerambursabile este de 5808 lei.

Pentru varianta în care se utilizează tarifele fixe (varianta V1) au rezultat următorii indicatori:

Tabelul 16. Indicatorii anuali calculați ca valoare medie per membru în scenariul S2 - PV

Indicator calculat pe membru	Valoare
Costul inițial anual (fără parc fotovoltaic) -	1.601,3
Costul anual înainte de redistribuirea beneficiilor -	837,2
Beneficii anuale primite în urma redistribuirii -	250,3
Cost final anual suportat de membru pentru energia consumată -	586,9
Gradul de economisire -	63,36%
Rentabilitatea participării la comunitate -	318,71%

Costul inițial anual (fără parc fotovoltaic) este de 1.601,3 lei pe membru, ceea ce reprezintă valoarea pe care fiecare membru ar plăti-o în absența proiectului. Costul anual înainte de redistribuirea beneficiilor este de 837,2 lei pe membru. După redistribuirea beneficiilor, fiecare membru primește anual 250,3 lei, ceea ce reduce costul final anual suportat pentru energia consumată la 586,9 lei.

Gradul de economisire obținut este de 63,36%, ceea ce evidențiază eficiența proiectului de reducere a costurilor cu energia pentru membrii comunității. Rentabilitatea participării la comunitate este de 318,71%, arătând un return on investment excelent și evidențiind beneficiile economice substanțiale pentru participanți.

Acest scenariu este atractiv pentru membrii comunității care doresc să își reducă costurile cu energia electrică și să contribuie la tranziția energetică. Integrarea unui sistem de stocare sau extinderea dimensiunii sistemului fotovoltaic ar putea îmbunătăți și mai mult performanța economică a proiectului. Perioada de recuperare a investiției este moderată, iar stabilitatea economică este asigurată.

B.1.4. Analiza de risc pentru scenariu

Prin aplicarea metodei Monte Carlo se obțin următoarele distribuții ale indicatorilor NPV și IRR (Figura 16).

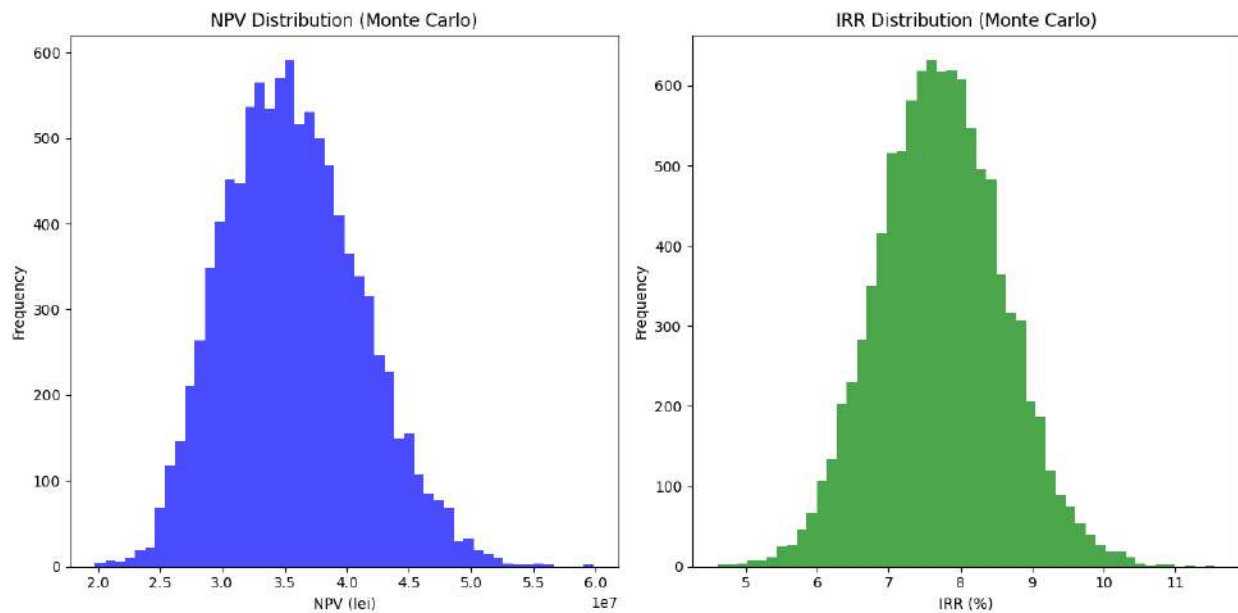


Figura 16. Distribuția indicatorilor NPV și IRR în analiza Monte Carlo

Distribuția NPV arată că valorile sunt concentrate în jurul unei medii de aproximativ 3,5 milioane lei, indicând o stabilitate relativ bună a proiecțiilor financiare. Extinderea distribuției sugerează că există atât scenarii mai optimiste, cu valori ridicate de NPV (peste 4,5 mil lei), cât și scenarii mai puțin favorabile, cu NPV mai mici (sub 2,5 mil lei). Majoritatea simulărilor generează valori pozitive pentru NPV, ceea ce sugerează că proiectul este profitabil în cele mai multe scenarii analizate. Totuși, există riscul ca NPV să fie sub medie în cazul unor fluctuații ale prețurilor la energie sau scăderi ale ratei de autoconsum.

Distribuția IRR este centrată în jurul valorii de 8%, cu variații între 5% și 11%. Forma aproape normală a distribuției indică o predictibilitate relativ bună a randamentului investiției. Cu toate acestea, riscurile pentru IRR provin din posibile creșteri ale costurilor operaționale, ceea ce poate duce la scăderea rentabilității sub un prag acceptabil.

Per ansamblu, riscul de pierdere financiară este scăzut, întrucât distribuțiile nu indică valori negative pentru NPV. Totuși, volatilitatea moderată a rezultatelor sugerează că proiectul este sensibil la condițiile de piață și performanța tehnică. Factori precum costurile de mentenanță, variațiile prețurilor la energie și schimbările legislative pot influența semnificativ profitabilitatea proiectului.

B.1.5. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității

S-au utilizat variantele tarifare V1-V5 din scenariul anterior. Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă din scenariul S2 – PV sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 17. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității în scenariul S2 - PV pentru variantele V1 – V5

Variant a	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică (lei)
V1	120.121,2	62.792,4	52.895,8	18.775,3	71.671,1	44.017,1
V2	152.318,6	75.739,3	63.475,0	22.834,8	86.309,8	52.904,5
V3	189.469,5	95.159,7	79.343,8	28.924,1	108.267,9	66.235,6
V4	251.387,6	127.526,9	105.791,7	39.072,9	144.864,6	88.454,0
V5	139.174,5	75.671,0	58.422,2	23.849,7	82.271,9	51.821,3

Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S2 - PV sunt reprezentate în Figura 17.

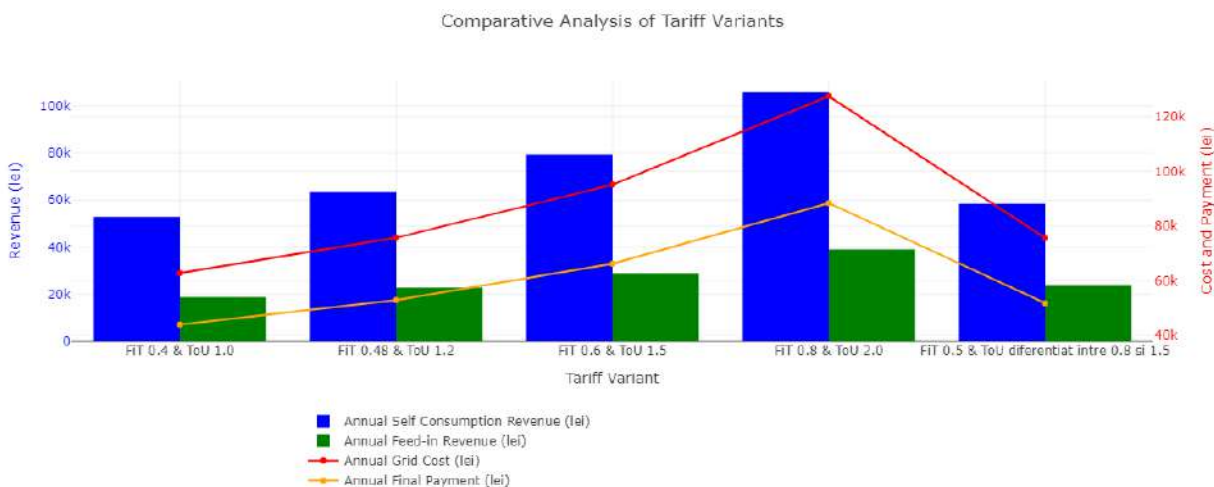


Figura 17. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S2 - PV

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani:

Tabelul 18. Indicatorii economici pentru scenariul S2 - PV utilizând variantele tarifare V1 – V5

Variant a	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCO E	ENR (lei)	ROI	z
--------------	--------------	-----	------------------	----	----------	--------------	-----	---

V1	655.345,0	12,47%	7,5	2,5	0,48	1.388.281,7	318,71%	
V2	279.155,4	16,13%	5,9	1,64	0,4	1.733.109,9	397,87%	
V3	491.737,3	21,39%	4,6	2,13	0,4	2.250.352,4	516,61%	
V4	846.040,4	29,92%	3,3	2,94	0,4	3.112.423,0	714,51%	
V5	240.063,5	15,13%	6,3	1,55	0,4	1.637.993,8	376,03%	

Analiza financiară pentru scenariul S2, care presupune instalarea unui sistem fotovoltaic de 109 kWp, arată că **rezultatele financiare variază în funcție de tarifele aplicate pentru energia produsă și consumată în cadrul comunității**. Cele cinci variante tarifare (V1–V5) oferă perspective diferite privind profitabilitatea și beneficiile generate pentru membrii comunității.

În **varianta V1**, cu tarife mai reduse (FiT 0,3 lei/kWh, ToU 1 leu/kWh), proiectul generează un profit net actualizat (NPV) de **655.345 lei** și o rată de rentabilitate (IRR) de **12,47%**. Investiția se recuperează în **7,5 ani**, ceea ce înseamnă un ritm moderat. **Această opțiune este avantajoasă pentru comunități cu buget mai redus sau care pot beneficia de sprijin financiar extern**. Venitul total din energie este de **1.388.281,7 lei**.

În **varianta V2**, unde tarifele cresc ușor (FiT 0,36 lei/kWh, ToU 1,2 lei/kWh), rentabilitatea proiectului se îmbunătățește. IRR urcă la **16,13%**, iar perioada de recuperare a investiției scade la **5,9 ani**. NPV rămâne pozitiv (**279.155,4 lei**), iar venitul net din energie ajunge la **1.733.109,9 lei**. Este o opțiune echilibrată între costuri și rezultate.

Varianta V3, cu tarife mai ridicate (FiT 0,45 lei/kWh, ToU 1,5 lei/kWh), oferă o performanță financiară mai bună: profitul net este de **491.737,3 lei**, IRR ajunge la **21,39%**, iar investiția este recuperată în doar **4,6 ani**. Venitul generat urcă la **2.250.352,4 lei**. Această variantă oferă un bun echilibru între venituri și perioada scurtă de recuperare.

Cea mai rentabilă este varianta V4, cu cele mai mari tarife (FiT 0,6 lei/kWh, ToU 2 lei/kWh). Proiectul generează un **NPV de 846.040,4 lei** și un **IRR de 29,92%**, ceea ce înseamnă un câștig rapid și consistent. Investiția este recuperată în doar **3,3 ani**, iar venitul net ajunge la **3.112.423 lei** – cea mai mare valoare dintre toate variantele. Această opțiune este ideală pentru comunitățile care doresc să **maximizeze profitul** și să beneficieze cât mai repede de avantajele investiției.

În **varianta V5**, cu tarife diferențiate pe intervale orare, NPV este de **240.063,5 lei**, IRR este de **15,13%**, iar recuperarea investiției are loc în **6,3 ani**. Venitul net din energie este de **1.637.993,8 lei**. Această opțiune este potrivită pentru cei care caută **un echilibru între flexibilitatea tarifelor și rezultate financiare stabile**, chiar dacă rentabilitatea este mai redusă decât în V3 și V4.

B.1.6. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Din punctul de vedere al beneficiilor repartizate membrilor comunității, au fost calculate valorile anuale ale următorilor indicatori per membru:

Tabelul 19. Indicatori anuali per membru calculați în scenariul S2 - PV pentru variantele V1-V5

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică (lei)	Costul înainte de redistribuirea beneficiilor (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată (lei)	Gradul de economisire (%)	Rentabilitatea participării la comunitate (%)
V1	1.601,6	837,2	250,3	586,9	63,36%	318,71%
V2	2.030,9	1.009,9	304,5	705,4	65,27%	397,87%
V3	2.526,3	1.268,8	385,7	883,1	65,04%	516,61%
V4	3.351,8	1.700,4	521,0	1.179,4	64,81%	714,51%
V5	1.855,7	1.009,0	318,0	691,0	62,77%	376,03%

Analiza beneficiilor economice repartizate membrilor comunității în scenariul S2 - PV arată variații semnificative între variantele tarifare V1-V5, evidențind modul în care structura tarifară influențează costurile finale și economiile individuale.

În varianta V1, costul final suportat de membru scade la 586,9 lei, ceea ce reprezintă o reducere de 63,36% față de costul inițial. Beneficiile redistribuite sunt de 250,3 lei pe membru anual, iar rentabilitatea participării este de 318,71%, reflectând o performanță economică bună pentru membrii comunității.

În varianta V2, costul final scade la 705,4 lei, iar beneficiile redistribuite cresc la 304,5 lei pe membru. Gradul de economisire se îmbunătățește la 65,27%, iar ROI ajunge la 397,87%, indicând o îmbunătățire clară a rentabilității față de V1.

Varianta V3 oferă beneficii redistribuite mai mari, de 385,7 lei pe membru, iar costul final ajunge la 883,1 lei. Gradul de economisire este de 65,04%, iar ROI crește la 516,61%, făcând această variantă atractivă pentru membrii care pot susține un cost inițial mai mare.

În varianta V4, cu cele mai ridicate tarife, beneficiile redistribuite cresc la 521,0 lei pe membru, dar costul final suportat ajunge la 1.179,4 lei. Gradul de economisire este de 64,81%, iar ROI atinge 714,51%, fiind cea mai profitabilă variantă pe termen lung.

În varianta V5, beneficiile redistribuite sunt de 318,0 lei pe membru, iar costul final scade la 691,0 lei. Gradul de economisire este de 62,77%, iar ROI ajunge la 376,03%, fiind o variantă echilibrată, dar cu o rentabilitate mai mică comparativ cu V3 și V4.

Varianta V4 oferă cele mai bune rezultate economice, fiind ideală pentru comunitățile care doresc să maximizeze rentabilitatea și să recupereze rapid investiția. Varianta V3 este o opțiune solidă, oferind un echilibru excelent între venituri și costuri. Variantele V1, V2 și V5 sunt mai potrivite pentru comunități care prioritizează stabilitatea financiară și reducerea riscurilor, dar cu beneficii economice mai modeste.

Pentru cele 5 variante de tarificare sunt reprezentate comparativ costurile finale cu energia electrică și gradul de economisire în scenariul S2 - PV (Figura 18).

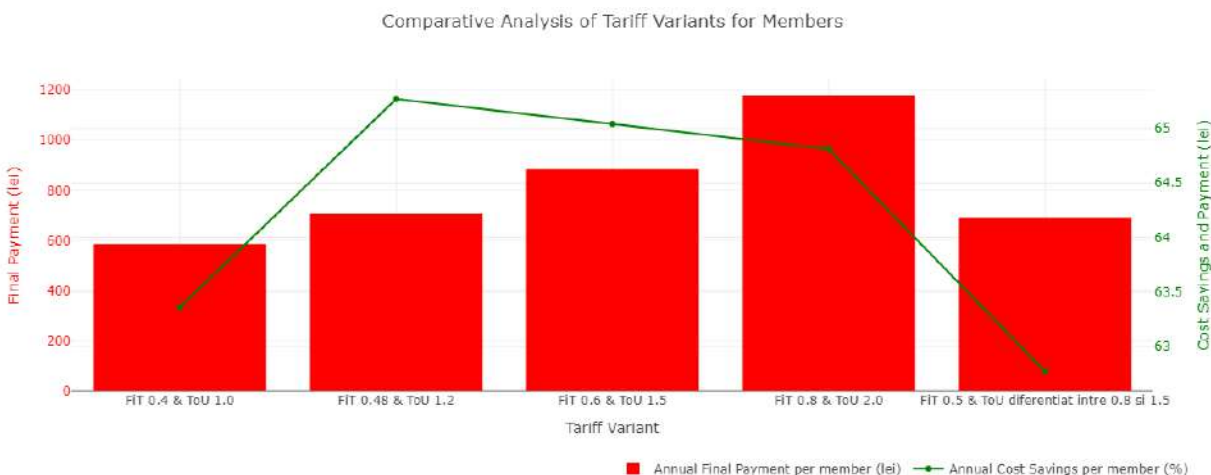


Figura 18. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S2 - PV

Figura 18 evidențiază diferențele dintre costurile finale suportate de membrii comunității și gradul de economisire obținut în fiecare variantă tarifară. Varianta V4 maximizează beneficiile economice pentru membrii comunității, cu cea mai mare rentabilitate (ROI), dar presupune costuri finale mai mari. Varianta V3 reprezintă un echilibru excelent între economii și rentabilitate, fiind potrivită pentru membrii care prioritizează un raport optim între costuri și beneficii. Variantele V1 și V2 sunt mai accesibile și oferă stabilitate financiară, dar cu economii și rentabilitate mai reduse. Varianta V5, deși stabilește costuri finale moderate, oferă economii și rentabilitate mai mici comparativ cu alte variante.

B.2. Scenariul S2-BESS

Acest scenariu (S2 – BESS) se referă la *instalarea unor sisteme fotovoltaice cu puterea totală instalată de 109kWp* și a unei *instalații de stocare (Battery Energy Storage – BESS) cu o capacitate de 150kWh și putere de 50kW* al căror cost inițial (CAPEX) este detaliat în tabelul următor:

Tabelul 20. Costuri inițiale pentru scenariul S2 - BESS

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic 54kWp	435.600,0 lei
2	CAPEX sistem stocare 150 kWh/50kW (aprox. 5.000 Euro/15kWh)	150.000,0 lei
	TOTAL CAPEX	585.600,0 lei

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

Tabelul 21.a. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S2 - BESS

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Autoconsum PV (kWh)	Autoconsum BESS (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
109.845,5	123.810,9	87.720,2	59.101,4	28.618,7	22.110,3	36.115,7

Tabelul 21.b. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021 în scenariul S2 - BESS

Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
35.032,2	78.509,6	8.180,8	86.690,4	26.851,5

Consumul comunității este acoperit în proporție de 70,8% din energia generată de parcul fotovoltaic și de instalația de stocare. Energia generată de parc este utilizată în proporție de 55,4% pentru autoconsum, 23,8% pentru încărcarea bateriei și apoi asigurarea consumului și doar 20,7% este livrată în rețea (Figura 19).

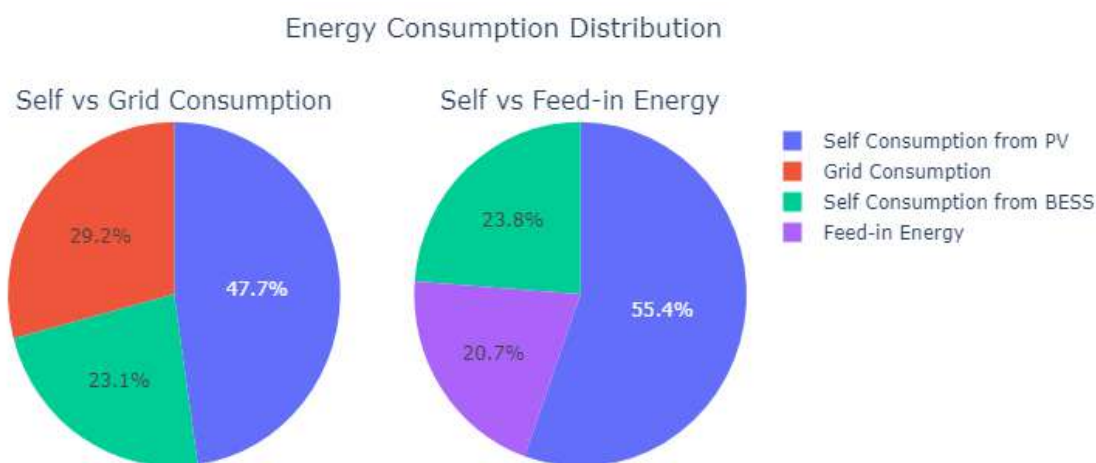


Figura 19. Distribuția energiei generate de parcul fotovoltaic în scenariul S2 - BESS

B.2.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum (sistem PV și BESS) și din energia injectată în rețea (Figura 20) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 74% din totalul veniturilor din perioada respectivă, menținându-se cota din scenariul S2 fără BESS. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna – 21,57%; primăvara – 29,73%; vara – 34,51%; iarna – 14,17%. Se observă faptul că în lunile de toamnă și iarnă energia generată de sistemele fotovoltaice este utilizată în proporție de 99% pentru autoconsum.

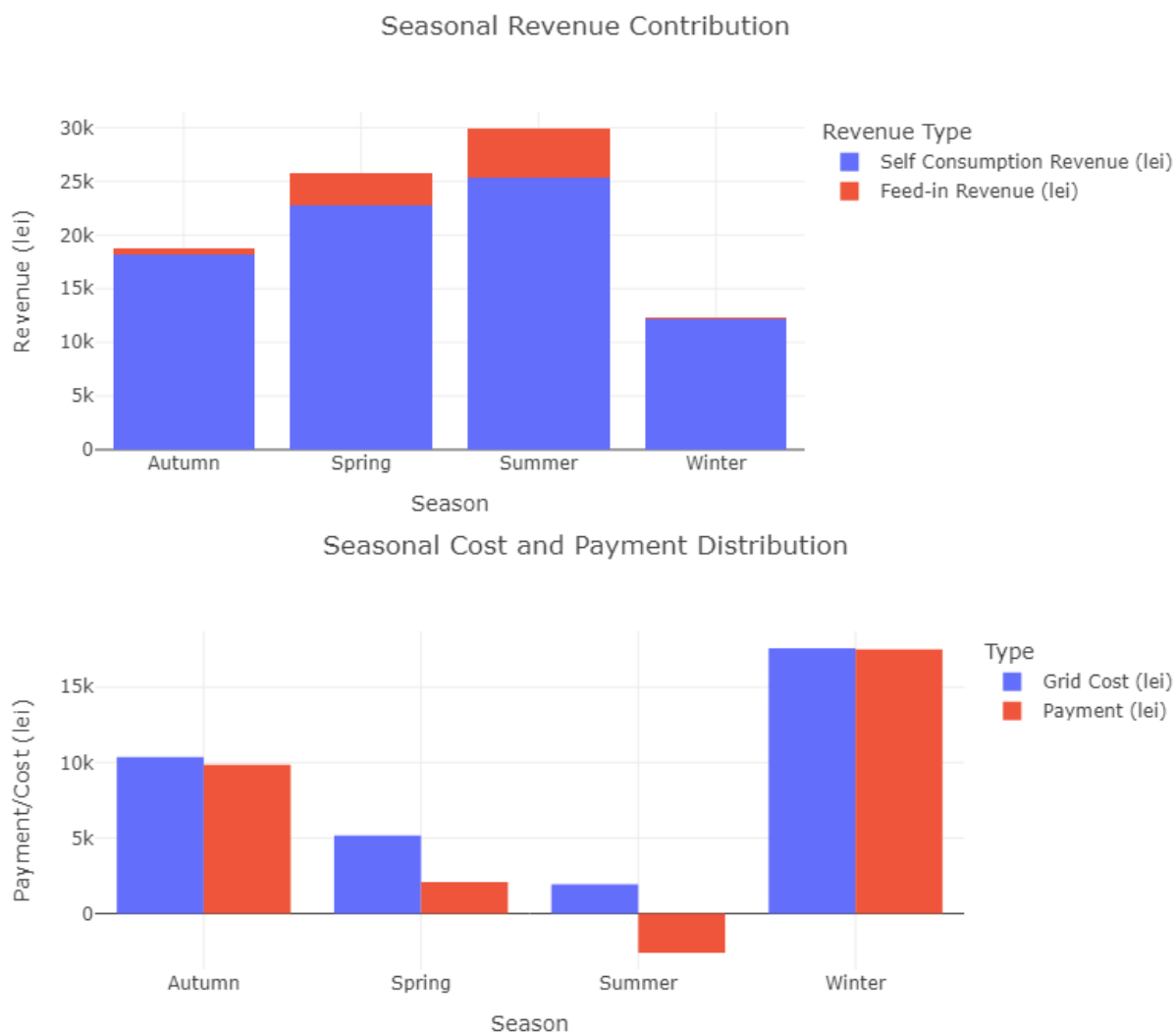


Figura 20. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul în scenariul S2 - BESS

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*), în lunile de vară se înregistrează venituri nete, iar distribuția cheltuielilor între celelalte sezoane este: toamna – 36,72%; primăvara – 7,75%; iarna – 65,2%.

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor în scenariul S2 – BESS este reprezentată în Figura 21.

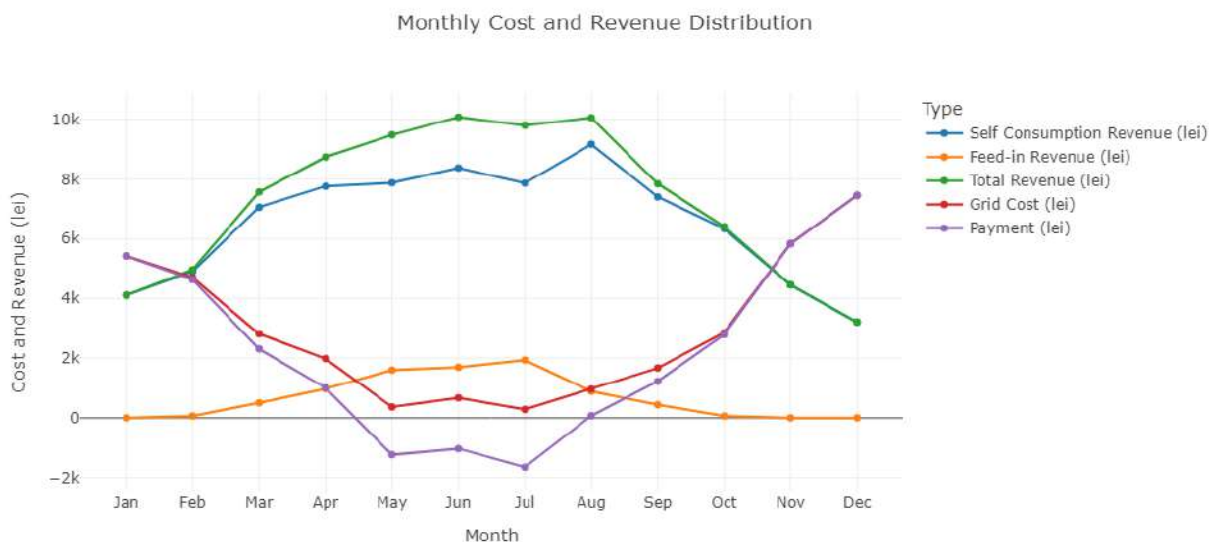


Figura 21. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S2 – BESS

În lunile octombrie – februarie cheltuielile finale sunt foarte puțin diminuate ca urmare a livrării surplusului în rețea, acesta fiind utilizat preponderent pentru autoconsum și încărcarea bateriei. În schimb, în perioada mai – august sunt înregistrate venituri nete ca urmare a livrării surplusului în rețea.

Față de scenariul anterior (S2 - PV) se constată o creștere a veniturilor totale de 121% și o scădere a cheltuielilor cu 39% (Figura 22).

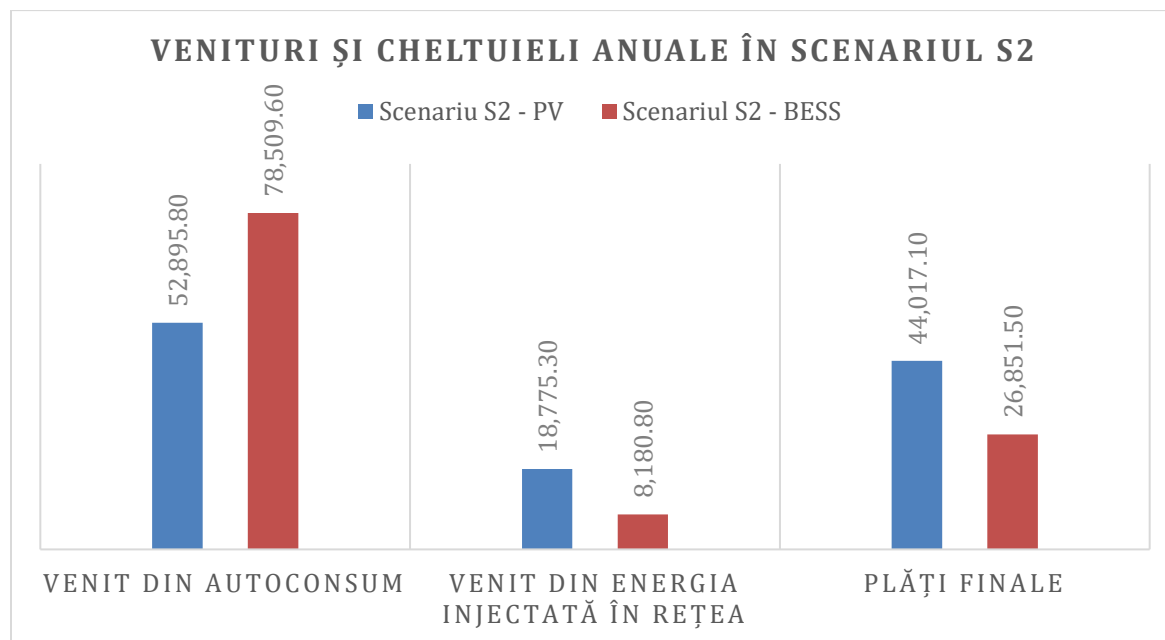


Figura 22. Comparație între veniturile și cheltuielile înregistrate în cele 2 variante ale scenariului 2 (S2 – PV și S2 – BESS)

B.2.2. Analize de sensibilitate. Analiza beneficiilor în scenariul S2 - BESS

S-au utilizat aceleași variantele tarifare V1-V5 din Tabelul 5 prin care se simulează utilizarea unor tarife fixe și tarife diferențiate. Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 22. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității pentru variantele V1 – V5 în scenariul S2 – BESS

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică (lei)
V1	120.120,9	35.032,3	78.509,6	8.180,8	86.690,4	26.851,4
V2	152.318,2	42.255,4	94.211,5	9.949,6	104.161,2	32.305,8
V3	189.469,0	53.090,1	117.764,4	12.602,9	130.367,3	40.487,2
V4	251.387,0	71.148,0	157.019,2	17.024,9	174.044,1	54.123,1
V5	139.174,1	39.868,3	91.234,0	10.391,9	101.625,9	29.476,4

Analiza comparativă a costurilor veniturilor și a costurilor cu energia electrică sunt reprezentate în Figura 23.

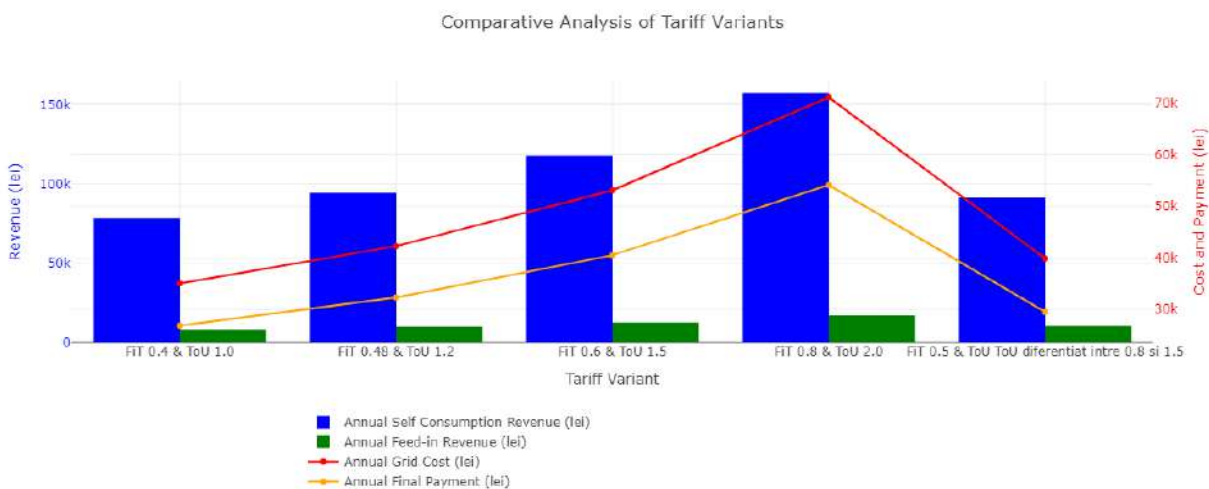


Figura 23. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S2 - BESS

Adăugarea unui sistem de stocare de 150 kWh în scenariul S2-BESS are un impact semnificativ asupra performanței economice și operaționale a comunității. Cheltuielile și veniturile sunt influențate de integrarea sistemului de stocare, iar rezultatele variază considerabil în funcție de structura tarifară utilizată (V1-V5). Figura 16 arată clar diferențele în veniturile generate și costurile suportate, oferind comunității informații esențiale pentru luarea deciziilor strategice.

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani în scenariul S2 – BESS.

Tabelul 23. Indicatorii economici pentru scenariul S2 - BESS utilizând variantele tarifare V1 – V5

Varianta	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCO E	ENR (lei)	ROI
V1	783.057,4	11,44%	8	2,34	0,4	1.742.075,3	297,49 %
V2	274.823,7	14,73%	6,45	1,47	0,34	2.153.615,3	367,76 %
V3	520.745,1	19,45%	5	1,89	0,34	2.770.925,3	473,18 %
V4	930.614,2	27,07%	3,64	2,59	0,34	3.799.775,4	648,87 %
V5	251.032,2	14,26%	6,64	1,43	0,34	2.093.894,2	357,56 %

În toate cele cinci variante tarifare (V1–V5), **costurile cu energia electrică achiziționată din rețea s-au redus considerabil** după implementarea sistemului de stocare (BESS – Battery Energy Storage System). De exemplu, în varianta V1, costul anual al energiei a scăzut de la **120.120,9 lei la 35.032,3 lei**. Această economie importantă se datorează **creșterii gradului de autoconsum** și a **utilizării inteligente a energiei stocate**.

Veniturile totale ale comunității au crescut semnificativ datorită valorificării energiei produse local, fie prin consum propriu, fie prin vânzarea surplusului în rețea. De exemplu, în varianta V4, **veniturile au ajuns la 174.044,1 lei**, cele mai mari din toate scenariile, datorită unui **nivel ridicat de autoconsum combinat cu vânzări eficiente către rețea**.

În același timp, și **costul final suportat de întreaga comunitate a scăzut puternic**. În varianta V4, de exemplu, acesta a ajuns la doar **54.123,1 lei**, ceea ce reflectă **impactul pozitiv al stocării inteligente a energiei**.

Compararea performanței financiare a variantelor

Varianta V1, după integrarea BESS, are un NPV de **783.057,4 lei**, o rată de rentabilitate (IRR) de **11,44%**, și o perioadă de recuperare a investiției (PBP) de **8 ani**. Rentabilitatea (ROI) este de **297,49%**, arătând o îmbunătățire clară față de scenariile fără stocare.

Varianta V2 vine cu un NPV de **274.823,7 lei**, un IRR de **14,73%**, o perioadă de recuperare de **6,45 ani**, și un ROI de **367,76%**. Este o variantă cu performanță îmbunătățită, ideală pentru o investiție sustenabilă și eficientă.

Varianta V3 devine foarte atractivă, cu un NPV de **520.745,1 lei**, IRR de **19,45%**, o recuperare rapidă în **5 ani** și un ROI de **473,18%**. Este o opțiune excelentă pentru comunitățile care urmăresc un echilibru între investiție și beneficii.

Varianta V4 este cea mai profitabilă, cu un NPV de **930.614,2 lei**, o rentabilitate de **27,07%**, recuperarea investiției în doar **3,64 ani**, și un ROI de **648,87%**. Este alegerea ideală pentru comunități care doresc să obțină maximum din investiția lor în energie regenerabilă.

Varianta V5, deși mai echilibrată, are performanțe ușor mai reduse față de V3 și V4. NPV este de **251.032,2 lei**, IRR de **14,26%**, iar PBP este de **6,64 ani**. Cu un ROI de **357,56%**, rămâne totuși o variantă rentabilă și eficientă.

B.2.3. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Costul inițial al investiției calculat per consumator (CAPEX per membru) în scenariul S2 - BESS în ipoteza în care costurile sunt suportate de comunitate și nu sunt 100% nerambursabile este de 7.808,0 lei. În tabelul de mai jos sunt centralizate beneficiile membrilor comunității pentru acest scenariu.

Tabelul 24. Indicatori anuali per membru calculați pentru variantele V1-V5 în scenariul S2 - BESS

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică (lei)	Costul înainte de redistribuirea beneficiilor (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată (lei)	Gradul de economisire (%)	Rentabilitatea participării la comunitate (%)
V1	1.601,6	467,1	109,1	358,0	77,65%	297,49%
V2	2.030,9	563,4	132,7	430,7	78,79%	367,76%
V3	2.526,3	707,9	168,0	539,8	78,63%	473,18%
V4	3.351,8	948,6	227,0	721,6	78,47%	648,87%
V5	1.855,7	531,6	138,6	393,0	78,82%	357,56%

Analiza arată că introducerea unui sistem de stocare a energiei (BESS) de 150 kWh are un impact clar și pozitiv asupra costurilor suportate de fiecare membru al comunității și asupra rentabilității investiției. Costul inițial al investiției, calculat pe fiecare membru, este de 7.808 lei, reprezentând contribuția individuală la implementarea acestui sistem.

În varianta tarifară V1, costul final anual plătit de un membru pentru energia consumată scade la 358 lei, ceea ce înseamnă o economie de 77,65% față de perioada de dinaintea formării comunității. În plus, fiecare membru beneficiază de o redistribuire de 109,1 lei, iar rentabilitatea participării (ROI) ajunge la 297,49%, ceea ce indică o recuperare eficientă a banilor investiți.

Varianta V2 aduce îmbunătățiri: costul final este de 430,7 lei, economia urcă la 78,79%, beneficiile redistribuite cresc la 132,7 lei, iar ROI se ridică la 367,76%. Aceste date sugerează că această variantă este mai rentabilă decât prima, păstrând totodată un cost final accesibil.

În varianta V3, costul final plătit de membru este de 539,8 lei, cu o economie de 78,63%. Beneficiile redistribuite sunt de 168 lei, iar ROI urcă la 473,18%. Aceste cifre confirmă că această variantă oferă un echilibru foarte bun între costurile suportate și beneficiile economice.

Cea mai profitabilă variantă este V4. Costul final ajunge la 721,6 lei, economia este de 78,47%, iar redistribuirea atinge 227 lei per membru. Rentabilitatea este maximă în acest caz, cu un ROI de 648,87%, demonstrând că această variantă aduce cele mai mari câștiguri și cele mai bune performanțe energetice.

În varianta V5, costul final scade la 393 lei, economia este de 78,82%, iar beneficiile redistribuite ajung la 138,6 lei. ROI-ul este de 357,56%, ceea ce înseamnă o performanță bună, deși mai redusă comparativ cu variantele V3 și V4.

Rezultatele arată că toate cele cinci variante tarifare oferă economii substanțiale și o recuperare eficientă a investiției inițiale, datorită stocării inteligente a energiei. Figura 18 din raport ilustrează comparativ costurile finale și gradul de economisire obținut de fiecare membru în cadrul comunității pentru fiecare variantă analizată.

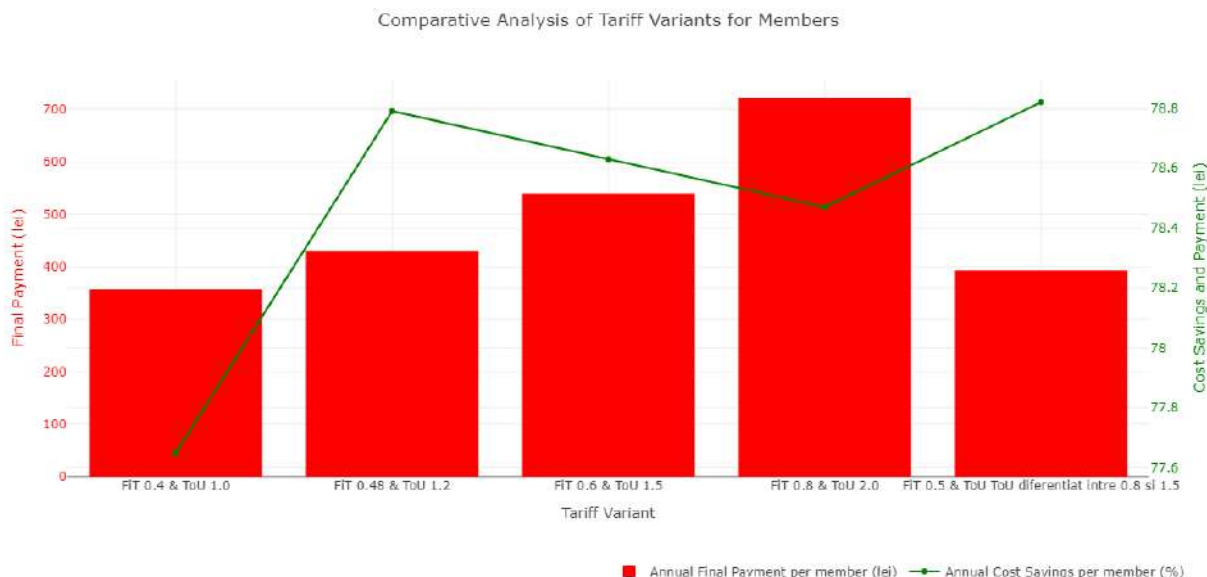


Figura 24. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S2 – BESS

Figura 24 ilustrează clar diferențele dintre variantele tarifare în ceea ce privește costurile finale și gradul de economisire. Varianta V4 continuă să fie cea mai profitabilă, oferind cele mai mari beneficii economice și cel mai ridicat grad de economisire, în timp ce varianta V3 este o alternativă echilibrată. Variantele V1 și V2 oferă beneficii considerabile, dar cu o rentabilitate mai moderată. Varianta V5 este varianta cea mai bună din punct de vedere al raportului dintre cheltuielile finale și gradul de economisire. Integrarea sistemului BESS optimizează semnificativ consumul de energie și asigură o recuperare rapidă a investiției pentru membrii comunității.

IX. ANALIZA PARAMETRILOR ECONOMICI SPECIFICI SCENARIULUI III

C.1. Scenariul S3 - PV

Acest scenariu (S3 – PV) se referă la *instalarea unor sisteme fotovoltaice cu puterea totală instalată de 109kWp* al cărui cost inițial (CAPEX) este estimat la 435.600,0 lei. Estimarea este realizată pe baza CAPEX din scenariul S2.

Pentru costurile operaționale (mentenanță, licențe software, management și administrare comunitate) considerăm OPEX similar cu cel din scenariul S2, aproximativ 1000 lei/lună.

Tabelul 25. Parametrii considerați în analiza scenariului S3 - PV sunt centralizați în tabelul următor:

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic 109kWp	435.600,0 lei
2	OPEX	1.000 lei/lună
3	Rata de actualizare (discount rate - r)	2%
4	Rata de degradare anuală (d)	0,5%
5	Durata totală a proiectului	25 ani
6	Costuri cu echilibrarea	0.03 lei/kWh

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

Tabelul 26.a. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S3 - PV

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
109.845,5	170.681,1	74.652,2	35.193,3	96.028,8

Tabelul 26.b. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021 în scenariul S2 - PV

Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
93.148,0	66.813,7	13.021,5	79.835,2	80.126,4

Față de scenariul S2-PV se constată o creștere a consumului cu aproximativ 27,5% și a plăților finale cu peste 45% ca urmare a integrării centrului comercial în comunitate.

Consumul comunității este acoperit în proporție de 43,7% din energia generată de sistemul fotovoltaic, iar din aceasta 68% este utilizată pentru auto-consum și 32% este livrată în rețea (Figura 25).

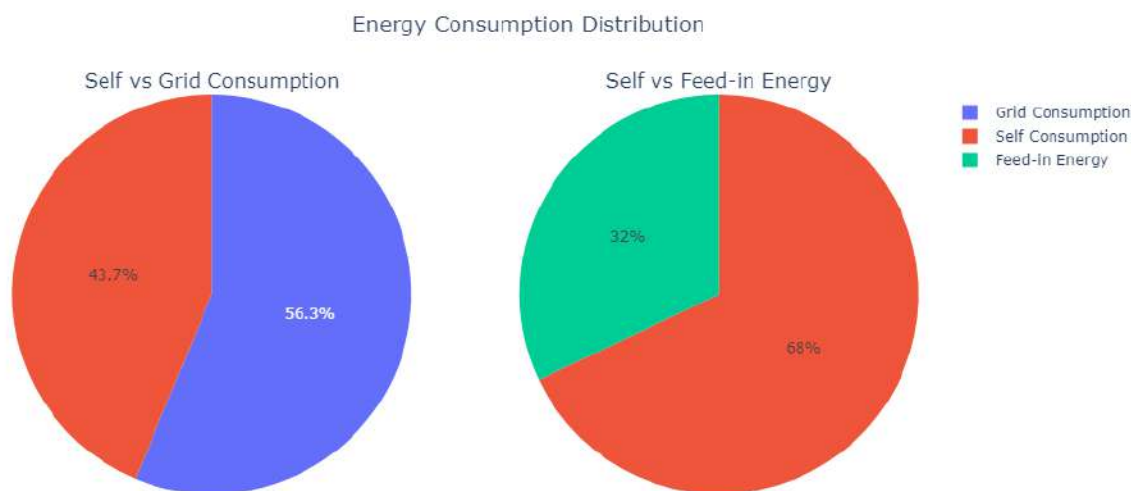


Figura 25. Distribuția energiei generate de parcul fotovoltaic în scenariul S3 – PV

Comparativ cu scenariul anterior (S2-PV), se constată o creștere procentuală a autoconsumului de la 53,8% la 68% și o scădere a energiei livrate în rețea de la 46,2% la 32%.

C.1.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum și din energia injectată în rețea (Figura 26) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 74% din totalul veniturilor din perioada respectivă. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna –22,27%; primăvara – 28,15%; vara – 36,04%; iarna – 16,52%.

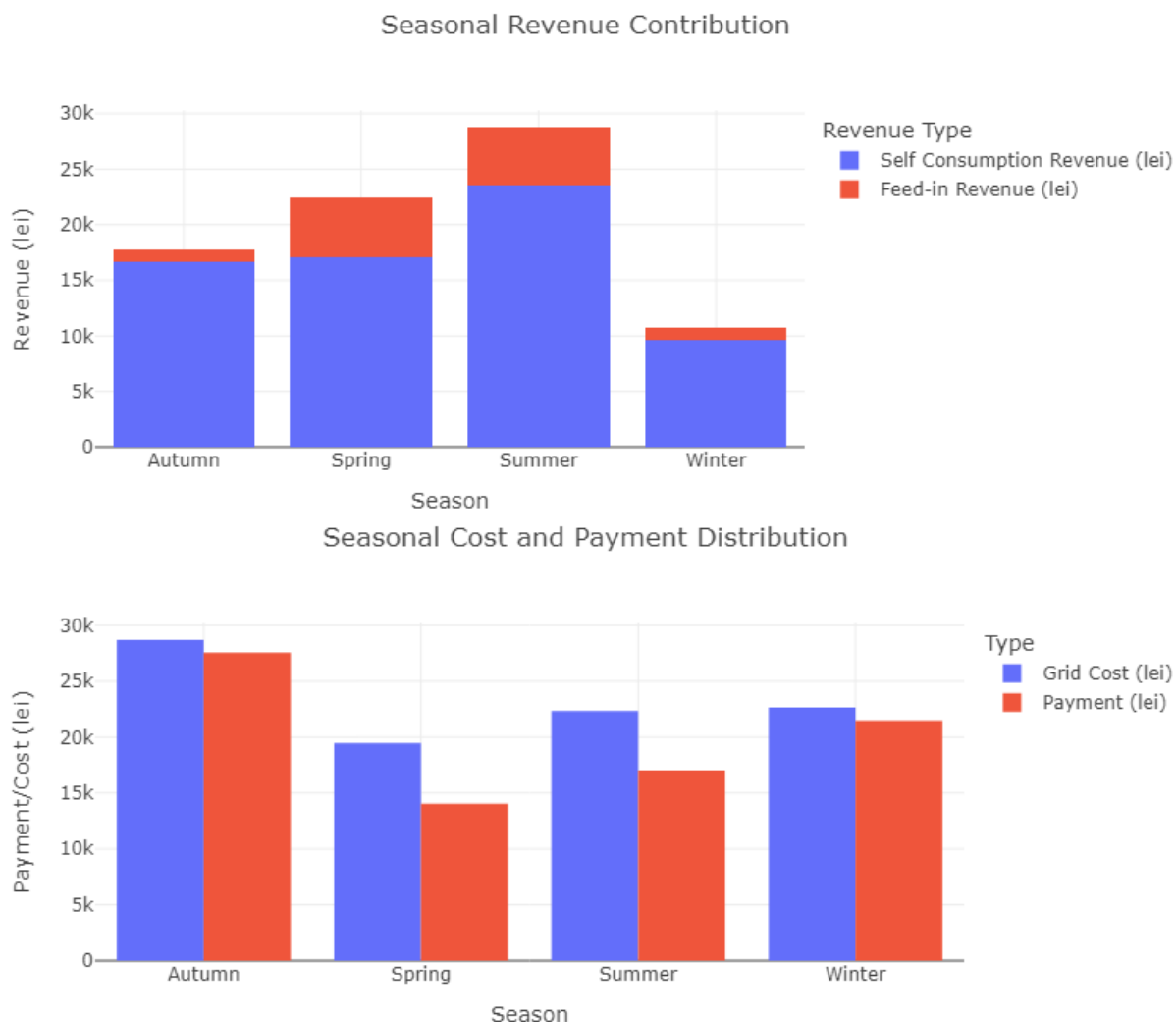


Figura 26. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S3 - PV

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*), acestea sunt: toamna – 34,38%; primăvara – 17,51%; vara – 21,26%; iarna – 26,83%. Față de scenariul S2-PV se observă o creștere foarte mare a ponderii cheltuielilor în lunile de vară, cel mai probabil cauzate de consumul dispozitivelor de răcire din spațiul comercial.

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor este reprezentată în Figura 27.

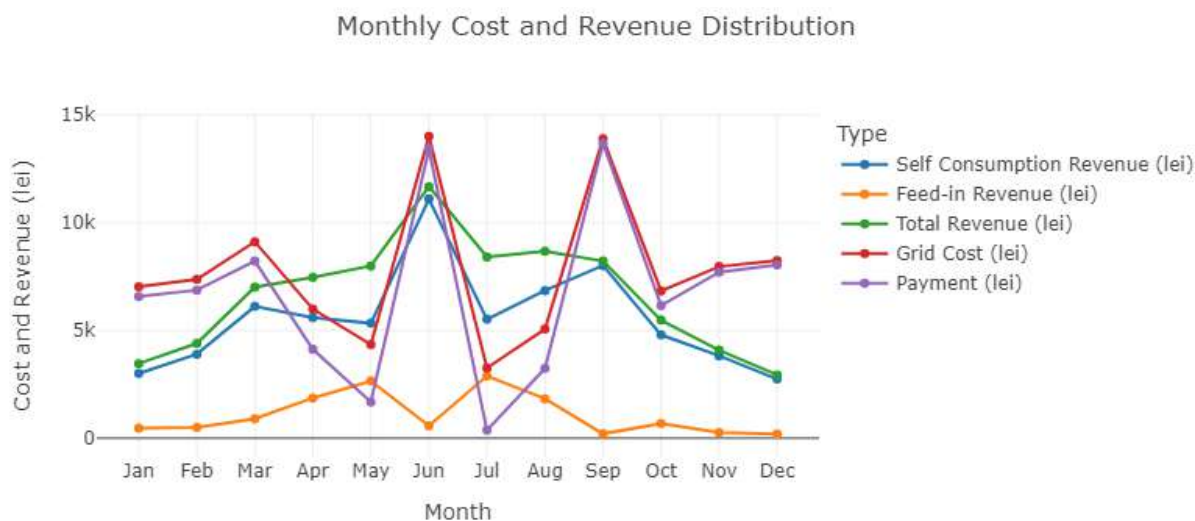


Figura 27. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S3 - PV

Se remarcă faptul că în lunile de primăvară și vară (cu excepția lunii iunie), când producția fotovoltaică atinge niveluri maxime, plățile finale pentru energia electrică scad semnificativ datorită veniturilor generate din autoconsum și din livrarea surplusului de energie în rețea. În schimb, în lunile de toamnă și iarnă, veniturile din livrarea surplusului sunt reduse, iar cheltuielile finale cresc semnificativ.

C.1.2. Analiza indicatorilor economici

Principalii indicatori economici pentru acest scenariu, în varianta în care ToU și FiT au valori fixe (1 leu/kWh, respectiv 0,4 lei/kWh) sunt centralizați în tabelul următor.

Tabelul 27. Indicatorii economici pentru scenariul S3 - PV, varianta V1 pe durata proiectului de 25 ani

Indicator	Valoare
Net Present Value (NPV)	806.303,1 lei
Internal Rate of Return (IRR)	14,53%
Payback Period (PBP)	6,5 ani
Profitability Index (PI)	2,85
Levelized Cost of Energy (LCOE)	0,38 lei/kWh
Energy Net Revenue (ENR)	1.580.595,7 lei
Return on Investment (ROI)	362,85%

Adăugarea centrului comercial în comunitatea existentă a avut un impact semnificativ asupra performanței economice a proiectului.

Valoarea Net Present Value (NPV) a crescut la 806.303,1 lei, indicând o creștere semnificativă a profitabilității investiției față de scenariul anterior. Această valoare reflectă fluxurile de numerar viitoare actualizate la valoarea prezentă, demonstrând că proiectul generează venituri considerabile pe termen lung. Internal Rate of Return (IRR) a crescut la 14,53%, ceea ce înseamnă că proiectul oferă un randament mai mare al investiției, depășind rata minimă acceptabilă de rentabilitate și semnalând o investiție atractivă. Payback Period (PBP) s-a redus la 6,5 ani, indicând o perioadă mai scurtă de recuperare a capitalului investit, ceea ce face proiectul mai sigur și mai atractiv pentru comunitate.

Profitability Index (PI) a crescut la 2,85, ceea ce sugerează că pentru fiecare leu investit, proiectul generează un câștig de 2,85 lei. Aceasta reflectă o eficiență crescută a investiției și o utilizare mai bună a resurselor financiare. Levelized Cost of Energy (LCOE) s-a menținut la 0,38 lei/kWh, indicând că integrarea centrului comercial nu a crescut semnificativ costul mediu al energiei produse, ceea ce înseamnă că sistemul PV continuă să fie eficient din punct de vedere al costurilor.

Energy Net Revenue (ENR) a ajuns la 1.580.595,7 lei, ceea ce arată o creștere a veniturilor nete generate de proiect, rezultată din creșterea autoconsumului. Return on Investment (ROI) a crescut la 362,85%, subliniind faptul că investiția în proiect este extrem de rentabilă.

În ansamblu, integrarea centrului comercial a avut un efect pozitiv asupra performanței economice a proiectului, crescând rentabilitatea investiției, reducând perioada de recuperare a capitalului și maximizând veniturile generate.

C.1.3. Analize de sensibilitate - Analize la nivelul comunității

S-au utilizat variantele tarifare V1-V5 din scenariul anterior. Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă din scenariul S3 – PV sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 28. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității în scenariul S3 - PV pentru variantele V1 – V5

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică <i>GridCost</i> (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea <i>GridCost</i> (lei)	Venit din autoconsum <i>SelfConsRevenue</i> (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea <i>FeedRevenue</i> (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică <i>Payment_{EC}</i> (lei)
V1	165.560,7	93.148,0	66.813,7	13.021,5	79.835,3	80.126,5
V2	209.937,8	112.353,8	80.176,5	15.837,0	96.013,5	96.516,8
V3	261.142,1	141.162,4	100.220,6	20.060,2	120.280,8	121.102,3
V4	346.482,6	189.176,9	133.627,5	27.098,9	160.726,3	162.078,0
V5	191.798,3	111.977,5	73.444,1	16.540,9	89.984,9	95.436,7

Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S3 - PV sunt reprezentate în Figura 28.

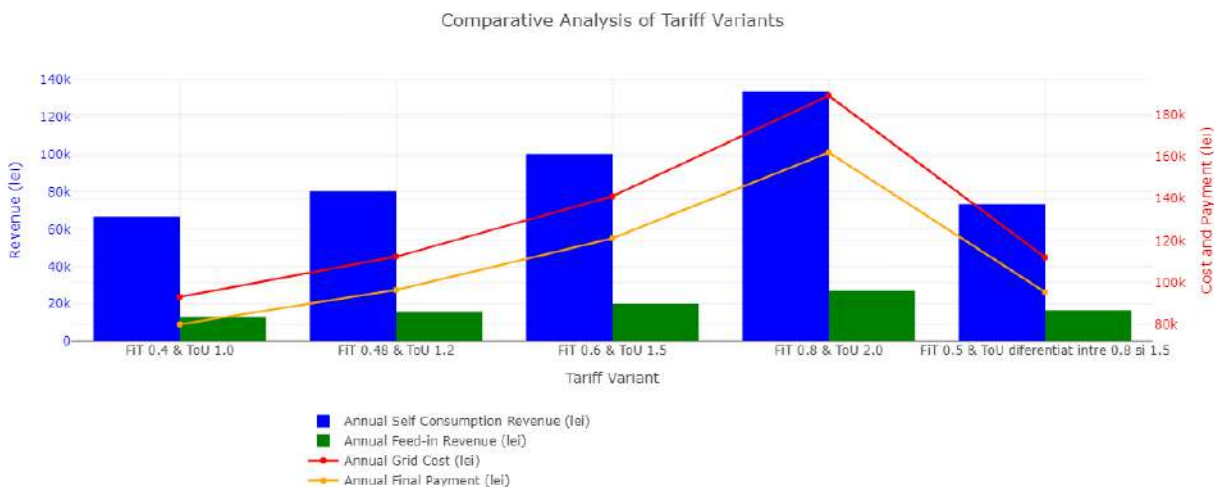


Figura 28. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S3 - PV

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani:

Tabelul 29. Indicatorii economici pentru scenariul S3 - PV utilizând variantele tarifare V1 – V5

Variantă	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCOE	ENR (lei)	ROI
V1	806.303,1	14,53%	6,5	2,85	0,38	1.580.595,7	362,85%
V2	354.535,9	18,47%	5,2	1,81	0,31	1.961.688,9	450,34%
V3	584.062,4	24,21%	4	2,34	0,31	2.533.328,7	581,57%
V4	966.606,7	33,58%	2,9	3,22	0,31	3.486.061,7	800,29%
V5	297.516,0	17,02%	5,6	1,68	0,31	1.819.680,0	417,74%

Integrarea centrului comercial în comunitatea de energie în scenariul S3 - PV a avut un impact semnificativ asupra performanței economice, reflectată în îmbunătățirea principalilor indicatori financiari și operaționali pentru toate variantele tarifare V1-V5.

În varianta V1, NPV a crescut la 806.303,1 lei, indicând o creștere semnificativă a profitabilității. IRR s-a îmbunătățit la 14,53%, iar PBP s-a redus la 6,5 ani, ceea ce semnalează o recuperare mai rapidă a investiției. PI a ajuns la 2,85, confirmând o eficiență crescută a investiției, în timp ce ROI s-a ridicat la 362,85%, subliniind rentabilitatea ridicată. LCOE de 0,38 lei/kWh arată că energia produsă rămâne competitivă din punct de vedere al costurilor.

În varianta V2, se observă o îmbunătățire considerabilă, cu un NPV de 354.535,9 lei și un IRR de 18,47%. Perioada de recuperare a scăzut la 5,2 ani, iar ROI a crescut la 450,34%, ceea ce

demonstrează o rentabilitate crescută. LCOE a scăzut la 0,31 lei/kWh, reflectând eficiența crescută în generarea energiei.

Varianta V3 oferă rezultate și mai bune, cu un NPV de 584.062,4 lei și un IRR de 24,21%. PBP a scăzut la 4 ani, iar ROI a ajuns la 581,57%, ceea ce confirmă o investiție foarte profitabilă. LCOE se menține la 0,31 lei/kWh, indicând o producție de energie stabilă și eficientă.

Cea mai profitabilă variantă este V4, care înregistrează un NPV de 966.606,7 lei și un IRR de 33,58%. Perioada de recuperare a investiției este de doar 2,9 ani, ceea ce reflectă o recuperare rapidă și sigură a capitalului. PI este de 3,22, iar ROI a ajuns la 800,29%, făcând din această variantă cea mai atractivă și rentabilă opțiune. LCOE de 0,31 lei/kWh demonstrează în continuare costuri scăzute de producție.

În varianta V5, NPV este de 297.516,0 lei, IRR ajunge la 17,02%, iar perioada de recuperare este de 5,6 ani. Deși ROI de 417,74% este mai mic comparativ cu variantele V3 și V4, această variantă oferă un echilibru rezonabil între stabilitate și rentabilitate.

În toate variantele tarifare considerate includerea centrului comercial a îmbunătățit considerabil performanța economică a proiectului. Varianta V4 rămâne cea mai rentabilă și atractivă, oferind cele mai bune rezultate financiare și cea mai rapidă recuperare a investiției. Varianta V3 reprezintă, de asemenea, o opțiune foarte solidă, iar variantele V1, V2 și V5 oferă beneficii semnificative, dar cu o rentabilitate mai moderată.

C.1.4. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Deoarece consumul centrului comercial este de aproximativ 28,4 ori mai mare decât consumul mediu al apartamentelor, am distribuirea beneficiilor s-a realizat proporțional cu consumul. Astfel, din punctul de vedere al beneficiilor repartizate consumatorilor casnici, au fost calculate valorile anuale ale următorilor indicatori per membru:

Tabelul 30. Indicatori anuali per consumator casnic calculați în scenariul S3 - PV pentru variantele V1-V5

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică $InitialPayment_m$ (lei)	Costul înainte de redistribuire a beneficiilor $Payment_m$ (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii iVS_m (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată $FinalPayment_m$ (lei)	Gradul de economisire $CostSaving_m$ (%)	Rentabilitatea participării la comunitate ROI_m (%)
V1	1.601,60	900,94	125,95	774,99	51,60%	362,85%
V2	2.030,90	1086,7	153,18	933,52	54,03%	450,34%
V3	2.526,30	1365,34	194,02	1171,31	53,63%	581,57%
V4	3.351,80	1829,74	262,1	1567,64	53,22%	800,29%

V5	1.855,70	1083,06	159,99	923,07	50,24%	417,74%
----	----------	---------	--------	--------	--------	---------

Pentru centrul comercial, indicatorii sunt calculați în Tabelul 31.

Tabelul 31. Indicatori anuali pentru centrul comercial calculați în scenariul S3 - PV pentru variantele V1-V5

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică $InitialPayment_m$ (lei)	Costul înainte de redistribuire a beneficiilor $Payment_m$ (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii iVS_m (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată $FinalPayment_m$ (lei)	Gradul de economisire $CostSaving_m$ (%)	Rentabilitatea participării la comunitate ROI_m (%)
V1	46870,2	25577,69	3575,721	22001,97	53,06%	362,85%
V2	56244,24	30851,41	4348,78	26502,63	52,88%	450,34%
V3	70305,3	38762	5508,228	33253,77	52,70%	581,57%
V4	93740,4	51946,32	7441,019	44505,3	52,52%	800,29%
V5	52683,32	30748,07	4542,116	26205,96	50,26%	417,74%

Distribuirea proporțională a beneficiilor în funcție de consum a avut un impact diferit asupra consumatorilor casnici și asupra centrului comercial în scenariul S3 - PV. Datorită faptului că centrul comercial are un consum de aproximativ 28,4 ori mai mare decât cel al unui apartament, acesta a beneficiat de o parte substanțială din economiile și veniturile generate.

Pentru consumatorii casnici, costurile finale suportate au scăzut semnificativ în toate variantele tarifare. În varianta V1, costul final a fost de 774,99 lei, ceea ce reprezintă o reducere de 51,60% față de perioada de dinaintea formării comunității. Beneficiile redistribuite au fost de 125,95 lei, iar rentabilitatea participării la comunitate (ROI) a ajuns la 362,85%. În varianta V4, cea mai profitabilă, costul final suportat de membru a fost de 1.567,64 lei, cu o economie de 53,22% și un ROI remarcabil de 800,29%. Variantele V2 și V3 au oferit, de asemenea, economii consistente, cu o reducere a costurilor de peste 53% și un ROI semnificativ.

Pentru centrul comercial, distribuirea proporțională a beneficiilor a condus la economii notabile, dar mai puțin pronunțate comparativ cu consumatorii casnici. În varianta V1, costul final a fost de 22.001,97 lei, ceea ce reprezintă o economie de 53,06%. Beneficiile redistribuite au fost de 3.575,72 lei, iar ROI a fost de 362,85%, similar cu cel al consumatorilor casnici. Varianta V4 a oferit cel mai mare avantaj, cu un cost final de 44.505,3 lei, o economie de 52,52% și un ROI de 800,29%. Chiar și în varianta V5, centrul comercial a beneficiat de o reducere de 50,26%, cu un ROI de 417,74%.

Distribuirea proporțională a beneficiilor în funcție de consum a condus la economii importante pentru ambele categorii de consumatori. Totuși, în cazul centrului comercial, economiile absolute sunt mai mari datorită volumului de consum ridicat, dar procentual sunt ușor mai scăzute decât

cele înregistrate de consumatorii casnici. Varianta V4 continuă să fie cea mai avantajoasă pentru ambele părți, oferind cele mai mari economii și cea mai bună rentabilitate a investiției. Această structură tarifară favorizează atât utilizatorii casnici, cât și marii consumatori prin reducerea semnificativă a costurilor și maximizarea veniturilor generate de sistemul fotovoltaic.

Pentru cele 5 variante de tarificare sunt reprezentate comparativ costurile finale cu energia electrică și gradul de economisire în scenariul S3 - PV pentru consumatorii casnici (Figura 22).

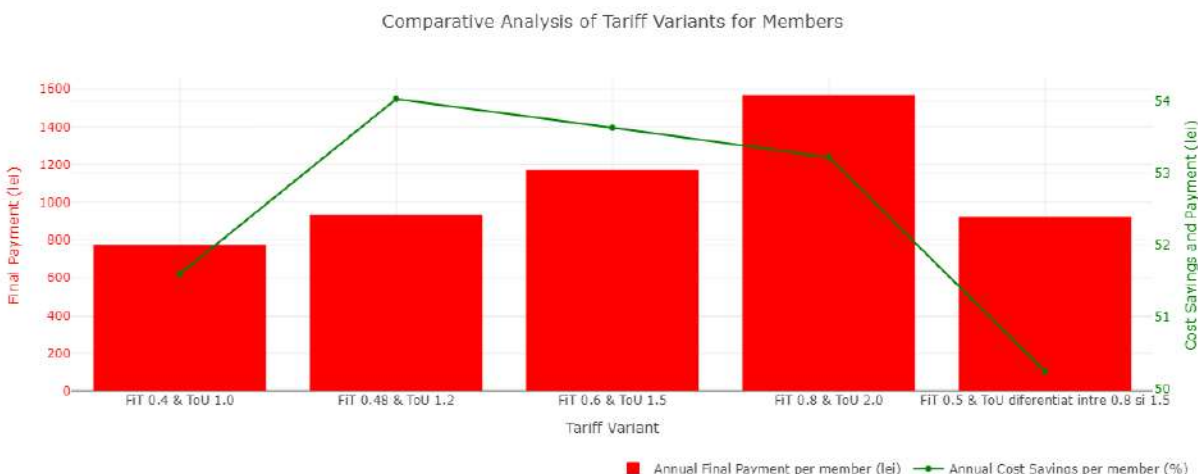


Figura 29. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S3 - PV

Figura 29 evidențiază diferențele dintre costurile finale suportate de membrii comunității și gradul de economisire obținut în fiecare variantă tarifară. Varianta V4 maximizează beneficiile economice pentru membrii comunității, cu cea mai mare rentabilitate (ROI), dar presupune costuri finale mai mari. Varianta V3 reprezintă un echilibru excelent între economii și rentabilitate, fiind potrivită pentru membrii care prioritizează un raport optim între costuri și beneficii. Variantele V1 și V2 sunt mai accesibile și oferă stabilitate financiară, dar cu economii și rentabilitate mai reduse. Varianta V5, deși stabilește costuri finale moderate, oferă economii și rentabilitate mai mici comparativ cu alte variante.

C.2. Scenariul S3-BESS

Acest scenariu (S3 – BESS) se referă la instalarea unor sisteme fotovoltaice cu puterea totală instalată de 109kWp și a unei instalații de stocare (Battery Energy Storage – BESS) cu o capacitate de 150kWh și putere de 50kW al căror cost inițial (CAPEX) este detaliat în tabelul următor:

Tabelul 32. Costuri inițiale pentru scenariul S3 - BESS

Nr. Crt.	Parametru	Valoare
1	CAPEX sistem fotovoltaic 54kWp	435.600,0 lei

2	CAPEX sistem stocare 150 kWh/50kW (aprox. 5.000 Euro/15kWh)	150.000,0 lei
	TOTAL CAPEX	585.600,0 lei

Pentru perioada analizată (ianuarie-decembrie 2021), pe baza valorilor de consum și generare, se obțin următoarele venituri și costuri. Tarifele ToU și FiT sunt considerate cele din prima variantă analizată, respectiv ToU= 1 leu/kWh și FiT=0,4 lei kWh.

Tabelul 33.a. Energia generată și consumul total în anul 2021 în scenariul S3 - BESS

Energie generată (kWh)	Consum (kWh)	Autoconsum (kWh)	Autoconsum PV (kWh)	Autoconsum BESS (kWh)	Energie injectată în rețea (kWh)	Consum din rețea (kWh)
109.845,5	170.681,1	96.678,4	74.652,2	22.026,2	13.152,1	74.002,7

Tabelul 33.b. Costurile și veniturile înregistrate în anul 2021 în scenariul S3 - BESS

Cost energie consumată din rețea (lei)	Venit din autoconsum (lei)	Venit din energia injectată în rețea (lei)	Venit total (lei)	Plăți finale (lei)
71.782,6	86.527,2	4.866,3	91.393,4	66.916,3

Consumul comunității este acoperit în proporție de 70,8% din energia generată de parcul fotovoltaic și de instalația de stocare. Energia generată de parc este utilizată în proporție de 55,4% pentru autoconsum, 23,8% pentru încărcarea bateriei și apoi asigurarea consumului și doar 20,7% este livrată în rețea (Figura 30).

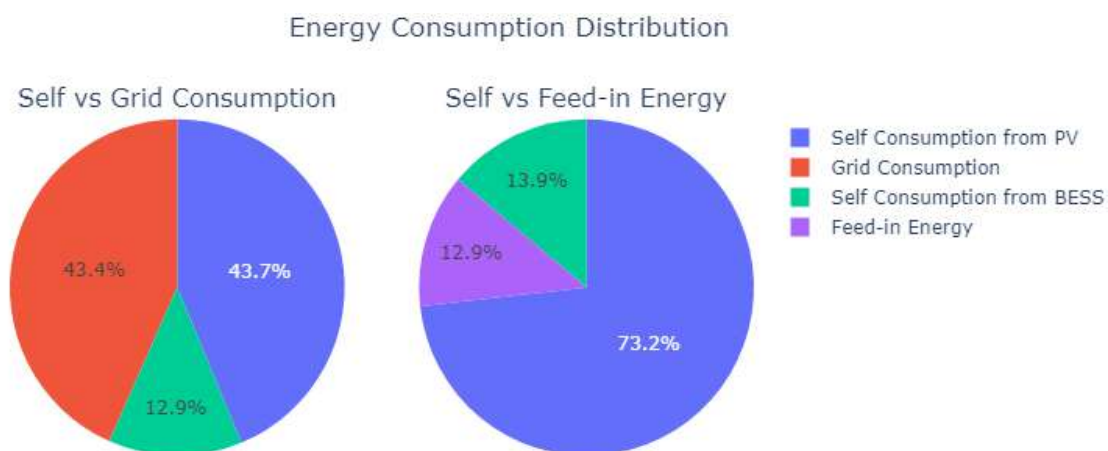


Figura 30. Distribuția energiei generate de parcul fotovoltaic în scenariul S2 - BESS

Față de scenariul S3-BESS se constată o creștere semnificativă a autoconsumului din sistemele PV de la 55,4% la 73,2% și o reducere a energiei livrate în rețea de la 20,7% la 12,9%.

C.2.1. Distribuția veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică

Analizând distribuția sezonieră a veniturilor din autoconsum (sistem PV și BESS) și din energia injectată în rețea (Figura 31) se constată că lunile de primăvară și vară înregistrează cele mai mari venituri, aproximativ 75% din totalul veniturilor din perioada respectivă. Distribuția veniturilor totale pe sezoane este: toamna – 21,23%; primăvara – 29,4%; vara – 35,84%; iarna – 13,51%. Se observă faptul că în lunile de toamnă și iarnă energia generată de sistemele fotovoltaice este utilizată în proporție de 99% pentru autoconsum.

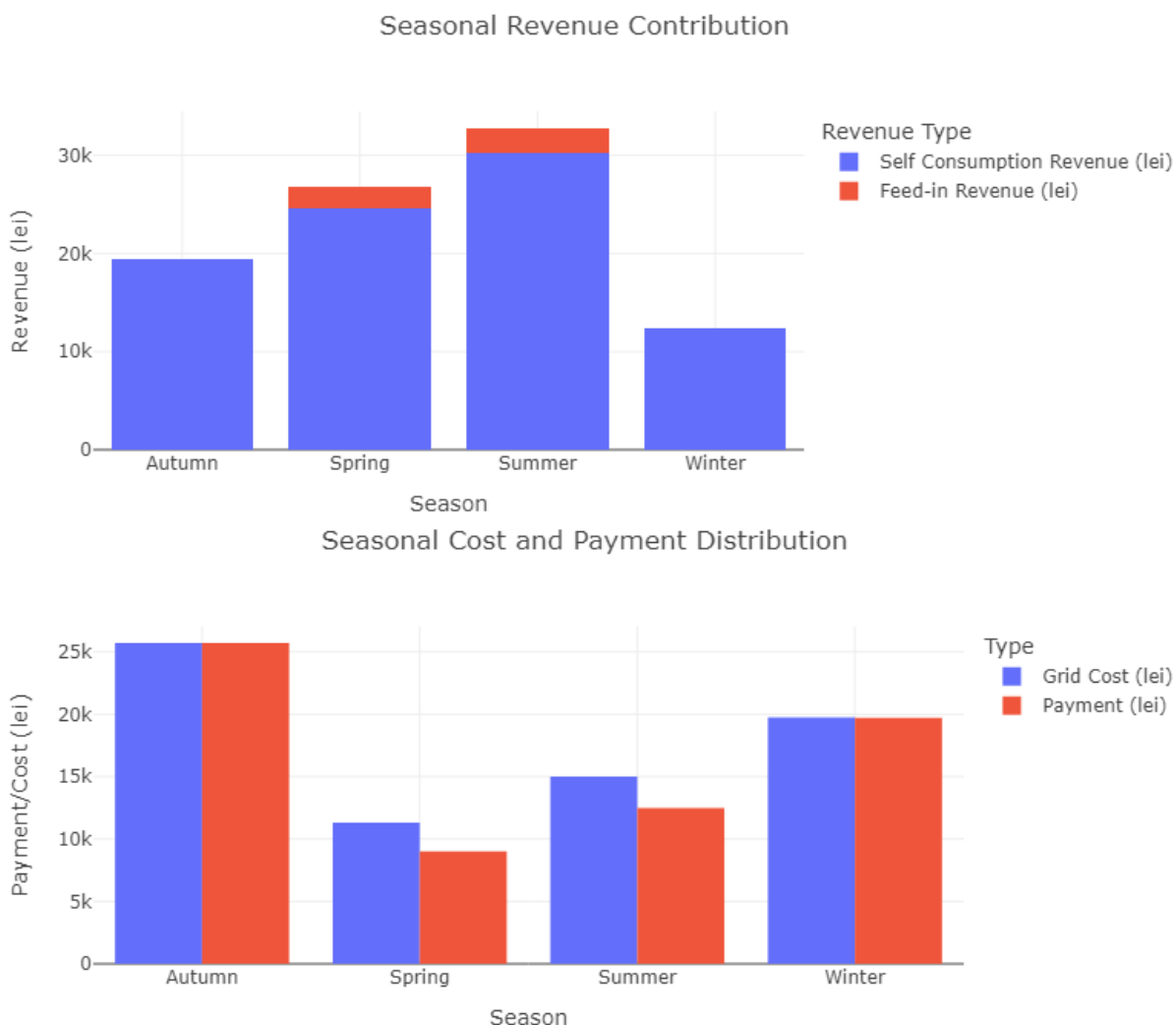


Figura 31. Distribuția sezonieră a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul în scenariul S3 - BESS

În ceea ce privește distribuția cheltuielilor finale (*payment*) distribuția cheltuielilor între sezoane este: toamna – 38,41%; primăvara – 13,45%; vara – 18,66%; iarna – 29,46%. Față de scenariul S2-BESS în care în lunile de vară se înregistrează venituri nete, în acest scenariu costurile depășesc veniturile din livrarea energiei în rețea.

Distribuția lunară a cheltuielilor și veniturilor în scenariul S3 – BESS este reprezentată în Figura 26.

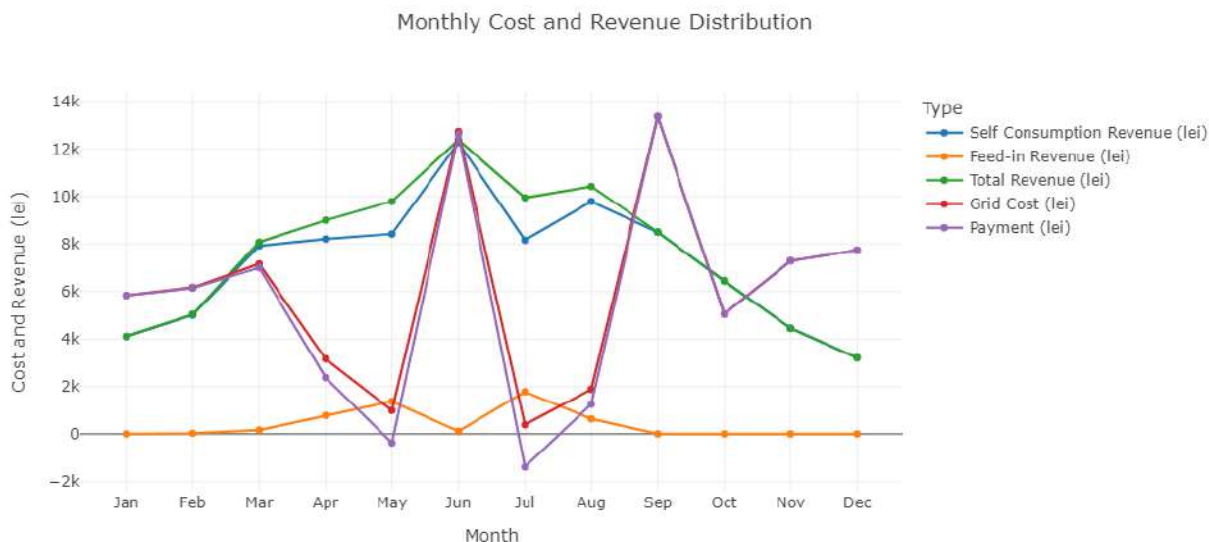


Figura 32. Distribuția lunară a veniturilor și cheltuielilor cu energia electrică în scenariul S3 – BESS

Se constată același profil cu cel din scenariul S3-PV: în lunile iunie și septembrie ca urmare a unui consum ridicat, cheltuielile cu energia electrică sunt foarte mari, iar veniturile din energia livrată în rețea sunt aproape zero.

Față de scenariul anterior (S3 - PV) se constată o creștere a veniturilor totale de 114% și o scădere a cheltuielilor cu 16% (Figura 33).

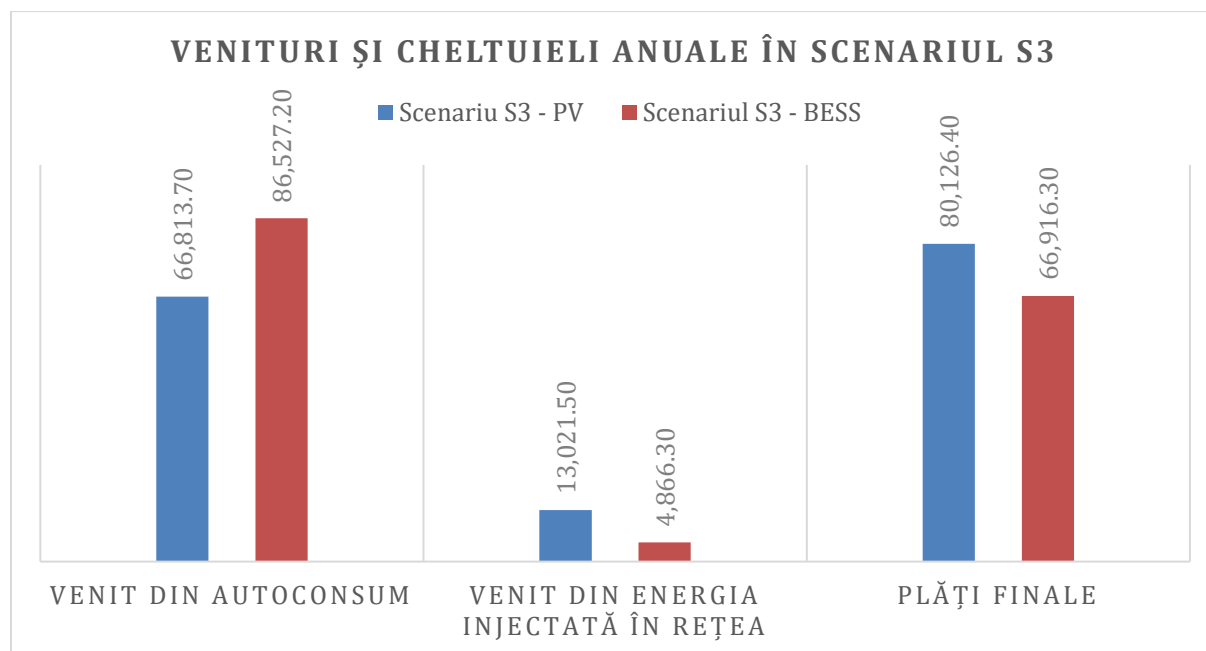


Figura 33. Comparație între veniturile și cheltuielile înregistrate în cele 2 variante ale scenariului 3 (S3 – PV și S3 – BESS)

C.2.2. Analize de sensibilitate. Analiza beneficiilor în scenariul S3 - BESS

S-au utilizat aceleași variantele tarifare V1-V5 din Tabelul 5 prin care se simulează utilizarea unor tarife fixe și tarife diferențiate. Cheltuielile și veniturile anuale la nivelul comunității pentru fiecare variantă sunt centralizate în tabelul următor:

Tabelul 34. Cheltuielile și veniturile anuale înregistrate la nivelul comunității pentru variantele V1 – V5 în scenariul S3 - BESS

Varianta	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Cost inițial cu energia electrică <i>GridCost</i> (lei)	Costul cu energia furnizată de rețea <i>GridCost</i> (lei)	Venit din autoconsum <i>SelfConsRevenue</i> (lei)	Venit din livrarea energiei în rețea <i>FeedRevenue</i> (lei)	Venit total (lei)	Cost final cu energia electrică <i>Payment_{EC}</i> (lei)
V1	165.560,7	71.782,6	86.527,2	4.866,3	91.393,5	66.916,3
V2	209.937,8	86.583,1	103.832,6	5.918,5	109.751,1	80.664,7
V3	261.142,1	108.784,0	129.790,8	7.496,7	137.287,5	101.287,2
V4	346.482,6	145.785,3	173.054,4	10.127,1	183.181,5	135.658,2
V5	191.798,3	83.249,4	99.747,1	6.181,5	105.928,6	77.067,9

Analiza comparativă a costurilor veniturilor și a costurilor cu energia electrică sunt reprezentate în Figura 34.

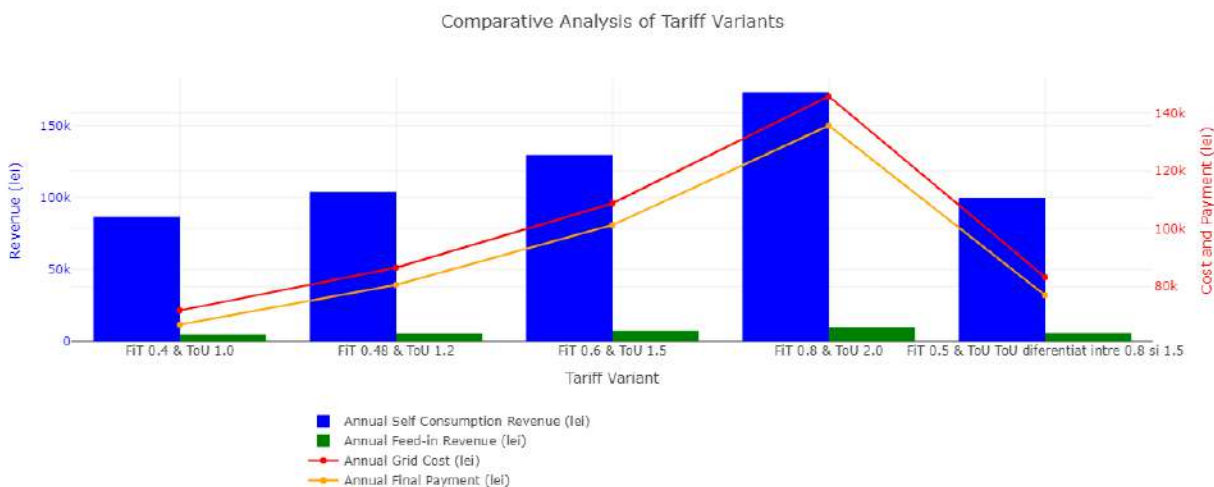


Figura 34. Analiza comparativă a veniturilor și costurilor cu energia electrică în scenariul S3 - BESS

Pentru fiecare variantă s-au calculat indicatorii economici pe întreaga durată a proiectului de 25 de ani în scenariul S3 – BESS.

Tabelul 35. Indicatorii economici pentru scenariul S3 - BESS utilizând variantele tarifare V1 – V5

Varianta	NPV (lei)	IRR	PBP (ani)	PI	LCOE	ENR (lei)	ROI
V1	870.018,6	12,34%	7,52	2,49	0,36	1.852.860,1	316,40%
V2	331.383,6	15,76%	6,08	1,57	0,31	2.285.290,9	390,25%
V3	590.953,8	20,68%	4,72	2,01	0,31	2.933.937,2	501,01%
V4	1.023.570,9	28,65%	3,44	2,75	0,31	4.015.014,4	685,62%
V5	295.351,5	15,06%	6,33	1,5	0,31	2.195.249,5	374,87%

Adăugarea unui sistem de stocare a energiei (BESS) de 150 kWh în scenariul S3 a avut un impact semnificativ asupra performanței economice și operaționale a comunității. Comparativ cu scenariul fără BESS, s-au observat îmbunătățiri importante în ceea ce privește reducerea costurilor și creșterea veniturilor pentru toate variantele tarifare (V1–V5).

Costurile cu energia furnizată de rețea s-au redus semnificativ în toate variantele. În varianta V1, costul a scăzut de la 165.560,7 lei la 71.782,6 lei, ceea ce indică o reducere substanțială datorată eficientizării autoconsumului prin utilizarea sistemului de stocare. Această tendință este vizibilă și în celelalte variante, cu scăderi notabile în V4, unde costul a scăzut de la 346.482,6 lei la 145.785,3 lei. Veniturile din autoconsum au crescut semnificativ, ajungând în varianta V4 la 173.054,4 lei, iar veniturile din livrarea energiei în rețea s-au menținut la valori stabile.

Indicatorii economici confirmă îmbunătățirea rentabilității proiectului. În varianta V1, valoarea Net Present Value (NPV) a crescut la 870.018,6 lei, iar Internal Rate of Return (IRR) a ajuns la 12,34%, cu o perioadă de recuperare a investiției (PBP) de 7,52 ani. Aceasta indică o recuperare mai rapidă a investiției față de scenariile anterioare. În varianta V4, cea mai profitabilă, NPV a urcat la 1.023.570,9 lei, IRR a atins 28,65%, iar PBP s-a redus la 3,44 ani, demonstrând o recuperare accelerată a capitalului investit. Rentabilitatea investiției (ROI) pentru această variantă este de 685,62%, subliniind un potențial de câștig foarte ridicat.

Costul nivelat al energiei (LCOE) s-a menținut scăzut la 0,31 lei/kWh în toate variantele, indicând o eficiență îmbunătățită a producției și consumului de energie. Venitul net din energie (ENR) a crescut considerabil, ajungând în varianta V4 la 4.015.014,4 lei, cel mai ridicat dintre toate scenariile analizate.

Per ansamblu, integrarea sistemului BESS în scenariul S3 a condus la o reducere considerabilă a costurilor cu energia electrică și la o creștere substanțială a veniturilor, maximizând rentabilitatea investiției. Varianta V4 rămâne cea mai avantajoasă, oferind cele mai bune rezultate economice și o recuperare rapidă a investiției. Variantele V3 și V2 reprezintă, de asemenea, opțiuni solide, în timp ce variantele V1 și V5 oferă beneficii semnificative, dar cu o rentabilitate mai moderată.

Comparativ cu scenariul S2-BESS, integrarea centrului comercial în S3-BESS a condus la îmbunătățirea performanței economice a comunității. În S3-BESS, NPV au crescut semnificativ în toate variantele tarifare. De exemplu, în varianta V4, NPV a ajuns la 1.023.570,9 lei, față de 930.614,2 lei în S2-BESS, ceea ce reflectă o creștere a profitabilității datorită volumului mai mare de consum și a utilizării eficiente a stocării. IRR a crescut în S3-BESS la 28,65%, comparativ cu 27,07% în S2-BESS, indicând o rentabilitate îmbunătățită. Perioada de recuperare a investiției s-a redus în S3-BESS la 3,44 ani, față de 3,64 ani în S2-BESS, semnalând o recuperare mai rapidă a capitalului investit.

Venitul net din energie a crescut semnificativ în S3-BESS, atingând 4.015.014,4 lei în varianta V4, față de 3.799.775,4 lei în S2-BESS, datorită creșterii autoconsumului și optimizării livrării de energie în rețea. De asemenea, ROI a urcat la 685,62% în S3-BESS, față de 648,87% în S2-BESS, demonstrând o eficiență financiară superioară.

LCOE s-a menținut constant la 0,31 lei/kWh în ambele scenarii pentru variantele superioare (V2-V5), indicând că sistemul BESS a continuat să optimizeze costurile de producție a energiei chiar și cu un consum mai mare.

Integrarea centrului comercial în S3-BESS a consolidat performanța economică a comunității, generând venituri mai mari, o recuperare mai rapidă a investiției și o rentabilitate superioară față de S2-BESS.

C.2.3. Beneficiile membrilor comunității în variantele V1 – V5

Costul inițial al investiției calculat per consumator (CAPEX per membru) în scenariul S3 - BESS în ipoteza în care costurile sunt suportate de comunitate și nu sunt 100% nerambursabile este de 7.705,3 lei. Din punctul de vedere al beneficiilor repartizate consumatorilor casnici, au fost calculate valorile anuale ale următorilor indicatori per membru:

Tabelul 36. Indicatori anuali per consumator casnic calculați în scenariul S3 - BESS pentru variantele V1-V5

Variant a	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică $InitialPayment_m$ (lei)	Costul înainte de redistribuire a beneficiilor $Payment_m$ (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii i VS_m (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată $FinalPayment_m$ (lei)	Gradul de economisire $CostSaving_m$ (%)	Rentabilitatea participării la comunitate ROI_m (%)
V1	1.601,60	694,29	47,07	647,22	59,58%	316,40%
V2	2.030,90	837,44	57,24	780,2	61,58%	390,25%
V3	2.526,30	1052,17	72,51	979,66	61,21%	501,01%
V4	3.351,80	1410,05	97,95	1312,1	60,85%	685,62%
V5	1.855,70	805,2	59,79	745,41	59,82%	374,87%

Pentru centrul comercial, indicatorii sunt calculați în Tabelul 33.

Tabelul 37. Indicatori anuali pentru centrul comercial calculați în scenariul S3 - BESS pentru variantele V1-V5

Variant a	Înainte de formarea comunității	După formarea comunității				
	Costul inițial cu energia electrică $InitialPayment_m$ (lei)	Costul înainte de redistribuire a beneficiilor $Payment_m$ (lei)	Beneficii primite în urma redistribuirii i VS_m (lei)	Cost final suportat de membru pentru energia consumată $FinalPayment_m$ (lei)	Gradul de economisire $CostSaving_m$ (%)	Rentabilitatea participării la comunitate ROI_m (%)
V1	46870,2	19710,89	1336,317	18374,58	60,80%	316,40%
V2	56244,24	23774,92	1625,044	22149,88	60,62%	390,25%
V3	70305,3	29871,11	2058,559	27812,55	60,44%	501,01%
V4	93740,4	40031,32	2780,801	37250,52	60,26%	685,62%
V5	52683,32	22859,63	1697,438	21162,19	59,83%	374,87%

Pentru consumatorii casnici, costurile finale cu energia electrică au scăzut semnificativ. În varianta V1, costul final a scăzut la 647,22 lei, ceea ce reprezintă o reducere de 59,58% față de costul inițial. Beneficiile redistribuite au fost de 47,07 lei, iar rentabilitatea participării la comunitate (ROI) a crescut la 316,40%. În varianta V4, cea mai avantajoasă, costul final suportat de un membru a fost de 1.312,1 lei, cu o economie de 60,85% și un ROI de 685,62%, confirmând rentabilitatea ridicată a investiției. Variantele V2 și V3 au menținut economii consistente, în jur de 61%, și o rentabilitate progresiv mai ridicată, cu ROI de 390,25% și 501,01%.

Pentru centrul comercial, impactul a fost semnificativ, cu economii substanțiale în toate variantele. În varianta V1, costul final s-a redus la 18.374,58 lei, ceea ce reprezintă o economie de 60,80%. Beneficiile redistribuite au fost de 1.336,32 lei, iar ROI a fost de 316,40%, similar cu cel al consumatorilor casnici. În varianta V4, costul final a fost de 37.250,52 lei, cu o economie de 60,26% și un ROI maxim de 685,62%, reflectând o eficiență ridicată a investiției în stocare și generare de energie. Chiar și în varianta V5, centrul comercial a beneficiat de o economie de 59,83%, cu un ROI de 374,87%.

Distribuirea proporțională a beneficiilor, corelată cu consumul, a permis atât consumatorilor casnici, cât și centrului comercial să beneficieze de economii consistente și de o rentabilitate solidă. Deși centrul comercial a absorbit o parte semnificativă a energiei produse, ambele categorii de consumatori au obținut avantaje similare din punct de vedere procentual. Varianta V4 continuă să ofere cele mai mari beneficii pentru toți participanții, datorită echilibrului optim între costuri și venituri.

Pentru cele 5 variante de tarifare sunt reprezentate comparativ costurile finale cu energia electrică și gradul de economisire pentru consumatorii casnici (Figura 29).

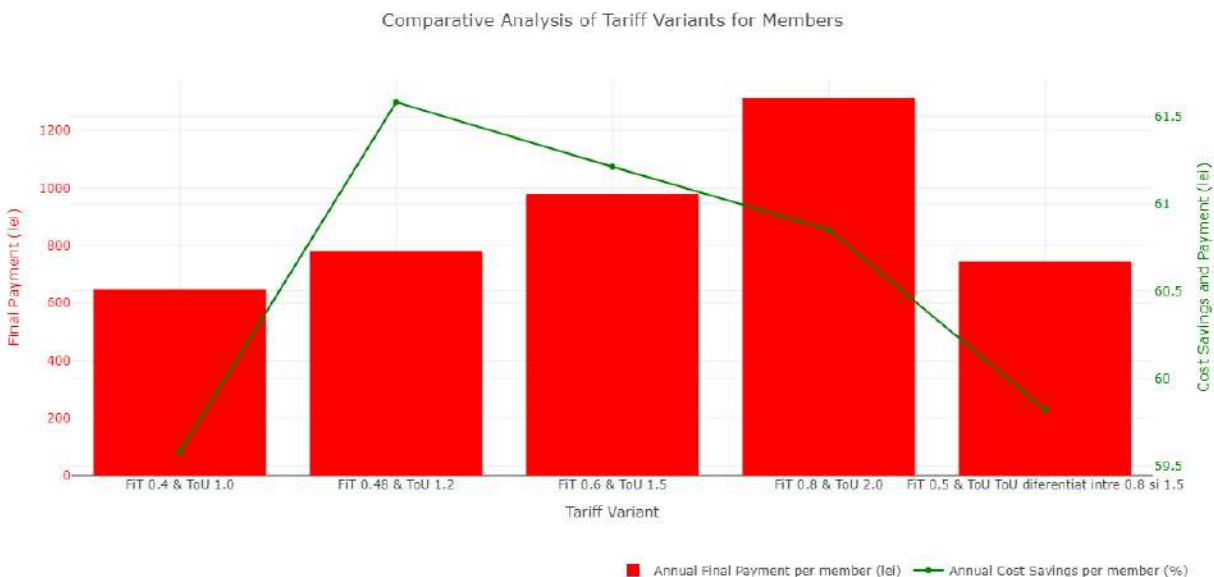


Figura 35. Analiza comparativă a costurilor finale și a gradului de economisire per membru în scenariul S3 – BESS

Figura 35 ilustrează clar diferențele dintre variantele tarifare în ceea ce privește costurile finale și gradul de economisire. Varianta V4 continuă să fie cea mai profitabilă, oferind cele mai mari beneficii economice și cel mai ridicat grad de economisire, în timp ce varianta V3 este o alternativă echilibrată. Variantele V1, V2 și V5 oferă beneficii considerabile, dar cu o rentabilitate mai moderată.

C.2.4. Impactul integrării centrului comercial în comunitate

Analiza costurilor și veniturilor în scenariile S2-BESS și S3-BESS, evidențiază impactul centrului comercial asupra consumului total de energie electrică, care a crescut de la 123.810,9 kWh la 170.681,1 kWh. În scenariul S2-BESS, costul inițial cu energia electrică era de 120.120,90 lei, iar costul final a fost redus semnificativ la 26.851,40 lei, datorită unui autoconsum de 78.509,60 lei și a unui venit suplimentar de 8.180,80 lei din livrarea energiei în rețea, ceea ce a dus la un venit total de 86.690,40 lei. În scenariul S3-BESS, integrarea centrului comercial a dus la creșterea costului inițial la 165.560,70 lei, însă costul final s-a menținut la un nivel rezonabil, de 66.916,30 lei, datorită unui autoconsum crescut de 86.527,20 lei și a unui venit din livrarea energiei în rețea de 4.866,30 lei, cu un venit total de 91.393,50 lei. Comparativ, scenariul S2-BESS demonstrează o eficiență mai ridicată în reducerea costurilor finale, în timp ce S3-BESS prezintă o creștere a veniturilor totale, dar cu un cost final mai mare, evidențiind provocările aduse de creșterea consumului total (Figura 36).

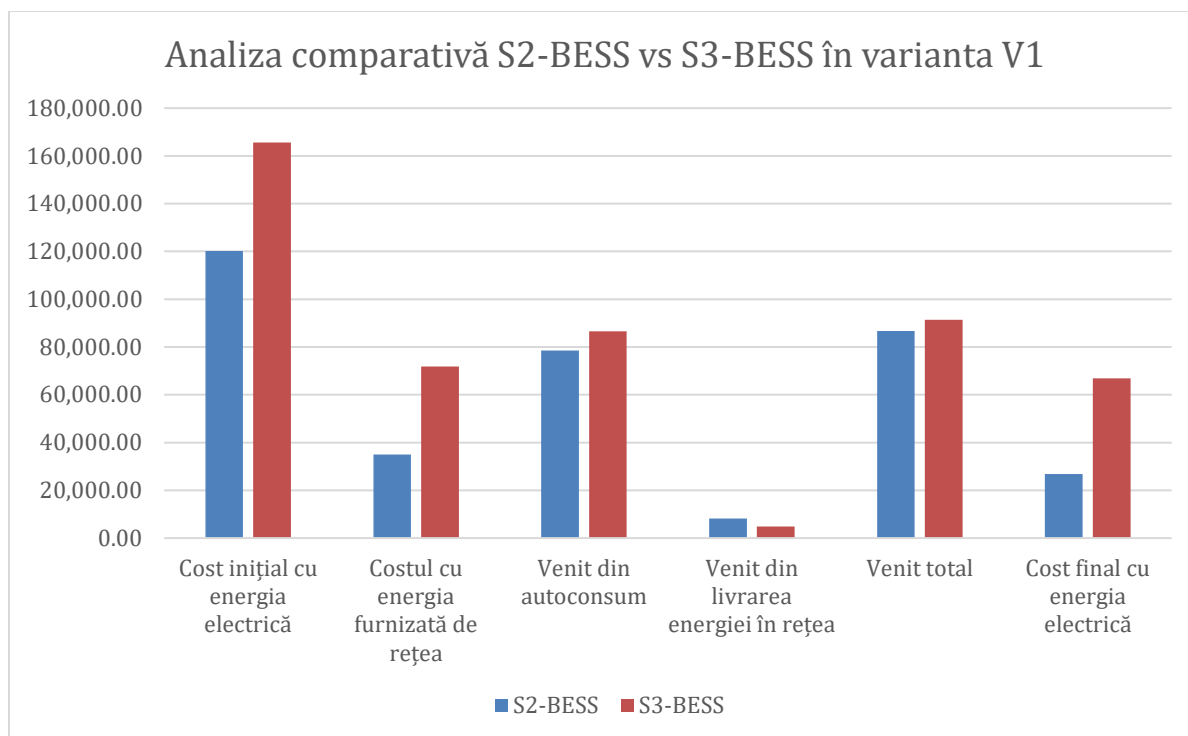
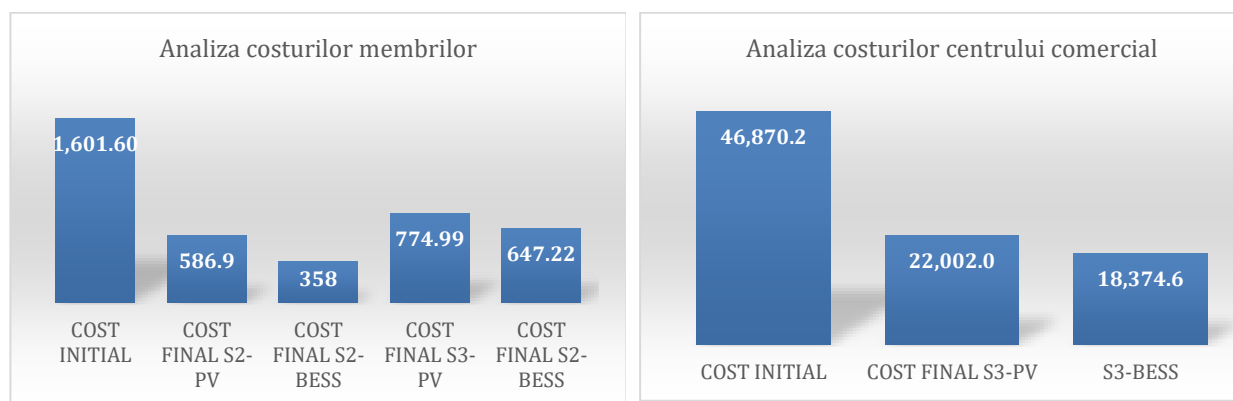


Figura 36. Impactul centrului comercial asupra veniturilor și cheltuielilor comunității

Din punctul de vedere al beneficiilor membrilor comunității, după integrarea centrului comercial se observă o creștere a cheltuielilor finale ale consumatorilor rezidențiali de la 358 lei la 647 lei în scenariile S2-BESS și S3-BESS, respectiv o scădere a gradului de economisire de la 77,65% la 59,58% în aceleași scenarii (Figura 37).



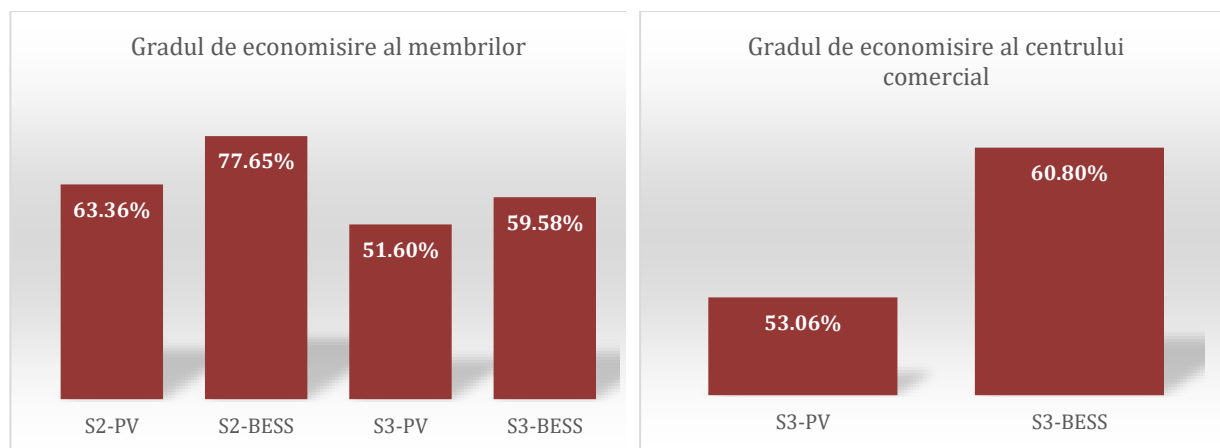


Figura 37. Impactul centrului comercial asupra costurilor finale și a gradului de economisire al membrilor

Pentru comunitate cea mai eficientă variantă este S3-BESS (V1), care maximizează valoarea totală creată prin atingerea unui NPV de 870.018,6 lei și generarea unui venit net din energie (ENR) de 1.852.860,1 lei, cu un cost LCOE redus la 0,36 lei/kWh. Această variantă asigură eficiență economică și crește valoarea pentru întreaga comunitate.

Pentru consumatorii rezidențiali, cea mai avantajoasă opțiune este S2-BESS (V1), datorită unui grad de economisire de 77,65% și unui cost final suportat minim de 358 lei per membru.

În cazul tuturor membrilor, incluzând centrul comercial, varianta optimă este S3-BESS (V1), care oferă un grad de economisire de 59,58% pentru consumatorii rezidențiali și 60,8% pentru centrul comercial. Costul final suportat este de 647,22 lei per consumator rezidențial și 18.374,58 lei pentru centrul comercial, ceea ce minimizează costurile individuale și maximizează beneficiile economice pentru toți membrii comunității.

X. ANALIZA ASPECTELOR SOCIALE LEGATE DE CREAREA ȘI DEZVOLTARE UNEI COMUNITĂȚI DE ENERGIE ÎN MUNICIPIUL ALBA IULIA

În vederea explorării și analizei diferitelor aspecte sociale (precum acceptanța, relații în comunitate, oportunități, obstacole etc.) care ar putea influența în mod decisiv șansele de succes ale unei comunități energetice a fost derulată în perioada octombrie-decembrie 2024 o anchetă pe baza de chestionar în cele trei localități incluse în studiul pilot din cadrul proiectului de cercetare **“EMERGE - Împuternicirea Comunităților pentru Tranziția Energetică către Neutralitatea Climatică în România”**, proiect implementat de Academia de Studii Economice din București, liderul învățământului superior economic și de administrație publică din România, alături de diversi parteneri din România- S.C. Energy Advisor S.R.L. (Renergia), Universitatea Politehnica din Timișoara, Municipiul Alba Iulia, Comuna Buteni (jud. Arad) și Comuna Crucea (jud. Constanța) - și din Norvegia - (Smart Innovation Norway).

Pornind de la premisa ca in multe situatii, desi solutia tehnica exista si functioneaza, uneori existand chiar si un istoric si date favorabile din punct de vedere tehnic si economic in acest sens, factori sociali ce tin de relatiile in comunitate si anumite dinamici sociale ale grupului joaca un rol esential si pot influenta semnificativ sansele de reusita in implementarea unui proiect (precum acela al constituirii unor comunitati energetice in anumite regiuni) ne-am propus sa exploram diferite fatete sociale in cele trei comunitati analizate, ce surprind aspecte diverse: **de la relatiile dintre membrii comunitatii si relatiile acestora cu diferite autoritati sociale, pana la elemente ce tin de incredere, acceptanta si disponibilitate, norme si atitudini sociale, cultura energetica a cetatenilor, motivatori si obstacole in vederea constituirii unei comunitati energetice.** Adesea, exista **un decalaj intre evolutiile tehnice si stiintifice si elemente ce tin de acceptarea sociala a unei noi solutii tehnice,** increderea cetatenilor in aceasta, nivelul de cunoastere si intelegere a acesteia- aspecte ce tin de psihologie si sociologie, care necesita uneori **perioade mai lungi de timp pentru a fi internalizate si implicit insusite si implementate efectiv de comunitate.**

Obiectivul principal al anchetei pe baza de chestionar derulate in cele trei localitati (doua in mediul rural si una in mediul urban) consta in explorarea **principalelor aspecte de ordin social ce ar putea influenta crearea si dezvoltarea unei comunitati energetice durabile in localitatea respectiva.** O prima forma a chestionarului a fost dezvoltata pornind de la literatura de specialitate din domeniu, sesiuni de brainstorming in echipa proiectului si feedback-ul primit de la partenerii din proiect. S-a evitat pe cat posibil evaluarea unor **aspecte mai sensibile** prin adresarea de intrebari directe in acest sens respondentilor. S-a incercat ca astfel de elemente sa fie **surprinse si evaluate indirect,** fara ca respondentii sa fie expusi/ confruntati frontal unor anumite aspecte ce le-ar putea crea disconfort si ar putea conduce implicit la raspunsuri eronate, care sa pericliteze relevanta cercetarii.

A rezultat un **chestionar complex,** care a fost testat pe teren de catre partenerii din Alba-Iulia, Crucea si Buteni. In urma testarii pilot in teren s-a primit feedback, care a fost operationalizat si a rezultat astfel forma finala a chestionarului. De asemenea au existat mai multe sesiuni de instruire cu operatorii de interviu cat si instructiuni scrise pentru completarea chestionarului si modul de abordare a respondentilor. Chestionarul a fost distribuit atat online cat si pe suport de hartie, datele fiind digitalizate ulterior. Au fost colectate 200 de chestionare valide la nivelul municipiului. Ca modalitate de esantionare, in Alba-Iulia chestionarul s-a aplicat in gospodariile din blocurile vizate pentru constituirea unei comunitati energetice si apoi in cele din zonele adiacente acestora. Raspunsurile au fost oferite de „capul gospodariei” sau de un alt reprezentant al acesteia, care sa cunoasca situatia in gospodarie si sa aiba atat informatiile solicitate cat si putere decizionala.

Chestionarul a fost structurat in **7 parti principale,** care au cuprins un număr de peste 80 de întrebări: I. Date demografice, II. Date despre locuinta/ cladire, III. Norme/ atitudini sociale/ relatii in comunitate, IV. Cultura energetica, V. Niveluri de incredere, VI. Disponibilitate/ dorinta de a face parte dintr-o comunitate energetica, VII. Motivatori si inhibitori ai dorintei de a face parte dintr-o comunitate energetica. In continuare, pentru fiecare localitate in parte, vor fi prezentate principalele rezultate ale cercetarii. Intrebarile au fost atat inchise (cu multiple posibilitati de raspuns) cat si deschise.

In ceea ce priveste aspectele demografice in municipiul Alba-Iulia esantionul prezinta urmatoarele caracteristici: un procent redus, de 5,5%, de tineri pana in 29 de ani, 25% persoane intre 30-39

ani, cea mai mare parte, si anume putin peste 40% intre 40-49 ani, 18% intre 50-59 ani si 11% peste 60 de ani. 62,5% sunt femei si restul barbati.

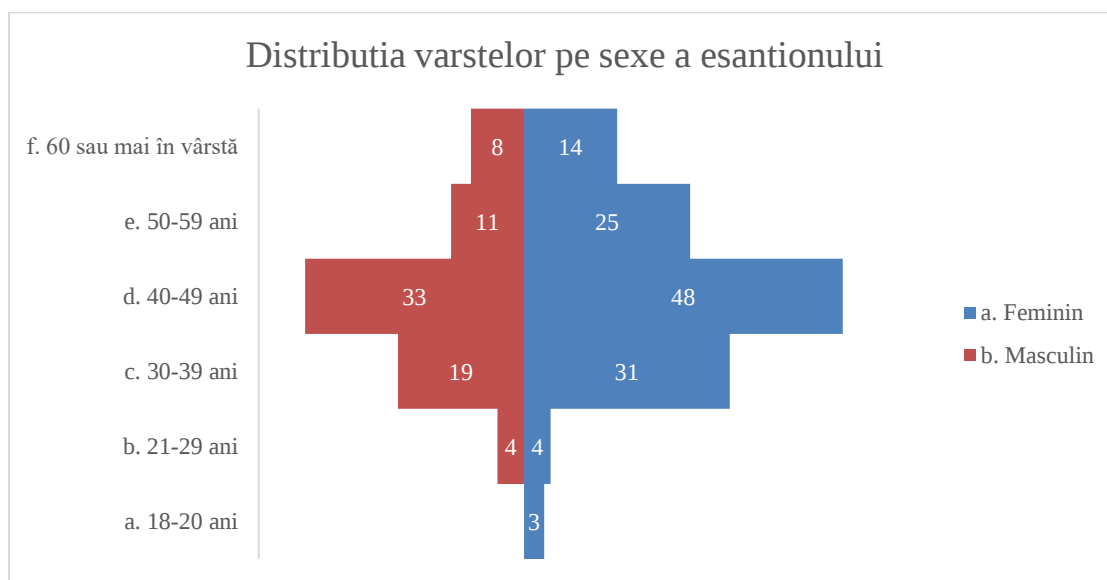


Figura 38. Distributia varstelor pe sexe a esantionului din Alba Iulia (2024)

In ceea ce priveste ultima scoala absolvita, 6% au studii gimnaziale sau primare, aproape 44% scoala profesionala sau liceul si jumatate au studii universitare. Peste 70% dintre cei intervieati sunt angajati (marea majoritatea cu norma intreaga), 16% pensionari, cate circa 5% antreprenori, respectiv alte ocupatii. 1% sunt someri si 1% elevi/studenti. Numarul mediu de membri in gospodarie este de 2,55, iar acela de minori de 0.8. In ceea ce priveste venitul, un procent semnificativ de 16% nu a dorit sa raspunda la aceasta intrebare. 2% inregistreaza un venit mai mic de 1.000 lei, 13,5% au un venit net mediu lunar pe gospodarie intre 1.001 si 3.000 lei, in timp ce 21% intre 3.001 si 5.000 lei, 28,5% intre 5.001 si 7.000 lei, 12,5% intre 7.001 si 10.000 lei si 6,5% castiga peste 10.001 lei.

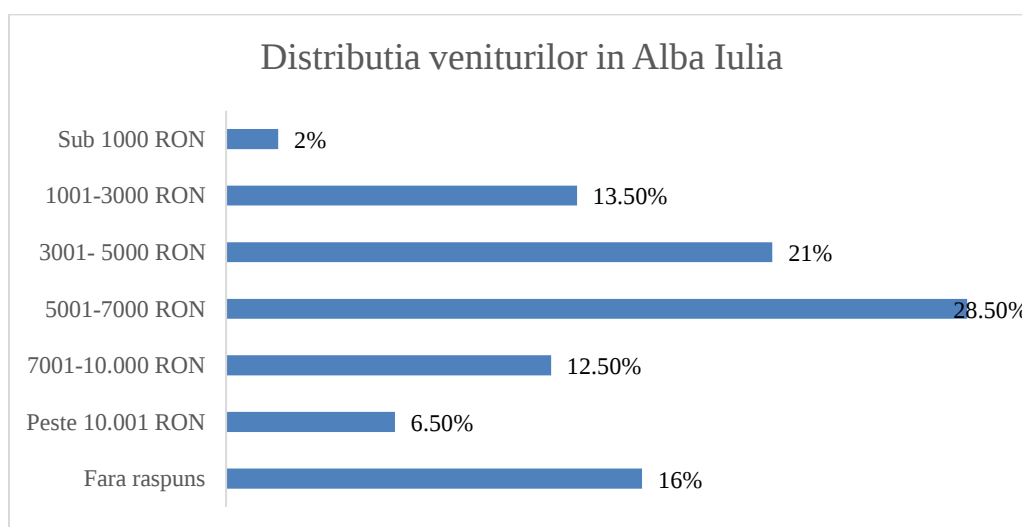


Figura 39. Distribuția veniturilor în Alba Iulia (2024)

Circa 58,5% dintre respondenti sunt casatoriti cu copii, 9,5% casatoriti fara copii, 15,5% necasatoriti cu copii, 14% necasatoriti fara copii si foarte putini intr-o relatie stabila cu copii (1%) sau fara copii (1,5%). In ceea ce priveste situatia locativa, circa 27,5% sunt proprietari unici ai locuintei, 27% proprietari alaturi de alti membri ai familiei si doar 3% locuiesc in casa unui alt membru al familiei. Avem o pondere mare de chiriasi, 10% la privat si 32,5% la stat.

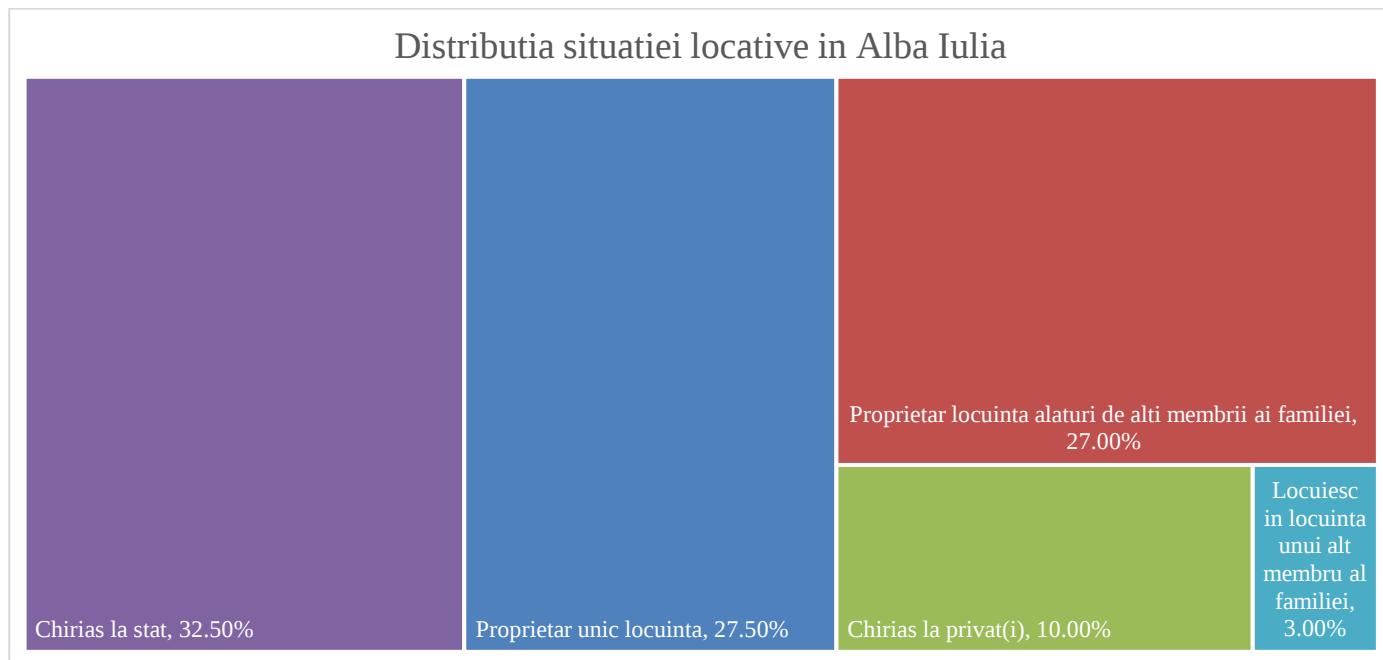


Figura 40. Distribuția situației locative în Alba Iulia (2024)

Profilul demografic al esantioului se caracterizeaza astfel printr-o populatie mixta din punct de vedere al varstei, educata (procentul celor cu studii superioare considerabil peste media nationala), cei mai multi angajati, cu venituri nu foarte ridicate, casatoriti cu copii in mare parte (aceasta familie traditionala insa mai putin reprezentata decat in mediul rural), peste jumatate proprietari sau co-proprietari ai locuintei, cu un procent considerabil insa de chriasi (inclusiv la stat, lucru explicabil prin prisma tipului de complex de locuinte construite de stat in care s-a derulat partial sondajul).

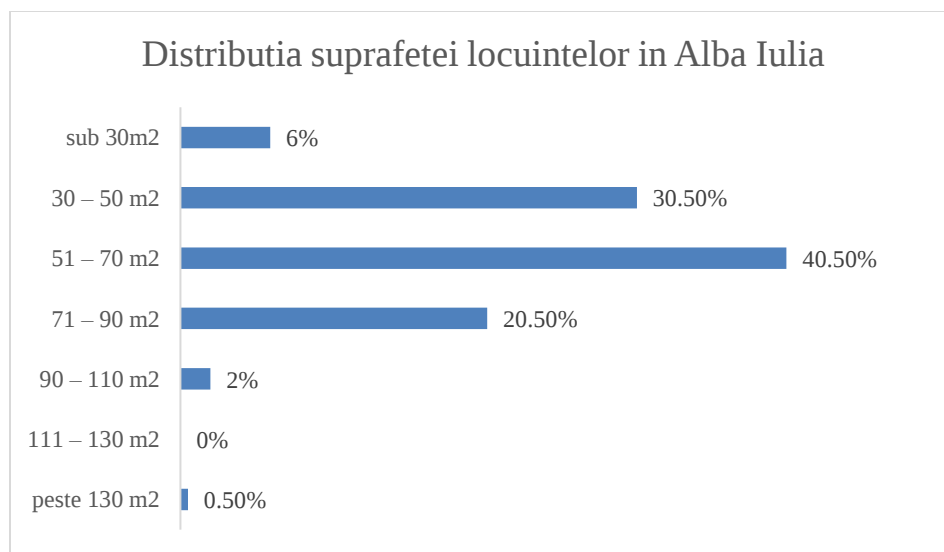


Figura 41. Distribuția suprafeței locuințelor în Alba Iulia (2024)

În ceea ce privește caracteristicile locuinței, putem remarca faptul că suprafețele sunt considerabil mai mici față de cele existente în mediul rural, doar 2,5% având o suprafață de peste 90 mp. 40,5% au între 51-70 mp, 20,5% între 71 și 90 mp și 36,5% sub 50 mp. În tabelele 38, 39, 40 și 41, de mai jos, se pot observa plățile lunare medii pentru electricitate și încălzire, în funcție de suprafețele locuințelor.

Tabelul 38. Plata lunară medie pentru factura de electricitate în sezonul rece (octombrie–martie) în funcție de suprafața locuinței în Alba Iulia

Suprafata locuintei	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
sub 30m2	41.67%	58.33%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
30 – 50 m2	19.67%	59.02%	3.28%	8.20%	3.28%	0.00%	6.56%
51 – 70 m2	12.35%	55.56%	17.28%	6.17%	2.47%	2.47%	3.70%
71 – 90 m2	0.00%	75.61%	21.95%	2.44%	0.00%	0.00%	0.00%
90 – 110 m2	25.00%	25.00%	50.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
peste 130 m2	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Tabelul 39. Plata lunară medie pentru factura de electricitate în sezonul cald (aprilie – septembrie) în funcție de suprafața locuinței în Alba Iulia

Suprafata locuintei	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON
sub 30m2	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
30 – 50 m2	49.18%	42.62%	6.56%	0.00%	1.64%	0.00%
51 – 70 m2	43.21%	39.51%	11.11%	3.70%	0.00%	2.47%

71 – 90 m2	41.46%	43.90%	9.76%	4.88%	0.00%	0.00%
90 – 110 m2	25.00%	75.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
peste 130 m2	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Tabelul 40. Costurile lunare medii pentru incalzire (gaze, lemne, etc.) în sezonul rece (octombrie-martie) in functie de suprafata locuintei in Alba Iulia

Suprafata locuintei	a. Sub 400 RON	b. 401-500 RON	c. 501-600 RON	d. 601-700 RON	e. 701-800 RON	f. 801-1000 RON	g. Peste 1001 RON
sub 30m2	91.67%	8.33%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
30 – 50 m2	59.02%	18.03%	9.84%	3.28%	8.20%	1.64%	0.00%
51 – 70 m2	55.56%	20.99%	8.64%	8.64%	0.00%	3.70%	2.47%
71 – 90 m2	48.78%	34.15%	17.07%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
90 – 110 m2	25.00%	50.00%	25.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
peste 130 m2	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Tabelul 41. Costurile lunare medii pentru factura de gaze sau echivalentul (spre ex. lemne) în sezonul cald (aprilie-septembrie) in Alba Iulia

Suprafata locuintei	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
sub 30m2	66.67%	16.67%	16.67%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
30 – 50 m2	55.74%	19.67%	8.20%	4.92%	3.28%	6.56%	1.64%
51 – 70 m2	53.09%	27.16%	7.41%	1.23%	2.47%	3.70%	4.94%
71 – 90 m2	29.27%	68.29%	2.44%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
90 – 110 m2	25.00%	75.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
peste 130 m2	0.00%	100.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Pentru o mai buna imagine de ansamblu asupra costurilor lunare cu energia, le-am calculat mai jos si in functie de numarul de membri din gospodarie.

Tabelul 42. Plata lunara medie pentru factura de electricitate in sezonul rece (octombrie–martie) in functie de numarul membrilor din gospodarie in Alba Iulia

Numar de membri in gospodarie	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
1	21.62%	78.38%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	18.57%	60.00%	10.00%	7.14%	0.00%	0.00%	4.29%
3	7.69%	46.15%	28.85%	5.77%	5.77%	0.00%	5.77%

4	6.45%	70.97%	12.90%	9.68%	0.00%	0.00%	0.00%
5	14.29%	42.86%	0.00%	0.00%	14.29%	28.57%	0.00%
6	0.00%	33.33%	33.33%	0.00%	0.00%	0.00%	33.33%

Tabelul 43. Plata lunara medie pentru factura de electricitate in sezonul cald (aprilie – septembrie) in functie de numarul membrilor din gospodarie in Alba Iulia

Numar de membri in gospodarie	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON
1	78.38%	18.92%	2.70%	0.00%	0.00%	0.00%
2	57.14%	32.86%	10.00%	0.00%	0.00%	0.00%
3	26.92%	53.85%	9.62%	5.77%	1.92%	1.92%
4	32.26%	54.84%	6.45%	6.45%	0.00%	0.00%
5	14.29%	57.14%	28.57%	0.00%	0.00%	0.00%
6	33.33%	33.33%	0.00%	0.00%	0.00%	33.33%

Tabelul 44. Costurile lunare medii pentru incalzire (gaze, lemne, etc.) în sezonul rece (octombrie-martie) in functie de numarul membrilor din gospodarie in Alba Iulia

Numar de membri in gospodarie	Sub 400 RON	401-500 RON	501-600 RON	601-700 RON	701-800 RON	801-1000 RON	Peste 1001 RON
1	83.78%	16.22%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	67.14%	20.00%	8.57%	1.43%	2.86%	0.00%	0.00%
3	46.15%	21.15%	17.31%	3.85%	3.85%	3.85%	3.85%
4	29.03%	41.94%	12.90%	9.68%	3.23%	3.23%	0.00%
5	28.57%	14.29%	28.57%	28.57%	0.00%	0.00%	0.00%
6	0.00%	33.33%	0.00%	33.33%	0.00%	33.33%	0.00%

Tabelul 45. Costurile lunare medii pentru factura de gaze sau echivalentul (spre ex. lemne) în sezonul cald (aprilie-septembrie) in functie de numarul membrilor din gospodarie in Alba Iulia

Numar de membri in gospodarie	Sub 100 RON	101-200 RON	201-300 RON	301-400 RON	401-500 RON	501-600 RON	Peste 601 RON
1	67.57%	27.03%	5.41%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
2	58.57%	30.00%	5.71%	4.29%	1.43%	0.00%	0.00%
3	40.38%	38.46%	5.77%	0.00%	0.00%	9.62%	5.77%
4	32.26%	35.48%	12.90%	3.23%	6.45%	6.45%	3.23%
5	14.29%	57.14%	14.29%	0.00%	14.29%	0.00%	0.00%
6	0.00%	66.67%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	33.33%

În ceea ce privește anul construcției, 57% sunt construite după 2001, 18% înainte de 1980, 25% între 1981-2000. 29% dintre locuințe au certificat energetic, circa 35% nu dețin certificat energetic, iar aproximativ 37% nu știu dacă au acest certificat.

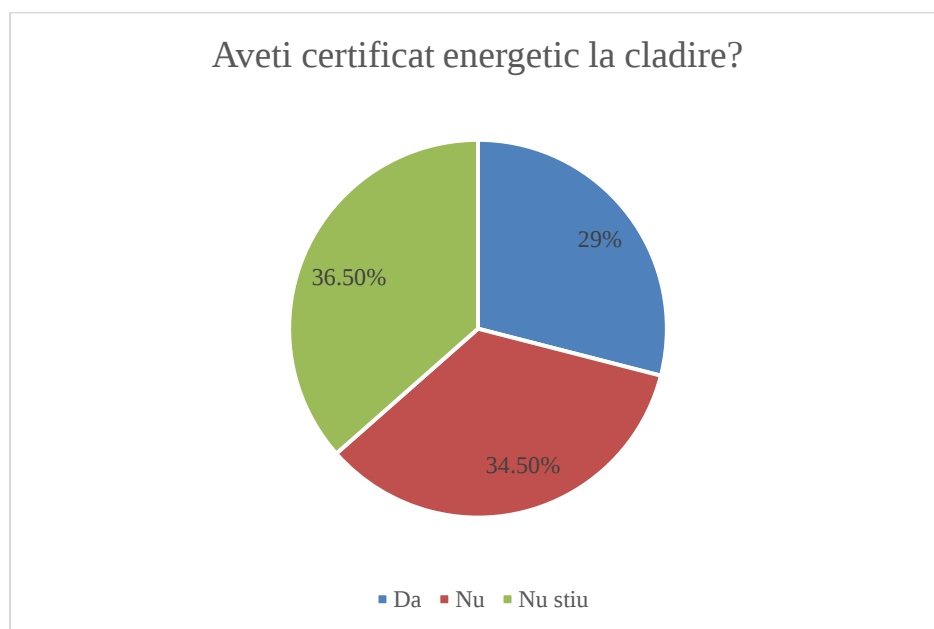


Figura 42. Distribuția certificatelor energetice ale clădirilor din Alba Iulia (2024)

Dintre cei ce dețin certificat energetic, marea majoritate nu cunoaște clasa energetică. În ceea ce privește izolarea, observăm că un procent foarte ridicat, de 83% dintre locuințe sunt complet izolate, 13% parțial izolate și doar 4% sunt neizolate.

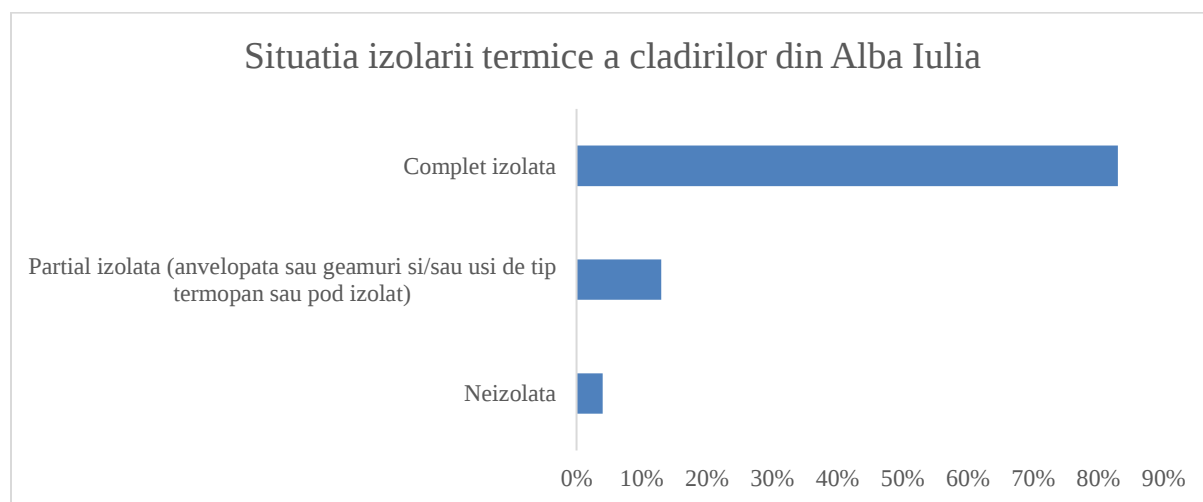


Figura 43. Situația izolării termice a clădirilor din Alba Iulia (2024)

In ceea ce priveste materialul de constructie, aproape 75% sunt din beton și alte prefabricate din beton si 23% din caramida, reflectand astfel specificul din zona urbana. In ceea ce priveste *metoda principala de incalzire*, 96,5% au centrala pe gaze, 1% folosesc lemnele si 2,5% folosesc alte surse de energie regenerabilă.

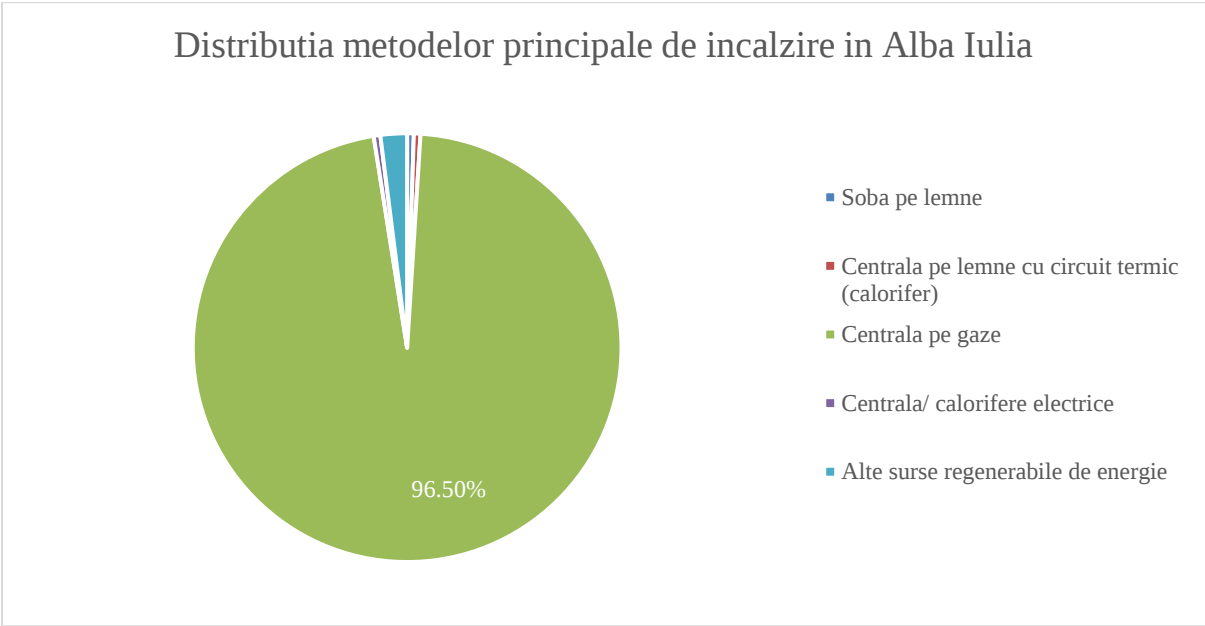


Figura 44. Distributia metodelor principale de incalzire in Alba Iulia (2024)

Principalele date referitoare la aspectele demografice si caracteristicile locuintei sunt prezentate sintetic in tabelul urmator:

Tabelul 46. Date referitoare la aspectele demografice si caracteristicile locuintei in Alba Iulia (2024)

Caracteristica		Frecventa relativa (%) Alba Iulia
Varsta	18-20 ani	1,5%
	21-29 ani	4%
	30-39 ani	25%
	40-49 ani	40,5%
	50-59 ani	18%
	60 ani sau mai in varsta	11%
Sex	Feminin	62,5%
	Masculin	37,5%
	Prefer sa nu spun	0%
Ultima scoala absolvita	Scoala primara	0%
	Gimnaziu	6%
	Liceu	23,5%

	Școală profesională	20%
	Universitate-Licență	28%
	Universitate-Masterat	15,5%
	Studii post-universitare	6,5%
	Doctorat	0,5%
Situatia pe piata muncii	Angajat cu normă întreagă	66,5%
	Angajat cu normă parțială	6%
	Am propria afacere	4,5%
	Șomer	1%
	Pensionar	16%
	Elev/ student	1%
	Lucrator in gospodaria proprie	0,5%
	Altele	4,5%
Venitul net lunar per gospodărie	Sub 1000 RON	2%
	1001-3000 RON	13,5%
	3001- 5000 RON	21%
	5001-7000 RON	28,5%
	7001-10.000 RON	12,5%
	Peste 10.001 RON	6,5%
	Fara raspuns	16%
Situția familială	Casatorit(a) cu copii	58,5%
	Casatorit(a) fara copii	9,5%
	Necasatorit(a) cu copii	15,5%
	Necasatorit(a) fara copii	14%
	Intr-o relatie stabila cu copii	1%
	Intr-o relatie stabila fara copii	1,5%
Situția locativă	Proprietar unic locuinta	27,5%
	Proprietar locuinta alaturi de alti membrii ai familiei	27%
	Chirias la privat(i)	10%
	Chirias la stat	32,5%
	Locuiesc in locuinta unui alt membru al familiei	3%

	Altele	0%
Suprafața locuinței	sub 30m ²	6%
	30 – 50 m ²	30,5%
	51 – 70 m ²	40,5%
	71 – 90 m ²	20,5%
	90 – 110 m ²	2%
	111 – 130 m ²	0%
	peste 130 m ²	0,5%
An construcție clădire	Înainte de 1900	0%
	Între 1901 și 1920	0%
	Între 1921-1940	0%
	Între 1941-1960	0,5%
	Între 1961-1980	17,5%
	Între 1981-2000	25%
	Între 2001- 2020	56%
	După 2021	1%
Aveți certificat energetic la clădire?	Da	29%
	Nu	34,5%
	Nu știu	36,5%
Dacă da, știți care este clasa energetică?	Nu știu	62,5%
	Da, și anume...	6%
	Nu este cazul, nu am certificat	31,5%
Situatie izolare termică a clădirii	Neizolată	4%
	Parțial izolată (învelită sau geamuri și/sau uși de tip termopan sau pod izolat)	13%
	Complet izolată	83%
Materialul principal din care este construită clădirea	Lemn	0%
	Pământ/ Chirpici	0%
	Caramida	23,5%
	Beton și alte prefabricate din beton	74,5%
	Altele	2%
Încalzirea gospodăriei se face preponderent cu	Soba pe lemne	0,5%
	Centrală pe lemne cu circuit termic (calorifer)	0,5%
	Centrală pe gaze	96,5%
	Centrală/ calorifere electrice	0,5%
	Alte surse regenerabile de energie	2%
Plată lunară medie pentru factura de	Sub 100 RON	14%
	101-200 RON	60,5%

electricitate în sezonul rece (octombrie-martie)	201-300 RON	13,5%
	301-400 RON	5,5%
	401-500 RON	2%
	501-600 RON	1%
	Peste 601 RON	3,5%
Plata lunară medie pentru factura de electricitate în sezonul cald (aprilie – septembrie)	Sub 100 RON	47,5%
	101-200 RON	40%
	201-300 RON	8,5%
	301-400 RON	2,5%
	401-500 RON	0,5%
	501-600 RON	1%
	Peste 601 RON	0%
Costurile lunare medii pentru incalzire (gaze, lemne, etc.) în sezonul rece (octombrie-martie)	Sub 400 RON	56,5%
	401-500 RON	23%
	501-600 RON	10,5%
	601-700 RON	4,5%
	701-800 RON	2,5%
	801-1000 RON	2%
	Peste 1001 RON	1%
Costurile lunare medii pentru factura de gaze sau echivalentul (spre ex. lemne) în sezonul cald (aprilie-septembrie)	Sub 100 RON	49%
	101-200 RON	34%
	201-300 RON	7%
	301-400 RON	2%
	401-500 RON	2%
	501-600 RON	3,5%
	Peste 601 RON	2,5%

Urmatoarea sectiune a chestionarului surprinde si evalueaza prin intrebari indirecte **normele, atitudinile sociale si relatiile din comunitate**. Un nivel ridicat de atasament fata de localitate si fata de vecini, existenta unor proiecte comune cu vecinii si oferirea de sprijin reciproc in anumite activitati, creaza (cel putin la nivel teoretic) premise optime pentru cladirea si dezvoltarea sustenabila a unor comunitati energetice. Similar, presupunem ca lipsa de atasament fata de localitate, inexistentia unor relatii cu vecinii si chiar o eventuala situatie conflictuala intre acestia, pot face mai dificila angrenarea cetatenilor intr-un proiect complex, precum o comunitate energetica si buna gestionare a acesteia pe termen lung.

Conform declaratiilor respondentilor din municipiul Alba-Iulia, circa 75% sunt atasati si foarte atasati de oras, si doar putin peste 30% atasati si foarte atasati de vecini. Peste 25% au un atasament redus fata de vecini, ceea ce sugereaza o comunitate tipic urbana, in care vecinii nu sunt foarte apropiati (spre deosebire de mediul rural). In figura de mai jos putem vizualiza nivelul mediu de atasament față de comună și față de vecini, reprezentat pe o scară de la 1 (deloc atașat) la 5 (foarte atașat).

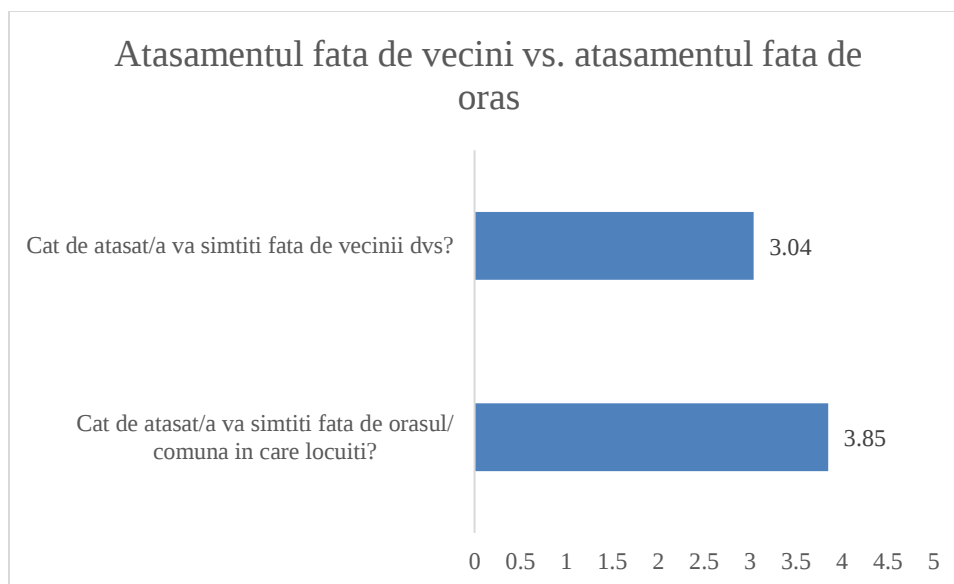
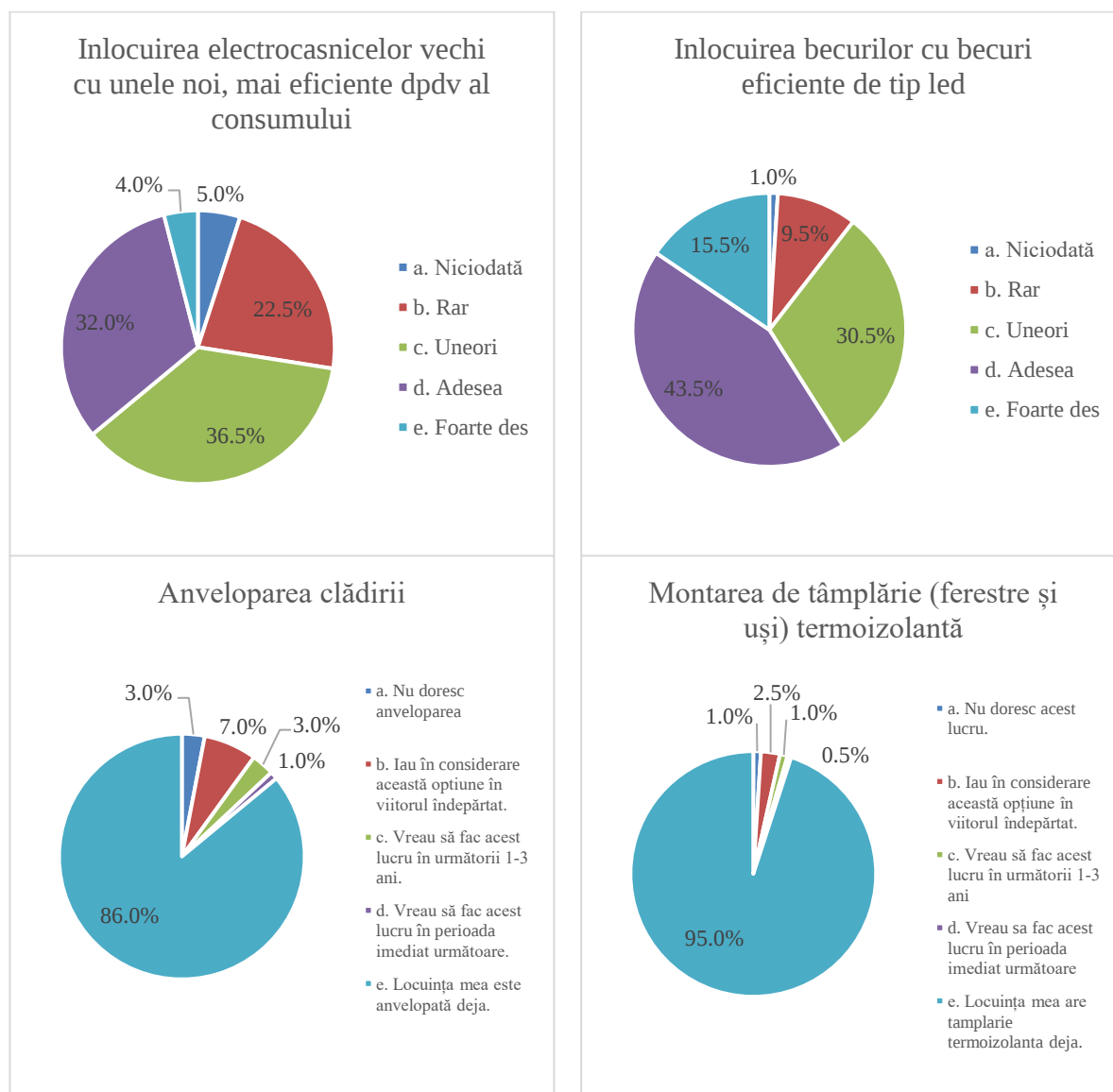


Figura 45. Atasamentul fata de vecini si comuna în Alba Iulia (2024)

Aceste caracteristici ale mediului urban sunt reflectate si in ceea ce priveste relatiile dintre vecini: 41% cunosc numele vecinilor, putin peste 30% le stiu situatiile familiale. Desi nu apropiate relatiile, peste 90% se saluta si considera ca au o relatie buna (aproape 90%), lipsita de conflicte (89% raporteaza ca nu au conflicte cu vecinii sau avut foarte rar neintelegeri cu acestia). Cu toate acestea, un procent semnificativ redus, de circa 15%, deruleaza activitati si proiecte comune cu vecinii, cea mai mare parte doar ocazional. Curatenia, ingrijirea si repararea blocului si a spatiilor comune sunt cele mai frecvent raportate activitati desfasurate impreuna de vecini. Peste 80% dintre ei nu petrec timp liber impreuna cu vecinii si doar 14% declara ca au grijă impreuna cu vecinii de spațiile comune. In ceea ce priveste ajutorul reciproc, cifrele sunt relativ modeste: circa 7% se ajuta la munci in gospodarie si cresterea si educarea copiilor, impart unelte si obiecte de uz comun. Circa 9% se ajuta la cumparaturi si la rezolvarea diverselor probleme medicale, iar un procent relativ crescut, de 23% se sprijina reciproc cu transportul (catre munca, scoala, cumparaturi etc.) Apare astfel recomandarea, ca pornind de la bunele relatii de vecinatate si activitatile desfasurate impreuna, sa se consolideze relatia de vecinatate si apartenenta la comunitate prin generarea de diverse proiecte care sa fie gestionate in comun. Acestea pot pune bazele unei mai stranse colaborari si pot pregati membrii comunitatii pentru eventuale activitati ulterioare mai complexe, cum ar fi constituirea unei comunitati de energie. In ceea ce priveste procesul de luare a deciziilor, sub 20% il considera anevoios, deciziile fiind luate in mare parte in asociatia de locatari, in sedinte si adunari pe scara si pe grupurile de whapp, cu sprijinul sefului de scara/ al asociatiei.

Urmatoarea sectiune a chestionarului evalueaza **cultura energetica** a respondentilor. In mod normal, cu cat nivelul de cunoastere asupra unui subiect este mai ridicat, cu atat mai crescuta este si probabilitatea ca o initiativa pe o tema conexa sa fie acceptata si imbratisata de comunitate. Circa 58% dintre persoanele care au participat la studiu in municipiul Alba-Iulia nu isi cunosc consumurile medii lunare la energie electrica si 64% nu il stiu pe cel de gaze (valori peste cele din mediul rural), in timp ce aproximativ 20% dintre respondenti au cunostinte clare despre costuri si modalitatea de calcul a facturii de energie electrica (de asemenea peste mediul rural). In ceea ce priveste sursele regenerabile de energie, respondentilor le sunt cele mai cunoscute cele solar

fotovoltaic (panourile fotovoltaice), urmate de eolian, energie hidroelectrică regenerabilă, biogaz și biomasă și altele precum deșeurile municipale regenerabile, solar termic, hidrocentrale mixte etc. În ceea ce privește eficientizarea consumului de energie, majoritatea face referire la anveloparea clădirii și tamplăria termoizolantă, urmate de înlocuirea becurilor cu becuri eficiente de tip led și înlocuirea electrocasnicelor vechi cu unele noi, mai eficiente dpdv al consumului. Folosirea de sisteme inteligente de management a energiei reprezintă o opțiune pentru un număr mai redus de respondenți. Graficele de mai jos ilustrează ponderile de adopție ale fiecărei soluții de eficientizare a consumului:



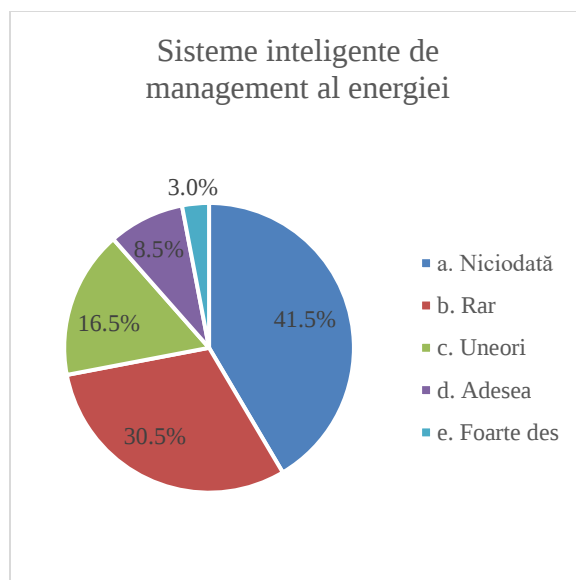


Figura 46. Ponderile de adopție ale diverselor soluții de eficientizare a consumului în Alba Iulia (2024)

În ceea ce privește familiarizarea cu anumite concepte, studiul desfășurat releva faptul că circa 31% dintre respondenți sunt familiarizați cu ideea că pot produce în propria gospodărie și ulterior consuma și eventual vinde energie, 27% cunosc și termenul de prosumator și peste 17,5% acela de comunitate energetică și știu la ce se referă aceasta, în timp ce 35% nu au auzit de acest concept. Procentele sunt semnificativ mai reduse decât în mediul rural, însă data fiind natura răspunsurilor (închise), este posibil ca la sat să fie erori mai mari de autoevaluare/ raportare și în mediul urban oamenii să fie mai obiectivi și realisti în ceea ce privește autoraportarea.

Secțiunea următoare evaluează **nivelul de încredere** al respondenților în diferite autorități și comunitățile de vecini. Se remarcă un nivel ridicat de încredere în autoritățile locale (raportat de jumătate dintre respondenți, surprinzător în comparație cu nivelul general de încredere la nivel național) și Biserica (raportat de peste 42% dintre respondenți). În figura de mai jos putem vizualiza nivelul mediu de încredere față de autoritățile locale și față de Biserica, reprezentat pe o scară de la 1 (deloc atașat) la 5 (foarte atașat).

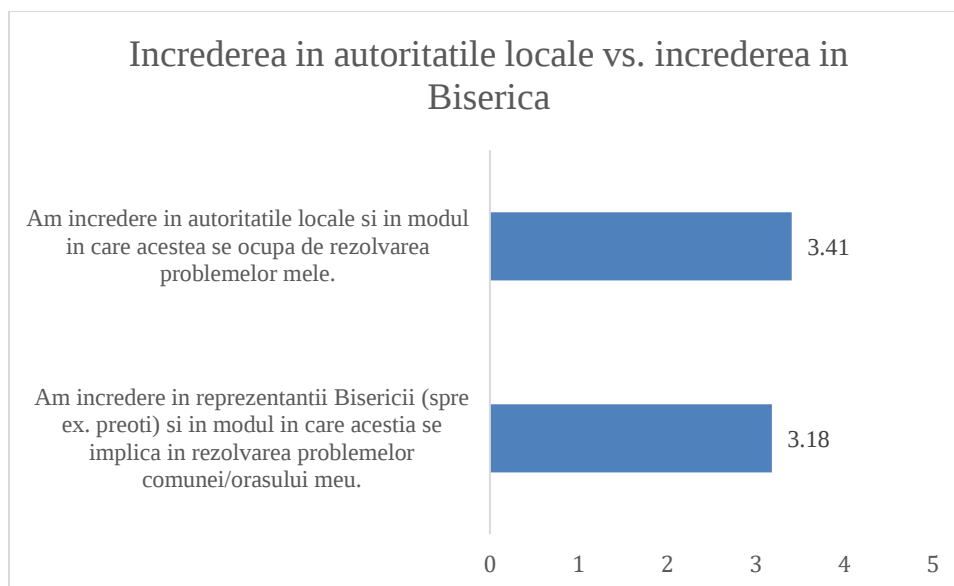


Figura 47. Nivelul mediu de încredere față de autoritățile locale și față de Biserica în Alba Iulia (2024)

În ceea ce privește deținerea de lucruri la comun cu vecinii, un procent surprinzător de 30% (vezi figura de mai jos) dintre cei intervievați raportează acest lucru, făcând referire la obiecte necesare pentru întreținerea spațiilor comune.

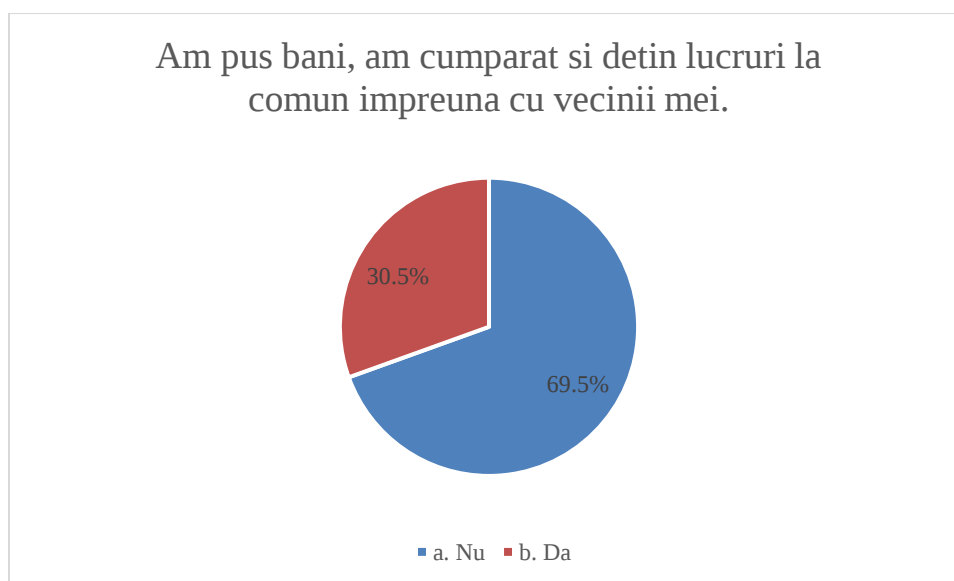


Figura 48. Lucruri deținute în comun în Alba Iulia (2024)

Deținătorii acestor obiecte în co-proprietate sunt mulțumiți de modul în care sunt gestionate la comun și se declară dispuși să repete experiența. Deși procentul celor care au întreprins acțiuni concrete de gestionare la comun a diverselor obiecte este redus și nu vizează proiecte complexe și angajamente financiare mari, experiențele pozitive ale acestora reprezintă un punct de plecare și

pot reprezenta un imbold pentru comunitate în vederea demarării unor proiecte mai importante în această direcție. Pe de altă parte, dintre ceilalți 70% care nu detin obiecte în co-proprietate cu vecinii, jumătate ar fi dispusi să încerce achiziționarea în comun a unor obiecte.

În continuare este evaluată **disponibilitatea/ dorința de a face parte dintr-o comunitate energetică** a respondenților. Inițial operatorii de interviu s-au asigurat că toți cei intervievați au o bună și corectă înțelegere a conceptului de comunitate energetică. Putin sub 50% dintre respondenți își exprimă dorința de a se asocia cu vecinii pentru a crea o comunitate energetică și răspunsul se referă la o asociere nediscriminatorie, cu toți vecinii. 44% sunt de acord să pună bani la comun cu aceștia pentru a cumpăra panouri fotovoltaice sau alte echipamente care produc energie.

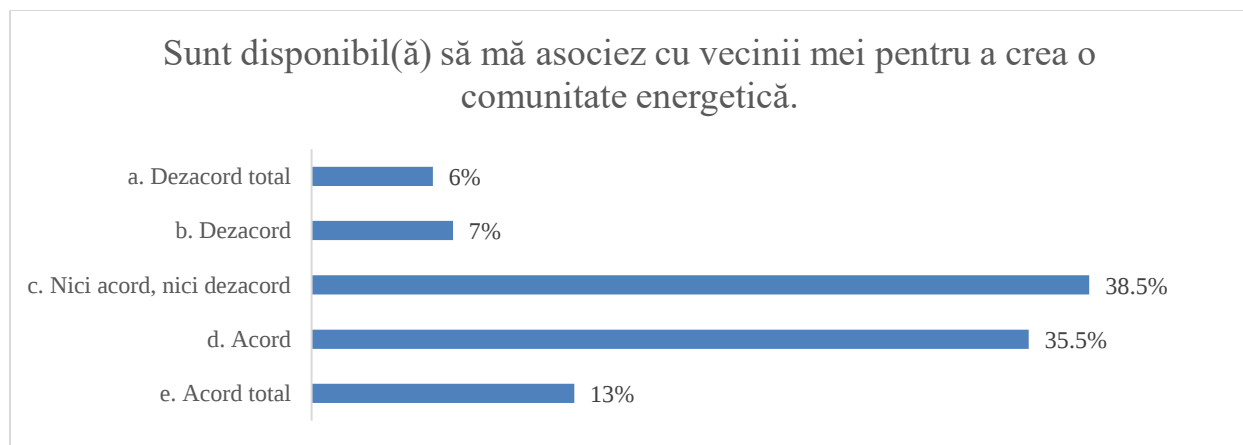


Figura 49. Disponibilitatea asocierii cu vecinii pentru crearea unei comunități energetice în Alba Iulia, % (2024)

Circa 38% ar fi de acord să instaleze pe proprietatea lor panouri fotovoltaice sau alte echipamente care produc energie, unii vecini să aibă și ei panouri fotovoltaice pe proprietatea lor, alții nu, iar energia produsă să o gestioneze împreună cu toți vecinii din comunitate (inclusiv cu cei ce nu au fotovoltaice pe proprietatea lor). Circa 35% ar fi de acord să înființeze o asociație/ firmă împreună cu vecinii, care să gestioneze comunitatea energetică, iar 20% dintre respondenți ar fi dispusi să se implice efectiv în managementul comunității energetice. Putin peste 40% consideră că opțiunea ca o firmă externă să gestioneze tehnic și administrativ comunitatea energetică este potrivită, în timp ce circa 35% ar prefera ca membrii comunității energetice să gestioneze tehnic și administrativ comunitatea energetică. Pentru circa 65% dintre respondenți dorința de a face parte dintr-o comunitate energetică ar fi mai mare dacă primăria s-ar asocia proiectului, respectiv pentru circa jumătate dacă primarul și angajații din primărie ar fi și ei parte din această comunitate energetică. Pentru circa jumătate dintre respondenți dorința de a deveni membru într-o comunitate energetică ar fi mai mare dacă ar exista un vecin de încredere, ce are cunoștințe în domeniu, care ar prelua rolul de administrator tehnic al acestei comunități energetice. La puțin peste jumătate dintre respondenți li s-ar diminua dorința de a se alătura unei comunități energetice dacă vederea/ privelistea le-ar fi afectată negativ de amplasarea unor echipamente tehnice, în timp ce pe 20% nu îi interesează acest aspect. Circa 63% dintre respondenți se declară preocupați de protejarea mediului înconjurător și schimbările climatice ce au loc în prezent și dispusi să întreprindă acțiuni

concrete in acest sens. Pe de alta parte doar circa 40% dintre respondenti sunt dispusi sa aloce resurse financiare pentru implementarea de masuri ce conduc la reducerea emisiilor de carbon.

In ceea ce priveste *principalii factori determinanti care i-ar putea convinge sa faca parte dintr-o comunitate energetica*, respondentii mentioneaza frecvent potentialele economii facute (81.28%), independenta energetica (13.90%), protejarea mediului (20.32%) si relatiile din comunitate (10.16%).

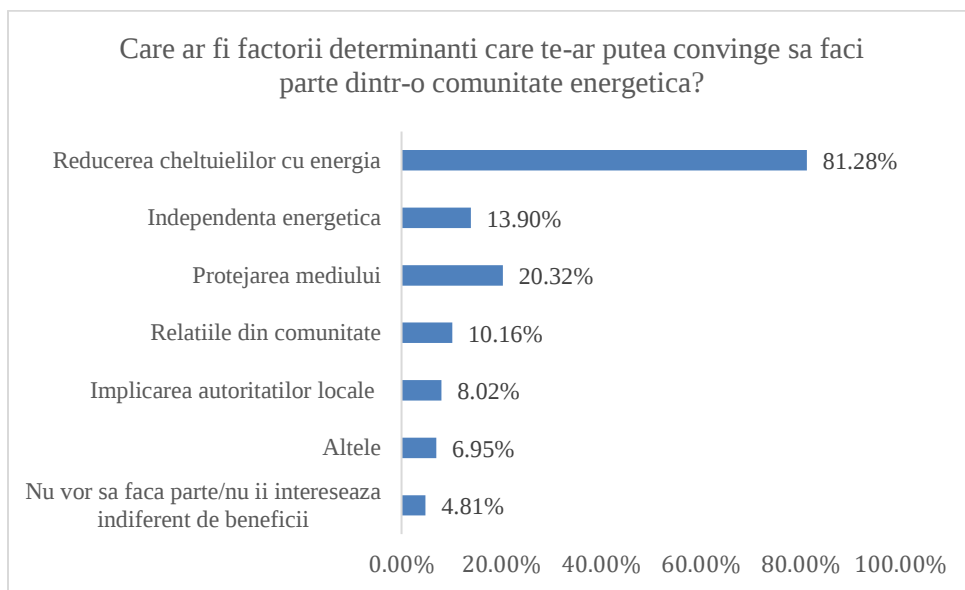


Figura 50. Factori determinanti in vederea crearii unei comunități energetice in Alba Iulia, % (2024)

Pe de alta parte printre *factorii frecvent mentionati care i-ar putea impiedica sa faca parte dintr-o comunitate energetica* sunt valoarea initiala a investitiei, potentialele neintelegeri intre vecini, management deficitar si birocratia ridicata, iar in unele cazuri statutul de chirias.

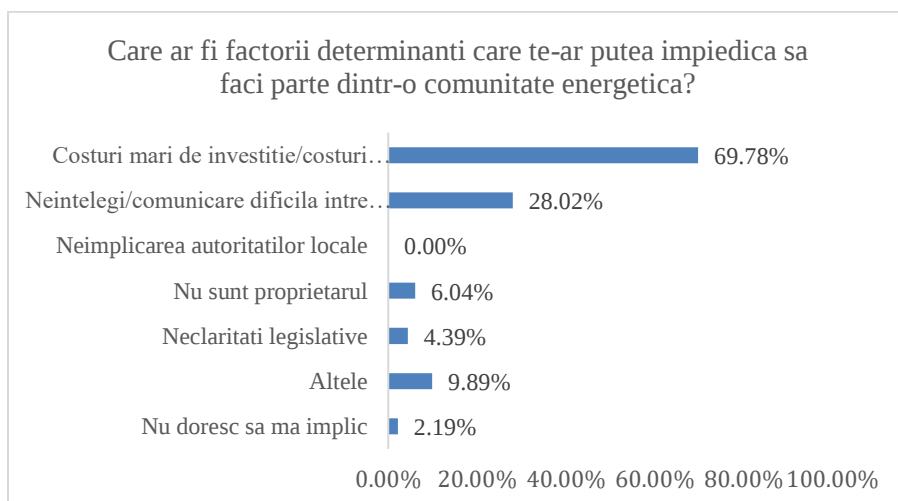


Figura 51. Factori inhibitori în procesul de creare a unei comunități energetice în Alba Iulia, %
(2024)

Ținând cont de răspunsurile deschise obținute, în cazul în care se dorește consolidarea unei atitudini favorabile a cetățenilor vis-a-vis de ideea de comunitate energetică, recomandarea este să se deruleze campanii de informare a cetățenilor asupra conceptului de comunitate energetică, iar potențialele inițiative de înființare a unor comunități energetice să fie sprijinite financiar și logistic de autorități. De asemenea se recomandă organizarea unor proiecte în comunitate, care să creeze coeziune și o relație de încredere între vecini.

XI. EXPUNEREA COMUNITĂȚII DE ENERGIE CU LA RISCURI FINANCIARE ÎN CONTEXTUL RESPONSABILITĂȚII CU PRIVIRE LA ECHILIBRARE

Costurile de echilibrare a energiei electrice în Europa au devenit un subiect important, pe măsură ce continentul se îndreaptă către o piață a energiei mai integrată și mai eficientă. Comisia Europeană a introdus Ghidul privind echilibrarea energiei electrice (EBGL) în 2017 pentru a armoniza piețele de echilibrare din toate statele membre și pentru a crea o piață paneuropeană pentru serviciile de sistem. Punerea în aplicare a platformelor europene de echilibrare a energiei, cum ar fi TERRE, MARI, PICASSO și IGCC, a reprezentat un pas esențial în această direcție. Aceste platforme urmăresc să sporească eficiența echilibrării, să integreze piețele și să promoveze schimbul transfrontalier de energie de echilibrare. Scopul este de a obține o achiziție de energie de echilibrare mai competitivă din punctul de vedere al costurilor și, în cele din urmă, costuri mai mici pentru consumatorii finali

Costurile de echilibrare variază de la o țară europeană la alta, [studiile](#) și datele de [pe piață](#) sugerând că creșterea costurilor de echilibrare datorată variabilității și incertitudinii vântului se ridică la aproximativ 1-4,5 EUR/MWh pentru penetrări ale vântului de până la 20% din cererea de energie. Pentru producătorii de energie eoliană, costurile medii de echilibrare suportate variază între 2-3 €/MWh, deși există excepții notabile în unele țări în care costurile pot fi semnificativ mai mari. [România](#) este una dintre aceste excepții, în care costurile de echilibrare pentru generatoarele eoliene pot ajunge până la 20 EUR/MWh, în timp ce pentru centralele solare fotovoltaice acestea pot ajunge la 12-15 EUR/MWh - cauza fiind o piață de echilibrare mai puțin dezvoltată, cu puțini actori și o piață intrazilnică mică și nelichidă care nu stimulează gestionarea activă a portofoliului. Stabilind o valoare de referință a costurilor de echilibrare de 4 EUR/MWh, ca în cazul Germaniei, și presupunând un cost de echilibrare de 9 EUR/MWh și 12 EUR/MWh pentru energia eoliană, ajungem la o medie de 1,2 EUR pe MWh în costuri suplimentare pentru consumatorii români, iar adăugând comisionul de gestionare al retailerilor de 20% și TVA de 19% ajungem la un total de 1,71 EUR/MWh costuri suplimentare. O gospodărie care consumă 2 MWh pe an ar plăti 3,42 EUR.

Pe măsură ce comerțul transfrontalier cu servicii de echilibrare devine mai frecvent, armonizarea mecanismelor de decontare a dezechilibrelor devine tot mai importantă pentru a asigura eficiența pieței. În plus, pe măsură ce piețele intraday devin mai lichide și mai răspândite, costurile de echilibrare ar trebui să scadă și ele. Se preconizează că punerea în aplicare a acestor noi mecanisme și platforme de echilibrare va aduce îmbunătățiri semnificative în ceea ce privește securitatea

sistemului și va spori bunăstarea socială globală. Cu toate acestea, rămân provocări, inclusiv necesitatea de a atenua potențialele probleme legate de puterea pieței și de a aborda riscurile ridicate legate de prețuri pe piețele de echilibrare a energiei. Pe măsură ce mai mulți operatori de sisteme de transport se conectează la platformele europene de echilibrare în anii următori, se așteaptă ca eficiența și lichiditatea acestor piețe să se îmbunătățească în continuare.

Sistem de echilibrare

Sistemul de echilibrare în rețelele electrice de curent alternativ este un mecanism esențial pentru menținerea stabilității rețelei și prevenirea întreruperilor de curent. Acesta cuprinde reglementări, procese și piețe menite să asigure echilibrul puterii active care determină frecvența utilităților. Sistemele europene de echilibrare au evoluat de la orientările din Manualul de operațiuni UCTE la un cadru juridic mai standardizat. Punerea în aplicare a orientărilor privind rețelele în 2016-2017 a stabilit reglementări obligatorii în toate statele membre ale UE. Sistemul de echilibrare este reglementat de două documente-cheie:

1. Linia directoare privind echilibrarea energiei electrice
2. Ghidul de funcționare a sistemului de transport al energiei electrice

Piața europeană a energiei electrice funcționează pe baza unui model de autodispecerizare cu responsabilitate de echilibrare. Principalele caracteristici includ:

- Părțile implicate pe piață: Generatorii, consumatorii, furnizorii cu amănuntul și comercianții determină dispecerizarea activelor lor.
- Mecanisme de tranzacționare: Bursele de energie, platformele brokerilor sau acordurile bilaterale facilitează tranzacționarea.
- Părți responsabile cu echilibrarea (BRP): Fiecare punct de racordare la rețea este asociat cu un BRP, responsabil cu echilibrarea portofoliului său.

Termene și gestionarea portofoliului

- Perioadele de decontare a dezechilibrelor (PDS): standardizate la PDS de 15 minute.
- Gestionarea portofoliului: BRP își pot ajusta pozițiile prin tranzacții sau prin distribuirea de active pentru a minimiza dezechilibrele.

Piețele spot includ licitațiile pentru ziua următoare și piețele intrazilnice. Operatorii de sisteme de transport (OST) mențin echilibrul sistemului folosind diferite tipuri de rezerve:

- Rezerva de limitare a frecvenței (FCR)
- Rezerva de restabilire automată a frecvenței (aFRR)
- Rezerva manuală de restabilire a frecvenței (mFRR)

Aceste rezerve sunt achiziționate prin diverse mecanisme, cu modele de piață în evoluție, pentru a spori concurența și participarea. Dezechilibrele BRP sunt decontate financiar de către OST prin utilizarea prețurilor de dezechilibru.

OTS asigură stabilitatea rețelei prin menținerea unui echilibru al sistemului aproape de zero. Aceasta implică procurarea și activarea rezervelor de echilibrare, clasificate ca rezerve de limitare a frecvenței (FCR), rezerve de restabilire automată a frecvenței (aFRR) și rezerve de restabilire manuală a frecvenței (mFRR). Aceste rezerve, achiziționate prin licitații sau acorduri bilaterale, sunt utilizate pentru a corecta dezechilibrele în timp real. Mecanismele de piață, cum ar fi tranzacționarea pentru ziua următoare și intrazilnică, oferă BRP opțiuni pentru atenuarea dezechilibrelor, prețurile de decontare stimulând un comportament eficient.

În România, OST Transelectrica gestionează sistemul de echilibrare. Prețurile de pe piața de echilibrare sunt influențate de doi factori principali: 1) necesitatea de a crește producția și/sau de a reduce consumul și 2) necesitatea de a reduce producția și/sau de a crește consumul. Sistemul energetic trebuie să fie echilibrat în orice moment, adică oferta trebuie să fie egală cu cererea. Atunci când sistemul este deficitar, OTS plătește participanților un preț unic pentru a reduce cererea sau pentru a crește producția - prețul sistemului (SP) este pozitiv. Atunci când sistemul este excedentar, OST plătește participanților un preț unic pentru a crește cererea sau pentru a reduce producția - SP este negativ. BRP își gestionează portofoliile încercând să fie cât mai puțin expuse posibil la prețurile de sistem pozitive sau negative care rezultă din diferențele dintre consumul și/sau producția previzionate și cele reale. OTS achiziționează MWh necesari prin licitații care, în marea majoritate a cazurilor, sunt influențate de prețurile pentru ziua următoare.

Tabelul 47. Situația financiară a BRP în funcție de situația sistemului

System	Market Participant	
	In Surplus	In Deficit
System in Surplus	Loss	Profit
System in Deficit	Profit	Loss

Sursa: reprezentare proprie

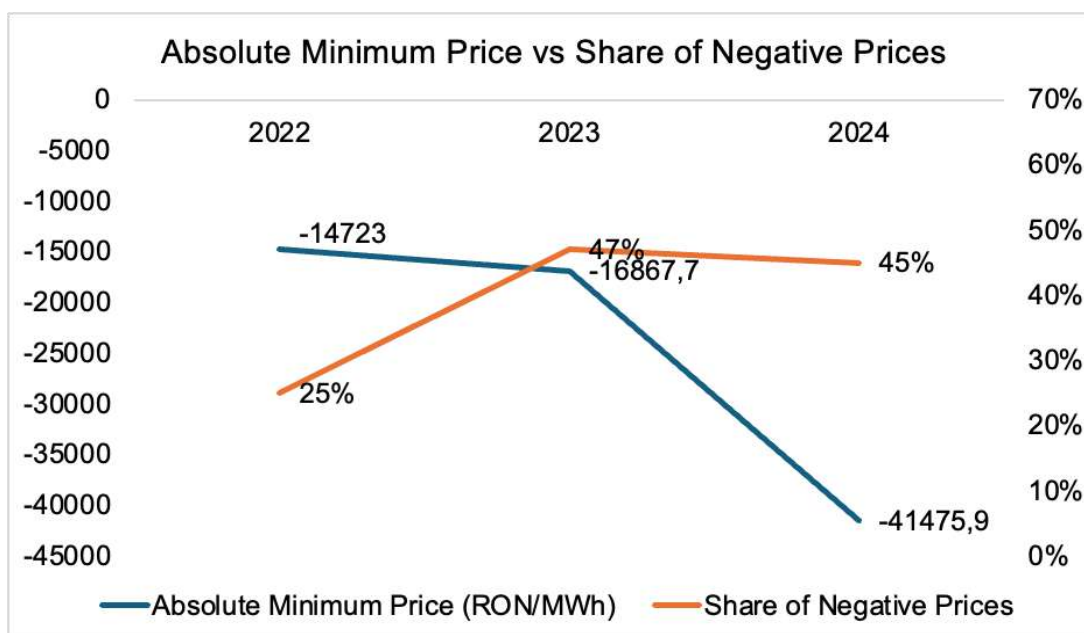
Evoluția pieței de echilibrare în România

În ultimii trei ani, în România au fost instalați până la 2 000 MW de noi sisteme fotovoltaice pe acoperișuri și aproximativ 300 MW de noi capacități solare și eoliene la scară utilitară. Prin urmare, având în vedere starea piețelor de echilibrare și intrazilnice, prețurile de sistem au cunoscut o evoluție semnificativă, în timp ce ponderea prețurilor negative, asociate perioadelor de producție excedentară de energie, a crescut brusc. Prețurile minime absolute au fost de -14723 RON/MWh în 2022, în timp ce în 2023 au scăzut la -16868/MWh. În 2024, acest preț a scăzut la -41476 RON/MWh (figura 1). Ponderea prețurilor negative a crescut de la 25 % în 2022 la 45 % în 2024, în conformitate cu evoluția prețurilor de sistem. Pe scurt, numărul perioadelor în care producția depășește consumul a crescut pe măsură ce mai multă energie regenerabilă este introdusă în sistem.

Fiecare consumator și producător de energie electrică care dispune de un contor trebuie să fie reprezentat pe piața de echilibrare și, în prezent, nu există excepții în ceea ce privește persoanele care trebuie să fie incluse pe această piață. Pentru a consolida milioanele de puncte de măsurare în cererea și consumul agregate, părțile responsabile cu echilibrarea (BRP) asigură acest serviciu. BRP gestionează programele de cerere și de producție ale participanților lor și alocă aceste costuri pe baza abaterilor de la programele declarate față de programele realizate.

Conform rapoartelor [Transelectrica](#), există maximum 11 participanți la această piață, toți producători de energie electrică care pot reduce sau crește producția în funcție de [nevoile](#) sistemului. Cel mai flexibil dintre acești participanți, având în vedere parcul de producție, este Hidroelectrică, care are și poziția dominantă.

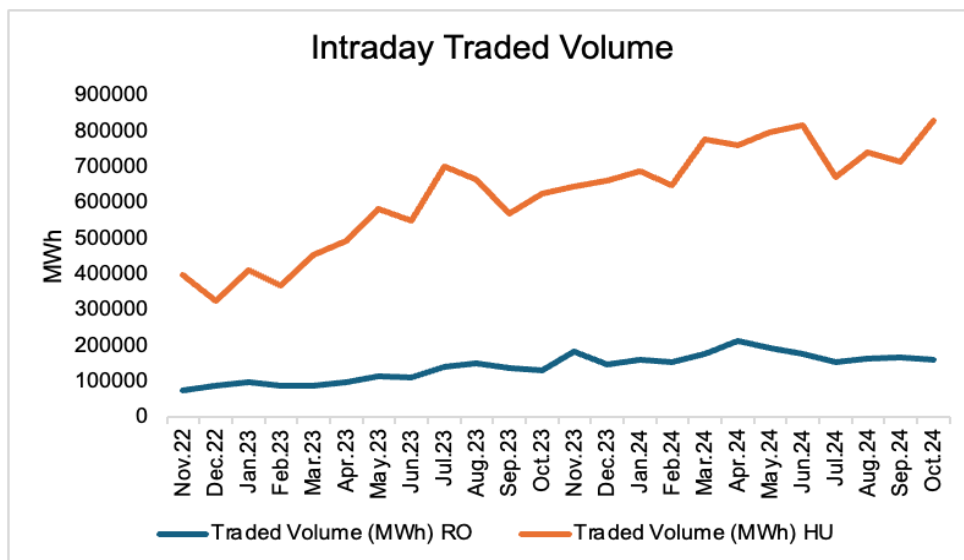
Figura 52. Evoluția prețurilor de sistem în România și ponderea prețurilor negative



Sursă: Entso-e

Această evoluție este așteptată pe măsură ce mai multă energie regenerabilă intră în sistem, care poate fi gestionată mai bine cu ajutorul piețelor intrazilnice lichide și al gestionării active a portofoliului. Din păcate, în prezent, România are o piață intrazilnică mică în comparație cu cea a Ungariei (figura 2), deoarece România tranzacționează de 5 ori mai puțină energie pe piața intrazilnică decât vecinul său occidental.

Figura 53. Puterea intraday tranzacționată la bursă în Ungaria vs România



Surse: HUPLEX & OPCOM

Estimarea costurilor de echilibrare

Pentru acest studiu, costurile de echilibrare au fost estimate în același mod în care BRP le calculează pentru participanții la piață. Fiecare producător și consumator este asociat cu o BRP, practic o entitate cu acces la piața de echilibrare care gestionează programele, previziunile și abaterile de la previziuni ale membrilor săi. Comunitățile energetice vor avea două opțiuni: fie să se alăture unei BRP existente, fie să devină ele însele o BRP, dacă consumul și producția sunt suficient de ridicate pentru a merita efortul suplimentar. Profilurile de producție și de cerere sunt agregate la nivelul BRP și apoi costurile, pozitive sau negative, sunt împărțite la consumul și producția fiecărui membru al BRP pentru a ajunge la valori monetare unice pe MWh.

În acest studiu, am lucrat cu prețurile de sistem din 2023 furnizate de ENTSOE. Portofoliul nostru BRP a presupus o dimensiune de 1000 MWh de bază pentru fiecare perioadă de decontare de 15 minute. Am conceput trei scenarii pentru a afla costurile pe MWh (figura 3). Ipoteza noastră privind abaterile aleatorii este preluată din datele furnizate de [Transelectrica](#) pentru abaterile din mai 2024, ultima lună raportată, și încearcă să reproducă stohasticitatea abaterilor reale de pe piață. Calea cea mai lungă ar fi de a dispune de date reale cu abateri reale și de a verifica calculele BRP, dar aceste date sunt confidențiale și pot fi approximate prin costurile finale de echilibrare estimate de participanții la piață.

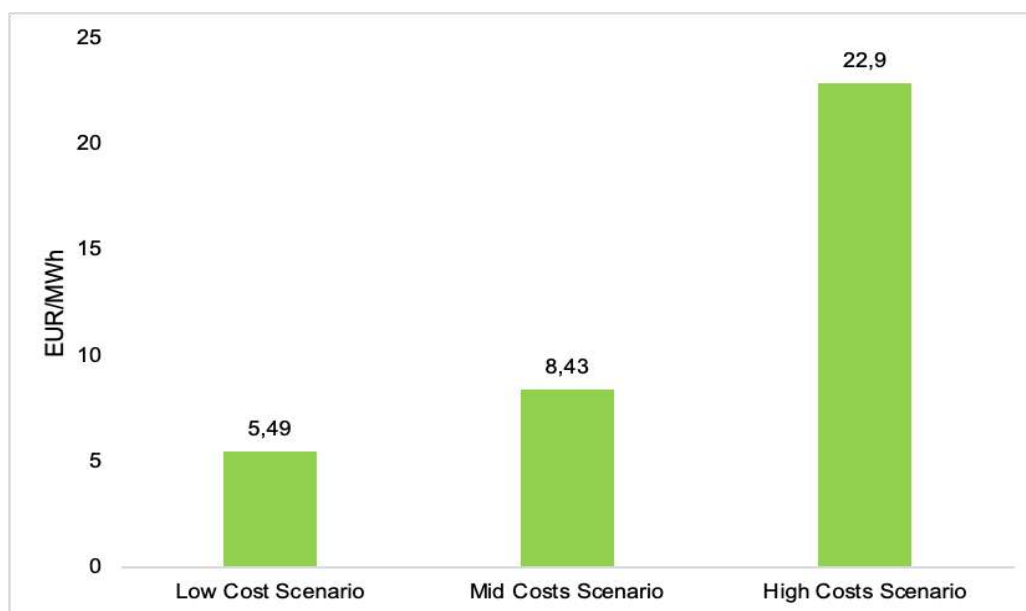
1) În primul scenariu, am permis erori cuprinse între -5% și 5% din echilibrul net al producției și consumului. Am randomizat aceste erori pentru fiecare punct de date din setul de date de bază de 1000 MWh, și anume 35040 ISP-uri. Am multiplicat apoi rezultatele în MWh cu prețul sistemului furnizat de ENTSOE. În cele din urmă, am adăugat aceste costuri și le-am împărțit la numărul de ISP pentru a ajunge la un preț unic pe MWh în EUR/MWh. Rezultatele alese, având în vedere natura aleatorie a abaterii, au fost un cost de 5,49 EUR /MWh.

2) În cel de-al doilea scenariu, am permis erori cuprinse între -10% și 10% din echilibrul net al producției și consumului. Am randomizat aceste erori pentru fiecare punct de date din setul de date de bază de 1000 MWh, și anume 35040 ISP-uri. Am multiplicat apoi rezultatele în MWh cu prețul sistemului furnizat de ENTSOE. În cele din urmă, am adăugat aceste costuri și le-am împărțit la numărul de FSI pentru a obține un preț unic pe MWh în EUR/MWh. Rezultatele alese, având în vedere natura aleatorie a abaterii, au fost un cost de 8,43 EUR /MWh.

3) În cel de-al treilea scenariu, am permis erori cuprinse între -12% și 12% din echilibrul net al producției și consumului. Am randomizat aceste erori pentru fiecare punct de date din setul de date de bază de 1000 MWh, și anume 35040 ISP-uri. Am multiplicat apoi rezultatele în MWh cu prețul sistemului furnizat de ENTSOE. În cele din urmă, am adăugat aceste costuri și le-am împărțit la numărul de FSI pentru a obține un preț unic pe MWh în EUR/MWh. Rezultatele alese, având în vedere natura aleatorie a abaterii, au fost un cost de 22,9 EUR /MWh.

O modalitate alternativă de a efectua aceste calcule ar fi fost să se lucreze cu date reale privind consumul și producția pentru comunitățile în sine și să se calculeze costurile de echilibrare la nivel comunitar. Cu toate acestea, aceste calcule ar fi fost mai puțin exacte deoarece, în lumea reală, fiecare punct de consum sau comunitate aparține unei BRP și beneficiază de efecte de portofoliu în care abaterile se anulează reciproc, iar costurile sunt mai mici decât dacă ar fi fost calculate individual. Astfel, metoda aleasă reflectă mai realist comportamentul pieței și, implicit, costurile.

Figura 54. Estimarea costurilor de echilibrare



Sursă: estimare proprie bazată pe datele ENTSOE

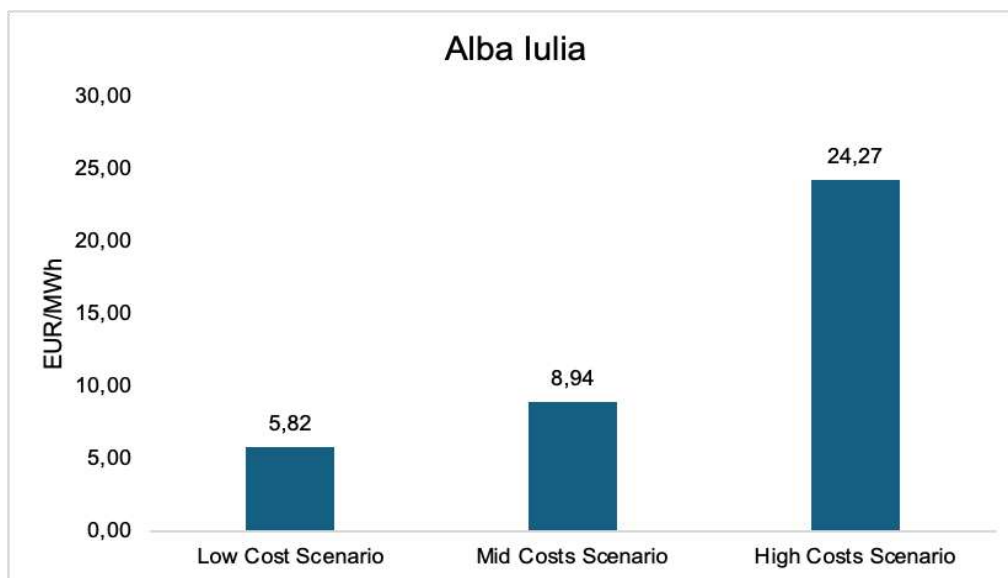
Estimarea costurilor de echilibrare la nivelul comunității energetice

Pe piețele de echilibrare, mărimea abaterii contează cel mai mult pentru costurile finale de echilibrare. Astfel, cu cât este mai mare producția și/sau consumul, cu atât sunt mai mari abaterile probabile care trebuie gestionate, ceea ce se traduce prin costuri de echilibrare mai mari, în absența unei gestionări active a portofoliului și a tranzacționării intraday. Am reflectat această realitate a pieței prin alegerea unor costuri de echilibrare mai ridicate pentru comunitățile mai mari din distribuția de probabilitate disponibilă a costurilor de echilibrare în simularea noastră.

Alba Iulia, un oraș istoric din centrul României, are o populație de aproximativ 63.000 de locuitori. Comunitatea de locuințe ANL Social Alba este formată din trei blocuri de locuințe sociale, fiecare cu cinci etaje și cinci apartamente pe etaj: un apartament cu trei camere, trei apartamente cu două camere și o garsonieră, totalizând 25 de apartamente pe bloc. Consumul anual total de energie estimat este de 123,8 MWh, cu o medie lunară de 10,32 MWh. S-a observat că luna cu cel mai mic consum, raportat la consumul total anual, este iulie, cu 9,08 MWh, în timp ce luna cu cel mai mare consum este decembrie, înregistrând 11,27 MWh pentru întreaga comunitate.

Comunitatea energetică din Alba Iulia este al treilea cel mai mare consumator de energie electrică din cele trei comunități analizate. Astfel, am estimat că costurile de echilibrare sunt cu 6% mai mari decât în scenariul de bază, deoarece cu cât consumul este mai mic, cu atât abaterile potențiale și costurile asociate sunt mai mici. Rezultatele sunt prezentate în figura 5.

Figura 55. Costurile de echilibrare ale comunității energetice din Alba Iulia



Sursă: estimare proprie

Anual, costurile de echilibrare ale comunităților prezentate în acest raport sunt următoarele:

Tabelul 48. Costurile anuale de echilibrare în funcție de scenariu

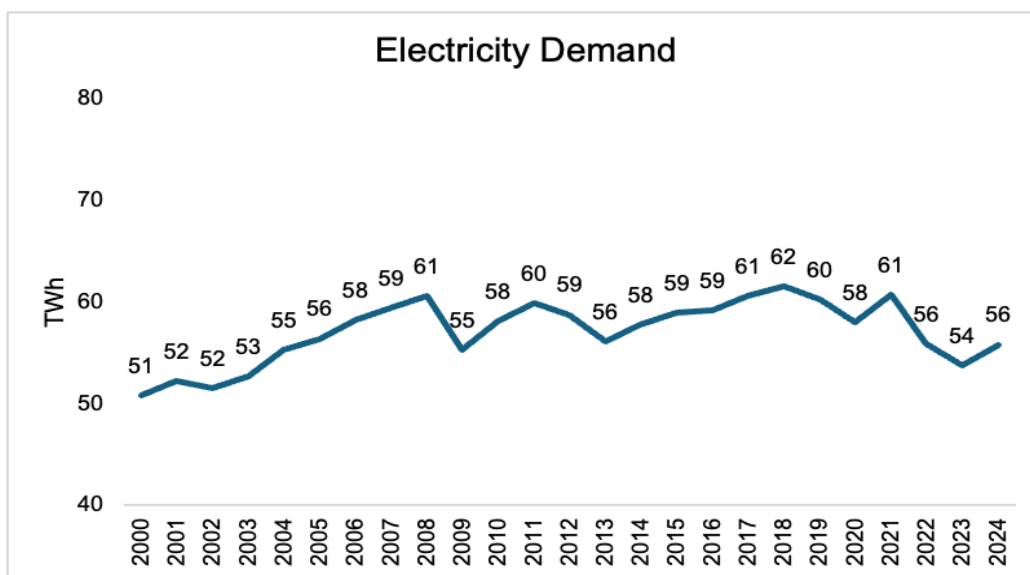
	Consum MWh	Costuri reduse (EUR/MWh)	Costuri medii (EUR/MWh)	Costuri ridicate (EUR/MWh)
Alba Iulia	123.80	720.52	1106.77	3004.63

Sursă: calcule proprii

Costuri de rețea

Rețeaua electrică este o parte esențială a țărilor moderne cu economii avansate. Rețeaua electrică este întreținută și dezvoltată printr-o serie de taxe pentru fiecare MWh care tranzitează rețeaua electrică la înaltă, joasă sau medie tensiune. Cu cât numărul de MWh este mai mare, cu atât costurile de întreținere și dezvoltare a rețelei electrice sunt mai mici. România a înregistrat o scădere a cererii de energie electrică în ultimii trei ani, de la 61 TWh în 2021 la 54 TWh în 2023. Cererea pentru 2024 este estimată la aproximativ 56 TWh, o creștere de aproximativ 4% față de datele din 2023.

Figura 56. Cererea anuală de energie electrică în România



Sursă: Ember

Există trei surse de venituri care contribuie la menținerea rețelei și la extinderea acesteia, dacă este necesar. Acestea sunt grupate în servicii de sistem, transport - introducerea și extragerea energiei electrice din cablurile de înaltă tensiune și costuri de distribuție grupate în taxe de înaltă, medie și joasă tensiune. Tabelul 4 oferă o prezentare generală a taxelor de rețea pentru fiecare MWh de cerere în România. Costurile de rețea sunt stabilite de autoritatea națională de reglementare și acoperă, de obicei, costurile de întreținere și extindere a rețelei și un profit pentru operatori care este limitat la 4-8% pe an.

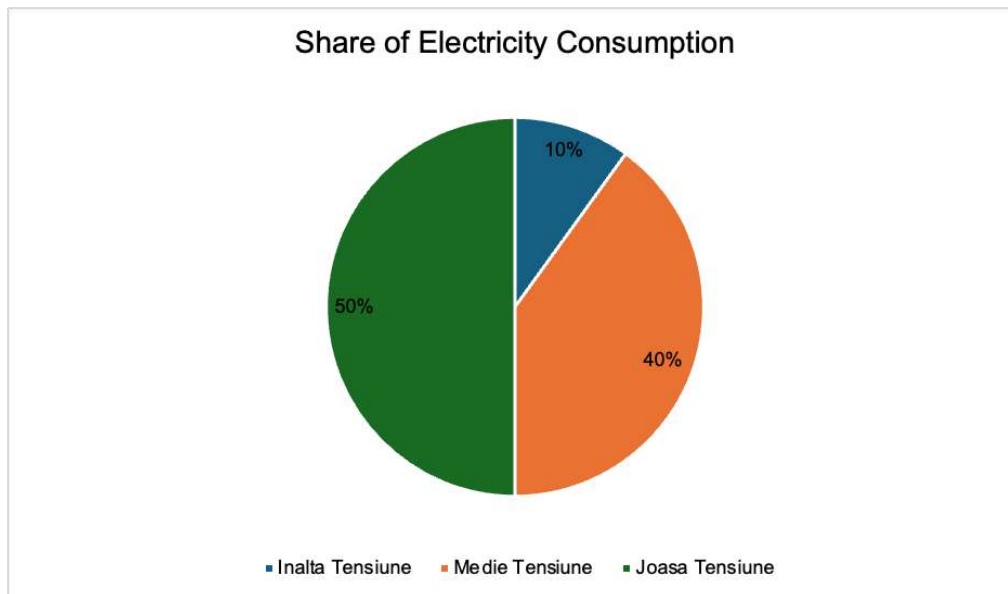
Tabelul 49. Taxe de rețea în România începând cu decembrie 2024

Regiune	System Service RON/MWh	Tariff TG - Introduction in the network	Tariff fTL - Extraction from the network	Tariff High Voltage	Tariff Medium Voltage	Tariff Low Voltage
Moldova	11.51	3.82	27.72	30.68	65.92	205.86
Transilvania Nord	11.51	3.82	27.72	31.22	74.86	190.16
Transilvania Sud	11.51	3.82	27.72	29.55	63.05	185.49
Banat	11.51	3.82	27.72	19.43	58.37	166.56
Muntenia	11.51	3.82	27.72	14.83	56.77	168.26
Muntenia Nord	11.51	3.82	27.72	34.72	74.69	238.63
Dobrogea	11.51	3.82	27.72	28.38	69.4	197.46
Oltenia	11.51	3.82	27.72	42.46	85.13	205.89

Sursă: Nova Power and Gas

Pentru a estima evoluția costurilor de rețea într-un scenariu în care 300 000 de gospodării fac parte din comunități energetice, ceea ce înseamnă aproximativ 1 TWh mai puțină cerere totală, presupunând un consum anual de 3,36 MWh pe gospodărie, am presupus că cererea de energie electrică este grupată după cum urmează: 10% este consumată la înaltă tensiune, 40% la medie tensiune și 50% la joasă tensiune.

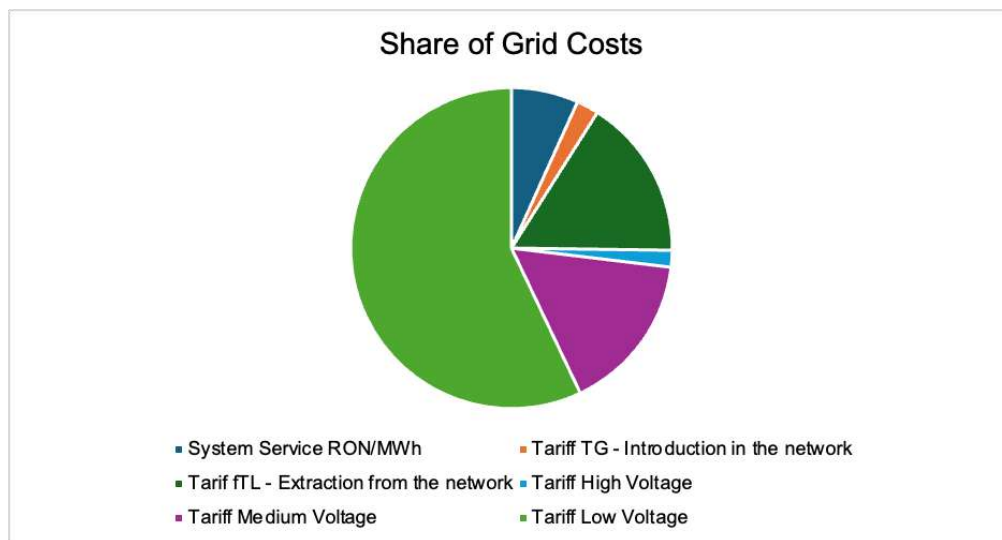
Figura 57. Ponderea cererii de energie electrică în funcție de tensiune



Sursă: Estimare proprie

Cele mai multe costuri de rețea revin consumatorilor de joasă tensiune, deoarece aceștia au cele mai mari costuri per MWh.

Figura 58. Ponderea costurilor de rețea în funcție de tipul de costuri



Sursă: Estimare proprie

În 2024, am estimat că costurile de rețea erau de 9,53 miliarde RON pentru o cerere de 56 TWh de energie electrică, adică 170 RON/MWh sau 34 EUR/MWh. Rezultatele pentru o cerere totală de 55 TWh, excluzând 1 TWh presupus a fi autoconsumat de membrii comunităților energetice a fost de 9,36 miliarde RON, echivalentul a 3,11 RON/MWh suplimentar, echivalentul a 0,62 EUR suplimentar pe MWh consumat. Rezultatele arată că, în ciuda oricărei afirmații contrare, costurile de rețea nu cresc semnificativ pe măsură ce mai multe persoane aderă la comunitățile energetice și au o pondere mai mare a cererii acoperite prin autoconsum. În general, costurile de rețea cresc cu 2% pentru fiecare 2% de scădere a cererii.

Cercetarea actuală a arătat o creștere a prețurilor de echilibrare în România din cauza dublării intervalelor cu prețuri de sistem negative în România în ultimii doi ani, pe fondul instalării a peste 2 GW de energie regenerabilă în România, în cea mai mare parte prosumatori. Excedentul de sistem a crescut semnificativ, ceea ce a condus la creșterea prețurilor de echilibrare pentru toți participanții la piață.

În prezent, prețurile de echilibrare în România sunt de aproximativ 8-9 EUR pe MWh pentru energia solară fotovoltaică și de până la 15 EUR pe MWh pentru energia eoliană terestră, mult mai mari decât prețurile de aproximativ 4 EUR pe MWh observate în Germania, care are o pondere mult mai mare a energiei regenerabile decât România în mixul său de energie electrică, în principal din cauza faptului că piețele intrazilnice pe care se tranzacționează deviațiile pentru a reduce costurile de echilibrare sunt mai puțin dezvoltate în România decât în Germania.

Am estimat costuri de echilibrare cuprinse între 5,49 EUR/MWh și 22,9 EUR pe MWh pentru comunitățile energetice analizate în acest studiu, în conformitate cu referințele de piață preluate din rapoartele de piață, în principal prin simularea costurilor unui portofoliu BRP folosind date pentru 2023.

Am observat, de asemenea, că cererea de energie electrică a stagnat în România, după ce a scăzut de la un nivel ridicat observat în 2021, ceea ce crește costurile generale ale sistemului. Calculele

noastre pentru aproximativ 1 TWh reprezentând cererea comunitară de energie arată că costurile rețelei cresc liniar cu 2% pentru fiecare 2% de reducere a cererii.

Comunitățile energetice ar trebui să fie foarte conștiente de aceste costuri suplimentare pe care sistemul le suportă odată cu dezvoltarea mai multor energii regenerabile și a autoconsumului, ceea ce duce la scăderea cererii de energie. Calea cea mai prietenoasă cu sistemul de a face față acestor costuri mai mari este cea care implică stabilirea de competențe în comunitățile energetice pentru a gestiona costurile de echilibrare și portofoliile lor de cerere și producție, astfel încât valoarea creată de aceste comunități să fie împărțită ca beneficii pentru comunitățile însele. În acest caz, odată ce piața intrazilnică va prinde viteză în România și prețurile se vor alinia mai mult la piața germană, dezvoltarea comunităților energetice poate fi accelerată în continuare. O modalitate de a organiza această stabilire a competențelor este prin înființarea unui comerciant cu amănuntul de energie electrică în care comunitățile energetice sunt acționari și guvernează structura pentru a maximiza beneficiile care pot fi obținute prin investițiile lor.

XII. Concluzii

Studiul de fezabilitate al comunității energetice din municipiul Alba Iulia a debutat prin conturarea profilului social, demografic și economic al comunității. Următorul capitol a analizat infrastructura energetică și vulnerabilitățile asociate, evidențiind riscul sărăciei energetice. În capitolul trei s-a argumentat necesitatea și oportunitatea unei comunități de energie regenerabilă, iar în cel de-al patrulea s-a demonstrat alinierea propunerii la obiectivele europene și naționale. Capitolul cinci a subliniat concordanța acestui proiect cu Planul de Dezvoltare Locală, iar al șaselea a detaliat cele trei scenarii de implementare (variante PV și PV + BESS, cu capacități diferite), calibrate pentru echilibrarea cost-beneficiu. Analiza economică din capitolele șapte până la nouă a confirmat viabilitatea financiară prin indicatori NPV, IRR și simulări Monte Carlo, în timp ce în capitolul zece studiul de percepție socială a relevat un nivel ridicat de acceptare comunitară și potențial de guvernare participativă. În cele din urmă, evaluarea riscurilor financiare și de echilibrare din capitolul unsprezece a subliniat sustenabilitatea economică și adaptabilitatea proiectului pe termen lung. În ansamblu, propunerea de comunitate energetică în Alba Iulia se dovedește fezabilă, scalabilă și în deplină concordanță cu politicile naționale și europene, având potențialul de a reduce sărăcia energetică și de a stimula dezvoltarea durabilă a zonei.

XIII. ANEXE

Termeni și variabile utilizate

1) Time of Use (ToU) reprezintă tariful pentru energia electrică consumată din rețea. În perioada de aplicare a Ordonanței de Urgență nr. 27/2022, valabilă până în martie 2025, prețurile sunt plafonate astfel: 0,68 lei/kWh (TVA inclus) pentru un consum lunar între 0 și 100 kWh; 0,80 lei/kWh (TVA inclus) pentru un consum lunar între 100,01 și 255 kWh; 1,3 lei/kWh (TVA inclus) pentru un consum lunar peste 255 kWh. Estimăm că după această perioadă tarifele vor fi între 1 - 2 lei/kWh;

2) Feed-in Tariff (FiT) reprezintă tariful pentru energia electrică injectată în rețea. Deși în prezent se aplică decontarea cantitativă în termen de 24 de luni de la data livrării, după această perioadă tariful FiT corespunzător energiei active produse și livrate în rețea corespunde prețului mediu ponderat înregistrat în Piața pentru Ziua Următoare (PZU) aferent lunii în care a fost produsă și livrată energia electrică respective. Conform OPCOM, prețul mediu ponderat a variat între 0,4 lei/kWh și 1,19 lei/kWh între 2022- 2024.

Tarifele utilizate în analiza inițială sunt: ToU=1 leu/kWh; FiT=0,4 lei/kWh. În analizele de sensibilitate au fost simulate scenariile în care tarifele cresc până la 2 lei/kWh pentru ToU și 0,7 lei/kWh pentru FiT. De asemenea, este considerată și o variantă în care se aplică tarife diferențiate pe intervale orare.

3) Prețurile dezechilibrelor (PD). Conform <https://www.eon.ro/info-prosumatori>, prețul dezechilibrelor se calculează lunar de către furnizor, iar acesta poate fi pozitiv sau negativ. În exemplele furnizate de E.ON prețul a fost între 0.0097 lei/kWh și 0.02623 lei/kWh. Vom considera în analizele de mai jos un preț de 0,03 lei/kWh.

4) Grid Cost reprezintă costul cu energia electrică din rețea la prețul reglementat sau stabilit de furnizor (ToU) care include următoarele taxe și tarife suplimentare:

1. Tarife reglementate pentru servicii de rețea:

- Tariful de transport care include componenta de extracție din rețea (TL) este un cost asociat cu extragerea energiei din rețeaua de transport.
- Tarif pentru serviciul de sistem (TSS) acoperă costurile pentru menținerea echilibrului și siguranței sistemului energetic național.
- Tarif de distribuție variază în funcție de nivelul de tensiune (joasă, medie, înaltă) și de operatorul de distribuție; acoperă costurile de livrare a energiei către consumatorul final. Pentru joasă tensiune, tariful variază între 185 și 239 lei/MWh.

2. Contribuții la scheme de sprijin:

- Certificate verzi - costuri asociate cu promovarea energiei din surse regenerabile; furnizorii au obligația de a achiziționa un număr de certificate verzi proporțional cu energia furnizată.

- Contribuția pentru cogenerare de înaltă eficiență - susține producția combinată de energie electrică și termică la un randament ridicat.

3. Taxe și impozite:

- Acciza reprezintă taxa impusă de stat pentru consumul de energie electrică; valoarea poate varia în funcție de destinația consumului (comercial sau necomercial).
- Taxa pe valoarea adăugată (TVA). În prezent, cota standard este de 19% și se aplică la suma totală a celorlalte componente.

În cazul în care comunitatea plătește costuri cu dezechilibre, ToU se diminuează cu prețul dezechilibrelor. Pe baza acestor aspecte, definim costul cu energia consumată din rețea astfel:

$$GridCost = \sum_t D^t \times (ToU^t - PD^t)$$

Unde:

- D^t reprezintă consumul de energie electrică din rețea în intervalul t ;
- ToU^t este tariful aplicat pentru consum;
- PD^t reprezintă prețul dezechilibrelor actualizate periodic de furnizor.

5) Feed-in Revenue reprezintă venitul net încasat de comunitate din injectarea energiei în rețea. Acesta se calculează pe baza tarifului FiT. Din venitul obținut se scad costurile dezechilibrelor.

Să presupunem că o comunitate injectează 1.000 kWh într-o lună, iar furnizorul oferă un FiT de 0,5 lei/kWh. În acest caz avem:

Venitul brut din vânzare: $1.000 \text{ kWh} \times 0,5 \text{ lei/kWh} = 500 \text{ lei}$

Costul dezechilibrelor: $1.000 \text{ kWh} \times 0,03 \text{ lei/kWh} = 30 \text{ lei}$

Feed-in Revenue: $500 \text{ lei} - 30 \text{ lei} = 470 \text{ lei}$

Definim venitul obținut de comunitate din livrarea (injectarea) energiei în rețea astfel:

$$FeedRevenue = \sum_t S^t \times (FiT^t - PD^t)$$

Unde:

- S^t reprezintă surplusul de generare locală injectată în rețea în intervalul t ;
- FiT^t este tariful aplicat pentru energia livrată în rețea;

6) Self Consumption Revenue. Mecanisme de partajare a energiei generate în comunitate (Energy Sharing)

Conceptul de **Energy Sharing** se referă la distribuirea sau partajarea energiei produse local, în mod echitabil și eficient, între membrii unei comunități energetice. Acest concept este bazat pe ideea că energia generată local, de exemplu de la un parc fotovoltaic, o turbină eoliană sau alte surse regenerabile, poate fi utilizată direct de membrii comunității fără a trece prin piața convențională de energie, reducând costurile și dependența de rețelele centralizate. Energia generată este împărțită între membrii comunității în mod egal deoarece fiecare membru contribuie la investiția inițială în mod egal sau această investiție este suportată exclusiv din fonduri nerambursabile.

Pentru energia generată și consumată local se aplică următoarele taxe:

- taxe și contribuții - 0 lei/ kWh
- tarif distribuție la jumătate din tariful de distribuție actual – 105 lei/MWh
- energia produsă și consumată la nivelul comunității, în timp real, este alocată membrilor comunității în mod egal la tarif zero

Astfel, venitul din autoconsum (**Self Consumption Revenue**) reprezintă economiile înregistrate de comunitate ca urmare a consumului energiei generate local și se obține ca diferență dintre costul cu energia electrică dacă aceasta ar fi fost consumată din rețea (la ToU, inclusiv taxele și tarifele suplimentare corespunzătoare *Grid Cost*) și costul actual în cazul în care energia este consumată la tarif zero și se aplică tariful de distribuție de 105 lei/MWh.

Definim venitul net din autoconsum astfel:

$$SelfConsRevenue = \sum_t (C^t, G^t) \times ToU^t - \beta_{EC}$$

Unde β_{EC} reprezintă costul cu tariful de distribuție aplicat la nivelul comunității.

7) Beneficiul economic al comunității (Value Share)

Definim costul final sau plata comunității ($Payment_{EC}$) cheltuielile/veniturile înregistrate de comunitate la finalul unei perioade (lună sau an):

$$Payment_{EC} = GridCost - FeedRevenue$$

Fiecare membru al comunității are alocată o cotă de generare egală pe care o poate consuma integral sau parțial, în funcție de consumul său. Astfel, putem defini plățile ($Payment_m$) fiecărui membru m pe baza excedentului de consum (cheltuială) sau surplusului de generare (venit) înregistrate la finalul unei perioade (lună sau an):

$$Payment_m = GridCost_m - FeedRevenue_m$$

Surplusul de generare și excedentul de consum atât la nivelul fiecărui membru și la nivelul comunității se înregistrează cu ajutorul contorizării inteligente. Diferența dintre suma plăților

individuale și plata comunității reprezintă un *beneficiu economic al comunității (Value Share)* și se redistribuie membrilor în cote egale sau poate fi păstrată pentru alte proiecte de investiții.

$$VS_{EC} = \sum_m Payment_m - Payment_{EC}$$

8) Indicatori financiari

Pentru analiza economică a scenariilor sunt utilizați următorii indicatori:

1. *Net Present Value (NPV)* reprezintă valoarea actualizată netă calculată conform ecuației:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF^t}{(1+r)^t} - CAPEX$$

Unde:

- CF^t - Fluxul de numerar la momentul t compus din venitul net obținut din energia produsă și consumată local ($SelfConsRevenue^t$) la care se adaugă veniturile din livrarea surplusului în rețea ($FeedRevenue^t$). Pe durata proiectului aceste valori vor fi ajustate cu o rată de degradare anuală (d) care reflectă scăderea în timp a producției fotovoltaice. Din veniturile nete lunare se scad costurile operaționale ($OPEX$).
- r - Rata de actualizare (discount rate). Aceasta variază între 3-10% pentru proiectele regenerabile, însă putem considera un discount rate de 3% în cazul în care proiectul are o finanțare nerambursabilă semnificativă, riscuri financiare și tehnologice scăzute și obiective sociale și sustenabilitate prioritară.
- t - Anul sau perioada curentă, unde $t=0$ este investiția inițială.
- n - Durata totală a proiectului (numărul de perioade analizate).
- $CAPEX$ - Costul total al investiției pentru implementarea proiectului

Interpretare: dacă $NPV > 0$ proiectul este profitabil și aduce beneficii comunității; dacă $NPV < 0$ proiectul aduce pierderi; dacă $NPV = 0$ proiectul nu aduce beneficii nete.

2. *Internal Rate of Return (IRR)* este rata de actualizare (r) care face ca Net Present Value (NPV) să fie egal cu zero. Formula IRR este:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF^t}{(1+IRR)^t} - CAPEX = 0$$

3. *Payback Period (PBP)* reprezintă perioada necesară pentru a recupera investiția inițială.

$$PBP = \frac{CAPEX}{\underline{CF}}$$

Unde:

CF - Fluxul mediu anual de numerar pe durata proiectului

4. *Profitability Index (PI)* reprezintă raportul dintre valoarea actualizată a fluxurilor de numerar și investiția inițială.

$$PI = \frac{PV}{CAPEX}$$

Unde PV este valoarea actualizată a fluxurilor de numerar viitoare (discounted cash flows) și poate fi calculat pe baza NPV astfel:

$$PV = NPV + CAPEX$$

Interpretare: dacă $PI > 1$ proiectul este profitabil, deoarece valoarea actualizată a fluxurilor de numerar viitoare depășește investiția inițială; dacă $PI < 1$ proiectul aduce pierderi, deoarece valoarea actualizată este mai mică decât investiția inițială; dacă $PI = 1$ proiectul este la limita rentabilității.

5. *Levelized Cost of Energy (LCOE)* reprezintă costul unitar al energiei produse de un sistemul fotovoltaic, calculat pe durata sa de viață. LCOE indică prețul minim la care energia trebuie vândută (sau utilizată) pentru a acoperi costurile totale ale proiectului, incluzând investiția inițială (CAPEX); costurile de operare și întreținere (OPEX) actualizate; degradarea sau scăderea producției în timp.

$$LCOE = \frac{CostActual}{E}$$

Unde:

CostActual reprezintă costurile totale actualizate compuse din CAPEX (costul inițial al investiției) și costurile totale de operare și întreținere actualizate la valoarea prezentă. Acestea se obțin astfel:

$$OPEX_{actual} = \sum_{t=1}^n \frac{OPEX^t}{(1+r)^t}$$

E – energia totală generată ajustată pentru a surprinde degradarea anuală a panourilor solare cu o rata anuală de degradare (de exemplu $d=0.5\%$ pe an).

6. *Energy Net Revenue (ENR)* reprezintă venitul generat de proiect pe întreaga durată de viață, după deducerea costurilor operaționale (mentenanță, licențe software, management și administrare comunitate).

$$ENR = \sum_{t=1}^n CF^t$$

7. *Return on Investment (ROI)* este un indicator economic care măsoară beneficiile proiectului prin raportarea venitului net la costul inițial al investiției.

$$ROI = \frac{ENR}{CAPEX} \times 100$$

Interpretare: dacă $ROI > 100\%$ proiectul aduce beneficii comunității, iar aceste beneficii sunt mai mari decât investiția inițială; dacă $ROI < 100\%$ proiectul nu recuperează suficient pentru a aduce un beneficiu echivalent cu investiția; dacă $ROI = 100\%$ proiectul recuperează investiția inițială, fără a aduce beneficii comunității.

9) Analiza beneficiilor membrilor comunității

Pentru evaluarea beneficiilor fiecărui membru se calculează următorii indicatori:

1. *Investiția individuală inițială (CAPEX per membru)* reprezintă valoarea investiției raportat la nr de locuitori/ gospodării din comunitate

$$CAPEX_m = \frac{CAPEX}{m}$$

2. Ținând cont că energia generată local se distribuie în mod egal între membrii, putem să determinăm *venitul din energia generată per membru* (VE_m) astfel:

$$VE_m = \frac{ENR}{m}$$

Dacă ENR este calculat anual, acest rezultat arată ce economii generează proiectul pentru fiecare membru într-un an. Este un indicator al rentabilității economice directe pentru fiecare membru. Dacă ENR este pozitiv și comunitatea decide să redistribuie veniturile, acest indicator ar putea fi utilizat pentru a stabili valoarea redistribuirii. Dacă ENR este negativ (costuri mai mari decât veniturile), acest indicator poate arăta ce contribuție suplimentară ar fi necesară din partea fiecărui membru pentru a acoperi pierderile.

3. *Rentabilitatea participării fiecărui membru în comunitate* (ROI_m). Comparând venitul per membru cu investiția individuală inițială (CAPEX per membru), se poate analiza rentabilitatea participării fiecărui membru în comunitate.

$$ROI_m = \frac{VE_m}{CAPEX_m}$$

În cazul în care energia este alocată în cote egale, acest indicator va fi egal cu ROI pentru comunitate.

4. În cazul în care se distribuie în cote egale beneficiile comunității (*Value Share*), *beneficiul fiecărui membru* (VS_m) se determină astfel:

$$VS_m = \frac{VS_{EC}}{m}$$

Aceste beneficii se scad din valoarea plăților individuale ($Payment_m$) astfel încât facturile finale ale membrilor vor fi mai mici în cazul cheltuielilor sau mai mari în cazul în veniturilor.

5. *Gradul de economisire (Cost Saving)* reprezintă o metodă standard de a exprima economiile de costuri ca procent din cheltuiala inițială și este definit astfel:

$$CostSaving_m = \frac{InitialPayment_m - FinalPayment_m}{InitialPayment_m} \times 100$$

Unde:

$InitialPayment_m$ reprezintă costul inițial cu energia electrică, fără existența sau afilierea la comunitate:

$$InitialPayment_m = \sum_t C_m^t \times ToU^t + \beta_G$$

$FinalPayment_m$ reprezintă plata finală (cheltuială sau venit) din care se scad beneficiile obținute prin redistribuire:

$$FinalPayment_m = Payment_m - VS_m$$

Dacă indicatorul are o valoare pozitivă, membrul m a realizat economii. De exemplu, dacă $CostSaving_m=20\%$ înseamnă că membrul a economisit 20% din cheltuielile inițiale. Dacă indicatorul are valoare negativă, atunci costurile finale sunt mai mari decât cele inițiale, indicând o pierdere sau o creștere a cheltuielilor.

10) Analiza de risc

Analiza Monte Carlo este o metodă utilă pentru a evalua riscurile și incertitudinile asociate unui proiect. Pentru scenariile considerate, putem aplica această metodă pentru a modela variațiile și incertitudinile în indicatorii economici.

Etapele Analizei Monte Carlo

1. Identificarea variabilelor de intrare incerte:
 - Rata de generare anuală ($\pm 5\%$ variație).
 - Rata de actualizare ($\pm 2\%$ în jurul valorii centrale, de exemplu, $8\% \pm 2\%$).
 - Tarifele ToU și FiT ($\pm 10\%$ variație).
 - Costurile operaționale ($\pm 10\%$).
2. Definirea distribuțiilor probabile pentru fiecare variabilă:
 - Generare anuală - distribuție normală (media este generarea medie anuală).
 - Rata de actualizare - distribuție uniformă în intervalul specificat.
 - Tarife și costuri - distribuție normală sau uniformă.
3. Se calculează indicatorii economici NPV, IRR iterativ (de exemplu 10,000 simulări).

4. Analiza rezultatelor: obținem graficul de distribuție pentru NPV și IRR și identificăm probabilitatea de succes ($NPV > 0$).

11) Analize de sensibilitate

Simulăm indicatorii economici pentru diverse sisteme de tarify. Pentru fiecare scenariu sunt analizate următoarele variante:

- V1 – se consideră tarify fixe: $FiT=0,4$ lei/kWh și $ToU=1$ lei/kWh.
- V2 – este simulată varianta în care FiT și ToU au o creștere de 20%, respectiv $FiT=0.48$ lei/kWh și $ToU=1.2$ lei/kWh
- V3 – este simulată varianta în care FiT și ToU au o creștere de 50%%, respectiv $FiT=0.6$ lei/kWh și $ToU=1.5$ lei/kWh
- V4 – este simulată varianta în care FiT și ToU au o creștere de 100%%, respectiv $FiT=0.8$ lei/kWh și $ToU=2$ lei/kWh
- V5 – $FiT=0,5$ lei/kWh și sunt aplicate tarify diferențiate pentru ToU , astfel: 0,8 lei/kWh în orele de noapte între 1:00-6:00; 1,2 lei/kWh între 6:00-10:00 dimineața; 1 leu kWh între 10:00-16:00 și 1,5 lei/kWh seara, între 16:00-24:00.

XIV. Referințe și bibliografie

Lu, S. & Ren, J. 2023, 'A comprehensive review on energy poverty: definition, measurement, socioeconomic impact and its alleviation for carbon neutrality', *Environmental Development and Sustainability*, viewed 7 January 2025, <https://doi.org/10.1007/s10668-023-04143-7>.

Bouzarovski, S. 2014, 'Energy poverty in the European Union: Landscapes of vulnerability', *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, vol. 3, no. 3, pp. 276–289.

Bouzarovski, S. 2018, *Energy Poverty: (Dis) Assembling Europe's Infrastructural Divide*, Springer Nature.

Omic, E. 2019, *Energy Poverty in Europe: How Energy Efficiency and Renewables Can Help*, Council of Europe Development Bank (CEB).

Batool, K., Zhao, Z.Y., Sun, H. et al., 2023. Modeling the impact of energy poverty on income poverty, health poverty, educational poverty, and environmental poverty: a roadmap towards environmental sustainability. *Environmental Science and Pollution Research*, 30, pp.85276–85291. <https://doi.org/10.1007/s11356-023-28238-w>

Maier, S. & Dreoni, I. 2024, Who is "energy poor" in the EU, European Commission, JRC138418.

European Parliament, 2021. Climate action in Romania: EU progress on climate action – How are the Member States doing? PE 696.185. Available at: [https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI\(2021\)696185_EN](https://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document.html?reference=EPRS_BRI(2021)696185_EN) (Accessed: 3 January 2025).

European Commission, 2024. Romania: Final updated NECP 2021-2030 submitted. Available at: https://commission.europa.eu/publications/romania-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en (Accessed: 3 January 2025).

Yue, Q., Zhang, M. & Song, Y., 2024. Impact of digital divide on energy poverty across the globe: The mediating role of income inequality. *Energy Policy*, 195(C).

Eurostat 2024, Living conditions in Europe - energy efficiency in households

Institutul Național de Statistică (INS) 2023, Rezultate definitive RPL 2021, Recensământul României, viewed 27 December 2024, <https://www.recensamantromania.ro/rezultate-rpl-2021/rezultate-definitive/>.

Ministry of Development, Public Works, and Administration (2021). Orașe mici în România - Raport sinteză. Available at: www.mdlpa.ro (Accessed: 2 January 2025).

Centrul pentru studiul democrației (CSD) 2020, Sărăcia energetică crește odată cu criza COVID-19: Este timpul pentru dreptul la energie, viewed 27 December 2024, <https://democracycenter.ro/publicatii/saracia-energetica-creste-odata-cu-criza-covid-19-este-timpul-pentru-dreptul-la-energie/>.

Ministry of Development, Public Works, and Administration, 2021. Orașe mici în România: Raport sinteză. Available at: <http://www.mdlpa.ro> (Accessed: 6 January 2025).

Listafirme.ro (LF), 2023. Lista firmelor din România. Available at: <https://membri.listafirme.ro/pagini/p2.htm> (Accessed: 7 January 2025).

Murafa, C., Sinea, A., Jiglău, G. & Bădescu, G. 2017, Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil: Cât de departe suntem de Europa?, Centrul pentru studiul democrației (CSD).

National Institute of Statistics, 2022. Fondul de locuințe la 31 decembrie 2021. Available at: <https://www.insse.ro/cms/ro/content/fondul-de-locuinte> (Accessed: 6 January 2025).

National Institute of Statistics, 2022. Condițiile de viață ale populației din România în anul 2021. Institutul Național de Statistică. Available at: https://insse.ro/cms/sites/default/files/field/publicatii/conditiile_de_viata_ale_populatiei_din_romania_in_anul_2021.pdf (Accessed: 6 January 2025).

National Institute of Statistics, 2022. Hotărârea nr. 7 CCRPL2021: Metodologie de recenzare și prelucrare a datelor. Available at: https://www.recensamantromania.ro/wp-content/uploads/2022/05/anexa_Hotararea-nr-7_CCRPL2021_Metodologie-recenzare_prelucrare-date.pdf (Accessed 10 January 2025).

Sinea, A. & Jiglău, G. 2021, Sărăcia energetică în România și nevoia schimbării de paradigmă: De la consumatorul vulnerabil la cetățeni cu drept la energie, Centrul pentru studiul democrației (CSD).

Murafa, C., Sinea, A. & Jiglău, G. 2017, Sărăcia energetică și consumatorul vulnerabil: Evidențe din România și Europa (Policy Brief), Centrul pentru studiul democrației (CSD).

Enerdata (2023) Romania energy market. Available at: <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/romania/> (Accessed: 10 January 2025).

Recorder (2023) Investiții. Available at: <https://recorder.ro/investitii/> (Accessed: 10 January 2025).

Vornicu-Chira, A., Sinea, A., Lese, M. & Jiglău, G. 2024, Identifying the vulnerabilities to the ETS 2 in Romania: Policy recommendations for the adoption of the National Social Climate Plans.

Carfora, A., Scandurra, G. & Thomas, A. 2022, 'Forecasting the COVID-19 effects on energy poverty across EU member states', *Energy Policy*, vol. 161, 112597.

Oliveras, L. et al. 2021, 'Energy poverty and health: Trends in the European Union before and during the economic crisis, 2007–2016', *Health & Place*, vol. 67, p. 102294.

Hanke, F., Guyet, R. & Feenstra, M. 2021, 'Do renewable energy communities deliver energy justice? Exploring insights from 71 European cases', *Energy Research & Social Science*, vol. 80, 102244.

Belaïd, F. 2022, ‘Implications of poorly designed climate policy on energy poverty: Global reflections on the current surge in energy prices’, *Energy Research & Social Science*, vol. 92, 102790.

Streimikiene, D., Kyriakopoulos, G.L., Lekavicius, V. & Siksnyte-Butkiene, I. 2021, ‘Energy poverty and low carbon just energy transition: Comparative study in Lithuania and Greece’, *Social Indicators Research*, vol. 158, no. 1, pp. 319–371.

Municipiul Alba Iulia (2021), *Strategia Integrată de Dezvoltare Urbană Alba Iulia 2021-2027*. Available at: https://www.apulum.ro/images/uploads/fisiere/SIDU_final_cu_coperti_11052021.pdf (Accessed: 22 February 2025).

Data.gov.ro n.d., Portalul Național de Date Deschise, viewed 2 January 2025, <https://data.gov.ro/>.

Consiliul Județean Alba (2022), *Analiza socio-economică și demografică a județului Alba – Etapa I*. Available at: https://judetul-alba.ro/incarcari/2022/04/Etapa-I_Analiza-socio-economica-si-demografica-a-judetului-Alba_compressed.pdf (Accessed: 22 February 2025).

World Bank. (2016). *The Atlas of Social Protection: Indicators of Resilience and Equity (ASPIRE)*. Available at: <https://documents1.worldbank.org/curated/es/857001468293738087/pdf/882420WP0P1430085232B00OOU0900Atlas.pdf> (Accessed 8 February 2025).

González-Eguino, M. (2015). Energy poverty: An overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 377–385. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.013>

Halkos, G. E., & Gkampoura, E.-C. (2021). Evaluating the effect of economic crisis on energy poverty in Europe. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 144, 110981. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110981>