

**UNIVERSITATEA TEHNICĂ "GHEORGHE ASACHI"
DIN IAȘI**



Contribuții la îmbunătățirea strategiilor de creștere a eficienței energetice în rețelele de distribuție a energiei electrice

-REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT-

Drd. Ing. Livia Noroc (căs. Grimailo)

Conducător de doctorat: Prof. dr. ing. habil. Gheorghe Grigoraș

IAȘI, 2026

CONTRIBUȚII LA ÎMBUNĂTĂȚIREA STRATEGIILOR DE CREȘTERE A EFICIENȚEI ENERGETICE ÎN REȚELELE DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE

-REZUMATUL TEZEI DE DOCTORAT-

Livia Noroc (căs. Grimailo)
domeniul Inginerie Energetică

Președinte comisie doctorat:
Conducător de doctorat:

Prof. dr. ing. habil. Gheorghe Grigoraș
Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" din Iași

Referenți oficiali:

Comisia de îndrumare/Comisa de îndrumare
și integritate academică:

Conf. dr. ing. Ovidiu Ivanov
Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" din Iași
Conf. dr. ing. Florina Scarlatache
Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" din Iași
Conf. dr. ing. Oana Beniugă
Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" din Iași
Conf. dr. ing. Crenguța Bobric
Universitatea "Ștefan cel Mare" din Suceava

CUPRINS

1. Introducere	1
2. Stadiul actual privind implementarea strategiilor de creștere a eficienței energetice în rețelele de distribuție a energiei electrice	3
2.1. Aspecte generale.....	3
2.2. Eficiența energetică în rețelele electrice de distribuție	3
2.3. Generarea Distribuită – Provocarea ORD	5
2.4. Conceptele ”smart grids” și ”micro-grids” la nivelul RED.....	5
2.5. Impactul eficienței energetice asupra deciziei investiției	7
2.6. Concluzii	8
3. Creșterea eficienței energetice în rețelele electrice de distribuție prin echilibrarea încărcării sarcinii pe faze.....	9
3.1. Aspecte generale.....	9
3.2. Stadiul actual al soluțiilor de echilibrare a încărcării sarcinii pe fazele rețelelor electrice de distribuție	9
3.3. Metodologie de echilibrare a încărcării sarcinii pe faze în RED-JT pasive integrând un criteriu de selecție a utilizatorilor finali bazate pe clustering pentru amplasarea dispozitivelor de comutare	10
3.3.1. Nivelul 1 – Selectarea grupelor ”candidat” de UF-M pentru instalarea dispozitivelor de comutare a fazei.....	11
3.3.1.1. Date de intrare.....	11
3.3.1.2. Procesul de clustering.....	13
3.3.1.3. Selectarea grupelor ”candidat” de UF-M.....	14
3.3.2. Nivelul 2 – Procesul de echilibrarea încărcării sarcinii pe faze	14
3.3.3. Testarea metodologiei	15
3.4. Metodologie de echilibrare a încărcării sarcinii pe faze în Activ-RED-JT	20
3.4.1. Aspecte generale	20
3.4.2. Bazele de date.....	21
3.4.3. Managementul bazelor de date	22
3.4.4. Modelul matematic al procesului EISF	22
3.4.5. Testarea metodologiei	23
3.5. Concluzii.....	27
4. Strategii bazate pe dispozitive inteligente pentru creșterea eficienței în rețelele de	

distribuție a energiei electrice active.....	29
4.1. Aspecte generale.....	29
4.2. Conceptul Activ-RED.....	29
4.3. Tehnologii integrate în ACTIV-RED.....	30
4.3.1. Infrastructura avansată de contorizare.....	30
4.3.2. Sursele de generare distribuită.....	30
4.3.3. Răspunsul la cerere	31
4.3.4. Mobilitatea electrică (E-Mobility).....	31
4.4. Strategie bazată pe dispozitive inteligente în exploatarea eficientă a Activ-RED	32
4.4.1. Modulul “Baza de Date”	33
4.4.2. Modulul ”Suport de Luare a Deciziilor”	33
4.5. Testarea strategiei bazată pe dispozitive inteligente în Activ-RED.....	37
4.6. Concluzii.....	43
5. Estimarea pierderilor de energie în rețelele electrice de distribuție	45
5.1. Aspecte generale	45
5.2. Metoda elementului mediu de rețea pentru RED-MT.....	46
5.3. Metodologie bazată pe clustering pentru selecția EMR în RED-MT.....	49
5.3.1. Descrierea metodologiei.....	49
5.3.2. Testarea metodologiei.....	53
5.4. Concluzii.....	58
6. Concluzii și direcții de cercetare viitoare	59
6.1. Concluzii generale.....	59
6.2. Contribuții originale.....	60
BIBLIOGRAFIE	61

Capitolul 1

Introducere

Eficiența energetică este o componentă indispensabilă pentru dezvoltarea sustenabilă, deoarece aceasta conduce la utilizarea a cât mai puține resurse în scopul obținerii acelorași beneficii,

Descentralizarea generării și creșterea numărului surselor de generare distribuită (GD) racordate la rețelele electrice de distribuție (RED) a creat noi oportunități pentru îmbunătățirea eficienței alimentării cu energie a utilizatorilor finali (UF).

Unele dintre principalele probleme tehnice care pot fi rezolvate folosind algoritmi IA și integrarea de dispozitive inteligente se referă la echilibrarea încărcării fazelor și reglajul de tensiune care pot contribui substanțial la creșterea eficienței energetice a RED.

Aceste direcții de cercetare au stat la baza motivației alegerii tematicii tezei de doctorat.

Lucrarea a fost structurată în 6 capitole.

Capitolul 1 evidențiază importanța alegerii subiectului și principalele probleme cu care se confruntă ORD în contextul integrării pe scară largă a surselor de GD în RED.

În **capitolul 2** se prezintă stadiul actual respectiv perioadele estimate a fi implementate diversele măsuri privind implementarea strategiilor de creștere a eficienței energetice în rețelele de distribuție a energiei electrice.

Capitolul 3 tratează creșterea eficienței energetice prin echilibrarea încărcării sarcinii pe faze (EISF), au fost propuse două metodologii de EISF una care se aplică în RED-JT pasive (fără surse de GD de mică putere instalate la UF, denumiți prosumatori) și cealaltă care se aplică în RED-JT active (care integrează prosumatori). Prima metodologie a fost construită pe două nivele de decizie pentru amplasarea optimă a unor dispozitive de comutarea a fazei (DCF) instalate la UF-M racordați pe fazele RED-JT pasive în scopul reducerii gradului de dezechilibru la nivelul de JT a PT MT/JT. Primul nivel se referă la un proces de decizie în care sunt identificate grupele "candidat" de UF-M, având instalate DCF, pe baza unui algoritm de învățare nesupravegheată (K-medii) și a unui indice de calificare. Al doilea nivel integrează procedura EISF bazată pe un model matematic de optimizare având ca obiectiv minimizarea gradului de dezechilibru la nivelul JT al postului de transformare MT/JT (PT MT/JT) prin comutarea de pe o fază la altă fază a UF-M din grupele „candidat”. Ce-a de-a doua metodologie propusă poate fi implementată în RED-JT active (Activ RED), propunând un control centralizat al DCF instalate la UF-M pentru a oferi un proces EISF cât mai rapid. Datele de intrare sunt încărcate simultan din trei baze diferite ale ORD, asociate infrastructurii avansate de

contorizare (IAC), topologiei RED și a caracteristicilor UF, sunt accesate de modulul EISF care determină soluția optimă de echilibrare.

În cadrul **Capitolul 4** s-a propus o strategie originală bazată pe IAC, DCF și CP-RS al transformatorului de putere din PT MT/JT. Modul de implementare a strategiei poate conduce la identificarea soluțiilor optime privind exploatarea eficientă a Activ RED-JT, luând în considerare structura acesteia și diversele grade de penetrare ale prosumatorilor. Strategia include două măsuri care corespund controlului de tensiune (CT) și procesului EISF. Măsura CT se bazează pe CP-RS cu care este echipat transformatorul de putere din PT MT/JT. Procesul de optimizare are în vedere determinarea poziției optime plotului de funcționare la fiecare oră. Procesul EISF este aplicat pentru comutarea optimă a prosumatorilor de pe o fază pe alta în funcție de numărul de UF-M, locația fiecărui stâlp din Activ RED-JT și faza de racordare.

În cadrul **Capitolului V** s-a propus o metodă îmbunătățită a estimarea pierderilor de energie în rețelele electrice de distribuție care identifică distribuitorii reprezentativi de MT (DR-MT) la nivelul fiecărui tip de instalație din RED-MT (identificată în funcție de nivelul de tensiune, zonele alimentate (urbane și rurale) și tipul de rețea (aeriană și subterană) pe baza tehnicilor de clustering, luând în considerare atât caracteristicile energetice (energia anuală tranzitată), cât și cele tehnice (lungimea totală, secțiunea transversală medie a conductoarelor și puterea nominală a transformatoarelor din PT MT/JT tensiune alimentate, pentru a estima pierderile de energie). În prima etapă, distribuitorii MT au fost grupați în categorii în funcție de energia anuală tranzitată, pe baza metodei de clustering Ward. În a doua etapă, distribuitorii MT asociați fiecărei categorii au fost din nou supuși unui proces de clustering pentru a putea obține clase caracteristice identificate prin caracteristicile tehnice în scopul alegerii DR-MT. În etapa finală, pierderile de energie pentru fiecare DR-MT asociat fiecărei clase au fost calculate și agregate la nivelul fiecărei categorii pentru fiecare tip de instalație din RED-MT.

Capitolul 6 include concluziile în care s-au detaliat contribuțiile originale propuse în domeniul îmbunătățirii strategiilor de creștere a eficienței energetice în RED. Cercetările efectuate au condus la dezvoltarea și testarea unor strategii originale bazate integrarea de dispozitive inteligente și folosirea algoritmilor IA care pot asigura îmbunătățirea eficienței energetice în contextul provocărilor tranziției RED din zona pasivă în cea activă asociate creșterii fiabilității, securității aprovizionării, calității energiei electrice, precum și a gradului de racordare a surselor de GD.

Capitolul 2

Stadiul actual privind implementarea strategiilor de creștere a eficienței energetice în rețelele de distribuție a energiei electrice

2.1. Aspecte generale

Eficiența energetică este definită în Directiva 2012/27/UE a Parlamentului și Consiliului Uniunii Europene (C-UE), ca fiind un “raport dintre rezultatul constând în performanță, servicii, bunuri sau energie și energia folosită în acest scop.” [1]

Prin urmare, nu este surprinzător faptul că eficiența energetică este unul dintre elementele de bază ale politicii energetice a UE [2] și este strâns legată de cei trei piloni principali ai acesteia:

- ✓ securitatea (securitatea aprovizionării, independența de import, siguranța producției),
- ✓ sustenabilitatea (reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră - GES),
- ✓ competitivitate (energie accesibilă pentru UF).

2.2. Eficiența energetică în rețelele electrice de distribuție

Conform ultimei analize a Agenției Internaționale de Energie din anul 2025 [15], se estimează că cererea de energie electrică la nivel global va fi cu 25% mai ridicată în 2030 decât în 2023.

Figura 2.1 prezintă perioadele estimate a fi implementate diversele măsuri de eficiență energetică pe întreg lanțul energetic (producere, transport, distribuție și utilizare a energiei).

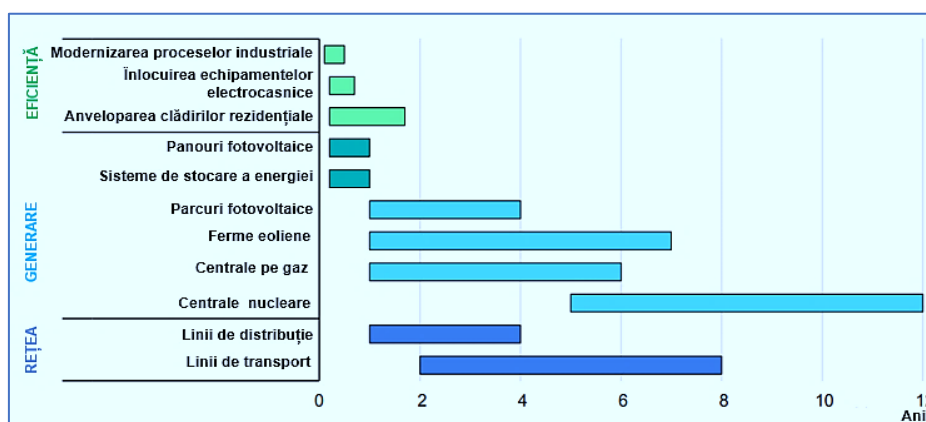


Figura 2.1. Perioadele estimate a fi implementate diversele măsuri de eficiență energetică pe întreg lanțul energetic [15]

Reducerea pierderilor este un aspect important al eficienței energetice. O clasificare detaliată a pierderilor din RED trebuie efectuată pentru a stabili unde (locația) și care sunt motivele apariției acestora. Au fost identificați factorii cheie care au un impact major, printre care se numără:

- ✓ încărcarea (inclusiv sarcina cerură la vârful de sarcină al sistemului),
- ✓ numărul mare de transformatoare din PT MT/JT cu standarde pe performanță scăzută (marea majoritate au fost puse în funcțiune în perioada 1960 – 1980),
- ✓ lungimile LEA și LES,
- ✓ calitatea energiei electrice,
- ✓ prezența surselor de GD.

Pierderile de energie pot fi împărțite în pierderi tehnice și pierderi non-tehnice sau comerciale (care se referă la energia livrată și consumată, dar din anumite motive nu este înregistrată ca vânzare cum ar fi furtul). O regulă generală este că pierderile tehnice pot crește până la 12%. Când pierderile depășesc această limită, acestea se datorează cel mai probabil pierderilor non-tehnice crescute.

Pierderile medii pentru RED la nivelul UE se încadrează în intervalul 2,3-13,5%. Această variație are legătură în principal cu dezvoltarea istorică și starea actuală a infrastructurii de distribuție din fiecare țară în ceea ce privește anul punerii în funcțiune, respectiv topologia. În general, RED prezintă cele mai mari pierderi și cel mai mare potențial de creștere a eficienței energetice.

Figura 2.2 prezintă valoarea pierderilor de energie în RED din România în perioada 2018 – 2022, în care se observă o scădere 1,7% (de la 10.8% la 9.2%) [17].

Măsurile de eficiență energetică care pot conduce la scăderea pierderilor de energie în RED pot fi împărțite în trei categorii:

- cele tradiționale (înlocuire / reconfigurarea);
- managementul rețelei (de exemplu, Rețele electrice de distribuție active: Activ-RED);
- flexibilitatea distribuirii resurselor de energie (controlul alimentării).

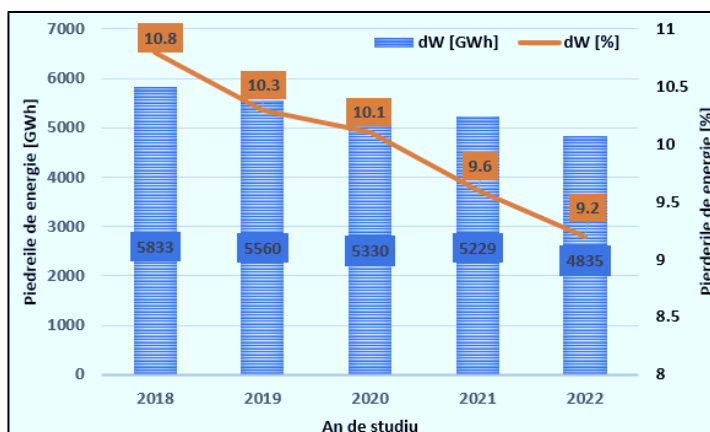


Figura 2.2. Pierderile de energie în perioada 2018 – 2022 în RED din România [17]

2.3. Generarea Distribuită – Provocarea ORD

În ultimii ani, RED se confruntă cu creșterea gradului de penetrare a surselor de GD, sub formă de unități de generatoare de dimensiuni mici spre medii conectate la nivelul de JT și MT. Așteptarea generală a fost că localizarea surselor de producere cât mai aproape de cerere va conduce la reducerea pierderilor. Cu toate acestea, acest lucru este adevărat numai atunci când energia injectată de sursele de GD și SER este consumată local. În realitate, o astfel de echilibrare locală nu are loc tot timpul.

Figura 2.3 prezintă efectul creșterii nivelului de penetrare al surselor GD asupra pierderilor de energie în RED. În special, este de așteptat ca pierderile să scadă pentru niveluri de penetrare scăzute, din cauza faptului că energiile injectate de sursele de GD vor fi consumate local, dar după un anumit nivel acestea cresc din cauza creșterii circulațiilor de energie care pot, în anumite cazuri, să fie și inverse, dinspre rețea către punctul de alimentare asociat (PT MT/JT). Studiile efectuate în RED-JT au evidențiat faptul că pierderile de energie pot atinge o reducere maximă de 20% la un nivel de penetrare al instalațiilor de producere a energiei bazate pe panouri fotovoltaice (PFV) de 25%. La un nivel de penetrare de 50%, valoarea pierderilor este echivalentă cu cazul în care nu există instalate PFV, crescând cu numărul acestora [18].

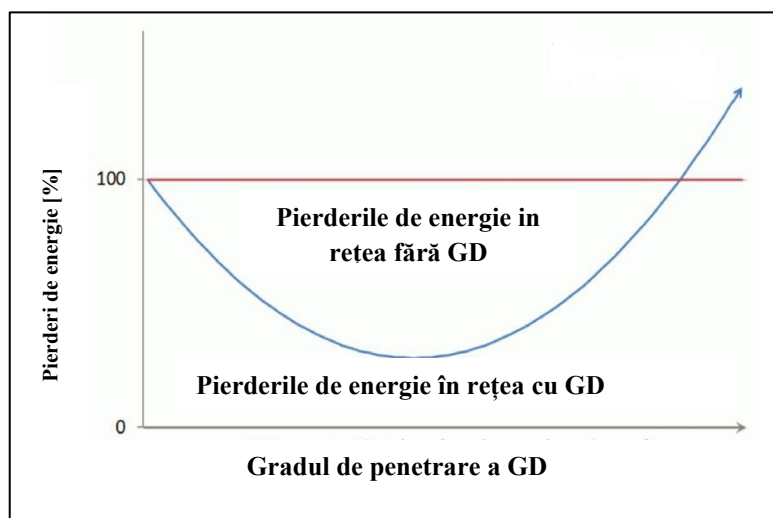


Figura 2.3. Impactul creșterii gradului de penetrare al surselor GD și a dezechilibrului dintre cerere și generare asupra pierderilor de putere din rețea [18].

2.4. Conceptele "smart grids" și "micro-grids" la nivelul RED

Problemele de suprasarcină care au cauzat mai multe întreruperi datorate uzurii morale a elementelor de rețea au fost menite să fie abordate prin integrarea surselor de GD în detrimentul generării centralizate. Prin urmare, a apărut interesul crescut din partea ORD și a investitorilor pentru sursele de GD care au favorizat implementarea conceptului "smart grids" (rețele inteligente). Sursele de GD, racordate pe scară largă în Activ-RED-MT și Activ-RED-JT, răspunsul la cerere (RC),

managementul sarcinii (MS), rețelele inteligente și conceptul de "micro-grids" (micro-rețele) au fost câteva dintre subiectele de cercetare studiate pe larg în ultima perioadă în literatura de specialitate.

Transformarea RED pasivă (Pasiv-RED) a fost valorificată de contribuțiile oportunităților menționate anterior. Interconectarea surselor de GD a inițiat conceptul μ Activ-RED care integrează ansamblul generatoarelor distribuite interconectate, unități de stocare locale și sarcini. Aplicarea pragmatică a μ Activ-RED se confruntă cu numeroase provocări tehnice [19], [20].

Utilizarea pe scară largă a surselor de DG și integrarea conceptului μ Activ-RED au fost corelate de apariția unor alte tehnologii emergente reprezentate vehiculelor electrice (VE), sistemele de stocare a energiei (SSE) și sistemele de tip Demand Response (Răspuns la cerere) și management a locuinței (Home Management). O diagramă bloc detaliată a unei infrastructuri care integrează conceptele mai sus amintite este ilustrată în Figura 2.4 [20].

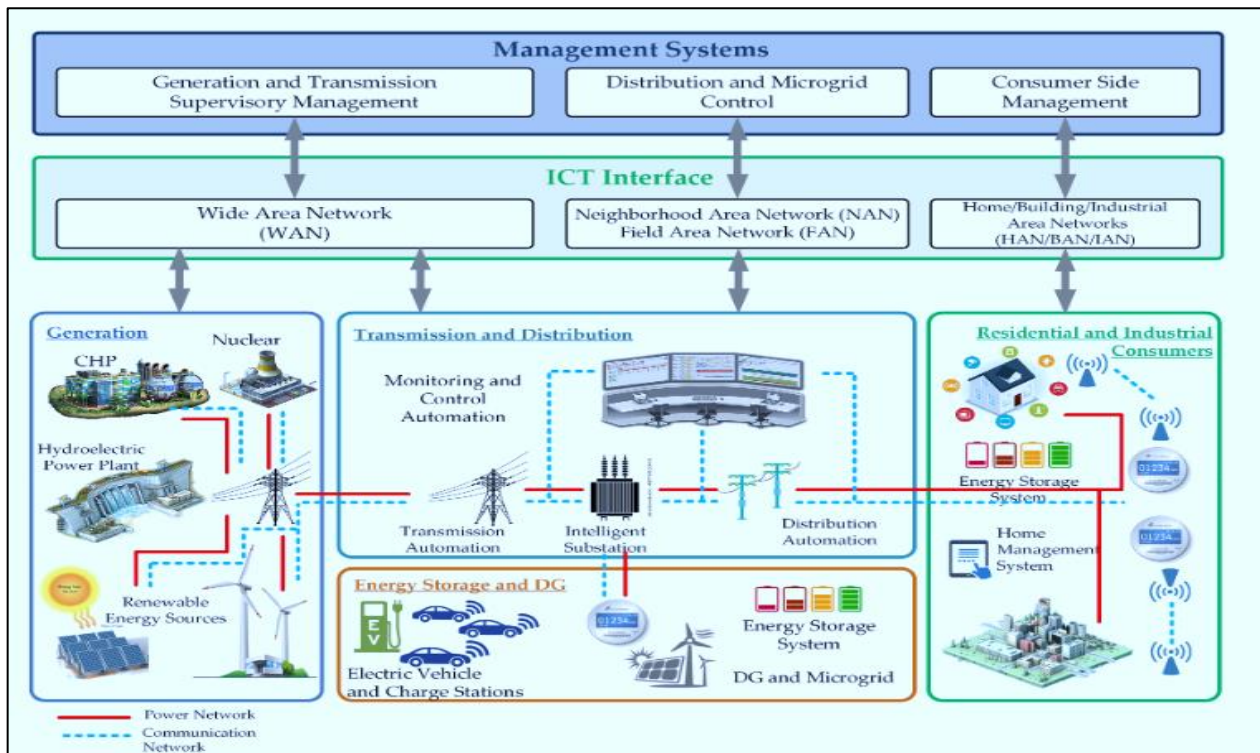


Figura 2.4. Infrastructura Activ-RED [20]

Scenariul actual al μ Activ-RED depinde în principal de caracteristicile "smart" ale echipamentelor/dispozitivelor și elementelor de rețea referitoare la integrarea tehnicilor de Inteligență Artificială și a sistemului de contorizare inteligentă - SCI (smart metering, în engleză). Sursele de GD, dispozitivele/echipamentele necesare estimării stării de funcționare prezente în SET IT/MT și PT MT/JT, dispozitivele electronice inteligente integrate la UF în cadrul sistemului de management al sarcinii sunt componente de bază ale conceptului Activ-RED.

Toate componentele trebuie să fie interconectate printr-un sistem de comunicații sigur și eficient pentru a crește performanța generală a Activ-RED. Conceptul Activ-RED încorporează

suport de comunicații bazat pe fibre optice și abordări bazate pe WiMAX care au în vedere limitarea problemelor asociate vitezei de comunicație și volumului de date [19].

Odată cu extinderea exploatarei Activ-RED, dezvoltarea conceptului μ Activ-RED la nivel de cluster (multi- μ Activ-RED) este în creștere. Împreună cu beneficiile oferite, gruparea mai multor μ Activ-RED în clustere și sinergiile acestora în continuitatea alimentării cu energie electrică crește stabilitatea și fiabilitatea Activ-RED și reduce costurile și pierderile de energie. Odată cu conectarea tuturor μ Activ-RED împreună într-o multi- μ Activ-RED interconectată și asigurarea interoperabilității și partajării energiei, se creează platforma perfectă pentru dezvoltarea de strategii optime ale unui sistem eficient de gestionare a energiei (EMS) la nivelul Activ-RED.

Multi- μ Activ-RED interconectate au un potențial ridicat de dezvoltare și implementare la nivelul Activ-RED din cauza numeroaselor avantaje ale acestora. Chiar dacă au fost subliniate beneficiile, există și provocări pe care le prezintă aceste multi- μ Activ-RED interconectate [21].

Mai multe provocări deschise de cercetare în modelarea și simularea Activ-RED, de exemplu aspectele de securitate cibernetică, vor ajuta experții în domeniul informatic să proiecteze modele de sisteme cibernetică pentru implementarea în Activ-RED cu grad de penetrare ridicat al surselor de GD și soluții interoperabile cu componente diverse, integrând în același timp comunicația, informațiile, obiectivele funcționale și de afaceri și restricțiile tehnice, economice și de impact asupra mediului [19], [22].

Unele dintre principalele probleme legate de exploatarea și planificarea optimală a Activ-RED care pot fi rezolvate folosind dispozitive inteligente integrate și algoritmi IA se referă la echilibrarea încărcării fazelor și reglajul de tensiune pentru creșterea eficienței energetice a acestora. În mod ideal, Activ-RED trebuie să funcționeze în regim simetric și echilibrat, însă în condiții reale, astfel de regim este practic imposibilă datorită variației dinamice a sarcinii absorbite de consumatorii monofazici (C-M) și a injecțiilor surselor de generare de mică putere. În aceste condiții, regimul de funcționare al Activ-RED devine dezechilibrat, afectând simetria sistemului de tensiuni și curenți, cu pierderi economice și tehnice pentru ORD.

2.5. Impactul eficienței energetice asupra deciziei investiției

Eficiența energetică este un factor cheie care contribuie la investiții operaționale în RED. De obicei, deciziile optime de investiție se traduc prin identificarea topologiei RED care minimizează suma dintre investițiile inițiale și costuri de exploatare (costul ciclului de viață - CCV).

Datorită duratei lungi de viață a elementelor de rețea (uneori cu mult peste limita impusă de producători), adoptarea unei abordări CCV care include pierderile de energie poate afecta luarea deciziilor atunci când sunt incluse în analiza investițiilor. În cazul transformatoarelor amplasate în PT

MT/JT, CCV arată că achiziționarea de unități eficiente din punct de vedere energetic ar putea fi o decizie optimă indiferent de costurile inițiale mai mari. În mod similar, în cazul liniilor și datorită caracteristicilor pierderilor variabile, decizia optimă poate conduce la creșterea capacităților de distribuție care se traduce prin reducerea pierderilor de energie.

Activ-RED implică investiții mari din parte ORD. În faza inițială, beneficiile nu vor echivala investițiile necesare, dar ORD ar trebui încurajați prin analize de fezabilitate care să indice că investițiile în noile tehnologii și Activ-RED vor fi recuperate și se vor obține beneficii economice și tehnice. În caz contrar, fără un angajament puternic al ORD care să investească atât în infrastructura tehnică cât și ce informatică, Activ-RED va reprezenta doar un concept teoretic.

2.6. Concluzii

La baza eficienței energetice stă un echilibru între productivitate și modul de utilizare a resurselor, utilizarea rațională a energiei și descoperirea metodelor prin care se obțin aceleași rezultate, dar cu energie mai puțină. La nivel european și național, principalul obiectiv obligatoriu pentru politicile de cerere de energie este exprimat în CEP, întrucât o țintă exprimată în CEP acoperă atât reducerea consumului de energie, cât și trecerea la emisii de carbon în cantități cât mai mici. Obiectivele CEP sunt definite de către fiecare stat membru, ținând cont de creșterea economică, de amestecul specific de energie și de structura economiei lor.

ORD trebuie să-și asume implementarea diverselor măsuri de creștere a eficienței energetice cu precădere în zonele cu probleme tehnice: dezvoltarea contorizării inteligente și a rețelelor inteligente ("smart grids"), definirea clară a conceptului de „eficiență energetică” în sensul în care acesta corespunde creșterii randamentelor și reducerii pierderilor, în condițiile creșterii economice și a consumului, respectiv implementarea de măsuri de diminuare a pierderilor tehnice din RED și de combatere a furturilor de energie.

Principalele măsuri de îmbunătățire a eficienței energetice adoptate de către ORD din țările UE, printre care și România, sunt următoarele: securizare / înlocuire grupuri de măsură, implementare sisteme de măsurare inteligentă; echilibrarea încărcării fazelor RED-JT, reconfigurare / optimizare RED MT și JT; modernizare bransamente, prin montare FDCP, respectiv BMP, la limita de proprietate; modernizare instalații din PT MT/JT și SET IT/MT; modernizare LEA și LES; înlocuire PT MT/JT, LEA JT și LES MT; rotirea transformatoarelor MT/JT de putere/reglaj tensiune din RED; înlocuirea transformatoarelor MT/JT vechi cu transformatoare eficiente din punct de vedere al pierderilor de putere; modificarea ploturilor transformatoarelor din PT MT/JT și SET IT/MT; îmbunătățirea nivelului tensiune, prin injecții de putere din RED-MT sau RED-JT și/sau realizare plecări noi.

Capitolul 3

Creșterea eficienței energetice în rețelele electrice de distribuție prin echilibrarea încărcării sarcinii pe faze

3.1. Aspecte generale

Rețelele clasice de distribuție electrică trebuie să susțină o tranziție radicală din zona pasivă în cea activă. Caracterul volatil al energiei regenerabile, creșterea rapidă a utilizatorilor finali (UF) activi (denumiți prosumatori) și mobilitatea electrică reprezintă principalele provocări pentru operatorii rețelelor de distribuție (ORD) [24].

Activ-RED trebuie să integreze eficient toate tipurile și categoriile de surse de energie și UF pentru a acoperi activitățile și solicitările acestora. Principalele caracteristici ale Activ-RED reprezintă adevărate provocări pentru ORD asociate cu: diversitatea surselor de GD și a sistemelor de stocare a energiei (SSE), integrarea sistemului de contorizare inteligentă (SCI), luarea în considerare a condițiilor pentru circulații de putere bidirecționale, flexibilitatea la schimbări în structura topologiei și a UF, asigurarea calității energiei electrice și securitatea sistemelor de comunicații de date [31]-[33].

Una dintre principalele probleme legate de exploatarea RED, dar care poate fi rezolvată folosind aceste sisteme inteligente, se referă la echilibrarea încărcării sarcinii pe faze (EISF). În mod ideal, Activ-RED ar trebui să fie funcționeze în regim simetric și echilibrat. În condiții reale, un astfel de regim de funcționare ideal asociată sistemului de curent și tensiune este practic imposibil din cauza variației dinamice a sarcinii absorbite de UF monofazați (UF-M).

3.2. Stadiul actual al soluțiilor de echilibrare a încărcării sarcinii pe fazele rețelelor electrice de distribuție

Alocarea optimă pe faze a UF-M reprezintă o direcție importantă de cercetare în ultimii ani, în principal datorită sistemului SCI. În general, o mare parte a studiilor prezentate în literatura de specialitate se referă la diferite variante ale mecanismelor EISF[44]–[46]. Alte soluții se referă la utilizarea dispozitivelor de echilibrare cu comutatoare controlabile, în diverse structuri constructive, care au fost studiate în numeroase lucrări de cercetare [47]–[49]. Un dispozitiv automat de echilibrare a sarcinii pe faze, bazat pe un microcontroler și trei relee, a fost propus în cadrul studiilor [51–53].

Diverse metode de optimizare metaeuristice au fost folosite pentru identificarea soluțiilor privind alocarea pe faze a UF-M [57][62-66]. Majoritatea acestor cercetări au raportat faptul că în cadrul studiilor efectuate cu ajutorul metodelor metaeuristice este atins cel mult un pseudo-optimum global. În același timp, timpul de calcul crește odată cu complexitatea Activ RED-JT analizate. Integrarea la scară largă a prosumatorilor, SSE și vehiculelor electrice (VE) reprezintă alte provocări pentru ORD [68–70].

3.3. Metodologie de echilibrare a încărcării sarcinii pe faze în RED-JT pasive integrând un criteriu de selecție a utilizatorilor finali bazat pe clustering pentru amplasarea dispozitivelor de comutare

Analiza tuturor abordărilor evidențiază unele puncte slabe reprezentate de un grad de implementare complet (100%) a dispozitivelor folosite în procesul EISF, cu investiții mari din parte ORD (care includ și bransamentele trifazate), și utilizarea RED test teoretice, care nu ia în considerare toate condițiile și restricțiile tehnice și economice de exploatare din RED reale [76].

În cadrul cercetărilor efectuate s-a demonstrat că un număr limitat de dispozitive EISF poate conduce la beneficii tehnice similare ca în cazul implementării complete, dar cu investiții reduse ale ORD. Metodologia propusă conține două nivele ierarhice în procesul decizional, Figura 3.1 [76].

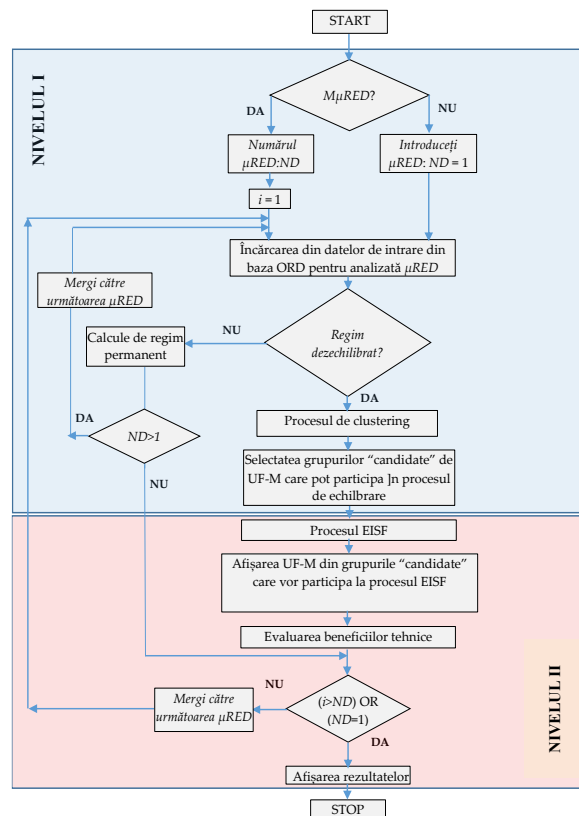


Figura 3.1. Organigrama metodologiei de echilibrare a încărcării sarcinii pe faze integrând criteriul de selecție a UF-M bazat pe clustering pentru amplasarea dispozitivelor de comutare

3.3.1. Nivelul 1 – Selectarea grupelor ”candidat” de UF-M pentru instalarea dispozitivelor de comutare a fazei

Primul nivel integrează algoritmul de clustering K-medii pentru a selecta grupele ”candidat” ce conțin UF-M unde ar putea fi instalat dispozitivele de comutare a fazei, cu o influență semnificativă asupra minimizării gradului de dezechilibru la nivelul de JT al PT MT/JT. Algoritmul de clustering simplifică procesul de selecție, conducând la un număr relativ mic de UF-M la care dispozitivul de comutare va fi instalat. În continuare vor fi descriși principalii pași care trebuie parcurși în selectarea grupelor ”candidat” de UF-M din care vor fi aleși cei care vor avea instalate DCF.

3.3.1.1. Datele de intrare

Datele de intrare considerate în procesul de clusterizare includ pentru fiecare UF-M $n, n = 1, \dots, N_C$, unde N_C reprezintă numărul total de UF-M, curentul absorbit la ora de vârf de sarcină a RED-JT, h_{PL} , și distanța, $D_n, n = 1, \dots, N_C$, de la PT MT/JT până la fiecare nod (stâlp) la care este racordat un UF-M. Astfel, caracteristici vor constitui elementele vectorilor asociați fiecărui UF-M memorati ca linii ale unei structuri matriceale $[ID]$, având dimensiunea $N_C \times 2$:

$$[ID]_{N_C \times 2} = \begin{bmatrix} I_{1,h_{PL}} & D_1 \\ \vdots & \vdots \\ I_{n,h_{PL}} & D_n \\ \vdots & \vdots \\ I_{N_C,h_{PL}} & D_{N_C} \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Profilurile de curent corespunzătoare zilei în care s-a înregistrat vârful de sarcină în RED-JT analizată sunt încărcate din baza de date a SCI și memorate în matricea $[I]$, având dimensiunea $N_C \times H$, H este perioada de timp analizată (în general se consideră $H = 24$ ore), cu un pas de eșantionare de o ora, $\Delta h = 1$.

Agregarea profilurilor de curent la nivelul barei JT a PT MT/JT a condus la determinarea orei la care s-a înregistrat vârful de sarcină în RED-JT analizată cu ajutorul următoarelor relații:

$$[I^{(SP)}]_{1 \times H} = \left[\sum_{n=1}^{N_C} I_{n,1}^{(SP)} \quad \dots \quad \sum_{n=1}^{N_C} I_{n,h}^{(SP)} \quad \dots \quad \sum_{n=1}^{N_C} I_{n,H}^{(SP)} \right] \quad (3.3)$$

$$[I_{max}^{(SP)PL} = \max_h \{ [I^{(SP)}] \}] \quad (3.4)$$

unde: $[I^{(SP)}]_{1 \times H}$ reprezintă vectorul curenților agregați la nivelul barei JT a PT MT/JT pentru fiecare oră $h, h = 1, \dots, H$; h_{PL} este poziția în vectorul $[I^{(SP)}]$ a orei la care s-a înregistrat vârful de sarcină în RED-JT; $I_{max}^{(SP)}$ corespunde valorii maxime a curentului total cerut la vârful de sarcină de toți UF-M din RED-JT.

Profilurile de curent, tipul de bransament al UF, $t_b, t_b = \{M, T\}$, unde M - monofazați și T -

trifazați, și faza de conectare, $p = \{a, b, c, abc\}$, sunt încărcate din baza de date a ORD pe baza numărului de identificare al RED-JT analizată și înregistrate în vectorii $[Tb]_{1 \times Nc}$ și $[Ph]_{1 \times Nc}$.

Astfel gradul de dezechilibru este calculat pentru ora la care s-a înregistrat vârful de sarcină, h_{PL} , folosind formula [76], [81]:

$$UF^{(h_{PL})} = \frac{1}{n_{ph}} \cdot \sum_{p \in \{a,b,c\}} \left(\frac{I_p^{(h_{PL})}}{I_{av}^{(h_{PL})}} \right)^2 \quad (3.5)$$

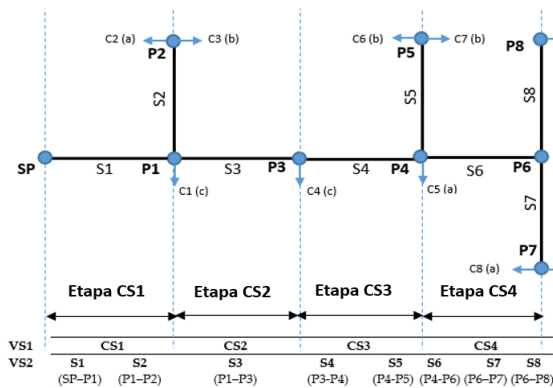
$$I_{av}^{(h_{PL})} = \frac{I_a^{(h_{PL})} + I_b^{(h_{PL})} + I_c^{(h_{PL})}}{n_{ph}} \quad (3.6)$$

n_p reprezintă numărul de faze ($n_p = 3$); $I_p^{(h_{PL})}$ corespunde curentului total pe faza p , la nivelul barei de JT a PT MT/JT, și ora h_{PL} ; $I_{av}^{(h_{PL})}$ este curentul mediu de fază la nivelul barei de JT a PT MT/JT, și ora h_{PL} .

Dacă gradul de dezechilibru, $UF^{(h_{PL})}$, are o valoare mai mare de 1,1 (valoare limită acceptată de ORD), algoritmul de clusterizare începe să identifice grupele „candidat” ale UF-M.

A doua coloană a matricei $[ID]$ se referă la distanța dintre PT MT/JT și nodurile (stâlpii) la care sunt UF-M. Calculul acestor distanțe este ușor, identificând în primă fază topologia RED-JT cu ajutorul algoritmului bazat pe vectori de structură propus în [82].

Figura 3.3 explică grafic modul în care lucrează acest algoritm. Vectorii de structură, $[VS1]$ și $[VS2]$ stau la baza identificării topologiei RED-JT. Gruparea succesivă a tronsoanelor linie între două noduri (stâlpi) în interiorul etapei de conectare corespunde punctului de plecare pentru construirea celor doi vectori. Notațiile folosite sunt următoarele: CS1...CS4 reprezintă etape de conectare, S1...S8 corespund tronsoanelor de rețea, P1...P8 sunt nodurile (stâlpii) la care sunt racordați și UF-M identificați prin C1...C10. Vectorii $[PT]_{1 \times NP}$ și $[S]_{1 \times NS}$, unde NP și NS reprezintă numărul total de noduri (stâlpi), respectiv tronsoane de rețea, conțin informațiile legate de topologia RED-JT. Tabelul 3.1 prezintă elementele vectorului $[D]$ calculate ținând cont de topologia RED-JT din Figura 3.2.



Tabelul 3.1. Alocarea UF-M la nodurile (stâlpii) din RED-JT și distanțele față de PT MT/JT

Stâlp	P1	P2	P3	P4	P5	P7	P8			
Utilizator final	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C7	C8	C9	C10
Faza	c	a	b	c	a	b	b	a	b	c
Distanța, [km]	0,04	0,08	0,08	0,08	0,12	0,16	0,16	0,20	0,20	0,20

Figura 3.2. Exemplificare algoritmului bazat pe vectori de structură [82]

Normalizarea celor două caracteristici corespunde ultimei etape înainte de începerea procesului de clusterizare. Relațiile (3.7) - (3.9) au stat la baza etapei de normalizare [83], [84] a celor două caracteristici:

$$I_{n,h_{PL}}^* = \frac{I_{n,h_{PL}} - I_{h_{PL},\max}}{I_{h_{PL},\max} - I_{h_{PL},\min}}; D_n^* = \frac{D_n - D_{\max}}{D_{\max} - D_{\min}} \quad (3.7)$$

$$I_{h_{PL},\max} = \max_{n=1,\dots,N_C} \{I_{n,h_{PL}}\}; I_{h_{PL},\min} = \min_{n=1,\dots,N_C} \{I_{n,h_{PL}}\} \quad (3.8)$$

$$D_{\max} = \max_{n=1,\dots,N_C} \{D_n\}; D_{\min} = \min_{n=1,\dots,N_C} \{D_n\} \quad (3.9)$$

unde $I_{n,h_{PL}}^*$ reprezintă valoarea normalizată a curentului absorbit de UF-M n , $n = 1, \dots, N_C$ la ora h_{PL} ; D_n^* corespunde valorii normalizate a distanței dintre nodul (stâlpul) la care este conectat UF-M n și PT; $I_{h_{PL},\min}$ și $I_{h_{PL},\max}$ sunt valorile minimă și maximă ale curenților absorbiți de UF-M la ora h_{PL} ; D_{\min} și D_{\max} sunt valorile minimă și maximă ale distanțelor calculate.

3.3.1.2. Procesul de clustering

Algoritmul K-medii are ca date de intrare matricea normalizată $[ID^*]_{N_C \times 2}$. Algoritmul grupează UF-M în grupe (cluster), notate cu $C = \{C_k | k = 1: K\}$. Procesul de grupare ia în considerare minimizarea următoarei funcții obiectiv:

$$F(ID, K) = \sum_{k=1}^K \sum_{n=1,\dots,N_C} ID_n \cdot dist(ID_n^*, m_k) \quad (3.10)$$

unde: m_k corespunde centrului de greutate al clusterului k , $k = 1, \dots, K$; $dist(\cdot, \cdot)$ reprezintă distanța euclidiană în spațiul bidimensional. Algoritmul are ca punct de start generarea aleatorie a centrelor de greutate asociate celor K cluster, ca după aceea să modifice pozițiile acestora în mai multe iterații. În final, algoritmul găsește o partiție care corespunde unui minim al funcției $F(ID, K)$ [79], [83], [85], [86]. Pașii algoritmului pentru identificarea grupelor de UF-M sunt:

- **Pasul 1.** Calculul numărului maxim de cluster pe baza formulei [86], [87]:

$$K_{\max} = \sqrt{N_C} \quad (3.14)$$

- **Pasul 2.** Algoritmul de clustering K-medii este folosit pentru fiecare partiție C_k , $k = 2, \dots, K_{\max}$, utilizând matricea de date de intrare $[ID^*]$.
- **Pasul 3.** Calitatea partiției este evaluarea pe baza coeficientului de formă (silhouette coefficient) calculat cu relația [88]:

$$SC^{(K)} = \frac{1}{N_C} \sum_{n=1}^{N_C} \left(\frac{b_i - a_i}{\max\{a_i, b_i\}} \right) \quad (3.15)$$

$$a_i = \frac{\sum_{j \in r, j \neq i} dist(ID_i^*, ID_j^*)}{N_r - 1}; \quad b_i = \min_{s \neq r} \frac{\sum_{j \in s} dist(ID_i^*, ID_j^*)}{N_s} \quad (3.16)$$

unde: N_r și N_s corespund numărul de UF-M atribuiți clusterelor r și s ; $dist(ID_i, ID_j)$ reprezintă distanța euclidiană în spațiul bidimensional dintre liniile i și j din matricea $[ID^*]$.

- **Pasul 4.** Se repetă Pașii 2 și 3 pentru a evalua calitatea partițiilor pentru toate grupările între 2 și K_{max} . Valorile coeficientului SC sunt memorate pentru fiecare partiție în vectorul $[QP] = [SC(2), SC(3), \dots, SC(K_{max})]$.
- **Pasul 5.** Determinarea numărului optim de grupe (clustere) prin calculul valorii maxime a coeficientului SC din vectorul $[QP]$. Partiția cu valoarea SC_{max} este asociată numărului optim de grupe (clustere), $C_{k,opt}$.

$$[SC_{max}, C_{k,opt}] = \max_K \{[QP]\} \quad (3.17)$$

3.3.1.3. Selectarea grupelor "candidat" de UF-M

Procesul de decizie utilizează un indice de calificare, QI , pentru a selecta grupele "candidat" de UF-M la care se vor instala DCF. Acesta este definit pentru fiecare zonă de interes rezultată din zonarea spațiului bidimensional "curent-distanță" [76]. În interiorul zonelor de interes, grupele $C_{k,opt}$, obținute din procesul de clustering, sunt reprezentate de pozițiile centrelor de greutate m_k , cu valori medii pentru caracteristicile reprezentate de distanțe și curenți absorbiți asociate UF-M din fiecare grupă. Valorile indicelui QI depind de gradele de importanță: $Gi \in \{7, 8, 9, 10\}$, pentru un grad **Ridicat**, $Gi \in \{4, 5, 6\}$, pentru un grad **Mediu**, și $Gi \in \{1, 2, 3\}$, pentru un grad **Scăzut**. Grupele cu centrele de greutate în interiorul zonelor cu grad **Ridicat** de importanță reprezintă grupe "candidat". Acestea vor participa la procesul EISF în ordinea descrescătoare a indicelui QI , iar în funcție de criteriul de oprire impus de decident gradului de dezechilibru, UF, vor fi alese toate sau doar o parte dintre ele.

3.3.2. Nivelul 2 – Procesul de echilibrarea încărcării sarcinii pe faze

Al doilea nivel include un algoritm EISF iterativ pentru a minimiza gradul de dezechilibru. Funcția obiectiv asociată modelului de optimizare se referă la minimizarea gradului de dezechilibru orar în perioada H analizată la nivelul barei de JT a PT MT/JT:

$$\min(UF_{SP}^{(h)}), \quad h = 1, \dots, H \quad (3.18)$$

în prezența restricției tehnice care ia în considerare limita impusă de ORD la nivelul nodurilor (stâlpilor) cu UF-M racordați și care aparțin grupelor "candidat".

$$UF_P^{(h)} \leq UF_{lim}, \quad P \in \{P_{GC} \subseteq P_T\} \quad (3.19)$$

unde: GC este indicele grupelor "candidat" ale UF-M cu DCF instalat; $UF(h)SP$ este gradul de dezechilibru calculat la nivelul barei de JT a PT; $\{PGC\}$ —mulțimea nodurilor (stâlpilor) cu cel

puțin un UF-M care aparține grupelor „candidat” GC; {PT}—mulțimea tuturor nodurilor (stâlpilor) din RED-JT supusă procesului EISF; UF(h)P reprezintă gradul de dezechilibru calculat la nivelul nodului (stâlpului) P care conține UF-M din grupele “candidat” GC; UFlim este valoarea limită convenită de ORD pentru gradul de dezechilibru la nivel de nod (stâlp);

În algoritmul propus, numărul maxim de iterații este egal cu numărul GC de UF-M. În fiecare iterație, toți UF-M dintr-un grup „candidat”, selectați în ordinea descrescătoare a QI [86]. Algoritmul începe cu nodurile (stâlpii) de capăt ai RED-JT, agregând curenții pe fiecare fază, în funcție alocarea pe faze a UF-M, și urmărește topologia RED-JT, identificată prin cei doi vectori de structură [VS1] și [VS2] (vezi Paragraful 3.3.1.1), până la nivelul barei de JT a PT MT/JT. În final, dacă soluțiile de echilibrare obținute la nivelul fiecărui nod (stâlp) cu UF-M care aparțin grupelor „candidat” sunt optime, atunci soluția EISF la nivelul barei de JT a PT MT/JT este, de asemenea, optimă.

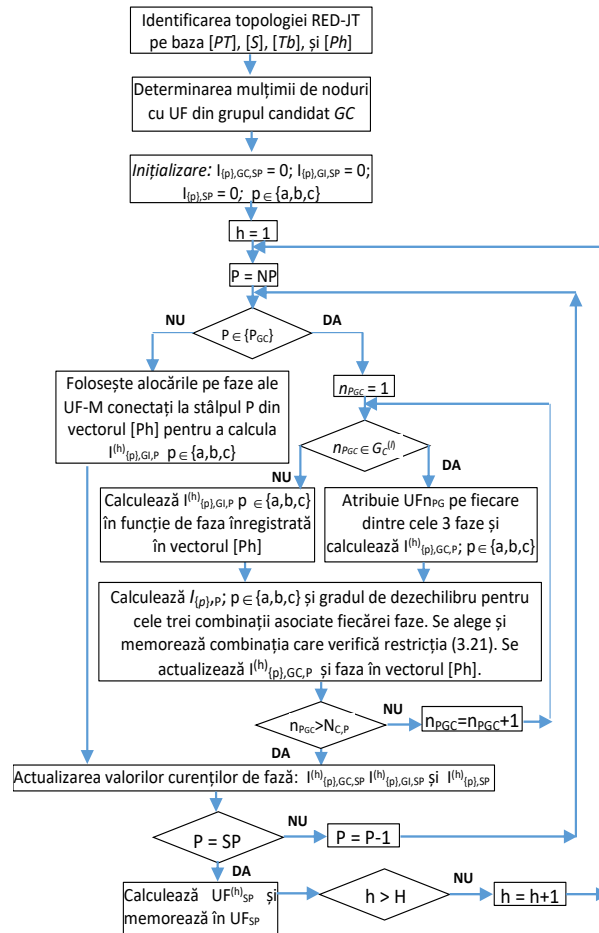


Figura 3.3. Organigrama algoritmului propus pentru procesul EISF

3.3.3. Testarea metodologiei

O RED-JT aparținând unui ORD din România a fost considerată în testarea metodologiei propuse. Figura 3.5 prezintă topologia RED-JT analizată. Informațiile caracteristice topologiei RED-JT și profilurile de curent au fost preluate din bazele de date ale ORD, reprezentând datele de intrare.

Tabelul 3.2 prezintă caracteristicilor tehnice ale conductoarelor asociate tronsoanelor RED-JT. În RED-JT analizată, toți UF au contoarele integrate în sistemul SCI astfel încât curbele de curent, cu un pas de eșantionare la fiecare 1 oră, au fost disponibile.

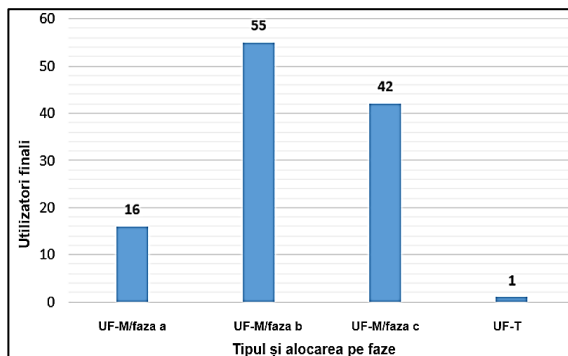


Figura 3.4. Clasificarea UF în funcție de tip

(monofazat – M și trifazat – T) și faza de racordare

Tabelul 3.2. Caracteristicile tehnice ale conductoarelor asociate tronsoanelor de rețea

Nr. crt.	Secțiunea transversală		Tip conductor	Lungime [km]
	Conductor de fază	Conductor de nul		
1	3 × 50	50	Clasic	2,08
2	3 × 50	50	Torsardat	0,12
3	3 × 35	35	Clasic	0,68
4	1 × 35	35	Clasic	0,28
5	1 × 25	25	Clasic	0,28
6	1 × 25	16	Clasic	0,08
Total				3,52

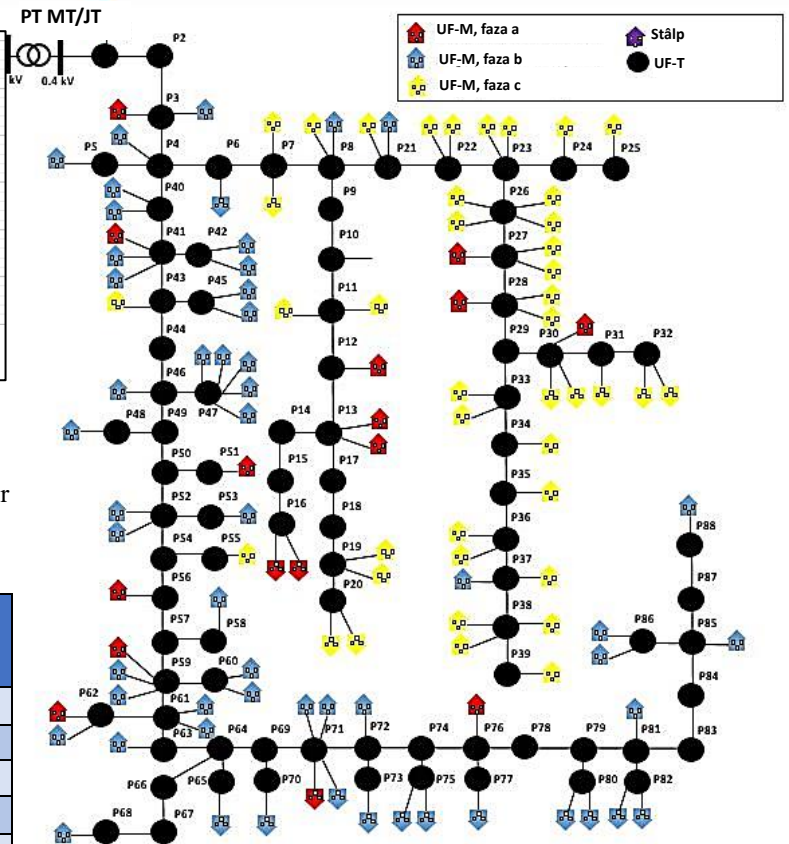


Figura 3.5. Topologia RED-JT analizată cu evidențierea tipului de UF și a fazei de racordare

În prima etapă, s-a construit structura matriceală [ID], având pe coloane caracteristicile asociate UF-M (curent absorbit la vârful de sarcină al sistemului, [I_{hPL}]) și distanța de la stâlpul de racordare la PT MT/JT, [D]). În continuare, având la bază elementele vectorilor-structură [VS1] și [VS2], datele asociate topologiei (stâlpi și tronsoane) sunt înregistrate în vectorii [PT] și [S].

Folosind cei doi vectori de structură și informațiile suplimentare privind distanța dintre doi stâlpi succesivi oferită de ORD, s-a efectuat calculul distanțelor înregistrate ca elemente ale vectorului [D], cunoscând alocarea UF-M la stâlpi. În final, profilurile de curent din ziua în care s-a înregistrat vârful de sarcină în RED-JT sunt memorate în matricea [I]. Agregarea profilurilor de curent s-a făcut la nivelul PT MT/JT (pe partea de JT) pentru a identifica ora vârfului de sarcină, h_{PL}, așa cum s-a indicat în Figura 3.6.

Gradul de dezechilibru a fost calculat la nivelul de JT a PT MT/JT la ora la care s-a determinat vârful de sarcină al sistemului ($h_{PL} = 22$) pentru a decide dacă procesul de clusterizare va fi inițializat. Deoarece valoarea acestuia a fost mai mare de 1,1 ($UF^{(h_{PL})} = 1,18$), coloana [I₂₂] din matricea [I]

împreună cu vectorul $[D]$ vor compune matricea $[ID]$ utilizată în procesul de clusterizare pe baza algoritmului K-medii.

Numărul maxim de partiții ($K_{max} = 10$) a fost determinat folosind relația (3.14), cunoscând numărul de UF-M ($N_C = 114$). Numărul optim de clustere care au rezultat în urma procesului de clustering a fost: $K_{opt} = 5$. Testarea calității partiției s-a făcut cu ajutorul coeficientului de formă (silhouette coefficient, SC). Valoarea maximă pentru SC a fost egală cu 0,76, fiind corespunzătoare unei partiții cu cinci clustere, a se vedea Figura 3.7. Tabelul 3.3 prezintă indicatorii statistici ai fiecărui cluster rezultat în procesul de clustering bazat pe algoritmul K-medii.

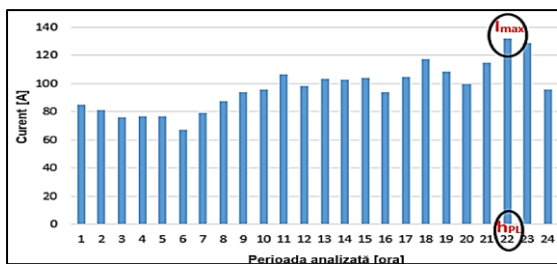


Figura 3.6. Curenții orari agregați la nivelul barei de JT a PT MT/JT

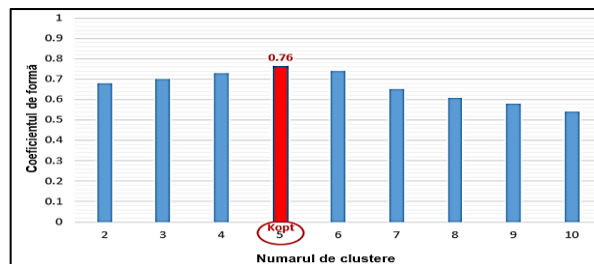


Figura 3.7. Valorile coeficientului de formă fiecare partiție K , $K = 1, \dots, 10$, cu evidențierea soluției optime $K_{opt} = 5$

Tabelul 3.3. Indicatorii statistici ai caracteristicilor ce caracterizează fiecare grupă de UF-M

Indicatorii statistici	Caracteristici	Cluster				
		C1	C2	C3	C4	C5
Media	D [km]	0,56	0,29	0,39	0,96	0,60
	I [A]	0,48	0,63	8,25	0,69	1,60
Dispersia	D [km]	0,09	0,10	0,19	0,15	0,11
	I [A]	0,19	0,43	2,33	0,53	0,65
Valoarea maximă	D [km]	0,72	0,40	0,64	1,28	0,76
	I [A]	1,01	2,33	11,70	2,33	3,10
Valoarea minimă	D [km]	0,44	0,04	0,20	0,76	0,40
	I [A]	0,34	0,21	6,66	0,34	1,01
Număr UF-M		32	34	4	26	18

În următoarea etapă, au fost identificate grupele „candidat” pe baza indicelui de calificare, QI . Tabelul 3.4 prezintă informațiile corespunzătoare indicelui de calificare și gradele de importanță atribuite zonelor propuse. Figura 3.10 prezintă reprezentarea 3D a grupelor, luând în considerare variabilele de intrare: curentul mediu cerut, distanța și indicele de calificare. Centrele de greutate vor caracteriza fiecare cluster în procesul de identificare a grupelor „candidat”. Clusterele asociate zonelor de interes, evidențiate cu roșu în Figura 3.11 sunt Clusterul C3 (grad ridicat, $QI = 7$) și Clusterul C5 (grad mediu, $QI = 5$). Aceste clustere reprezintă grupele „candidat” din care fiecare UF-M asociat va avea instalat un dispozitiv de comutare a fazei pentru a participa la procesul EISF.

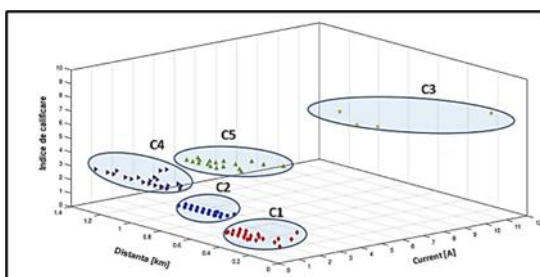


Figura 3.8. Reprezentarea grupelor obținute din procesul de clustering în funcție de indicele de calificare

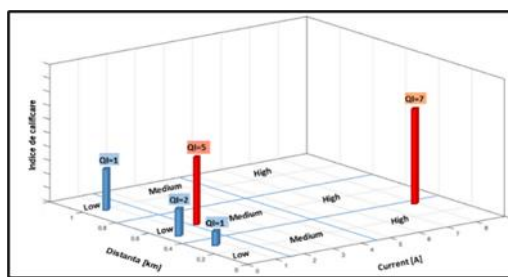


Figura 3.9. Reprezentarea centrelor de greutate cu evidențierea indicelui de calificare pentru fiecare grupă „candidat”

Tabloul 3.4. Indicele de calificare și gradul de importanță corespunzătoare zonelor identificate de caracteristicile curent-distanță

Zona identificată prin curent	Zona identificată prin distanță [km]			Indice de calificare
	0–0.4 km	0.4–0.8 km	0.8–1.2 km	
0–1.5 A	1	2	3	Low (Mic)
1.5–4.5 A	4	5	6	Medium (Mediu)
>4.5 A	7	8	9	High (Mare)

Al doilea nivel al metodologiei se referă la rularea algoritmului EISF considerând grupe „candidat” în ordine descrescătoare a indicelui de calificare QI (C3 și C5) până când condiția de convergență este îndeplinită. Valoarea introdusă pentru gradul de dezechilibru în scopul opririi procesului iterativ a fost 1,01, ceea ce înseamnă o acceptare de 1% la nivelul barei de JT a PT, iar limita impusă la nivelul stâlpilor, UF_{lim} , a se vedea restricția (3.19), a fost 1,1 (valoare maximă acceptată de ORD).

Algoritmul are ca punct de start stâlpii de capăt ai RED-JT (P20, P39 și P88), agregând curenții de fază la fiecare stâlp până la nivelul barei de JT a PT MT/JT. Soluția optimă, reprezentată de valoarea medie minimă a gradului de dezechilibru la nivelul barei de JT a PT în perioada analizată, se obține prin coordonarea dispozitivelor de comutarea a fazei (DCF) instalate la UF-M din grupele „candidat”, identificându-se cea mai bună alocare a UF-M pe fazele RED-JT . Figura 3.10 prezintă valorile orare ale gradului de dezechilibru, UF , calculate la nivelul barei de JT a PT după aplicarea algoritmului EISF.

Analiza valorilor indică un maxim de 1,0078 înregistrat la ora la care s-a înregistrat vârful de sarcină în RED-JT ($h_{PL} = 22$) și o medie de 1,003. Această ultimă valoare este mult sub valoarea țintă de 1,01, introdusă pentru oprirea procesului iterativ. Orele în care s-a înregistrat un număr mare de operații de comutare sunt ora 1 (18 operații), orele 16 și 17 (9 operații), orele 2, 20, 22 și 23 (8 operații). Cu toate acestea, există două ore (3 și 5) în care DCF nu au avut nicio operație.

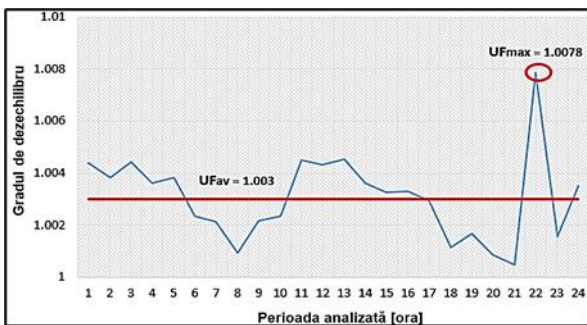


Figura 3.10. Valorile orare ale gradului de dezechilibru calculate după aplicarea algoritmului EISF cu evidențierea valorii medii (UF_{av}) și maxime (UF_{max})

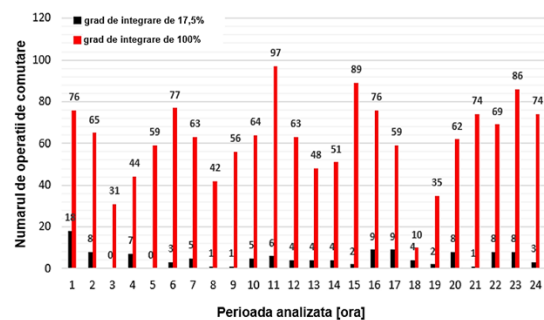


Figura 3.11. Comparare între algoritmul propus și cel euristic cu grade de integrare diferite (17,5% și 100%) considerând numărul de operații de comutație

Astfel, 20 DCF localizate optim în RED-JT au condus la un grad de dezechilibru de 1,003, foarte aproape de valoarea ideală (1,0).

Gradul de integrare în rețea a DCF la nivelul RED-JT analizate a fost de 17,5%. Timpul în care s-au obținut soluțiile corespunzătoare operațiilor de comutare ale dispozitivelor selectate a fost

de 0,72 secunde (timp rezultat din rularea algoritmului de echilibrare propus). La acest timp ar trebui să se adauge timpul de transmitere a comenzilor către dispozitive și perioada de comutație a fazei pentru fiecare UF-M.

Rezultatele obținute au fost comparate cu cele obținute în cazul algoritmilor cu grad de integrare complet (100%) a DCF: *euristic* [42], *optimizare de tip roi de particule* (PSO) [90] și *algoritm genetic* (GA) [91].

După cum se poate vedea în Figura 3.11, algoritmul euristic rulat cu grad de integrare a DCF de 100% la UF-M a efectuat un număr total de operațiuni de comutare de 1470, comparativ cu algoritmul propus rulat pentru cei 20 UF-M selectați care a condus la 120 operațiuni de comutare. S-a observat o reducere cu aproximativ 92% a operațiilor de comutare, corelată cu un interval de timp mai scurt asociat procesului EISF.

Figurile 3.12 și 3.13 indică faptul că operațiile de comutare au condus la o încărcare echilibrată a celor trei faze ale RD-JT la fiecare oră din perioada analizată, comparativ cu situația inițială (regim dezechilibrat, asociat unui grad de integrare a DCF de 0% la nivelul UF-M). Tabelul B3 din Anexa B detaliază rezultatele privind curenții de fază și gradele de dezechilibru în toate cazurile analizate.

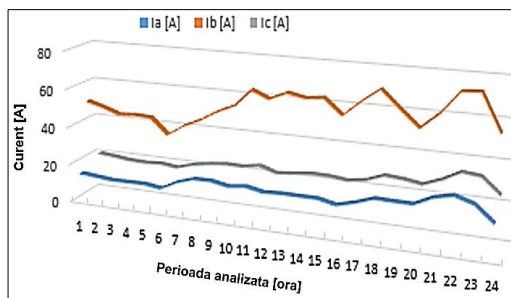


Figura 3.12. Curbele de curent pe cele trei faze agregate la nivelul barei de JT a PT MT/JT (0% grad de integrare a DCF)

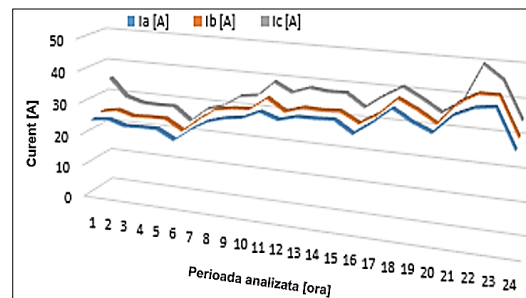


Figura 3.13. Curbele de curent pe cele trei faze agregate la nivelul barei de JT a PT MT/JT (17,5% grad de integrare a DCF)

Table 3.5. Indicatorii de performanță obținuți pentru diverși algoritmi și grade de integrare a dispozitivelor de comutare la nivelul UF-M din grupele “candidat”

Grad de integrare [%]	Algoritm	TC [secunde]	UF _{av}	ΔW [kWh]	ΔW _s [%]
0	-	-	1,260	35,8	-
100	AG	291	1,0017	14,2	60,3
	PSO	348	1,0022	13,9	61,1
	Euristic	1,26	1,0001	14,1	60,6
17,5	Propus	0,72	1,0030	14,6	59,2

Tabelul 3.5 prezintă o sinteză a indicatorilor de performanță, timp de calcul (TC), valoarea medie a gradului de dezechilibru (UF_{av}) pe intervalul analizat, pierderile de energie (ΔW) și economia de energie (ΔW_s) pentru cele trei grade implementate (0%, 100% și 17,5%).

Rezultatele au evidențiat avantajele algoritmului euristic în comparație cu algoritmi PSO și AG. Algoritmul euristic a fost considerat algoritm etalon în compararea rezultatelor în raport cu algoritmul propus. Dacă diferențele dintre valorile gradului de dezechilibru și economiile de energie sunt mici, timpul de calcul și numărul de operații de comutare sunt în favoarea algoritmului propus.

Acesta este cu 0,54 secunde mai rapid, iar operațiile de comutare sunt reduse cu 92%.

Toți acești indicatori pot influența politica de investiții a ORD care poate conduce la o reducere semnificativă a DCF și a înlocuirii bransamentelor monofazate cu cele trifazate, cu economii de energie similare ca în cazul în care gradul de integrare a 100%. Figura 3.14 prezintă pierderile de energie în conductoarele de fază (*a*, *b* și *c*) și neutru (*N*). Analiza rezultatelor a evidențiat o reducere semnificativă a pierderilor de energie pe faza *b* și neutru pentru ambele grade de implementare (100% și 17,5%). Din analiza rezultatelor se poate observa faptul că valorile pierderilor de energie în conductoarele sunt foarte apropiate, între 0,1 kWh (faza *a*), 0,5 kWh (faza *b*), 0,7 kWh (faza *c*) și 0,3 kWh (neutru).

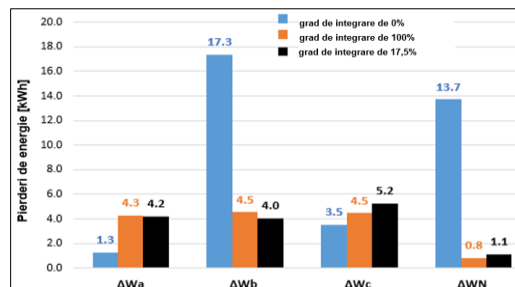


Figura 3.14. Pierderile de energie în conductoarele de fază și neutru calculate în cazurile analizate asociate diverselor grade de integrare a dispozitivelor de comutare la nivelul UF-M

Evaluarea economiei de energie (ΔW_s) a fost făcută cu ajutorul relației

$$\Delta W_s = \left| \frac{\Delta W_0 - \Delta W_{gi}}{\Delta W_0} \right| \cdot 100, \quad [\%] \quad (3.33)$$

unde: ΔW_0 reprezintă pierderile de energie în cazul de bază (grad de integrare a DCF de 0% la UF-M din RED-JT), iar ΔW_{gi} corespunde pierderilor de energie calculate în cazurile asociate regimurilor echilibrate cu grad de integrare $gi = 100\%$ și $17,5\%$).

3.4. Metodologie de echilibrare a încărcării sarcinii pe faze în Activ-RED-JT

3.4.1. Aspecte generale

Metodologia EISF propusă se concentrează pe algoritmul de comutare a fazelor de racordare a UF-M în Activ-RED-JT printr-o strategie de control centralizat originală a DCF instalate la UF-M, a se vedea Figura 3.15 [28]. Concentratorul de date (CD) instalat la nivelul PT MT/JT are capacitatea necesară de a controla DCF printr-o interfață de comunicație (IC) între UF-M și rețea. IC comunică cu un modul de control (MC) integrat în structura CD, care transmite comenzi către dispozitivele de comutație instalate la nivelul UF-M.

Metodologia identifică soluția optimă ținând cont de disponibilitatea sau indisponibilitatea temporară a DCF instalate și gradul de participare al UF-M, în funcție de valoarea curentului absorbit/injectat (egal sau diferit de 0). Figura 3.16 prezintă diagrama asociată metodologiei propuse

[28]. Încărcarea datelor de intrare necesare în procesul EISF se face din trei baze de date disponibile la nivelul ORD (baza de date SCI, baza de date privind topologia și baza de date UF). Acestea se referă la topologia rețelei, identificată prin caracteristicile tehnice și de amplasare ale principalelor elemente (noduri/stâlpi, tronsoane și conductoare de fază/neutru) din Activ-RED-JT, profilurile de curent ale UF preluate de la CI integrate la nivelul SCI prin codul de identificare și UF în funcție de tip (consumator sau prosumator), faza și nodul (stâlpul) de racordare.

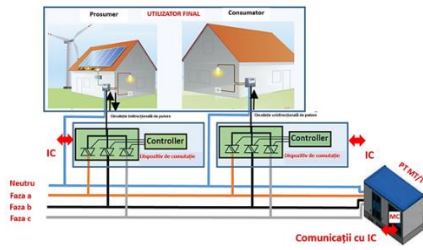


Figura 3.15. Controlul centralizat al dispozitivelor de comutație instalate la UF-M

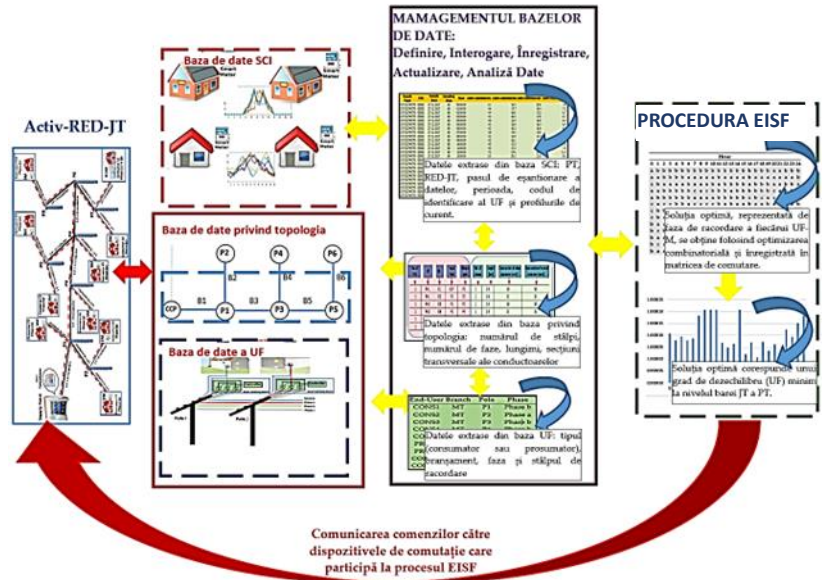


Figura 3.16. Diagrama metodologiei de control centralizat propusă pentru Activ-RED-JT [5]

Procesul EISF se bazează doar pe comutarea UF-M (consumatori sau prosumatori) de pe o fază pe alta, astfel încât pentru fiecare nod (stâlp), soluția optimă locală este reprezentată de faza de racordare a fiecărui UF-M determinată cu ajutorul optimizării combinatoriale.

Obiectivul urmărit la nivelul CD este minimizarea gradului de dezechilibru orar, începând cu stâlpii de capăt de rețea și oprindu-se la nivelul barei de JT a PT MT/JT urmărindu-se satisfacerea restricțiilor referitoare la curenții de fază și numărul de UF racordați. În final, MC transmite comenzi către DCF referitoare la noile faze de racordare ale UF-M. În continuare, vor fi oferite detaliile referitoare la fiecare etapă a implementării metodologiei.

3.4.2. Bazele de date

Topologia Activ-RED-JT trebuie recunoscută rapid, astfel încât procesul EISF să se desfășoare în timp real. Metodologia propusă a utilizat algoritmul prezentat în [82] bazat pe doi vectori de structură (a se vedea paragraful 3.3.1.1) care participă la recunoașterea topologiei: primul vector, $[VS1]$, având ca elemente numărul de tronsoane, și un al doilea vector, $[VS2]$, conținând numele tronsoanelor, amplasate în ordine crescătoare. De asemenea, se accesează baza de date a UF

pentru fiecare Activ-RED-JT. Informațiile încărcate din baza de date asociată topologiei sunt stocate în următorii vectori de intrare utilizați de procedura EISF, a se vedea Figura 3.17:

Rețea	VS1	VS2	Li	Lo	nph	L [km]	CSp [mm2]	CSn[mm2]
1	CS1	S1	PT	P1	3	0.4	50	50
1	CS1	S2	P1	P2	3	0.4	35	35
1	CS2	S3	P1	P3	3	0.4	50	50
1	CS3	S4	P3	P4	3	0.4	50	50
1	CS3	S5	P4	P5	3	0.4	50	50
1	CS4	S6	P5	P6	3	0.4	50	50
1	CS4	S7	P6	P7	3	0.4	50	50
1	CS4	S8	P6	P8	3	0.4	50	50

[Li] – nodul (stâlpul) inițial al fiecărui tronson, dimensiune (nbx1);
 [Lo] - nodul (stâlpul) final al fiecărui tronson, dimensiune (nbx1);
 [nph] – numărul de conductoare de fază dintre două noduri (stâlpi), dimensiune (nbx1);
 [L] – distanța dintre două (noduri) stâlpi, dimensiune (nbx1);
 [CSp] – secțiunea transversală a conductoarelor de fază dintre două noduri (stâlpi), dimensiune (nbx1);
 [CSn] – secțiunea transversală a conductorului neutru dintre două noduri (stâlpi), dimensiune (nbx1).

Figura 3.17. Secvența de date extrasă din baza de date asociată topologiei rețelei Figura 3.3

3.4.3. Managementul bazelor de date

A doua etapă vizează corelarea informațiilor cu baza de date SCI a ORD, care conține valorile curenților absorbiți/injectați de către toți UF (consumatori și prosumatori).

3.4.4. Modelul matematic al procesului EISF

Algoritmul EISF propus are ca obiectiv minimizarea gradului de dezechilibru orar la nivelul fiecărui stâlp, începând cu nodurile (stâlpii) de capăt până la nivelul barei de JT a PT MT/JT, cu satisfacerea restricțiilor tehnice referitoare la curenții de fază și numărul de UF-M racordați [28]. Datele necesare utilizate în procesul EISF sunt extrase din vectorii de intrare. Organigrama metodologiei propuse este prezentată în Figura 3.22.

Funcția obiectiv are expresia:

$$\min(UF_p^{(h)}) = \min \left(\frac{\sum_{p \in \{a,b,c\}} \left(\frac{i_{(p),P}^{(h)}}{i_{m,P}^{(h)}} \right)^2}{n_p} \right) \quad h = 1, \dots, H, (\forall) P \in \{P_T\} \quad (3.34)$$

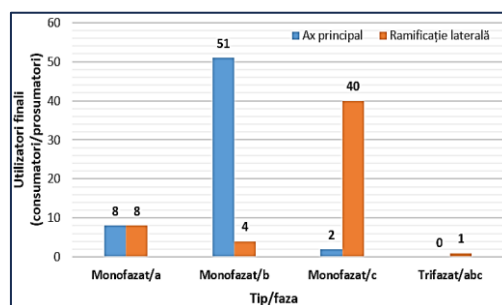
Pentru un nod (stâlp) $P, P \in \{P_T\}$, soluția locală optimă $[P^*]$, reprezentată de faza de racordare a fiecărui UF-M (P-M sau C-M), se obține folosind optimizarea combinatorială [89]. Formal, o problemă de optimizare combinatorială asociată procesului EISF se referă la o mulțime admisibilă de combinații cărora le este asociat obiectivului asociat relației (3.33).

Deoarece putem avea în Activ-RED-JT prosumatori și consumatori trifazați (P-T și C-T) racordați, procedura trebuie să ia în considerare prezența acestora și, în consecință, sunt tratați ca P-M/C-M necomutabili, fără a afecta procesul EISF. În ceea ce privește prosumatorii P-T, aceștia ar trebui să fie echipați cu dispozitive complexe speciale bazate pe urmărirea valorilor curenților de fază și modificarea injecției pentru echilibrarea la nivelul de nod (stâlp) sau zonă.

3.4.5. Testarea metodologiei

Metodologia propusă a fost testată pe RED-JT a cărei topologie a fost prezentată în Secțiunea 3.3.4. Din analiza contractelor de racord a reieșit faptul că un număr de 11 UF-M vor deveni prosumatori având instalațiile de producere bazate pe panouri fotovoltaice cu puterea instalată de 1,5, 3 și 5 kW, fără sisteme de stocare. Astfel, RED-JT a fost considerată ca fiind Activ-RED-JT. Pentru ușurința înțelegerii modului de implementare a procedurii asociate procesului EISF, informațiile privind numărul de UF din categoriile consumatori/prosumatori, lungimea și secțiunile transversale ale axului principal (AP)/ramificațiile laterale (RL) au fost prezentate sub formele sintetizate indicate în Tabelul 3.6 și Figura 3.18.

Ramificație	Număr stâlpi	Stâlp i	Stâlp j	Lungime [km]	Secțiune transversală		Consumator/Prosumator
AP	53	PT	P5	0,20	3x50	50	5
		P5	P66	1,08	3x50	50	28/7
		P66	P88	0,80	3x50	50	19/1
		P66	P68	0,08	1x16	25	1
RL	35	P5	P13	0,32	3x35	35	11
		P13	P20	0,28	1x35	35	6
		P8	P32	0,48	3x35	35	22/2
		P29	P39	0,28	1x25	25	12



Tabelul 3.6. Sinteza datelor topologice asociate Activ-RED-JT

Figura 3.18. Tipul utilizatorilor finali (consumatori /prosumatori) și alocarea acestora pe faze

Toate informațiile din bazele de date privind topologia și UF au fost înregistrate în vectorii de intrare: $[P]$ (numărul stâlpului), $[p]$ (faza alocată), $[L]$ (lungimea fiecărei secțiuni), $[C_l]$ (tipul conductorului, monofazat sau trifazat), $[CS_p]$ (secțiunea transversală a conductorului de fază) și $[CS_n]$ (secțiunea transversală a conductorului neutru). Elementele vectorilor $[L]$, $[C_l]$, $[CS_p]$ și $[CS_n]$ se referă la informațiile despre tronsoanele de linie dintre doi stâlpi ai axului principal sau ramificației laterale. De asemenea, vectorii permit factorului de decizie să cunoască topologia detaliată a Activ-RED-JT analizată. Date suplimentare referitoare la valorile orare ale curenților absorbiți de consumatori și injectați/absorbiți de prosumatorilor sunt cunoscute în timp real din SCI. Modulul de procesare integrat a preluat și încărcat din baza de date SCI valorile înregistrate ale fiecărui UF în vectorii $[IC]$, pentru consumatori, și $[IP]$, pentru prosumatori.

Figurile 3.24 și 3.25 prezintă valorile orare ale curenților de fază agregați și ale gradului de dezechilibru orar $UF^{(h)}_{PT}$ la nivelul de JT al PT MT/JT în cazul inițial, fără implementarea procedurii EISF. Din analiza datelor prezentate în Figura 3.19 s-au observat circulații inverse de curent dinspre rețea către PT MT/JT pe fazele a și b , la orele 9 și 10, și faza a , la ora 13, ceea ce înseamnă că prosumătorii au injectii de curent mai mari decât cererile consumatorilor conectați pe aceste faze. De asemenea, s-au înregistrat diferențe mari între curenții de fază la fiecare oră, ceea ce a dus la valori ale gradului de dezechilibru la fiecare oră peste ținta acceptată de 1,1 de către ORD (corespunzând unui grad de dezechilibru de curent de 10%), reprezentate de culoarea roșu în Figura 3.20. Valorile

maxime ale gradului de dezechilibru au fost înregistrate la orele 8 și 13 (1,87 și 1,86), iar valoarea medie a atins 1,30. În aceste condiții, s-a inițiat procedura propusă pentru procesul EISF.

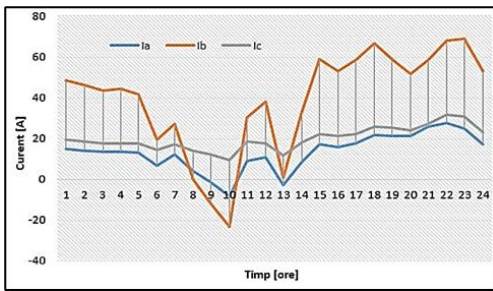


Figura 3.19. Valorile agregate ale curenților de fază la nivelul PT MT/JT

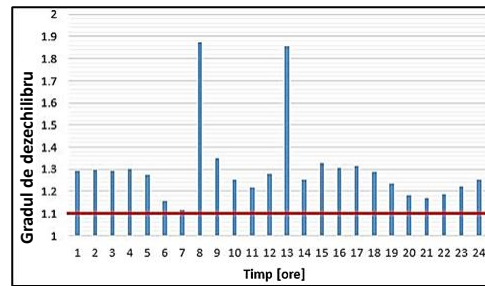


Figura 3.20. Valorile orare ale gradului de dezechilibru calculate la nivelul PT MT/JT

Agregarea valorilor orare ale curenților injectați/absorbiți se face în fiecare nod, identificat printr-un stâlp la nivelul Activ-RED-JT, iar soluția de optim local corespunde combinației asociate alocărilor de faze ale UF-M care conduce la valoarea minimă a gradului de dezechilibru. Fiecare soluție este înregistrată în matricea $[PA]$ pe coloana atribuită orei în care procesul EISF este în desfășurare și linia corespunzătoare fiecărui UF-M alocat la stâlpul respectiv. AP, a avut în medie 13 operații de comutare, 16 operații pentru fiecare DCF de pe ramificația laterală, RL, Numărul de UF-M care au participat la procesul EISF la nivelul fiecărei ore a fost diferit conform Figura 3.21 .

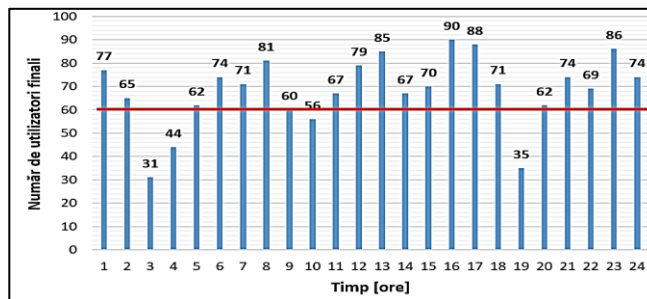


Figura 3.21. Numărul de UF-M care au participat la procesul EISF

Figura 3.22 prezintă valoarea funcției obiectiv reprezentată de valoarea minimă a gradului de dezechilibru la nivelul de JT al PT MT/JT. Valoarea medie obținută a fost 1,000043. În continuare, valoarea gradului de dezechilibru va fi considerată egală cu 1,00 în cazul CP-M-EISF (participă toți UF-M).

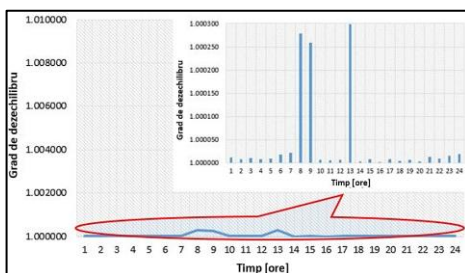


Figura 3.22. Gradul de dezechilibru orar obținut la nivelul PT MT/JT, cazul CP-M-EISF (participă toți UF-M)

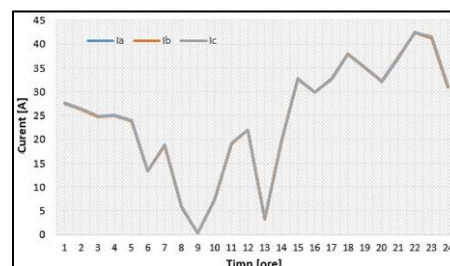


Figura 3.23. Circulațiile de curent pe primul tronson al Activ-RED-JT, cazul CP-M-EISF (participă toți UF-M)

Cele mai mari valori ale gradului de dezechilibru aparțin orelor 8, 9 și 13, care sunt aceleași ore ca în cazul dezechilibrat, dar acestea sunt mai mici, apropiate de valoarea ideală. La ora 9 s-au înregistrat cele mai mici valori ale circulațiilor de curent pe primul tronson, cu un echilibru al curenților injectați/absorbiți în rețea.

Performanța algoritmului propus este mai bună decât cea obținută în cazul a trei algoritmi propuși în literatură: *euristic bazat pe schimbarea fazei la nivel de stâlp* (AE- EISF) [42], *algoritmul genetic bazat pe comutarea fazei la nivel de PT* (AG- EISF) [90] și *algoritmul de optimizare PSO bazat pe comutarea fazei la nivel de PT* (PSO- EISF) [91], după cum se poate observa în Tabelul 3.7.

Table 3.7. Compararea performanțelor algoritmilor EISF din punct de vedere al timpului de calcul necesar obținerii soluției optime

Nr.	Algoritm EISF	Timp de calcul [secunde]
1	CP-M-EISF	1,13
2	AE- EISF [42]	1,26
3	AG- EISF [90]	291
4	PSO- EISF [91]	348

În continuare, au fost analizate și celelalte două cazuri EISF aplicate la nivel de consumator (C-M-EISF) și la nivel de prosumator (P-M-EISF). Analiza rezultatelor prezentate în Figura 3.24. În cazul P-M-EISF, au fost identificate două intervale de timp, între orele 1 – 5 și 15 – 24, unde gradul de dezechilibru a avut valori medii mai mari (1,037 și, respectiv, 1,04). De asemenea, s-a obținut o valoare medie mică, de 1,008, în intervalul de timp situat între orele 6 – 14. În cazul C-M-EISF, rezultatele au fost opuse. Gradul de dezechilibru a avut valori mai mari în intervalul de timp dintre orele 6 - 14 (1,041) și valori mai mici (1,02 și 1,017) în celelalte două intervale (1 - 5 și 15 - 24).

Figura 3.25 prezintă valoarea medie a gradului de dezechilibru în cele trei cazuri EISF analizate. Cazurile P-M-EISF și C-M-EISF au înregistrat valori similare ale gradului de dezechilibru (1,028, respectiv 1,027), care au fost mai mari decât în CP-M-EISF. Trebuie subliniat faptul că acestea au fost sub 1,1 (ținta impusă de ORD) cu aproximativ 0,07, subliniind eficacitatea algoritmului EISF propus și în aceste două cazuri extreme.

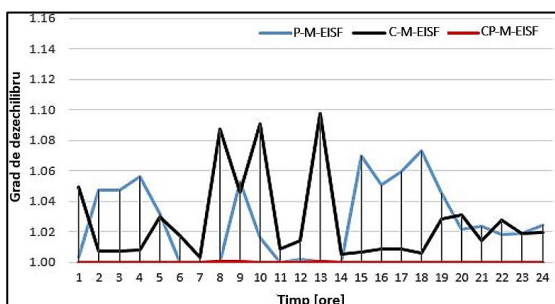


Figura 3.24. Comparație între valorile orare ale gradului de dezechilibru obținut în cazurile analizate (P-M-EISF, C-M-EISF și CP-M-EISF)

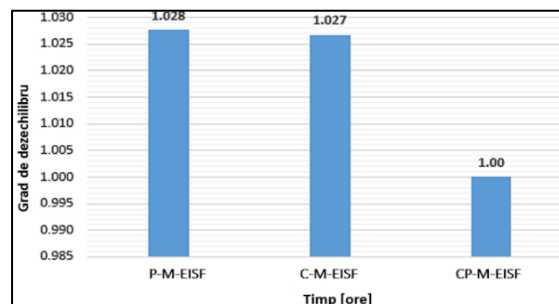


Figura 3.25. Comparație între valorile medii ale gradului de dezechilibru obținut în cazurile analizate (P-M-EISF, C-M-EISF și CP-M-EISF)

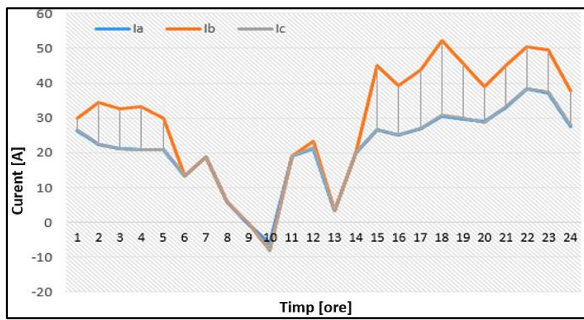


Figura 3.26. Circulațiile de curent pe primul tronson al Activ-RED-JT, cazul P-M-EISF

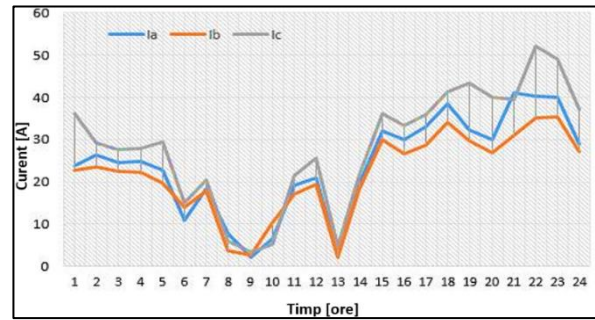


Figura 3.27. Circulațiile de curent pe primul tronson al Activ-RED-JT, cazul C-M-EISF

Figurile 3.26 și 3.27 detaliază rezultatele, unde cele trei intervale de timp evidențiate mai sus (1 – 5, 6 – 14 și 15 - 24) pot fi mai bine observate. Există încă circulații inverse de curent pe toate cele trei faze la ora 10 în cazul P-M-EISF, dar valorilor sunt mai mici decât în cazul inițial. Aceste circulații de curent nu s-au înregistrat în cazul C-M-EISF datorită numărului mare de combinații asociate consumatorilor. Soluțiile optime, caracterizate printr-un echilibru între curenții injectați/absorbiți de către prosumatori și consumatori, au condus la dezechilibre mici ale încărcării sarcinii pe fază în cazul C-M-EISF.

În final, au fost evaluate beneficiile tehnice obținute în urma aplicării procedurii EISF cuantificate prin economiile de energie și gradul de dezechilibru al tensiunii la nivelul stâlpilor de capăt (P88 și P39). Economia de energie (EE) a fost calculată folosind relația:

$$EE_{EISF} = \left| \frac{\Delta W_{W-EISF} - \Delta W_{EISF}}{\Delta W_{W-EISF}} \right| \cdot 100, \quad [\%] \quad (3.42)$$

unde: ΔW_{EISF} reprezintă pierderile de energie calculate după aplicarea procedurii EISF pentru cazurile P-M-EISF, C-M-EISF și CP-M-EISF; ΔW_{W-EISF} se referă la pierderile de energie calculate pentru cazul inițial, fără EISF. Pierderile de energie au fost determinate în urma calculului de regim permanent la fiecare oră, utilizând algoritmul forward/backward dezvoltat în [82] pentru regimuri trifazate echilibrate și dezechilibrate ale RED-JT (active sau pasive).

Tabelul 3.8 prezintă o comparație între cele patru cazuri analizate, luând în considerare valoarea medie a gradului de dezechilibru (UF_{av}), pierderile de energie (ΔW) și economia de energie (EE_{EISF}). Beneficii cele mai mari au fost înregistrate în cazul CP-M-EISF, cuantificate prin economii de energie de 12,64 kWh într-un interval analizat (24 de ore), reprezentând 58,73% din pierderile de energie calculate în cazul inițial (fără EISF), a se vedea Figura 3.28. Valoarea este mai mare cu 6,91% față de cazul algoritmul C-M-EISF și cu 14,03% comparativ cu P-M-EISF.

Table 3.8. Compararea indicatorilor tehnici în cazurile analizate

Caz	UF_{av}	ΔW [kWh]	EE_{EISF} [kWh] [%]	
W- EISF	1,260	21,52	-	-
P – M-EISF	1,028	11,90	9,62	44,70
C – M- EISF	1,027	10,37	11,15	51,82
CP –M- EISF	1,000	8,88	12,64	58,73

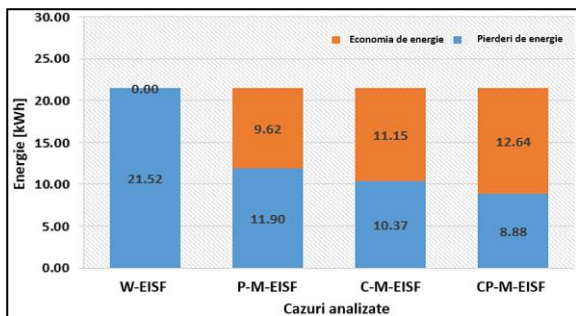


Figura 3.28. Comparație între pierderile de energie ale Activ-RED-JT în cazurile analizate

Gradul de dezechilibru al tensiunii de fază (Phase Voltage Unbalance Rate - *PVUR*) a fost calculat conform definiției IEEE [92], [93],

$$PVUR = \frac{\Delta U_{max}}{U_{av}} \quad (3.43)$$

unde: U_{av} este valoarea medie a tensiunii de fază, exprimată în [V], iar ΔU_{max} reprezintă abaterea maximă a tensiunii față de valoarea medie a tensiunii de fază, exprimată în [V].

Figura 3.29 prezintă valoarea medie a indicatorului *PVUR* în intervalul analizat (24 de ore) la nivelul fiecărui stâlp. Cea mai mare scădere a *PVUR* a fost obținută în cazul CP-M-EISF. Valoarea *PVUR* a fost îmbunătățit de la 1,34% la 0,34%, respectiv de la 1,91% la 0,17%, la nivelul stâlpilor de capăt, P39 și P88.

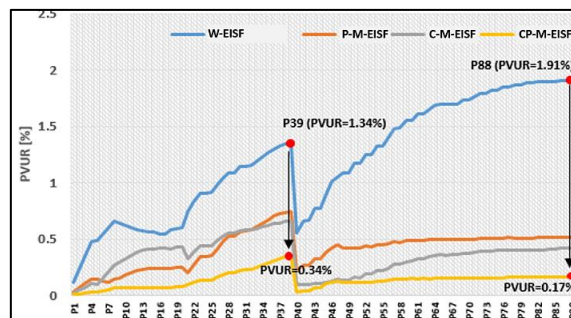


Figura 3.29. Variația *PVUR* la nivelul stâlpilor (înainte și după aplicarea procedurii EISF)

3.5. Concluzii

În prima parte a capitolului a fost propusă o metodologie originală construită pe două nivele de decizie pentru amplasarea optimă a DCF instalat la UF-M în RED-JT pasive (fără prosumatori racordați) în scopul reducerii gradului de dezechilibru la nivelul barei de JT a PT MT/JT.

O RED-JT dintr-o zonă rurală aparținând unui ORD din România, cu 114 UF, a fost luată în considerare la testarea metodologiei. Toți UF au avut contoarele integrate în sistemul SCI. În urma procesului de clustering, au fost selectate două grupuri „candidat” cu un total de 22 de UF-M, pe baza indicelui de calificare. Analiza rezultatelor obținute a evidențiat eficiența algoritmului propus pe baza unei comparații între trei algoritmi (euristic, PSO și AG) utilizați pentru a rezolva problema EISF pentru un grad de integrare de 100%.

Algoritmul euristic a condus la cele mai bune rezultate și, prin urmare, a reprezentat etalonul în compararea rezultatelor cu algoritmul propus. Astfel, 20 DCF instalate la consumatori, reprezentând un grad de implementare de doar 17,5%, au condus la beneficii tehnice similare ca în cazul unui grad de implementare complet (100%), evaluat prin algoritmul euristic, evidențiat prin gradul de dezechilibru (1,003 versus 1,0001) și o economie de energie (59,1% versus 60,6%). Timpul

de calcul a fost cu 0,54 secunde mai rapid, în principal datorită numărului redus de comutări și soluțiilor optime locale identificate doar la stâlpii unde sunt conectați consumatorii din grupurile „candidate”.

Partea a doua a capitolului s-a concentrat pe măsura de comutare a fazelor în rețelele Activ-RED-JT, propunând o metodologie originală de control centralizat al dispozitivelor de comutare (DCF) instalate la toți utilizatorii finali monofazați (UF-M) pentru a oferi un proces EISF cât mai rapid. Metodologia permite interogarea simultană în timp real a trei baze de date la nivelul ORD (baza de date SCI, baza de date privind topologia și baza de date UF). Datele de intrare sunt accesate de către procedura EISF în funcție de modul de implementare (la nivel de consumator – C-M-EISF, la nivel de prosumator – P-M-EISF sau la nivel hibrid pentru toți utilizatorii finali – CP-M-EISF) și gradul de participare (în funcție de curentul absorbit/injectat, egal sau diferit de 0, UF-M este sau nu luat în considerare în procesul EISF). Prosumatorii și consumatorii trifazați au fost tratați ca utilizatori finali monofazați necomutabili.

Metodologia propusă a fost testată pe aceeași RED-JT. Din analiza contractelor de racord a reieșit faptul că un număr de 11 UF-M vor deveni prosumatori având instalațiile de producere bazate pe panouri fotovoltaice cu puterea instalată de 1,5, 3 și 5 kW, fără sisteme de stocare. Soluția optimă în cazul unui grad de participare completă din partea UF-M (CP-M-EISF) a fost determinată într-un interval de timp mai scurt decât cel obținut în referința [15] (1,13 versus 1,26 secunde), unde a fost utilizat un algoritm EISF euristic.

Valoarea gradului de dezechilibru la nivelul de JT al PT MT/JT a fost scăzută, de la 1,30 în cazul inițial, fără implementarea procedurii EISF (W-EISF) la 1,00004. De asemenea, rezultatele au fost comparate cu alte cazuri EISF posibile (EISF aplicat la nivel de consumator, C-M-EISF, și nivel de prosumator, P-M-EISF), obținându-se valori similare ale gradului de dezechilibru (1,028 vs. 1,027), puțin mai mari decât în cazul CP-M-EISF. Cu toate acestea, toate cazurile analizate au condus la un grad de dezechilibru sub 1,1 (valoarea impusă de ORD).

Evaluarea beneficiilor tehnice a evidențiat economii semnificative de energie între 44,7% (cazul P-M-EISF) și 58,73% (cazul C-M-EISF). De asemenea, indicatorul de calitate asociat gradului de dezechilibru al tensiune de fază a scăzut semnificativ, de la valoarea maximă de 1,91% la 0,17% (cazul CP-M-EISF), 0,42% (cazul C-M-EISF) și 0,51% (cazul P-M-EISF), la nivelul stâlpilor de capăt. Toate rezultatele au subliniat eficacitatea metodologiei de control propuse.

Cu toate acestea, implementarea abordărilor propuse în RED-JT poate fi limitată de infrastructura de comunicații de date, concentratorul de date de la nivelul PT MT/JT (ar trebui să aibă o viteză mare de achiziție și procesare a datelor) și investițiile suplimentare ale ORD în înlocuirea bransamentelor monofazate cu cele trifazate pentru fiecare UF-M (consumator/prosumator).

Capitolul 4

Strategii bazate pe dispozitive inteligente pentru creșterea eficienței în rețelele de distribuție a energiei electrice active

4.1. Aspecte generale

Producătorii de echipamente au dezvoltat soluții inovatoare bazate pe contoarele inteligente (CI - aflate la a patra generație) și alte dispozitive/echipamente avansate pentru a fi integrate în RED cu scopul de a oferi sisteme de achiziție, supraveghere, control și comunicații fiabile și flexibile.

În cadrul capitolului s-a propus o strategie originală care are la bază dispozitive inteligente pentru creșterea eficienței procesului de distribuție în Activ-RED-JT, integrând surse de GD de mici dimensiuni (instalate la UF) cu diverse grade de penetrare și îmbunătățirii rezilienței. Testarea strategiei propuse fost efectuată prin studii de simulare efectuate într-o Activ-RED-JT aflată în portofoliului unui din România, iar rezultatele au confirmat beneficiile tehnice și economice prin implementarea acesteia.

4.2. Conceptul Activ-RED

Activ-RED este un concept nou care integrează SER, sisteme de stocare a energiei (SSE) și sarcini controlabile (stații de încărcare a vehiculelor electrice, prosumatori cu sisteme de stocare a energiei în baterii, prosumatori/consumatori cu vehicule electrice) în infrastructura sa de distribuție, a se vedea Figura 4.1.

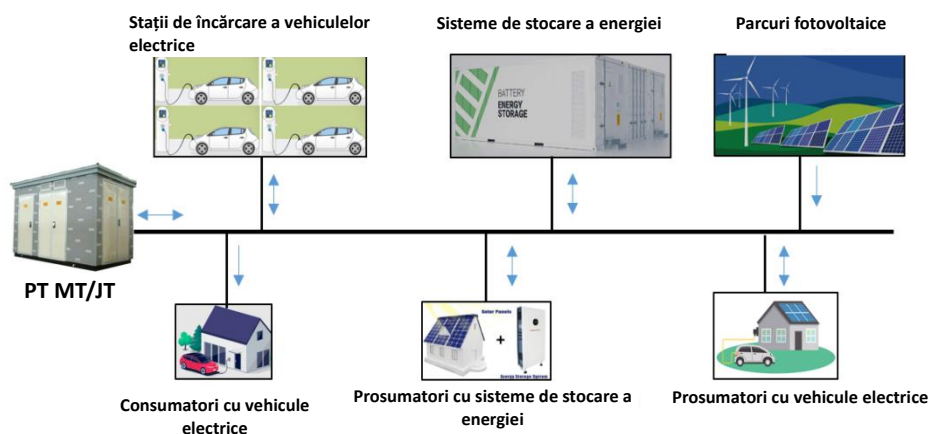


Figura 4.1. Componentele Activ-RED

Dezvoltarea și integrarea rapidă a Activ-RED a schimbat sectorul distribuției de energie către unul mai orientat spre servicii. Eficiența acestui proces poate fi îmbunătățită utilizând sistemul de contorizare inteligentă (SCI) integrat între RED și UF. Diversele soluții de mobilitate electrică și de răspuns la cerere (Demand Response – în engleză) pot reprezenta avantaje suplimentare pentru UF și comunitățile energetice, având la dispoziție infrastructură inteligentă de comunicare pentru a-și reduce costul facturilor de energie electrică. În cele din urmă, toți actorii (ORD, furnizori, UF și producători) pot cuantifica beneficiile noilor tehnologii integrate în SCI pe care le pot exploata la maxim. Pe de altă parte, capacitatea crescută de conectare a surselor de GD, de mici dimensiuni (în principal sisteme fotovoltaice) reprezintă o altă provocare pentru ORD în a-și planifica exploatarea optimă a funcționarea Activ-RED și a răspunde eficient la factorii perturbatori [103].

4.3. Tehnologii integrate în ACTIV-RED

Automatizarea distribuției bazată pe tehnologii inovative integrate în Activ-RED poate răspunde rapid la schimbările asociate dinamicii cererii de energie electrică a UF. Tehnologiile, aplicațiile, beneficiile și direcțiile de cercetare corespunzătoare nivelului de integrare (hardware, monitorizare și control distribuit, exploatarea RED bazată pe proceduri și strategii) în Activ-RED, conform studiului prezentat în [96].

Creșterea pieței dispozitivelor/echipamentelor de automatizare și instalarea pe scară largă a CI au permis o absorbție semnificativă a tehnologiilor bazate pe tehnici IA și IoT, influențând semnificativ procesele de exploatare și planificare a Activ-RED. Pe de altă parte, procesul de digitalizare și tehnologia avansată de tip “cloud computing” vor contribui, la rândul lor, la monitorizarea modelelor de consum/generare și la furnizarea de informații în timp real [106].

4.3.1. Infrastructura avansată de contorizare

CI incluse în infrastructura avansată de contorizare (IAC) poate comunica cu diverse sisteme head-end, cum ar fi cele utilizate de utilități. Capacitatea IAC de a oferi capacitatea de monitorizare în timp real reprezintă o componentă cheie a Activ-RED, deoarece permite ORD să își controleze activitățile și să îmbunătățească eficiența procesului de distribuție a energiei electrice [109].

4.3.2. Sursele de generare distribuită

Sistemele de producere a energiei din surse eoliene și fotovoltaice (instalate în principale pe acoperișuri) sunt exemple de surse de GD instalate la nivelul UF din Activ-RED, purtând denumirea

și de UF activi sau prosumatori. Aceste sisteme includ baterii și invertoare pentru stocarea energiei și injectarea surplusului în rețea, putând contribui la satisfacerea ofertei și a cererii de energie electrică la nivelul Activ-RED. Dar, principalele probleme tehnice pe care trebuie să le rezolve ORD odată cu apariția în Activ-RED se referă la sarcina variabilă la nivelul de UF pasivi (consumatori), reducerea vârfului de sarcină și controlul tensiunii [111], [112]. În ceea ce privește UF activi, aceștia sunt, în general, consumatori rezidențiali care își pot satisface parțial nevoile energetice utilizând diverse surse de energie regenerabilă (biomasă - BM, cogenerare - COG, turbine eoliene - TE și panouri fotovoltaice - PFV). Conform studiului prezentat în [113], comunitățile energetice din Europa au un potențial extraordinar de a produce energie regenerabilă. Jumătate dintre UF din UE vor acoperi producția de energie regenerabilă până în anul 2050, ceea ce le-ar permite să își satisfacă 45% din nevoile energetice.

4.3.3. Răspunsul la cerere

Conceptul de “răspuns la cerere” - RC (Demand Response – în engleză) se referă la programe concepute pentru a ajuta Activ-RED să își mențină capacitatea de distribuție.

Conform estimărilor efectuate în [116], potențialul total al RC în Europa este de 52,35 GW, din care aproximativ 42% din energia electrică generată de procese care au potențial RC aparține UF din sectorul rezidențial, 31% sectorului industrial și 27% sectorului terțiar.

Două tipuri de programe RC au fost concepute pentru clienți. Programul RC bazat pe preț [117] poate gestiona consumul de energie electrică de către UF pasivi care le permite să și-l modifice cu scopul de a obține reduceri la facturi. Un alt tip de program RC se bazează pe un model construit pe stimulente [118]. Acest tip de program încurajează UF pasivi să adopte un model de consum mai sustenabil. Prin intermediul programelor, UF pot contribui, de asemenea, la îmbunătățirea fiabilității Activ-RED prin reducerea consumului în timpul perioadelor de vârf de sarcină.

4.3.4. Mobilitatea electrică (E-Mobility)

În ciuda provocărilor asociate vehiculelor electrice (VE), există încă numeroase oportunități care se referă la apariția și evoluția rapidă a tehnologiilor de mobilitate, care au creat o gamă largă de noi soluții inclusiv dezvoltarea de modele de mobilitate electrică ca serviciu, sisteme de parcare și programe asociate transportului de mărfuri. De asemenea, disponibilitatea stațiilor de încărcare (STI-VE) este un aspect cheie al infrastructurii de transport care va sprijini achiziția de VE.

În UE, distribuția acestor facilități nu este uniformă, numărul de SIT-VE având o tendință crescătoare în țările membre. Conform [120], numărul STI-VE va crește de la aproximativ 7,9 miliarde în 2022 la peste 32 de miliarde în 2032. De exemplu, în medie, UE a oferit cinci încărcătoare

publice rapide pentru fiecare 100 km în 2021 [121]. ORD pot exploata eficient Activ-RED folosind strategii de conducere bazate pe dispozitive inteligente. Unul dintre principalele avantaje ale Activ-RED este de a integra resurse de stocare ale VE asociate bateriilor cu care acestea sunt dotate.

4.4. Strategie bazată pe dispozitive inteligente în exploatarea eficientă a Activ-RED

Strategia propusă originală bazată pe IAC, DCF și comutatorul de ploturi cu reglaj sub sarcină (CP-RS), (denumirea strategiei va fi Controlul tensiunii – Echilibrarea sarcinii pe faze, cu notația CT-EISF) care a fost dezvoltată și testată prin simulări realizate în Activ-RED reale, demonstrându-și performanțele asociate creșterii eficienței energetice. Strategia propusă se bazează pe datele furnizate de CI integrate la nivelul UF pasivi și activi [82], pe controlul DCF, instalate la UF-M conectați la una dintre cele trei faze [42], și CP-RS al transformatorului din PT MT/JT [124]. Prin implementarea acesteia, vor fi identificate cele mai bune soluții privind exploatarea eficientă a Activ-RED, luând în considerare structura acesteia (topologia și UF conectați la faze) și diverse scenarii asociate cu tendința de creștere a numărului de UF activi – prosumatori cuantificat printr-un grad de penetrare calculat ca raportul dintre numărul de prosumatori și numărul total de UF (pasivi și activi).

Figura 4.2 prezintă organigrama strategiei propuse care conține patru etape implementate în cadrul unui *Sistem Suport de Luare a Deciziilor* cu două module (Modulul "Baza de Date" și Modulul "Suport de Luare a Deciziilor"). În cele ce urmează, vor fi prezentate detaliile asociate fiecărei etape integrată în fiecare dintre cele două module [125].

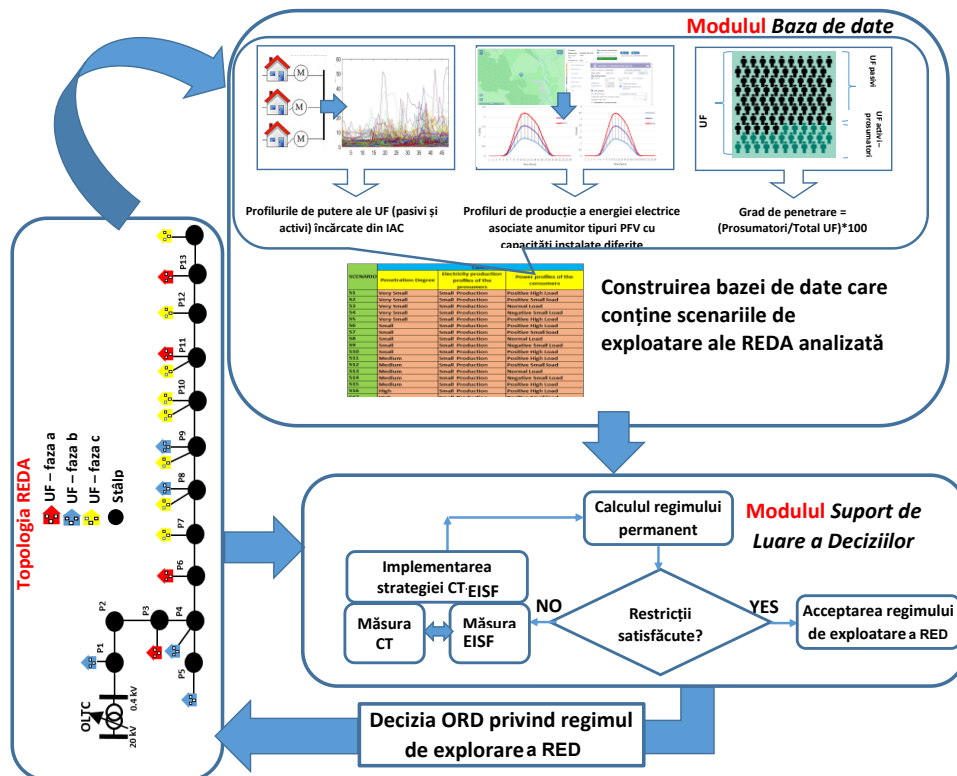


Figura 4.2. Organigrama strategiei propuse CT-EISF [125].

4.4.1. Modulul “Baza de Date”

Modulul “Baza de Date” gestionează două etape care au rolul de dezvoltare a două baze de date: **Etapa 1. Baza de date privind topologia Activ-RED** și **Etapa 2. Baza de date cu profiluri de putere injectate/cerute.**

4.4.2. Modulul ”Suport de Luare a Deciziilor”

Modulul ”Suport de Luare a Deciziilor” autorizează procesul de decizie privind regimul de exploatare Activ-RED. Astfel, deciziile se vor lua având la bază calculul regimul permanent de funcționare al Activ-RED efectuat la intervalele de timp h , $h = 1, \dots, H$, unde H este perioada de analiză și declanșează procedura de aplicare a strategiei **Controlul tensiunii – Echilibrarea sarcinii pe faze (CT – EISF)** dacă nu este satisfăcută restricția privind încadrarea tensiunii de fază la nivelul tuturor nodurilor (stâlpilor) P , $P \in \{P_T\}$, în Activ-RED.

Etapa 3. Analiza și prelucrarea datelor de intrare

Puterile injectate/solicitate ale tuturor UF (P_UF) pasivi și activi - consumatori și prosumatori racordați la nivelul fiecărei stâlp P , $P \in \{P_T\}$, sunt agregate pe fazele $p \in \{a, b, c\}$ la fiecare oră h , $h = 1, \dots, H$. Pentru UF-T, puterea la nivelul fiecărei faze va fi reprezentată de valoarea medie a puterii totale trifazate. Puterea injectată de către un UF activ - prosumator s-a utilizat semnul minus convențional (-), iar puterea absorbită de către UF pasiv - consumator, semnul plus (+).

$$P_UF_{\{p\},P}^{(h)} = \sum_{e=1}^{N_{\{p\},P,e}^{(h)}} P_UF_{\{p\},P,e}^{(h)} \quad P \in \{P_T\}, p \in \{a, b, c, abc\}, h = 1, \dots, H \quad (4.1)$$

$$Q_UF_{\{p\},P}^{(h)} = \sum_{e=1}^{N_{\{p\},P,e}^{(h)}} Q_UF_{\{p\},P,e}^{(h)} \quad P \in \{P_T\}, p \in \{a, b, c, abc\}, h = 1, \dots, H \quad (4.2)$$

unde: $N_{\{p\},P,e}^{(h)}$ reprezintă numărul total de UF racordați la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$, pe faza $p \in \{a, b, c\}$, la ora h , $h = 1, \dots, H$, dacă au bransament monofazat, și pe cele trei faze $p \in \{abc\}$, dacă au bransament trifazat.

Pentru alte scenarii identificate prin diferite valori ale gradului de penetrare, în cazul unui nou UF activ - prosumator $P-M$ racordat la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$, se utilizează următoarea relație pentru puterea injectată/absorbită:

$$P_UF_{P-M,\{p\},P}^{(h)} = P_UF_{P-M,\{p\},P}^c(h) - P_UF_{P-M,\{p\},P}^{IC}(h) \quad P \in \{P_T\}, p \in \{a, b, c, abc\}, h = 1, \dots, H \quad (4.3)$$

$$Q_UF_{P-M,\{p\},P}^{(h)} = Q_UF_{P-M,\{p\},P}^c(h) - Q_UF_{P-M,\{p\},P}^{IC}(h) \quad P \in \{P_T\}, p \in \{a, b, c, abc\}, h = 1, \dots, H \quad (4.4)$$

unde: $P_UF_{P-M,\{p\},P}^{(h)}$, $Q_UF_{P-M,\{p\},P}^{(h)}$ sunt puterile injectate/absorbite (activă și reactivă) de UF activ - prosumator $P-M$ racordat la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$, pe faza $p \in \{a, b, c\}$, la ora h , $h = 1, \dots, H$; $P_UF_{P-M,\{p\},P}^c(h)$, $Q_UF_{P-M,\{p\},P}^c(h)$ reprezintă puterea activă, respectiv reactivă, consumată de UF activ -

prosumator $P-M$, racordat la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$, pe faza $p \in \{a, b, c\}$, la ora h , $h = 1, \dots, H$; $P_{-M, \{p\}, P}^{IC(h)}$ indică puterea activă produsă de PFV instalate la UF activ - prosumator $P-M$ având puterea instalată IC . În practică, invertoarele funcționează cu o valoare a factorului de putere $\cos\varphi = 1$, astfel încât puterea reactivă $Q_{-M, \{p\}, P}^{IC(h)}$ poate fi neglijată.

În cazul fiecărui scenariu identificat printr-o anumită valoare a gradului de penetrare, se consideră că acei UF pasivi - consumatori care au cel mai mare consum anual de energie (până la un anumit prag stabilit de factorul de decizie), luați în considerare în ordine descrescătoare, vor forma viitoarea mulțime de UF activi - prosumatori $\{N_{FP}\}$, deci $P-M \in \{N_{FP}\}$. De asemenea, aceleași profiluri de producție de energie (încărcate din platforma de tip Open Access PVGIS [126] în Etapa 2) sunt utilizate pentru PFV cu capacități instalate similare datorită faptului că UF sunt foarte apropiați și situați în aceeași zonă geografică cu caracteristici solare identice [127]. Nu în ultimul rând, se consideră că noii UF activi - prosumatori $P-M$, $P-M \in \{N_{FP}\}$, vor fi racordați pe aceeași fază asociată bransamentului inițial și același nod (stâlp). Această abordare este folosită în prezent de către ORD din România, care nu aplică în prezent un proces de optimizare pentru racordarea optimă a UF activi - prosumatori pe fazele Activ-RED.

Etapa 4. Calculul regimului permanent de funcționare a Activ-RED

Calculul de regim permanent se bazează pe datele de intrare încărcate și procesate în primele etape și are ca date de ieșire următoarele variabile de stare: tensiunile de fază la nivelul fiecărui nod (stâlp) P , $P \in \{P_T\}$, circulațiile de putere pe tronsoane, pierderile de putere în conductoarele de fază și nul ale fiecărui tronson dintre două noduri/stâlpi (intrare, P_i , și ieșire, P_o , unde $P_i, P_o \in \{P_T\}$, $i \neq o$), și puterea pe fiecare fază $\{p\} \in \{a, b, c\}$ la nivelul barei de JT a PT MT/JT, considerată nod de echilibru). Metoda de calcul folosită se bazează pe algoritmul forward/backward, dezvoltat special pentru Activ-RED JT care funcționează în regimuri echilibrate și dezechilibrate [82], datorită performanțelor sale (precizie ridicată și timp de calcul redus).

Etapa 5. Verificarea restricțiilor tehnice privind nivelul de tensiune

Etapa include verificarea restricțiilor tehnice privind nivelul de tensiune care trebuie să se încadreze între limitele admisibile specificate în standardele de performanță [128]. Dacă restricția este încălcată la nivelul unui singur nod (stâlp), un mesaj de avertizare va alerta decidentul pentru a iniția procedura de declanșare a procedurii de aplicare a strategiei CT - EISF.

Etapa 6. Procedura de aplicare a strategiei CT - EISF

Procedura include două măsuri integrate în cadrul strategiei și aplicate începând cu măsura CT, urmată de măsura EISF (doar dacă aceasta este necesară):

Măsura 1. CT se bazează pe CP-RS cu care este echipat transformatorul de putere din PT MT/JT. Procesul de optimizare este inițiat folosind un model matematic care are în vedere

determinarea poziției optime plotului de funcționare la fiecare interval de timp h (de obicei 1 oră). În cele ce urmează, vor fi prezentate expresiile funcției obiectiv și restricțiilor incluse în modelul matematic [124]:

- **Funcția obiectiv**

$$\min\{\Psi^{(h)}(U, \omega)\} = \min\left\{\beta_1 \cdot \frac{\Delta P_{\omega}^{(h)}}{\Delta P_{\omega(0)}^{(h)}} + \beta_2 \cdot \frac{\Delta U_{\omega}^{(h)}}{\Delta U_{\omega(0)}^{(h)}}\right\}, \quad \omega = 1, \dots, \Omega, \quad h = 1, \dots, H \quad (4.5)$$

$$\beta_1 + \beta_2 = 1 \quad (4.6)$$

unde: Ω reprezintă numărul de ploturi al CP-RS; ω corespunde unei poziții a plotului de funcționare în interiorul intervalului $[1, \Omega]$, unde 1 este poziția minimă, iar Ω este poziția maximă al CP-RS; $\omega_{(0)}$ este asociată poziției plotului de funcționare respectând restricțiile tehnice de tensiune la nivelul fiecărui nod (stâlp); $\Delta P_{\omega}^{(h)}$ indică pierderile totale de putere activă determinate în urma calculului de regim permanent; $\Delta P_{\omega(0)}^{(h)}$ reprezintă pierderile totale de putere activă determinate în urma calculului de regim permanent pentru o poziție fixă a plotului de funcționare ω ; $\Delta U_{\omega}^{(h)}$ este suma abaterilor tensiunii de fază față de valoarea nominală ($U_n = 230$ V) permanent, pentru poziția ω a plotului de funcționare, $\omega = 1, \dots, \Omega$; $\Delta U_{\omega(0)}^{(h)}$ este suma abaterilor tensiunii de fază față de valoarea nominală ($U_n = 230$ V) permanent pentru o poziție fixă a plotului de funcționare ω pentru fiecare; β_1 și β_2 sunt coeficienții de ponderare indicând gradul de importanță al celor două criterii integrate în expresia funcției obiectiv (pierderi totale de putere și suma abaterilor de tensiune).

- **Restricții de egalitate**

Relațiile (4.1) și (4.2) reprezintă *bilanțul de putere* la nivelul fiecărui nod (stâlp) P , $P \in \{P_T\}$, din Activ RED-JT.

- **Restricții de inegalitate**

Încadrarea între limitele admisibile a tensiunii de fază:

$$\underline{U} \leq U_{\{p\},P,\omega}^{\{h\}} \leq \bar{U}, \quad p \in \{a, b, c\}, \quad \omega = 1, \dots, \Omega, \quad P \in \{P_T\}, \quad h = 1, \dots, H \quad (4.7)$$

unde: \underline{U} și \bar{U} reprezintă limitele admisibile (inferioară și superioară) ale tensiunii de fază ($\pm 10\%$ din valoare tensiunii nominale $U_n = 230$ [128]); $U_{\{p\},P,\omega}^{\{h\}}$ este tensiunea pe fazele $p \in \{a, b, c\}$ (calculată în urma calculului de regim permanent) la nivelul nodului (stâlpului) P , $P \in \{P_T\}$.

Capacitatea maximă de distribuție:

$$S_{\{p\},tr,\omega}^{\{h\}} \leq S_{tr}^{max_s}, \quad p \in \{a, b, c\}, \quad \omega = 1, \dots, \Omega, \quad P \in \{P_T\}, \quad h = 1, \dots, H \quad (4.8)$$

unde: $S_{tr}^{max_s}$ reprezintă puterea aparentă maximă admisibilă a conductoarelor de fază/nul de pe tronsonul de linie tr , $tr = 1, \dots, N_{tr}$; $S_{\{p\},tr,\omega}^{\{h\}}$ corespunde circulației de putere aparentă în fiecare

conductor de fază al tronsonului de linie tr , $tr = 1, \dots, N_{tr}$, (calculată în urma calculului în regim permanent) la nivelul nodului (stâlpului) P , $P \in \{P_T\}$.

Limitele de variație a poziției plotului de funcționare al CP-RS

$$1 \leq \omega^{(h)} \leq \Omega, \quad h = 1, \dots, H \quad (4.9)$$

unde: $\omega^{(h)}$ corespunde poziția plotului de funcționare al CP-RS la ora h , $h = 1, \dots, H$.

Soluțiile optime ale modelului matematic sunt obținute folosind metoda de căutare exhaustivă propusă în [28]. Deși poate avea un număr de iterații mai ridicat, în unele cazuri, decidentul poate lua în considerare doar valorile impuse prin strategia dezvoltată pentru coeficienții de ponderare asociați gradului de importanță al celor două criterii integrate în expresia funcției obiectiv (4.5) pentru a reduce spațiul de căutare. Soluția optimă pentru valorile selectate ale coeficienților de ponderare, β_1 și β_2 , este definită de poziția plotului de funcționare al CP-RS, $\omega^{(h)}_{(opt)}$, a CP-RS pentru fiecare interval de timp h , $h = 1, \dots, H$. Soluția trebuie să satisfacă restricțiile (4.1), (4.2), (4.7) (4.8) și (4.9) și să minimizeze funcția obiectiv (4.5). Dacă restricții nu sunt satisfăcute, atunci se activează a doua măsură privind procesul EISF bazat pe DCF instalat la UF-M activi – prosumatori, și, dacă este necesar, această măsură va fi repetată.

Măsura 2. Procesul EISF este aplicat pentru a comuta UF-M activi - prosumatorii de pe o fază pe alta. Astfel, vor fi luate în considerare restricțiile tehnice legate de bilanțul de puteri la nivelul fiecărei faze $\{p\} \in \{a, b, c\}$, în funcție de numărul de UF-M și locația fiecărui nod (stâlp) P , $P \in \{P_T\}$. Datele de intrare din Etapa 2 sunt folosite pentru a executa procedura EISF pentru fiecare interval de timp h , $h = 1, \dots, H$. Procedura are ca scop determinarea valorii minime a gradului de dezechilibru la nivelul fiecărui nod (stâlp) P , $P \in \{P_T\}$, și interval de timp h , $h = 1, \dots, H$.

Componentele modelului matematic sunt următoarele [28]:

- **Funcția obiectiv**

$$\min(UF_p^{(h)}), \quad h = 1, \dots, H, \quad P \in \{P_T\} \quad (4.10)$$

$$UF_p^{(h)} = \frac{\sum_{p \in \{a,b,c\}} \left(\frac{P_{UF_{\{p\},P}}^{(h)}}{P_{UF_{m,P}}^{(h)}} \right)^2}{n_p}, \quad h = 1, \dots, H, \quad P \in \{P_T\} \quad (4.11)$$

$$P_{UF_{m,P}}^{(h)} = \frac{\sum_{p \in \{a,b,c\}} P_{UF_{\{p\},P}}^{(h)}}{n_p}, \quad h = 1, \dots, H, \quad P \in \{P_T\} \quad (4.12)$$

- **Restricții de egalitate**

$$P_{UF_{\{p\},P}}^{(h)} = P_{UF_{C-M,\{p\},P}}^{(h)} + P_{UF_{P-M,\{p\},P}}^{(h)} + P_{UF_{\{p\},(P-1)}}^{(h)} \quad (4.13)$$

$$P_{UF_{C-M,\{p\},P}}^{(h)} = \sum_{C-M=1}^{N_{C-M,\{p\},P}^{UF(h)}} P_{UF_{C-M,\{p\},P}}^{(h)} \quad (4.14)$$

$$P_{UF_{P-M,\{p\},P}}^{(h)} = \sum_{C-P=1}^{N_{P-M,\{p\},P,h}^{UF(h)}} \alpha_{P-M,\{p\},P}^{(h)} \cdot P_{UF_{C-P,\{p\},P}}^{(h)} \quad (4.15)$$

$$N_{C-M,P}^{UF} = \sum_{p \in \{a,b,c\}} N_{C-M,\{p\},P}^{UF(h)} \quad (4.16)$$

$$N_{P-M,P}^{UF} = \sum_{p \in \{a,b,c\}} N_{C-P,\{p\},P}^{UF(h)} \quad (4.17)$$

$$N_P^{UF} = N_{C-M,P}^{UF} + N_{P-M,P}^{UF} \quad (4.18)$$

$$N_C = \sum_{P=1}^{P_T} N_P^{UF} \quad (4.19)$$

$$h = 1, \dots, H, \quad P \in \{P_T\}, \quad p \in \{a, b, c\}$$

unde: $N_{C-M,P}^{UF}$, $N_{P-M,P}^{UF}$ – numărul de UF pasivi (consumatori), C-M, și activi – prosumatori, P-M, racordați la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$; N_P^{UF} – numărul total de UF (C-M și P-M) racordați la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$; $P_UF_{\{p\},P}^{(h)}$ – puterile active absorbite/injectate de toți UF, N_P^{UF} , racordați pe faza $p \in \{a, b, c\}$, la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$, în intervalul de timp h , $h = 1, \dots, H$; $P_UF_{C-M,\{p\},P}^{(h)}$ – puterile active absorbite de UF pasivi - consumatorii C-M, $C-M = 1, \dots, N_{C-M,\{p\},P}^{UF(h)}$, racordați pe faza $p \in \{a, b, c\}$, la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$, în intervalul de timp h , $h = 1, \dots, H$; $P_UF_{P-M,\{p\},P}^{(h)}$ – puterile active absorbite/injectate de UF activi - prosumatorii P-M, $P-M = 1, \dots, N_{P-M,\{p\},P,h}^{UF(h)}$ racordați pe faza $p \in \{a, b, c\}$, la stâlpul P , $P = 1, \dots, P_T$, în intervalul de timp h , $h = 1, \dots, H$; $P_UF_{\{p\},(P-1)}^{(h)}$ – puterile active pe faza $p \in \{a, b, c\}$ agregate la nivelul nodului/stâlpului (P-1) în aval de nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$, în intervalul de timp h , $h = 1, \dots, H$ (în prima iterație, când algoritmul EISF este inițializat, valorile sunt egale cu 0 pentru nodurile/stâlpii de capăt); $\alpha_{P-M,\{p\},P}^{(h)}$ – variabilă binară (0 sau 1) definită pentru a determina dacă un UF final - prosumator P-M, $P-M = 1, \dots, N_{P-M,\{p\},P,h}^{UF(h)}$ racordați pe faza $p \in \{a, b, c\}$, la nodul (stâlpul) P , $P \in \{P_T\}$.

Algoritmul este inițializat în prima iterație la nivelul nodurilor (stâlpilor) de capăt de pe fiecare ramificație laterală și ax principal și se va opri în ultima iterație la nivelul barei JT a PT MT/JT. La nivelul fiecărui nod (stâlp) P , $P \in \{P_T\}$, soluția optimă, reprezentată de faza de racordare a fiecărui P-M este identificată folosind optimizarea combinatorială [89], [129].

În continuare, **Măsura 1** se va repeta pentru a identifica poziția optimă a plotului de funcționare al CP-RS în intervalul de timp h , $h = 1, \dots, H$ (de obicei, $h = 1$ oră).

4.5. Testarea strategiei bazată pe dispozitive inteligente în Activ-RED

Pentru a testa și demonstra eficacitatea strategiei propuse s-a folosit Activ-RED-JT a cărei topologie este detaliată în Figura 4.3. Acesta alimentează o zonă rurală aparținând unui ORD din România, având un ax principal (AP) cu 53 stâlpi și o ramificație laterală (RL) cu 35 stâlpi. Caracterizarea din punct de vedere al caracteristicilor tehnice este detaliată în Tabelul 4.1.

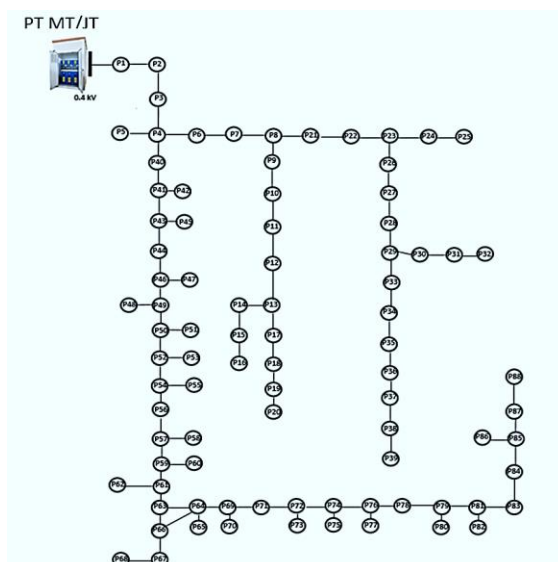


Figura 4.3. Topologia corespunzătoare Activ-RED-JT analizată [130]

Tabelul 4.1. Caracteristicile tehnice ale Activ-RED-JT

Ramificații	Număr stâlpi	Stâlp inițial	Stâlp final	Lungimea [km]	Secțiunea transversală a conductoarelor (mm ²)	
					Fază	Neutru
AP (PT – P88)	53	PT	P88	2,04	3 × 50	50
		P63	P68	0,12	3 × 16	25
RL P4 – P39	35	P4	P13	0,32	3 × 35	35
		P13	P20	0,28	1 × 35	35
		P8	P32	0,48	3 × 35	35
		P29	P39	0,28	1 × 25	25

Activ-RED-JT este alimentată dintr-un PT MT/JT care are integrat un transformator având puterea nominală $S_n = 160$ kVA. Acesta este echipat cu un CP-RS având 9 ploturi de funcționare, cu plotul median pe poziția 5, având treapta de reglaj a tensiunii de 2,5% în intervalul [-10%, + 10%] din tensiunea nominală $U_n = 230$ V, așa cum este specificat în standardul european EN 50160 [128].

AP este cuprins între PT MT/JT și stâlpul P88, integrând 53 de stâlpi, iar RL principală conține stâlpii între P4 (ca stâlp inițial) și P39 (ca stâlp de capăt). De asemenea, poate fi identificată și o altă RL (secundară), având o lungime mai mică, începând de la ramificația între stâlpii P4 - P39, cu stâlpii P8 și P23 ca stâlpi inițial și de capăt. Distanța măsurată între doi stâlpi este de aproximativ 0,04 km, impusă prin standardul de proiectare [130]. Tabelul 4.2 prezintă racordarea UF activi și pasivi (consumatori și prosumatori) la fazele Activ-RED-JT repartizați pe AP și RL. Valorile exprimate în procente au fost obținute prin raportare la numărul total de UF din Activ-RED-JT.

Tabelul 4.2. Repartiția UF pe faze și ramificații (AP și RL)

Ramificații	Numărul UF	Numărul UF pasivi (consumatori)	Numărul UF activi (prosumatori)	Repartiția pe faze			
				a (M*)	b (M*)	c (M*)	abc (T**)
AP	61	52	9	8	51	2	0
(PT – P88)	53,5%	45,6%	7,9%	7%	44,7%	1,8%	0%
RL	53	51	2	8	4	40	1
P4 – P39	46,5%	44,7%	1,8%	7%	3,5%	35,1%	0,9%
Activ-RED	114	103	11	16	55	42	1
	100%	90,4%	9,6%	14,1%	48,2%	36,8%	0,9%

* - bransament monofazat; ** - bransament trifazat

Această alocare inegală a UF conform Tabelul 4.2 duce la un dezechilibru al sarcinii pe faze cu impact asupra pierderilor de putere și nivelului de tensiune. În ceea ce privește UF activi - prosumatorii, aceștia au instalate sisteme PFV cu puteri nominale de 3 și 5 kWp, fără SSE bazat pe baterii. Acest tip de UF activi este caracteristic României, unde foarte puțini prosumatori au disponibile și BSE. În cazul Activ-RED-JT, gradul de penetrare al UF activi inițial analizat este de aproximativ 10% (reprezentat de ponderea a 11 UF activi - prosumatori din numărul total de UF).

Referitor la poziția plotului de funcționare al CP-RS, ORD exploatează Activ-RED-JT păstrând aceeași poziție ($\omega = 7$) pentru toate intervalele de timp h ale unei zile, $h = 1, \dots, H (H = 24)$.

Figura 4.10 prezintă profilurile de generare ale PFV încărcate de pe platforma open access PVGIS [34] pentru locația Activ-RED-JT, atribuite noilor UF activi - prosumatori. De asemenea, în testările efectuate s-a adoptat ipoteza în care noii UF activi - prosumatori vor folosi același bransament, păstrând aceeași fază de racordare. Această abordare este similară cu cea a ORD din România, care nu aplică în prezent un proces de optimizare pentru racordarea optimă a UF activi pe fazele Activ-RED-JT.

Figurile 4.4 – 4.7 prezintă circulațiile de putere activă în conductoarele de fază de pe primul tronson al AP în scenariul de bază, S0, (grad de penetrare de 10%) și scenariile simulate, în care gradele de penetrare ale UF activi – prosumatori considerate sunt 20% (23 prosumatori), 30% (33 prosumatori), 40% (46 prosumatori) și 50% (57 prosumatori), în ipoteza păstrării poziției constante a plotului de funcționare al CP-RS ($\omega = 7$) în perioada analizată ($H = 24$ de ore, cu un pas de eșantionare pentru intervalul de timp $\Delta h = 1$ oră).

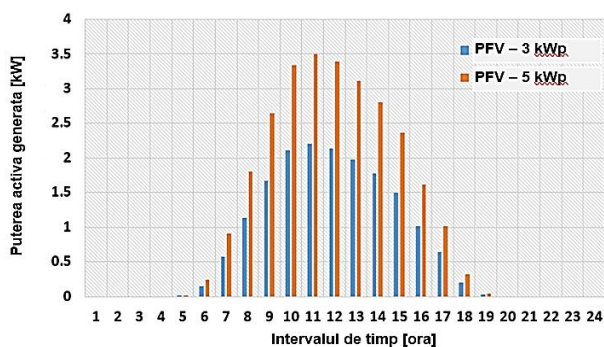


Figura 4.4. Profilurile de generare ale PFV

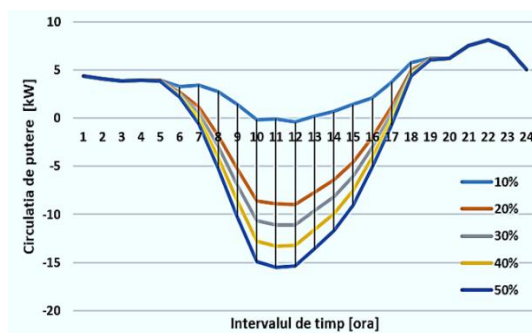


Figura 4.5. Circulațiile de putere activă pe primul tronson al AP, faza a

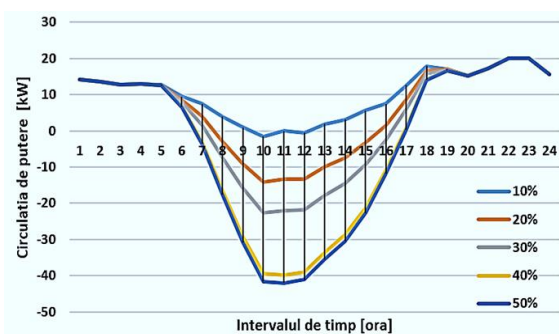


Figura 4.6. Circulațiile de putere activă pe primul tronson al AP, faza b

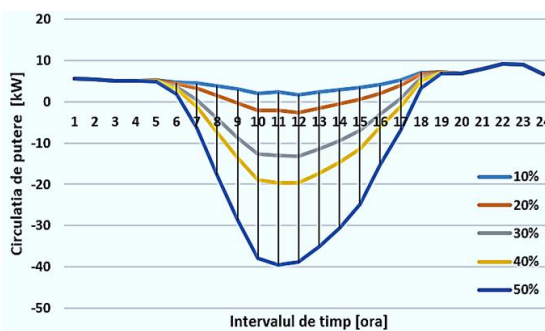


Figura 4.7. Circulațiile de putere activă pe primul tronson al AP, faza c

Analiza rezultatelor a evidențiat faptul că, începând cu gradul de penetrare de 20%, există o circulație de putere inversă prin transformatorul din PT MT/JT pe toate cele trei faze. De asemenea, s-a observat un dezechilibru la nivelul circulațiilor de putere, care poate fi cuantificat printr-un grad mediu de dezechilibru calculat la nivelul PT MT/JT pentru perioada analizată folosind relația (4.11). Figura 4.8 prezintă valorile medii ale gradului de dezechilibru pentru fiecare grad de penetrare (10%, 20%, 30%, 40% și 50%). Valorile calculate confirmă dezechilibrul de putere, care este de peste 20% (între 22,9% și 31,5%), afectând pierderile de energie și nivelul de tensiune (determinate în urma calculelor de regim permanent), a se vedea valorile calculate în Tabelul 4.3.

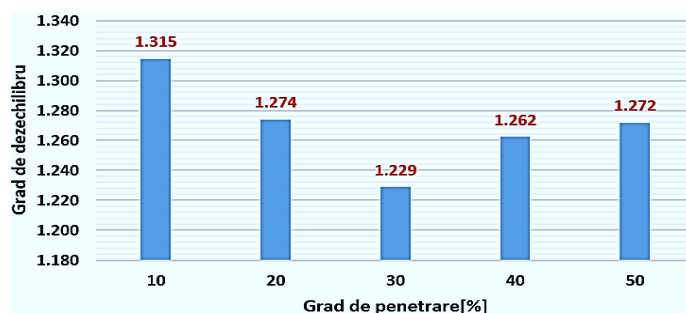


Figura 4.8. Gradul de dezechilibru calculat la nivelul de JT al PT MT/JT

Tabelul 4.3. Valorile pierderilor de energie și tensiunii de fază maxime obținute în scenariile analizate

Variabilele de stare	Scenarii analizate				
	S0 – 10%	S1 – 20%	S2 – 30%	S3 – 40%	S4 – 50%
Pierderile de energie [kWh]	50,02	56,23	75,83	110,18	158,25
Tensiunea de fază maximă [p.u.]	1,05	1,12	1,19	1,25	1,28

În ceea ce privește pierderile de energie, valorile cresc față de scenariul S0 – 10% cu 12,4% pentru S1 – 20%, 51,6% pentru S2 – 30%, 120,3% pentru S3 – 40% și 216,4% pentru S4 – 50%. Creșterea tensiunii de fază peste valoarea admisibilă acceptată de 10% începe cu gradul de penetrare de 20% cu o valoare de 2% și se termină cu gradul de penetrare de 50%, unde depășirea este de 18%.

Tabelul 4.4. Zonele din Activ-RED-JT reprezentate de numărul de stâlpi la care s-a înregistrat depășirea tensiunii maxime admise pe faze

Ora	Scenarii analizate											
	S1 – 20%			S2 – 30%			S3 – 40%			S4 – 40%		
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
8	0	0	0	0	0	0	0	18	0	0	25	17
9	0	0	0	0	30	0	0	43	5	0	44	32
10	0	0	0	0	41	3	0	48	14	0	54	33
11	0	33	0	0	46	14	28	85	32	32	85	85
12	0	0	0	0	39	5	0	48	14	0	54	33
13	0	0	0	0	41	12	0	63	20	0	82	42
14	0	0	0	0	37	5	0	51	17	0	58	34
15	0	0	0	0	28	0	0	43	13	0	44	33
16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13

Tabelul 4.4 prezintă orele la care tensiunea de fază depășește valoarea maximă admisibilă la nivelul stâlpilor Activ-RED-JT. O primă observație se referă la restricțiile de tensiune privind valoarea minimă admisibilă, care nu sunt încălcate. Orele la care tensiunea de fază depășește valoarea maximă admisibilă corespund intervalului de timp în care prosumatorii injectează putere în rețea. O singură oră din scenariul S1 – 20% a înregistrat creșteri peste valoarea maximă ale tensiunii pe faza *b* la nivelul celor 33 de stâlpi (37,5% din numărul total de stâlpi). Regimul de exploatare a Activ-RED-JT se înrăutățește în scenariul S2 – 30%, unde numărul de ore crește, fiind afectate fazele *b* și *c*, cu un număr mai mare de stâlpi la nivelul fazei *b*. Pentru ultimele două scenarii, S3 – 40% și S4 – 50%, va fi afectată și faza *a*, pe lângă fazele *b* și *c*, iar numărul de stâlpi este foarte mare (de exemplu, faza *b* prezintă probleme la ora 11 într-un procent de 96,6% din totalul de stâlpi, adică 85 de stâlpi).

În aceste condiții, se impune aplicarea strategiei propuse CT-EISF care introduce controlul tensiunii bazat pe CP-RS și comutarea UF activi folosind DCF instalate la prosumatori. Figurile 4.8 - 4.11, respectiv Tabelul 4.5, prezintă rezultatele implementării strategiei.

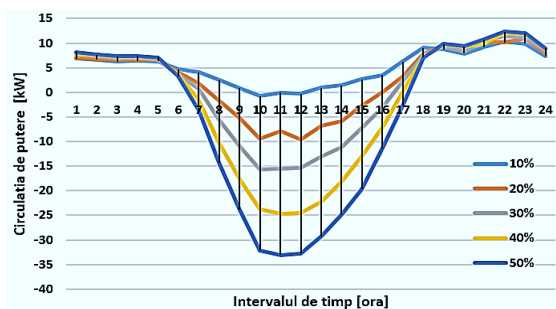


Figura 4.8. Circulațiile de putere activă pe primul tronson AP, faza *a*, cu aplicarea strategiei propuse CT-EISF

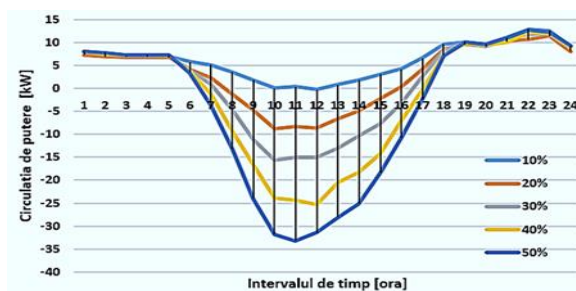


Figura 4.9. Circulațiile de putere activă pe primul tronson AP, faza *b*, cu aplicarea strategiei propuse CT-EISF

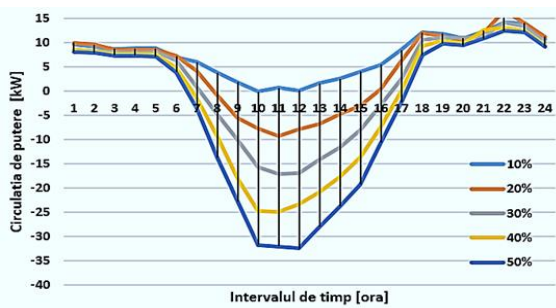


Figura 4.10. Circulațiile de putere activă pe primul tronson al AP, faza *c*, cu aplicarea strategiei propuse CT-EISF

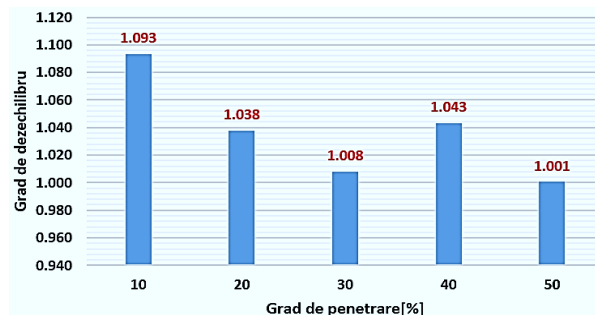


Figura 4.11. Gradul de dezechilibru calculat la nivelul de PT MT/JT, cu aplicarea strategiei propuse CT-EISF

Tabelul 4.5. Valorile pierderilor de energie și tensiunii de fază maxime obținute în scenariile analizate cu aplicarea strategiei propuse CT-EISF

Variabilele de stare	Scenarii analizate				
	S0 – 10%	S1 – 20%	S2 – 30%	S3 – 40%	S4 – 50%
Pierderile de energie [kWh]	24,58	26,23	34,92	53,74	80,68
Tensiunea de fază maximă [p.u.]	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06

În ceea ce privește pierderile de energie, acestea s-au redus cu aproximativ 50% comparativ cu valorile înregistrate fără aplicarea strategiei CT- EISF, a se vedea valorile din Tabelul 4.5. Astfel, economiile de energie au fost între 49% și 54%. Cea mai mică valoare a fost înregistrată pentru scenariul S4-50%, la 49,01%, iar cea mai mare pentru scenariul S2-30%, la 53,94%.

Tensiunile de fază la nivelul fiecărui stâlp din Activ-RED-JT au valori sub limita maximă admisă datorită folosirii procesului de optimizare inclus în măsura CT implementată cu ajutorul CP-RS, ceea ce a permis satisfacerea restricțiilor de tensiune de fază la nivelul fiecărui stâlp al Activ-RED-JT.

Figura 4.12 prezintă pozițiile optime ale plotului de funcționare al CP-RS la fiecare oră care au avut ca efect satisfacerea restricțiilor de tensiune în Activ-RED-JT. Pozițiile minime ale plotului de funcționare au fost înregistrate la ora 11 (scenariile S3-40% și S4-50%), ora 13 (scenariul S4-50%) și ora 14 (scenariul S4-50%), când puterea injectată de către UF activi - prosumatori a avut valoarea maximă.

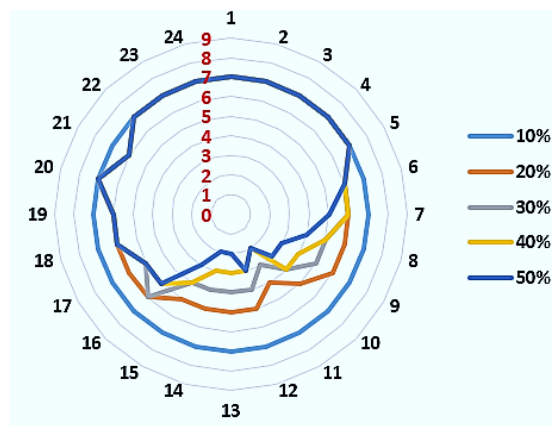


Figura 4.12. Pozițiile optime ale plotului de funcționare al CP-RS prin implementarea strategiei CT-EISF pentru toate scenariile analizate

Calitatea tensiunii a fost analizată pe baza valorii medii a gradului de dezechilibru al tensiunii de fază (Phase Voltage Unbalance Rate - $PVUR$) calculat la nivelul fiecărui stâlp P al Activ-RED-JT, $P \in \{P_T\}$, pentru fiecare oră h , $h = 1, \dots, H$, pentru care s-a utilizat relația conform specificațiilor IEEE [92], [93]:

$$PVUR_P [\%] = \frac{1}{H} \cdot \sum_{h=1}^H \left(\max_{p \in \{a,b,c\}} \left\{ \frac{|U_{\{p\},P}^{(h)} - U_{m,P}^{(h)}|}{U_{m,P}^{(h)}} \cdot 100 \right\} \right), \quad P \in \{P_T\} \quad (4.19)$$

unde: unde $U_{m,P}^{(h)}$ – valoarea medie a tensiunii de fază la nivelul stâlpului P , $P = 1, \dots, P_T$, la ora h , $h=1, \dots, H$, iar $U_{\{p\},P}^{(h)}$ – valoarea tensiunii pe fazele $p \in \{a, b, c\}$, la nivelul stâlpului P , $P = 1, \dots, P_T$, la ora h , $h=1, \dots, H$.

Figura 4.20 prezintă valoarea gradului de dezechilibru $PVUR_P$ pentru fiecare stâlp P , $P = 1, \dots, P_T$, în toate scenariile simulate, cu implementarea strategiei CT-EISF. Valorile $PVUR$ au fost reduse semnificativ pe cele două ramificații AP și RL dacă se aplică strategia CT-EISF, cu o reducere semnificativă la stâlpii finali, ceea ce înseamnă o calitate foarte bună a tensiunii. O scădere de la

7,05% (scenariul S0-10% fără aplicarea strategiei CT-EISF) la 2,43% (scenariul S0-10% cu aplicarea strategia CT-EISF) și 0,1% (scenariul S2-30% cu aplicarea strategiei CT-EISF) a fost înregistrată în cazul stâlpului final P88 al AP. Valoarea *PVUR* la stâlpul final P39 al RL s-a redus de la 2,77% (scenariul S0-10% cu aplicarea strategiei CT-EISF) la 0,23% (scenariul S4-50% cu aplicarea strategiei CT-EISF).

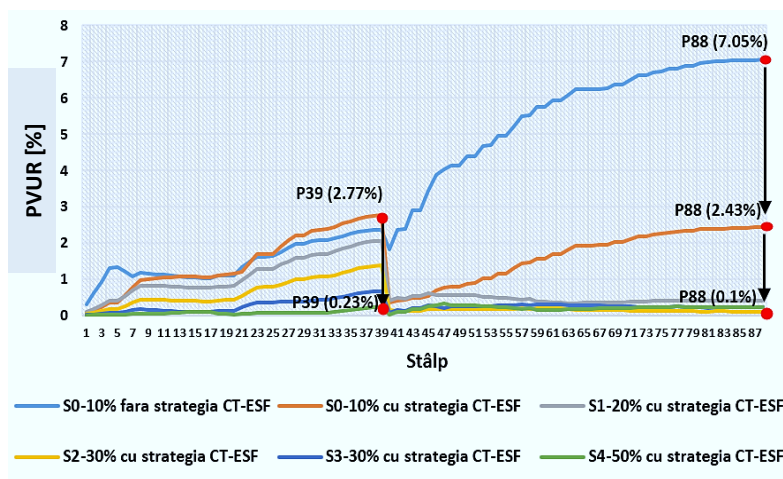


Figura 4.13. Valorile *PVUR* calculate la nivelul fiecărui stâlp pentru scenariile analizate

Eficiența strategiei CT-EISF poate fi evidențiată și printr-o comparație cu rezultatele obținute prin aplicarea strategiei CT bazată pe CP-RS propusă în [49], după cum se poate vedea în Tabelul 4.8.

Tabelul 4.8. Comparația dintre valorile maxime ale tensiunii de fază obținute în scenariile analizate cu aplicarea diverselor strategii

Strategii	Scenarii analizate				
	S0 – 10%	S1 – 20%	S2 – 30%	S3 – 40%	S4 – 50%
Nicio strategie aplicată	1,05	1,12	1,19	1,25	1,28
Strategia CT bazată pe CP-RS	1,05	1,08	1,10	1,13	1,13
Strategia CT-EISF	1,05	1,05	1,05	1,06	1,06

Strategia CT bazată pe CP-RS poate fi eficientă în ceea ce privește calitatea tensiunii la nivelul stâlpilor până la un grad de penetrare de 30% (scenariul S2-30%), pentru care valoarea maximă a tensiunii de fază a atins limita superioară admisibilă de 10%. De asemenea, se poate observa o îmbunătățire a calității tensiunii pentru strategiile S3-40% și S4-50%, de la 1,25 și 1,28 u.r. la 1,13 u.r., dar se constată faptul că tensiunea maximă de fază depășește limita superioară admisibilă cu 0,03 p.u.

4.6. Concluzii

Gradul de penetrare din ce în ce mai ridicat al surselor de GD de dimensiuni mici instalate la UF, reprezentate în principal de PFV, în Activ-RED-JT a dus la îngrijorarea ORD, întărită de multiplele probleme tehnice identificate la nivelul calității energiei, calității alimentării cu energie, producției de energie, sistemelor de protecție prin măsurători și analize în diverse locații. Pe lângă

zona de instalare, punctul de racord al surselor de GD poate avea o influență semnificativă asupra performanțelor tehnice și economice ale Activ-RED-JT. Astfel, UF pasivi care au solicitat aviz de racord la rețea a sistemelor de producere a energiei electrice de mici dimensiuni (în principal PFV) au obligat ORD să inițieze planuri asociate cu strategii eficiente de integrare a acestora, minimizând impactul și crescând capacitatea de racordare.

În aceste condiții, în cadrul acestui capitol a fost propusă o nouă strategie bazată pe dispozitive inteligente pentru exploatarea optimă a Activ-RED-JT, integrând sursele de GD de dimensiuni mici cu diverse grade de penetrare pentru a îmbunătăți eficiența procesului de distribuție, demonstrând implementarea lor practică. Testarea a fost efectuată într-un mediu real, folosind o Activ-RED-JT aflată în zona de nord-est a României, simulând diverse scenarii asociate cu diferite grade de penetrare a UF activi, între 10% și 50% (S0 – 10%, S1 – 20%, S2 – 30%, S3 – 40% și S4 – 50%), reprezentând ponderi din totalul UF racordați la fazele Activ-RED-JT.

Analiza rezultatelor a evidențiat faptul că, începând cu gradul de penetrare de 20%, s-au identificat circulații de putere inverse prin transformatorul din PT MT/JT (din care este alimentată Activ-RED-JT) pe toate cele trei faze și un dezechilibru de putere ridicat. În ceea ce privește pierderile de energie, valorile au avut o tendință de creștere față de scenariul de bază (S0 – 10%). Tensiunea de fază a crescut peste valoarea admisă de 10%, începând cu gradul de penetrare de 20%.

Aplicarea strategiei propuse CT-EISF bazată controlul tensiunii cu ajutorul CP-RS al transformatorului din PT MT/JT și DCF instalate la UF activi, a condus la valori aproximativ egale ale puterilor pe cele trei faze în toate scenariile (cuantificate printr-un grad de dezechilibru cu valori foarte apropiate de valoarea ideală, 1,00 p.u.) datorită dispozitivelor EISF, cu un impact pozitiv asupra reducerii pierderilor de energie. Economii de energie s-au situat între 49% și 54% în scenariile analizate. Tensiunile de fază la nivelul tuturor stâlpilor s-au încadrat între limitele admisibile prin determinarea poziției optime a plotului de funcționare al CP-RS. De asemenea, s-a observat îmbunătățirea calității tensiunii cuantificată prin indicatorul *PVUR*. Totuși, implementarea strategiei depinde de viteza de achiziție a datelor de la CI, sistemul de comunicații și modulul de procesare pentru analiza și controlul datelor în timp real.

Capitolul 5

Estimarea pierderilor de energie în rețelele electrice de distribuție

5.1. Aspecte generale

Reducerea pierderilor de putere/energie reprezintă o măsură esențială integrată în strategiile de eficiență energetică ale Operatorilor Rețelelor de Distribuție (ORD).

O clasificare detaliată a pierderilor din RED trebuie efectuată periodic de către ORD pentru a determina zonele critice și motivele apariției acestora. De asemenea, se vor identifica cei mai importanți factori cu un impact mare asupra nivelului pierderilor, dintre care cei mai importanți (identificați la nivelul ORD) sunt următorii:

- încărcarea elementelor de rețea, linii și transformatoare (luând în considerare cererea la vârf de sarcină a utilizatorilor finali),
- numărul mare de transformatoare de medie/joasă tensiune MT/JT cu standarde de performanță scăzută (care au fost puse în funcțiune înainte de anul 2000),
- lungimile liniilor aeriene din zonele rurale și ale cablurilor din zonele urbane,
- calitatea energiei electrice,
- gradul de integrare a surselor de generare distribuită (GD).

Principalul potențial al reducerii pierderilor de energie se află la nivelul RED-MT și RED-JT, unde valoarea acestora este una deosebit de ridicată în comparație cu RET. Implementarea Sistemului de Contorizare Inteligentă (SCI) în posturile de transformare medie/joasă tensiune (PT MT/JT) și la utilizatorii finali (UF) reprezintă primul pas în identificarea zonelor cu probleme și supravegherea măsurilor de eficiență energetică care vizează în principal evaluarea cât mai exactă a pierderilor de putere/energie.

Abordări bazate pe rețelele/distribuitori reprezentativi au fost dezvoltate în ultimii ani folosind aceste informații tehnice asociate elementelor de rețea (linii și transformatoare). Astfel, metodologia propusă în [138] conduce la identificarea distribuitorilor reprezentativi pentru trei rețele de distribuție complex buclate, din zone alimentate larg răspândite din punct de vedere geografic, și șase rețele radiale. Cu toate acestea, metodologia nu integrează distribuitorii reprezentativi în calculele pierderilor de energie. O altă abordare bazată pe distribuitori reprezentativi din RED-MT având ca date de intrare sarcina maximă cerută, lungimea, factorul încărcare și distribuția UF în rețea, a fost propusă în [139]. Informațiile referitoare la valorile sarcinii cerute sunt asigurate de către CI instalate

la nivelul UF și concentratoarele de date (CD) din PT MT/JT. Cu toate acestea, alegerea distribuitorilor reprezentativi (DR) se face doar pe baza caracteristicilor de sarcină. O metodă euristică utilizată în RED-JT, fără cunoașterea caracteristicilor de material ale conductoarelor de fază și neutru, a fost propusă în [140] pentru gruparea distribuitorilor în categorii tip pe baza caracteristicilor de sarcină.

Metoda elementului mediu aplicată în RED, este folosită în România de către toți ORD, fiind prezentată în “Norma tehnică energetică privind determinarea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de interes public - NTE 013/16/00” [141]. Elementul mediu pentru tipurile de instalații din RED-MT este ales luând în considerare stația electrică de transformare IT/MT (SET IT/MT) având cea mai apropiată valoare medie a energiei anuale tranzitate. Pentru această SET IT/MT reprezentativă, sunt identificate elementele medii asociate distribuitorilor de MT și transformatoarelor din PT MT/JT. Metoda poate conduce la erori mari în estimarea pierderilor de energie din cauza abaterilor mari, care pot apărea la energiile anuale tranzitate prin SET IT/MT și a posibilităților reduse de a alege elementele medii asociate distribuitorilor de MT alimentați din SET IT/MT medie.

Pentru a elimina punctele slabe ale abordărilor prezentate anterior, în cadrul acestui capitol se propune o metodologie originală de alegere a DR-MT pe baza tehnicilor de clusterizare, luând în considerare atât caracteristicile energetice, cât și pe cele tehnice. Pentru a putea înțelege mai bine avantajele abordării propuse, în continuare se prezintă un prim paragraf asociat metodologiei care stă la baza metodei elementului mediu aplicată de către ORD din România prezentată în [141], urmat de al doilea în care este detaliată metodologia propusă, bazată pe tehnicile de clustering, și, în final, testarea acestora într-o zonă de distribuție pentru a evidenția diferențele dintre cele două metodologii.

5.2. Metoda elementului mediu de rețea pentru RED-MT

Metoda elementului mediu de rețea (EMR) permite agregarea pierderilor tehnice de energie determinate pentru fiecare tip de instalație din RED-MT (în funcție de nivelul de tensiune (20, 10 și 6 kV), zonele alimentate (urbane și rurale) și tipul de rețea (aeriană și subterană)) pe baza pierderilor calculate în EMR identificat pentru fiecare dintre tipurile de instalații. Fiecare tip de instalație din RED-MT are în componență linia electrică (distribuitori) și PT MT/JT.

Etapele implementării metodei EMR [141] sunt prezentați în cele ce urmează.

Etapa 1. Se determină energia medie tranzitată prin RED-MT a fiecărei SET IT/MT din portofoliul ORD care alimentează un anumit tip de instalație:

$$W_{m,TI}^{SET} = \frac{\sum_{u=1}^{N_{SET}} W_{u,TI}^{SET}}{N_{SET,TI}} \quad (5.1)$$

unde: $W_{m,TI}^{SET}$ – energia medie tranzitată la nivelul SET IT/MT care alimentează un anumit tip de instalație TI , $TI \in \{LEA_{rural}^{20}, LEA_{urban}^{20}, LES_{urban}^{20}, LES_{urban}^6, LES_{urban}^{10}, LEA_{urban}^6\}$, ; $N_{SET, TI}$ – numărul total de SET IT/MT care alimentează tipul de instalații TI ; $W_{u, TI}^{SET}$ – energia tranzitată prin stația SET IT/MT care alimentează tipul de instalații TI .

Etapa 2. Alegerea SET IT/MT pentru fiecare tip de instalație TI care are energia tranzitată cea mai apropiată de valoarea medie determinată cu relația (5.1). Aceasta va avea eroarea minimă, determinată cu formula:

$$SET_{m, TI} \rightarrow \min_u \{ |W_{m, TI}^{SET} - W_{u, TI}^{SET}| \} \quad (5.2)$$

Etapa 3. Alegerea distribuitorului mediu pentru fiecare tip de instalație TI din RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$ determinată în etapa anterioară.

Pasul 3.1. Determinarea lungimii medii a distribuitorilor care fac parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$:

$$L_{m, TI}^{SET_m} = \frac{\sum_{d=1}^{N_{d, TI}^{SET_m}} L_{d, TI}^{SET_m}}{N_{d, TI}^{SET_m}} \quad (5.3)$$

unde: $L_{m, TI}^{SET_m}$ – lungimea medie a distribuitorilor care fac parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$; $N_{d, TI}^{SET_m}$ – numărul de distribuitori care fac parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$; $L_{d, TI}^{SET_m}$ – lungimea distribuitorului d , $d = 1, \dots, N_{d, TI}^{SET_m}$.

Pasul 3.2. Determinarea secțiunii medii a distribuitorilor care fac parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$:

$$S_{m, TI}^{SET_m} = \frac{\sum_{d=1}^{N_{d, TI}^{SET_m}} \sum_{tr=1}^{N_{tr, d, TI}^{SET_m}} (L_{tr, d, TI}^{SET_m} \cdot s_{tr, d, TI}^{SET_m})}{\sum_{d=1}^{N_{d, TI}^{SET_m}} L_{d, TI}^{SET_m}} \quad (5.4)$$

unde: $s_{m, TI}^{SET_m}$ – secțiunea medie a distribuitorilor care fac parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$; $N_{tr, d, TI}^{SET_m}$ – numărul de tronsoane de linie ale distribuitorului d , $d = 1, \dots, N_{d, TI}^{SET_m}$, care au secțiunea $s_{tr, d, TI}^{SET_m}$, și fac parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$.

Pasul 3.3. Determinarea rezistenței medii a distribuitorilor care fac parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$:

$$R_{m, TI}^{SET_m} = \sum_{d=1}^{N_{d, TI}^{SET_m}} \sum_{tr=1}^{N_{tr, d, TI}^{SET_m}} (L_{tr, d, TI}^{SET_m} \cdot r_{tr, d, TI}^{SET_m}) \quad (5.5)$$

unde: $R_{m, TI}^{SET_m}$ – rezistența medie a distribuitorilor care fac parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$; $r_{tr, d, TI}^{SET_m}$ – rezistența specifică a conductoarelor de fază

asociate tronsonului tr , $tr = 1, \dots, N_{tr,d,TI}^{SET_m}$, al distribuitorului d , $d = 1, \dots, N_{d,TI}^{SET_m}$, care face parte din tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$.

Etapa 4. Alegerea distribuitorului mediu, reprezentând EMR, pentru fiecare tip de instalație TI care are valorile caracteristicilor de material cât mai apropiate de valorile medii, $L_{m,TI}^{SET_m}$, $S_{m,TI}^{SET_m}$ și $R_{m,TI}^{SET_m}$ determinate cu relațiile (5.3) – (5.5).

Etapa 5. Se calculează pierderile de energie pentru fiecare EMR ales în Etapa 4 pentru tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$ folosind relația:

$$\Delta W_{EMR,TI}^{SET_m} = 3 \cdot R_{EMR,TI}^{SET_m} \cdot \frac{(S_{max,EMR,TI}^{SET_m})^2}{U_{TI}^2} \cdot \tau \quad (5.6)$$

unde: U_{TI} – tensiunea nominală pentru tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$; $R_{EMR,TI}^{SET_m}$ – rezistența medie a EMR pentru tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$ calculată cu relația:

$$R_{EMR,TI}^{SET_m} = \sum_{tr=1}^{N_{tr,EMR,TI}^{SET_m}} (L_{tr,EMR,TI}^{SET_m} \cdot r_{tr,EMR,TI}^{SET_m}) \quad (5.7)$$

$S_{max,EMR,TI}^{SET_m}$ – puterea aparentă cerută la vârful de sarcină de EMR al tipului de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$ calculată cu relația:

$$S_{max,EMR,TI}^{SET_m} = \frac{S_{max,TI}^{SET_m}}{N_{d,TI}^{SET_m}} \quad (5.8)$$

unde $S_{max,TI}^{SET_m}$ este puterea aparentă cerută la vârful de sarcină de tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$.

Etapa 6. Se calculează pierderile de energie pentru tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$ folosind relația:

$$\Delta W_{TI}^{SET_m} = \Delta W_{EMR,TI}^{SET_m} \cdot N_{d,TI}^{SET_m}, \quad TI \in \{LEA_{rural}^{20}, LEA_{urban}^{20}, LEA_{urban}^6\} \quad (5.9)$$

Dacă tipul de instalație TI asociat RED-MT este asociat LES, pierderile de energie la nivelul $SET_{m,TI}$ se calculează cu relația:

$$\Delta W_{TI}^{SET_m} = (\Delta W_{EMR,TI}^{SET_m} + \Delta P_{d,TI}^{SET_m} \cdot L_{m,TI}^{SET_m} \cdot T) \cdot N_{d,TI}^{SET_m}, \quad TI \in \{LES_{urban}^{20}, LES_{urban}^6, LES_{urban}^{10}\} \quad (5.10)$$

unde: T reprezintă intervalul de timp asociat analizei (de obicei, 8760 ore, echivalent unui an); $\Delta P_{d,TI}^{SET_m}$ corespunde valorii medii a pierderilor specifice în dielectricul cablului LES asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$.

Etapa 7. Alegerea transformatorului cu putere medie pentru tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m,TI}$ determinată în Etapa 2 cu ajutorul următoarei relații:

$$S_{m,TI}^{SET_m} = \frac{\sum_{v=1}^{N_{TR,TI}^{SET_m}} S_{v,TI}^{SET_m}}{N_{TR,TI}^{SET_m}} \quad (5.11)$$

unde: $N_{TR, TI}^{SET_m}$ corespunde numărului de transformatoare din PT MT/JT alimentate prin intermediul distribuitorilor MT din stația $SET_{m, TI}$; $S_{v, TI}^{SET_m}$ este puterea nominală a transformatorului v , $v = 1, \dots$, $N_{TR, TI}^{SET_m}$ alimentat prin intermediul distribuitorilor RED-MT din stația $SET_{m, TI}$.

Etapa 8. Se alege transformatorul MT/JT care are puterea nominală standardizată cât mai apropiată de puterea nominală medie $S_{m, TI}^{SET_m}$ determinată în *Etapa 7*. Pentru transformatorul identificat se preiau parametri tehnici asociați pierderilor de putere în scurtcircuit, $\Delta P_{TR, sc, TI}^{SET_m}$, și la gol, $\Delta P_{TR, 0, TI}^{SET_m}$.

Etapa 9. Pentru transformatorul identificat ca fiind reprezentativ tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de SET_m având puterea nominală $S_{TR, TI}^{SET_m}$ se determină sarcina maximă tranzitată intervalul de timp asociat analizei utilizând relația:

$$S_{max, TR, TI}^{SET_m} = \frac{S_{max, TI}^{SET_m}}{N_{TR, TI}^{SET_m}} \quad (5.12)$$

Etapa 10. Se calculează pierderile de energie pentru fiecare transformator ales în *Etapa 8* pentru tipul de instalație TI asociat RED-MT alimentată de $SET_{m, TI}$ folosind relația:

$$\Delta W_{TR, TI}^{SET_m} = \Delta P_{TR, 0, TI}^{SET_m} \cdot T + \Delta P_{TR, sc, TI}^{SET_m} \cdot \frac{(S_{max, TR, TI}^{SET_m})^2}{(S_{TR, TI}^{SET_m})^2} \cdot \tau \quad (5.13)$$

Etapa 11. Se calculează pierderile de energie totale pentru fiecare tip de instalație TI asociat RED-MT:

$$\Delta W_{TI}^{Total} = N_{SET, TI} \cdot \Delta W_{TI}^{SET_m} \quad (5.14)$$

$$TI \in \{LEA_{rural}^{20}, LEA_{urban}^{20}, LES_{urban}^{20}, LES_{urban}^6, LES_{urban}^{10}, LEA_{urban}^6\}$$

Etapa 12. Se calculează pierderile de energie totale pentru toate transformatoarele asociate tipului de instalație TI asociat RED-MT:

$$\Delta W_{TR, TI}^{total} = N_{SET, TI} \cdot N_{TR, TI}^{SET_m} \cdot \Delta W_{TR, TI}^{SET_m} \quad (5.15)$$

$$TI \in \{LEA_{rural}^{20}, LEA_{urban}^{20}, LES_{urban}^{20}, LES_{urban}^6, LES_{urban}^{10}, LEA_{urban}^6\}$$

5.3. Metodologie bazată pe clustering pentru selecția EMR în RED-MT

5.3.1. Descrierea metodologiei

În cadrul acestei secțiuni se propune o metodologie originală bazată pe clustering pentru selectarea DR-MT, asociați EMR, creșterea performanței metodei în estimarea pierderilor de energie în RED -MT de către ORD. Metodologia constă în agregarea valorilor calculate utilizând DR-MT pentru fiecare tip de instalații de distribuție TI asociat: liniilor electrice aeriene urbane 20 kV (LEA_{urban}^{20}), liniilor electrice subterane urbane 20 kV (LES_{urban}^{20}), liniilor electrice aeriene rurale 20

kV (LEA_{rural}^{20}), liniilor electrice subterane urbane 6 kV (LES_{urban}^6), sau liniilor electrice subterane urbane 10 kV (LES_{urban}^{10}). Figura 5.1 prezintă principalele etape ale metodologiei propuse [142].

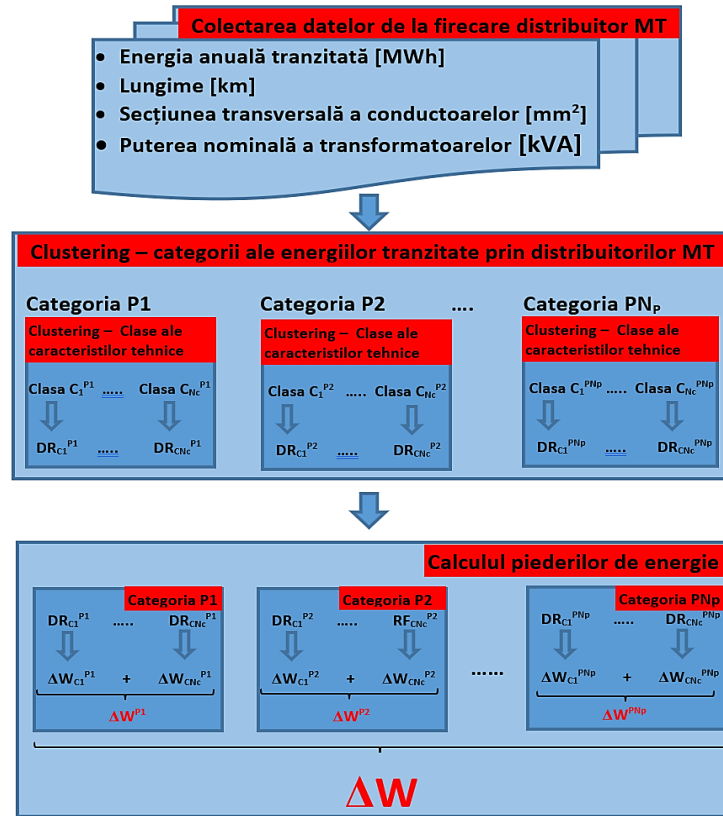


Figura 5.1. Etapele metodologiei propuse, bazată pe clustering, pentru estimarea pierderilor de energie

Metodologia are ca punct de plecare colectarea informațiilor tehnice asociate fiecărui distribuitor care face parte dintr-un anumit tip de instalație TI referitoare la energia anuală tranzitată (exprimată în [MWh]), lungimea totală (exprimată în [km]), secțiunea transversală a conductoarelor (exprimată în [mm²]) și puterea nominală a transformatoarelor din PT MT/JT alimentate (exprimată în [kVA]).

În prima etapă, distribuitorii MT sunt grupați în categorii P_k^{TI} , $k = 1, \dots, NP^{TI}$, unde NP^{TI} reprezintă numărul de categorii asociate distribuitorilor MT, asociate energiei tranzitată anual folosind clustering. În funcție de numărul de D-MT se poate alege o metodă de clustering ierarhică (când numărul nu depășește câteva zeci de distribuitori MT) sau algoritmul K-medii (când numărul de distribuitori MT este de ordinul sutelor) [143] – [146].

În a doua etapă, distribuitorii MT din fiecare categorie P_k^{TI} , $k = 1, \dots, NP^{TI}$, sunt supuși unui nou proces de clasificare bazat pe clustering pentru identificarea claselor cu caracteristici tehnice similare referitoare la lungimea totală, $L_{T,d}^{TI(k)}$, secțiunea transversală medie, $s_{m,d}^{TI(k)}$, și puterea totală a transformatoarelor de MT/JT, $S_{T,d}^{TI(k)}$.

$$L_{T,d}^{TI(k)} = \sum_{tr=1}^{N_{tr,d}^{TI(k)}} L_{tr,d}^{TI(k)}, \quad d = 1, \dots, N_d^{TI(k)} \quad (5.16)$$

$$S_{m,d}^{TI(k)} = \frac{\sum_{tr=1}^{N_{tr,d}^{TI(k)}} s_{tr,d}^{TI(k)} \cdot L_{tr,d}^{TI(k)}}{L_{T,d}^{TI(k)}}, \quad d = 1, \dots, N_d^{TI(k)} \quad (5.17)$$

$$S_{T,d}^{TI(k)} = \sum_{TR=1}^{N_{TR,d}^{TI(k)}} S_{n,TR}^{TI(k)}, \quad d = 1, \dots, N_d^{TI(k)} \quad (5.18)$$

$$TI \in \{LEA_{rural}^{20}, LEA_{urban}^{20}, LES_{urban}^{20}, LES_{urban}^6, LES_{urban}^{10}, LEA_{urban}^6\}$$

unde: $N_d^{TI(k)}$ – numărul total de distribuitori MT care aparțin categoriei k din tipul de instalație TI ; $N_{tr,d}^{TI(k)}$ – numărul de tronsoane asociate distribuitorului d care face parte din categoria k asociată tipului de instalație TI ; $L_{tr,d}^{TI(k)}$ – lungimea tronsonului tr asociat distribuitorului d care face parte din categoria k asociată tipului de instalație TI ; $L_{T,d}^{TI(k)}$ – lungimea totală a distribuitorului d care face parte din categoria k asociată tipului de instalație TI ; $s_{av,d}^{TI(k)}$ – secțiunea transversală medie a conductoarelor distribuitorului d care face parte din categoria k asociată tipului de instalație TI ; $S_{tr,d}^{TI(k)}$ – secțiunea transversală a conductoarelor tronsonului tr asociat distribuitorului d care face parte din categoria k asociată tipului de instalație TI ; $S_{T,d}^{TI(k)}$ – puterea nominală totală a transformatoarelor din PT MT/JT alimentate de distribuitorul d care face parte din categoria k asociată tipului de instalație TI ; $S_{n,TR}^{TI(k)}$ – puterea nominală a transformatorului TR din PT MT/JT TR alimentat de distribuitorul d care face parte din categoria k asociată tipului de instalație TI .

Caracteristicile tehnice calculate cu ajutorul relațiilor (5.16) – (5.18) pentru fiecare distribuitor distribuitorul d care face parte din categoria k asociată tipului de instalație TI sunt înregistrate în matricea $[F]$ care reprezintă variabila de intrare pentru procesul de clustering.

$$F = \begin{bmatrix} f_{L_T}^{1, TI(k)} & f_{S_m}^{1, TI(k)} & f_{S_T}^{1, TI(k)} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ f_{L_T}^{(d), TI(k)} & f_{S_m}^{(d), TI(k)} & f_{S_T}^{(d), TI(k)} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ f_{L_T}^{(N_d^{TI(k)}), TI(k)} & f_{S_m}^{(N_d^{TI(k)}), TI(k)} & f_{S_T}^{(N_d^{TI(k)}), TI(k)} \end{bmatrix} \quad (5.19)$$

Așa cum s-a subliniat anterior, aceste caracteristici tehnice au valori și unități de măsură diferite. De exemplu, lungimea totală a distribuitorilor MT este cuprinsă între câțiva și zeci de kilometri (uneori depășește o sută de kilometri), secțiunea transversală este între 16 și 240 [mm²], iar puterea totală a transformatoarelor calculate este între o sută și zeci de mii [kVA]. În aceste condiții, se va face o normalizare a caracteristicilor pentru a avea aceeași pondere în procesul de clustering, utilizând relația [147] - [149]:

$$f_w^{(d)*} = \frac{f_w^{(d)} - f_w^{min}}{f_w^{max} - f_w^{min}}, \quad d = 1, \dots, N_d^{TI(k)}, \quad w \in \{L_T^{TI(k)}, S_m^{TI(k)}, S_T^{TI(k)}\} \quad (5.20)$$

unde: $f_w^{(d)*}$ – valoarea normalizată a caracteristicii tehnice, w , $w \in \{L_T^{TI(k)}, S_m^{TI(k)}, S_T^{TI(k)}\}$ corespunzătoare distribuitorului d înregistrată în matrice $[F]$; f_w^{min} – valoarea minimă a caracteristicii tehnice, w , $w \in \{L_T^{TI(k)}, S_m^{TI(k)}, S_T^{TI(k)}\}$ corespunzătoare distribuitorului d înregistrată în matrice $[F]$; f_w^{max} – valoarea maximă a caracteristicii tehnice, w , $w \in \{L_T^{TI(k)}, S_m^{TI(k)}, S_T^{TI(k)}\}$ corespunzătoare distribuitorului d înregistrată în matrice $[F]$.

DR-MT asociat fiecărei clase de caracteristici tehnice rezultată în urma procesului de clusterizare este ales dintre toți distribuitorii, având caracteristici foarte apropiate de valorile distribuitorului MT mediu (reprezentând un element fictiv) calculate cu relațiile:

$$L_m^{TI(k,c)} = \frac{\sum_{l=1}^{N_d^{TI(k,c)}} L_{T,l}^{TI(k,c)}}{N_d^{TI(k,c)}}, \quad k = 1, \dots, NP^{TI}; \quad c = 1, \dots, N_c^{TI(k)} \quad (5.21)$$

$$S_m^{TI(k,c)} = \frac{\sum_{l=1}^{N_d^{TI(k,c)}} S_{m,l}^{TI(k,c)}}{N_d^{TI(k,c)}}, \quad k = 1, \dots, NP^{TI}; \quad c = 1, \dots, N_c^{TI(k)} \quad (5.22)$$

$$S_m^{TI(k,c)} = \frac{\sum_{l=1}^{N_d^{TI(k,c)}} S_{T,l}^{TI(k,c)}}{N_d^{TI(k,c)}}, \quad k = 1, \dots, NP^{TI}; \quad c = 1, \dots, N_c^{TI(k)} \quad (5.23)$$

$$TI \in \{LEA_{rural}^{20}, LEA_{urban}^{20}, LES_{urban}^{20}, LES_{urban}^6, LES_{urban}^{10}, LEA_{urban}^6\}$$

unde: $L_m^{TI(k,c)}$ – lungimea distribuitorului MT mediu caracteristic clasei c , $c = 1, \dots, N_c^{TI(k)}$, aparținând categoriei k , $k = 1, \dots, NP^{TI}$, asociată tipului de instalație TI ; $S_m^{TI(k,c)}$ – secțiunea transversală medie a distribuitorului MT mediu caracteristic clasei c , $c = 1, \dots, N_c^{TI(k)}$, aparținând categoriei k , $k = 1, \dots, NP^{TI}$, asociată tipului de instalație TI ; $S_m^{TI(k,c)}$ puterea totală medie a transformatoarelor din PT MT/JT alimentate de distribuitorul MT mediu caracteristic clasei c , $c = 1, \dots, N_c^{TI(k)}$, aparținând categoriei k , $k = 1, \dots, NP^{TI}$, asociată tipului de instalație TI .

Această clasificare în clase reprezentative asociate tipului de instalație TI în interiorul categoriilor energiei anuale tranzitate a avut ca scop identificarea cât mai precisă a DR-MT.

În etapa finală, pierderile anuale de energie pentru fiecare DR-MT asociat fiecărei categorii de instalație sunt determinate pe baza metodei factorului de pierdere [150] (unde calculul pierderilor de putere la sarcina maximă se face cu algoritmul iterativ backward/forward [151], [152]) și agregate la nivelul categoriilor energetice ale fiecărui tip de instalații de distribuție, TI , din RED-MT analizată $TI \in \{LEA_{rural}^{20}, LEA_{urban}^{20}, LES_{urban}^{20}, LES_{urban}^6, LES_{urban}^{10}, LEA_{urban}^6\}$.

$$\Delta W_{TI}^{total} = \sum_{k=1}^{NP^{TI}} \sum_{c=1}^{N_c^{TI(k)}} N_d^{TI(k,c)} \cdot \Delta W_{DR-MT}^{TI(k,c)} \quad (5.24)$$

unde: $\Delta W_{DR-MT}^{TI(k,c)}$ – pierderile anuale de energie calculate pentru fiecare DR-MT din clasa c , $c = 1, \dots, N_c^{TI(k)}$, asociată categoriei k , $k = 1, \dots, NP^{TI}$, pentru fiecare tip de instalație TI , $TI \in \{LEA_{rural}^{20}, LEA_{urban}^{20}, LES_{urban}^{20}, LES_{urban}^6, LES_{urban}^{10}, LEA_{urban}^6\}$.

5.3.2. Testarea metodologiei

Testarea metodologiei propuse a fost efectuată luând în considerare ca tip de instalație distribuitorii dintr-o RED-MT având nivelul de tensiune 20 kV care alimentează o zonă rurală aparținând unui ORD din România. RED-MT conține 53 de distribuitori care pleacă din 17 SET IT/MT [143]. Figura 5.3 prezintă alocarea celor 53 de distribuitori MT la SET IT/MT.

Analiza alocării distribuitorilor MT la cele 17 SET IT/MT evidențiază o medie de trei distribuitori MT, care pleacă din fiecare SET IT/MT. Există o singură SET IT/MT cu 7 distribuitori MT, șase SET IT/MT cu 4 distribuitori MT, 5 SET IT/MT alimentează 4 distribuitori MT, iar 5 SET IT/MT alimentează 3 distribuitori MT.

În prima etapă, energia anuală tranzitată la nivelul fiecărui distribuitor MT a fost încărcată din baza de date a ORD pentru a fi pregătită pentru procesul de clusterizare. Procesul de preprocesare a datelor nu a detectat niciun distribuitor MT care să aibă valori atipice sau egale cu 0, astfel încât în procesul de clustering au integrați toți distribuitorii MT. Având în vedere numărul redus de distribuitori MT, s-a ales metoda Ward din categoria de clustering ierarhic [153]. Figura 5.5 prezintă dendograma asociată procesului de clustering în care sunt evidențiate 3 categorii rezultate. Reprezentarea distribuitorilor MT asociați celor 3 categorii, clasificați în funcție de energia anuală tranzitată, poate fi vizualizată în Figura 5.4

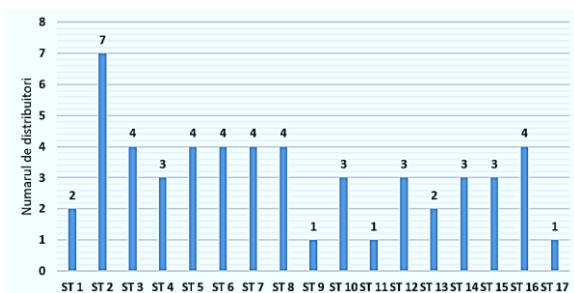


Figura 5.2. Alocarea distribuitorilor MT la SET IT/MT

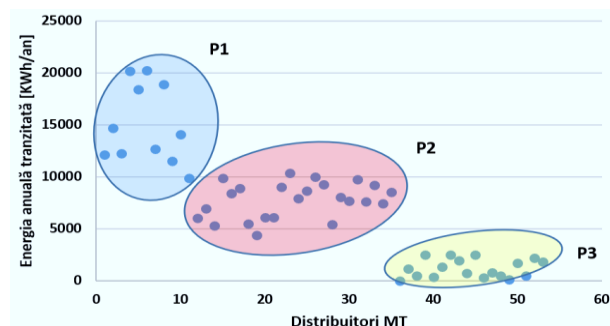


Figura 5.3. Repartizarea spațială a categoriilor de distribuitori caracterizate de energia totală tranzitată

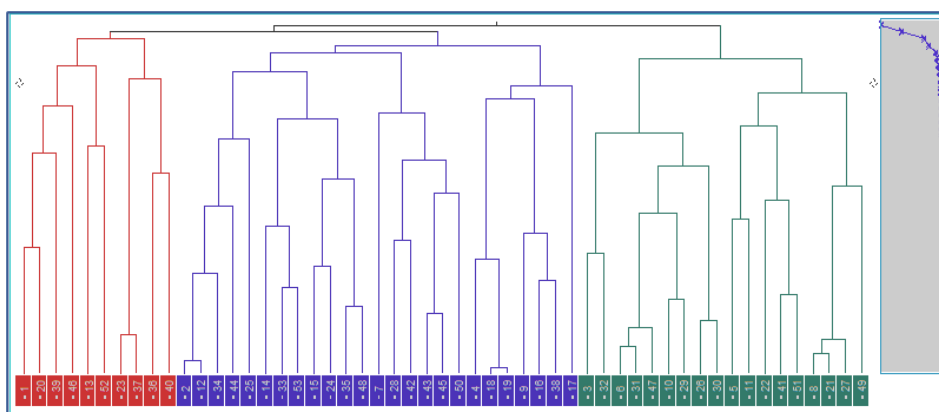


Figura 5.4. Dendograma procesului de clustering bazat pe metoda Ward

Tabelul 5.1 prezintă indicatorii statistici asociați celor trei categorii, P1 – P3, referitori la medie, dispersie și cuartile (Q1 – 25%, Q2 – 50% și Q3 – 75%). Indicatorii oferă principalele informații care caracterizează din punct de vedere statistic fiecare categorie de distribuitori din punct de vedere al energiei anuale tranzitate, oferind decidentului posibilitatea de a avea o distribuție clară a distribuitorilor MT. Prin diverse combinații ale acestor indicatori, pe care decidentul le poate face, se pot obține informații relevante și clare despre fiecare categorie în parte.

Table 5.1. Indicatorii statistici asociați categoriilor de distribuitori MT caracterizate de energia anuală tranzitată, [MWh]

Categorie	Nr. distribuitori	Media	Dispersia	Cuartile		
				Q1	Q2	Q3
P1	10	15893	3543	12256	14409	18885
P2	25	7860	1718	6126	8082	9218
P3	18	1210	880	477	988	1970

Analiza rezultatelor obținute a evidențiat calitatea procesului de clustering bazat pe metoda Ward caracterizată prin categorii reprezentative având ponderi de 19% (model P1), 34% (categoria P3) și 47% (categoria P2).

În următoarea etapă, distribuitorii MT din fiecare categorie, P1 – P3, au fost supuși unui al doilea proces de clustering având ca obiectiv identificarea claselor de caracteristici tehnice, luând în considerare ca date de intrare a ORD referitoare la lungimea totală, secțiunea transversală medie și capacitatea totală a transformatoarelor MT/JT în scopul identificării DR-MT. Metoda ierarhică Ward a fost aplicată încă o dată în interiorul fiecărei categorii de distribuitori, P1 – P3, având ca date de intrare caracteristicile tehnice menționate anterior. Dendogramele obținute împreună cu repartizarea spațială a claselor de distribuitori MT sunt prezentate în Figurile 5.5 – 5.10.

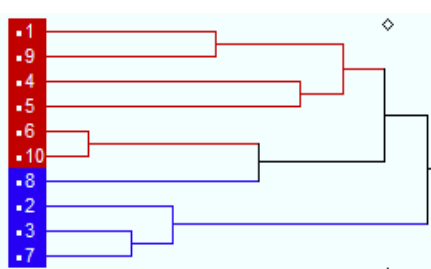


Figura 5.5. Dendograma procesului de clustering cu evidențierea claselor de distribuitori MT asociate caracteristicilor tehnice obținute pentru categoriei P1

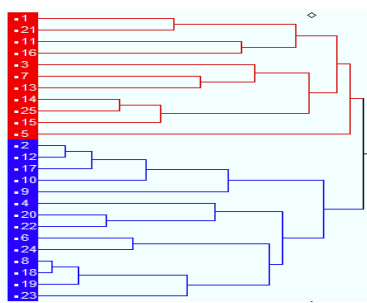


Figura 5.6. Dendograma procesului de clustering cu evidențierea claselor de distribuitori MT asociate caracteristicilor tehnice obținute pentru categoriei P2

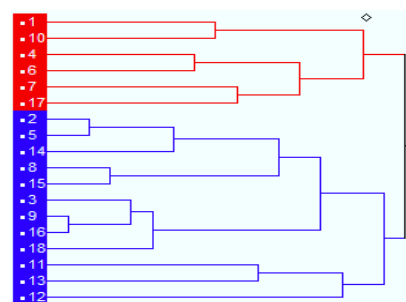


Figura 5.7. Dendograma procesului de clustering cu evidențierea claselor de distribuitori MT asociate caracteristicilor tehnice obținute pentru categoriei P3

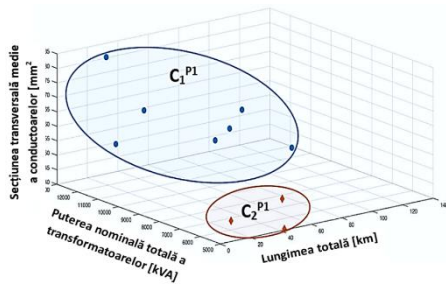


Figura 5.8. Repartizarea spațială a claselor de distribuitori MT asociate caracteristicilor tehnice obținute pentru categoriei P1

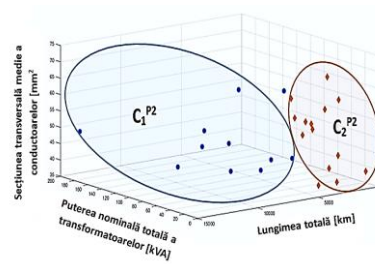


Figura 5.9. Repartizarea spațială a claselor de distribuitori MT asociate caracteristicilor tehnice obținute pentru categoriei P2

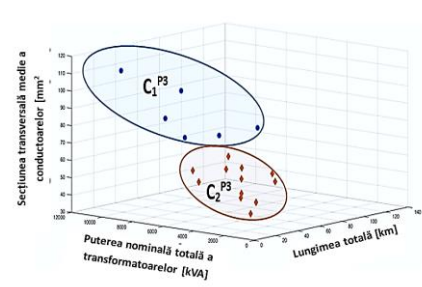


Figura 5.10. Repartizarea spațială a claselor de distribuitori MT asociate caracteristicilor tehnice obținute pentru categoriei P3

Distribuitorii au fost atribuiți fiecărei clase $C_k^{(y)}$, $k \in \{P1, P2, P3\}$ și $y \in \{1, 2\}$ rezultat în urma procesului de clustering, în interiorul categoriilor obținute în prima etapă, conform energiilor anuale tranzitate, lungimea totală, puterea totală a transformatoarelor din PT MT/JT alimentate și secțiunea transversală medie a conductoarelor.

Fig. 5.11 – 5.13 oferă detalii, prin intermediul reprezentărilor de tip boxplot, ale distribuției caracteristicilor tehnice pentru fiecare dintre categoriile P1 – P3. Din analiza statistică oferită de reprezentările boxplot în care sunt evidențiate cuartilele Q1 (partea inferioară a dreptunghiurilor), Q2 (linia interioară a dreptunghiurilor, evidențiată cu roșu) și Q3 (partea superioară a dreptunghiurilor) rezultă diferențe între variația caracteristicilor în interiorul fiecărei clase din interiorul fiecărei categorii de distribuitori MT. Cele mai mari diferențe au fost înregistrate în cazul categorie P2, în care clasa C_1^{P2} are caracteristicile similare cu cele ale claselor C_1^{P1} și C_2^{P1} , iar clasa C_2^{P2} are caracteristicile similare cu cele ale claselor C_1^{P3} și C_2^{P3} . De asemenea, în cazul caracteristicii asociate secțiunii transversale se înregistrează diferențe între clasele C_1^{P3} și C_2^{P3} ale categoriei P3 și între C_1^{P3} și celelalte clase ale categoriilor P1 și P3.

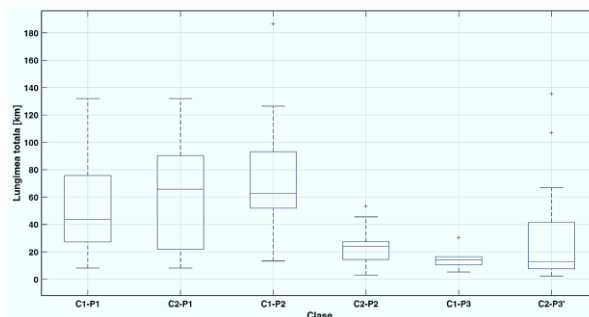


Figura 5.11. Reprezentarea boxplot a lungimii totale asociate claselor de distribuitori din interiorul categoriilor P1 – P3 caracterizate de energia anuală tranzitată

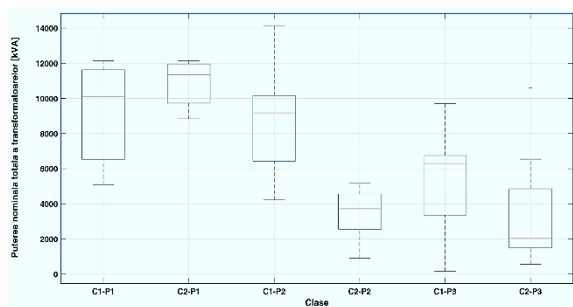


Figura 5.12. Reprezentarea boxplot a puterii nominale a transformatoarelor asociate claselor de distribuitori din interiorul categoriilor P1 – P3 caracterizate de energia anuală tranzitată

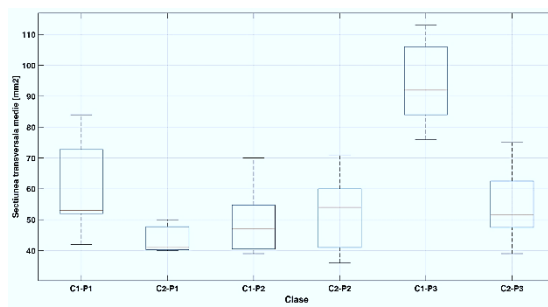


Figura 5.13. Reprezentarea boxplot a secțiunii transversale medii asociate claselor de distribuitori din interiorul categoriilor P1 – P3 caracterizate de energia anuală tranzitată

Table 5.2. Caracteristicile tehnice ale DR-MT identificați la nivelul fiecărei clase din interiorul categoriilor P1 – P3

Nr. crt.	Clasa	DR-MT	Lungimea totală [km]	Secțiunea medie [mm ²]	Puterea nominală [kVA]	Lungimea totală [km]	Secțiunea medie [mm ²]	Puterea nominală [kVA]
1	C ₁ ^{P1}	#52	75,8	52	10897	60,6	60,9	10893,4
2	C ₂ ^{P1}	#20	43,3	40	5096	38,3	43,7	5627,7
3	C ₁ ^{P2}	#15	79,7	47	9183	74,4	49,5	8542,1
4	C ₂ ^{P2}	#35	25,6	36	3535	22,7	51,9	3479,7
5	C ₁ ^{P3}	#49	16,52	106	5983	15,2	93,8	5426,8
6	C ₂ ^{P3}	#29	66,9	50	3448	33,4	54,3	3415

Tabelul 5.3 prezintă pierderile de energie pentru fiecare DR-MT, iar pierderile de energie agregate la nivelul fiecărei clase de caracteristici sunt detaliate în Tabelul 5.4.

Table 5.3. Pierderile de energie calculate la nivelul DR-MT identificați la nivelul fiecărei clase din interiorul categoriilor P1 – P3

Clasa	$\Delta W_{\text{cond.}}$ [MWh]	$\Delta W_{\text{TR,sc}}$ [MWh]	$\Delta W_{\text{Tr,0}}$ [MWh]	ΔW_{TR} [MWh]	ΔW_{Total} [MWh]
C ₁ ^{P1}	320,6	95,4	333,1	428,5	749,1
C ₂ ^{P1}	263,3	150,6	177,8	328,4	591,7
C ₁ ^{P2}	220,5	29,9	295,9	325,8	546,3
C ₂ ^{P2}	108,2	131,1	125,1	256,3	364,5
C ₁ ^{P3}	12,8	6,4	159,1	165,4	178,3
C ₂ ^{P3}	2,6	1,0	135,5	136,5	139,1

Table 5.4. Pierderile de energie calculate la nivelul fiecărei clase din categoriile P1 – P3

Clasa	Nr. de distrib.	ΔW_{line} [MWh]	$\Delta W_{\text{Tr,L}}$ [MWh]	$\Delta W_{\text{Tr,NL}}$ [MWh]	ΔW_{Tr} [MWh]	ΔW_{Total} [MWh]
C ₁ ^{P1}	7	2243,9	667,8	2331,9	2999,7	5243,6
C ₂ ^{P1}	3	789,9	451,8	533,4	985,2	1775,1
C ₁ ^{P2}	11	2425,1	328,4	3255,3	3583,7	6008,8
C ₂ ^{P2}	14	1515,4	1836,0	1751,5	3587,5	5102,9
C ₁ ^{P3}	6	76,9	38,3	954,3	992,6	1069,6
C ₂ ^{P3}	12	31,1	12,3	1625,6	1637,9	1669,0

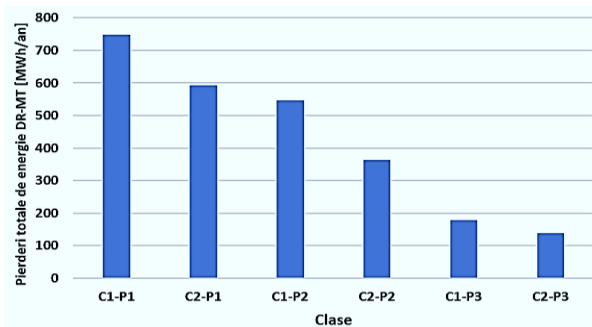


Figura 5.14. Comparație între pierderile totale de energie calculate cu metoda backward/forward pentru DR-MT ai fiecărei clase din interiorul categoriilor P1-P3

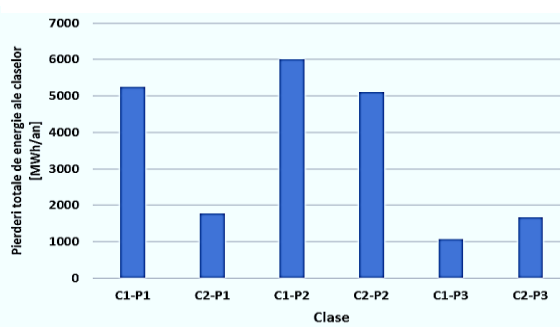


Figura 5.15. Comparație între pierderile totale de energie agregate la nivelul fiecărei clase din interiorul categoriilor P1-P3

Analiza pierderilor totale de putere calculate la nivelul unui an pentru DR-M ai fiecărei clase a evidențiat faptul că acestea scad de la stânga la dreapta, de la categoria C1 către C3, în ordinea C_1^{P1} , C_2^{P1} , C_1^{P2} , C_2^{P2} , C_1^{P3} , C_2^{P3} , diferența fiind 610 MWh (81%) între prima și ultima clasă (a se vedea Figura 5.14). Această tendință nu se mai regăsește la nivelul pierderilor agregate la nivelul claselor (calculate cu formula 5.24). Cele mai mari pierderi se regăsesc la nivelul claselor din categoria C2 (clasele C_1^{P2} și C_1^{P2}) care au și cei mulți distribuitori MT alocați în procesul de clustering, urmată de clasele C_1^{P1} , C_2^{P3} , C_2^{P1} și C_1^{P3} (a se vedea Figura 5.15).

Fig. 5.16 prezintă o comparație între pierderile de energie la nivelul tipului de instalație analizată (RED-MT aeriană, având nivelul de tensiune 20 kV dintr-o zonă rurală), calculate cu metodologia propusă, luând în considerare selecția bazată pe clustering a DR-MT (M-C-DR-MT), metoda elementului mediu de rețea (M-EMR) și metoda bazată pe backward/forward (M-BF).

Metoda M-BF a fost considerată metodă de referință în comparație cu metodele M-C-DR-MT și M-EMR datorită performanțelor demonstrate în calculele de regim permanent în RED-MT.

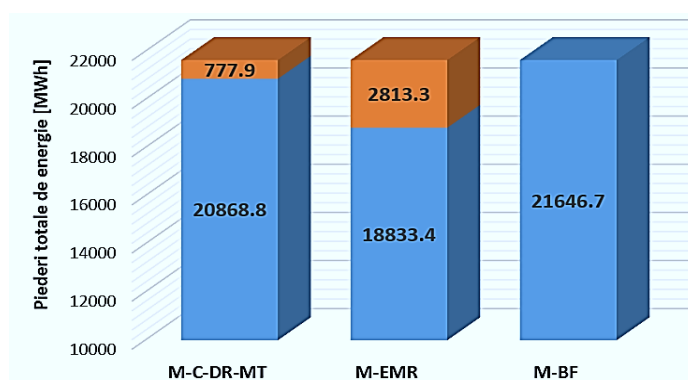


Figura 5.16. Comparație între pierderile totale de energie calculate cu metodele M-C-DR-MT (propusă), M-EMR și M-BF (considerată ca referință)

Culoarea albastră evidențiază valorile calculate ale pierderilor de energie, iar culoarea maro eroarea de estimare, exprimată în [MWh], ale metodelor M-C-DR-MT (propusă), M-EMR

comparativ cu metoda M-BF. Se poate observa o diferență de 2035,4 MWh între metodele M-C-DR-MT (propusă) și M-EMR, reprezentând aproximativ 9,5% comparativ cu metoda M-BF. Eroarea procentuală dintre M-C-DR-MT (propusă) și metoda M-BF este de 3,5%, comparativ cu 12,99% asociată metodei M-EMR. Rezultatele obținute subliniază performanța metodei propuse pentru determinarea pierderilor de energie în RED-MT comparativ cu metoda M-EMR (folosită în prezent de către ORD din România).

5.4. Concluzii

În cadrul capitolului s-a propus o nouă metodă care să identifice DR-MT la nivelul fiecărui tip de instalație din RED-MT (identificată în funcție de nivelul de tensiune (20, 10 și 6 kV), zonele alimentate (urbane și rurale) și tipul de rețea (aeriană și subterană) pe baza tehnicilor de clustering, luând în considerare atât caracteristicile energetice (energia anuală tranzitată), cât și pe cele tehnice (lungimea totală, secțiunea transversală medie a conductoarelor liniilor și puterea nominală a transformatoarelor din PT MT/JT tensiune alimentate, pentru a estima pierderile de energie. Fiecare tip de instalație din RED-MT are în componență linii electrice (distribuitori) și PT MT/JT. Se pot avea în vedere ca tip de instalații în RED-MT: linii electrice aeriene urbane 20 kV (LEA_{urban}^{20}), linii electrice subterane urbane 20 kV (LES_{urban}^{20}), linii electrice aeriene rurale 20 kV (LEA_{rural}^{20}), linii electrice subterane urbane 6 kV (LES_{urban}^6), sau linii electrice subterane urbane 10 kV (LES_{urban}^{10}). Aceste tipuri de instalații sunt definite la nivelul ORD.

În prima etapă, distribuitorii MT au fost grupați în categorii în funcție de energia anuală tranzitată, pe baza metodei de clustering ierarhice – Ward. În a doua etapă, distribuitorii MT asociați fiecărei categorii au fost din nou supuși unui proces de clustering pentru a putea obține clase caracteristice identificate prin caracteristicile tehnice referitoare la lungimea totală, secțiunea transversală medie a conductoarelor liniilor și puterea nominală totală a transformatoarelor din PT MT/JT în scopul alegerii DR-MT. În etapa finală, pierderile de energie pentru fiecare DR-MT asociat fiecărei clase au fost calculate și agregate la nivelul fiecărei categorii pentru fiecare tip de instalație din RED-MT.

Testarea metodologiei propuse a fost efectuată luând în considerare ca tip de instalație distribuitorii dintr-o RED-MT având nivelul de tensiune 20 kV dintr-o zonă rurală aparținând unui ORD din România. RED-MT conține 53 de distribuitori care pleacă din 17 ST IT/MT.

Comparația cu metoda EMR considerând abordarea M-BF ca referință, a evidențiat performanța metodologiei propuse. Eroarea procentuală calculată între metoda propusă și metoda M-BF a fost de 3,5%, comparativ cu 12,99% asociat cu metoda EMR.

CAPITOLUL 6

Concluzii și direcții de cercetare viitoare

6.1. Concluzii generale

Primele două capitole au evidențiat importanța alegerii tematicii și principalele probleme cu care se confruntă ORD în contextul integrării pe scară largă a surselor de GD în RED. Radiografia politicilor de eficiență energetică la nivelul UE și a măsurilor cu cel mai ridicat impact asupra exploatării și planificării dezvoltării RED au stat la baza identificării soluțiilor necesare creșterii randamentului procesului de distribuție integrate în strategii optime pe care ORD să le implementeze.

Capitolul 3 a abordat soluțiile referitoare la procesul EISF. Analiza tuturor abordărilor a evidențiat unele puncte slabe reprezentate de un grad de implementare completă (100%) a DCF cu investiții și cheltuieli generale mari pentru ORD, și utilizarea RED test, care nu iau în considerare toate condițiile tehnice și economice de funcționare din rețelele reale, în procesul de validare. Astfel, în cadrul capitolului au fost propuse două strategii originale asociate procesului EISF, una care se aplică în Pasiv-RED-JT (fără prosumatori racordați) și cealaltă care se aplică în Activ-RED-JT (care integrează prosumatori). Prima strategie, care integrează un algoritm de învățare nesupravegheată bazat pe clustering, a fost construită pe două nivele de decizie pentru amplasarea optimă a DCF instalate la UF-M în Pasiv-RED-JT (fără prosumatori racordați) în scopul reducerii gradului de dezechilibru la nivelul de JT a PT MT/JT. Ce-a de-a doua strategie integrează o metodologie originală de control centralizat al DCF instalate la UF-M, oferind un proces EISF cât mai rapid. Procedura EISF se modifică în funcție de modul de implementare (la nivel de consumator, la nivel de prosumator, sau la nivel hibrid pentru toți UF-M) și gradul de participare. Testarea celor două strategii a scos în evidență potențialul tehnic pe care acestea le pot avea asupra exploatării și planificării dezvoltării Activ-RED-JT.

În cadrul Capitolului 4 s-a dezvoltat o strategie originală care are la bază dispozitive inteligente pentru creșterea eficienței procesului de distribuție în Activ-RED-JT, integrând surse de GD de mici dimensiuni (instalate la UF) cu diverse grade de penetrare și îmbunătățirii rezilienței sistemului. Testarea strategiei propuse fost efectuată prin studii de simulare efectuate într-o Activ-RED-JT din România, iar rezultatele au confirmat beneficiile tehnice și economice prin implementarea acesteia.

În Capitolul 5 s-a propus o metodă originală de alegere a DR-MT pe baza tehnicilor de clusterizare, luând în considerare atât caracteristicile energetice, cât și pe cele tehnice. Metodologia propusă poate fi aplicată pentru toate categoriile de instalații din RED-MT, în funcție de nivelul de tensiune (20, 10 și 6 kV), zonele de alimentare (urbane și rurale) și tipul de rețea (aeriană și subterană). Testarea metodologiei propuse a fost efectuată luând în considerare ca tip de instalație distribuitorii de MT având nivelul de tensiune 20 kV dintr-o zonă rurală aparținând unui ORD din România.

6.2 Contribuții originale

Principalele contribuții originale se referă la următoarele aspecte:

- Dezvoltarea și testarea unei strategii originale care integrează o metodologie cu două nivele de decizie pentru amplasarea optimă a DCF instalat la UF-M în Pasiv-RED-JT în scopul reducerii gradului de dezechilibru la nivelul de JT al PT MT/JT. Primul nivel se referă la un proces de decizie în care grupele „candidat” de UF-M având instalate DCF sunt identificate pe baza algoritmului de clustering K-medii și a unui indice de calificare. Al doilea nivel integrează un algoritm EISF având ca obiectiv minimizarea gradului de dezechilibru la nivelul JT al PT MT/JT prin comutarea de pe o fază la altă fază a UF-M din grupele „candidat”. O RED-JT dintr-o zonă rurală aparținând unui ORD din România, cu 114 UF integrați în SCI, a fost luată în considerare la testarea metodologiei. În urma procesului de clustering, au fost selectate două grupuri „candidat” cu un total de 20 de UF, pe baza indicelui de calificare. Astfel, 20 DCF instalate la consumatori, reprezentând un grad de implementare de doar 17,5%, au condus la beneficii tehnice similare ca în cazul unui grad de implementare complet (100%), evaluat prin algoritmul euristic, evidențiat prin factorul de dezechilibru (1,003 versus 1,0001) și o economie de energie (59,1% versus 60,6%). Timpul de calcul a fost cu 0,54 secunde mai rapid, datorită numărului redus de comutări și soluțiilor optime locale identificate doar la stâlpii unde sunt conectați consumatorii din grupurile „candidat”.
- Dezvoltarea și testarea unei strategii originale care integrează o metodologie originală de control centralizat al DCF instalate la utilizatorii finali monofazați (UF-M) pentru a oferi un proces EISF cât mai rapid în Activ-RED-JT. Metodologia permite interogarea simultană în timp real a trei baze de date accesate de către procedura EISF în funcție de modul de implementare (la nivel de consumator, la nivel de prosumator sau la nivel hibrid pentru toți utilizatorii finali și gradul de participare). Metodologia propusă a fost testată pe aceeași RED-JT în care un număr de 10 UF-M sunt prosumatori fără sisteme de stocare. Valoarea gradului de dezechilibru la nivelul de JT al PT MT/JT a fost scăzută, de la 1,30 în cazul inițial, fără EISF la 1,00004. De asemenea, rezultatele au fost comparate cu alte implementări posibile

(EISF aplicat la nivel de consumator și nivel de prosumator), obținându-se valori similare ale gradului de dezechilibru (1,028 vs. 1,027). Evaluarea beneficiilor tehnice a evidențiat economii semnificative de energie între 44,7% (nivel de prosumator) și 58,73% (nivel consumator).

- Dezvoltarea și testarea unei strategii originale bazată pe dispozitive inteligente (CI integrate în IAC, DCF, CP-RS al transformatorului din PT MT/JT) pentru exploatarea optimă a Activ-RED-JT, integrând sursele de GD de dimensiuni mici cu diverse grade de penetrare pentru a îmbunătăți eficiența procesului de distribuție. Testarea a fost efectuată într-un mediu real, folosind o Activ-RED-JT aflată în zona de nord-est a României, simulând diverse scenarii asociate cu diferite grade de penetrare a UF activi, între 10% și 50%. Aplicarea strategiei propuse CT-EISF bazată controlul tensiunii cu ajutorul CP-RS al transformatorului din PT MT/JT și DCF instalate la UF activi, a condus la valori aproximativ egale ale puterilor pe cele trei faze în toate scenariile datorită dispozitivelor EISF. Economii de energie s-au situat între 49% și 54% în scenariile analizate. Tensiunile de fază la nivelul tuturor stâlpilor s-au încadrat între limitele admisibile prin determinarea poziției optime a plotului de funcționare al CP-RS. De asemenea, s-a observat îmbunătățirea calității tensiunii cuantificată prin indicatorul *PVUR*.
- Dezvoltarea și testarea unei metode îmbunătățite care să identifice DR-MT la nivelul fiecărui tip de instalație din RED-MT (identificată în funcție de nivelul de tensiune (20, 10 și 6 kV), zonele alimentate (urbane și rurale) și tipul de rețea (aeriană și subterană) pe baza tehnicilor de clustering, luând în considerare atât caracteristicile energetice (energia anuală tranzitată), cât și pe cele tehnice (lungimea totală, secțiunea transversală medie a conductoarelor liniilor și puterea nominală a transformatoarelor din PT MT/JT, pentru a estima pierderile de energie. În prima etapă, distribuitorii MT au fost grupați în categorii în funcție de energia anuală tranzitată, pe baza metodei de clustering ierarhice – Ward. În a doua etapă, distribuitorii MT asociați fiecărei categorii au fost din nou supuși unui proces de clustering pentru a putea obține clase caracteristice identificate prin caracteristicile tehnice în scopul alegerii DR-MT. În etapa finală, pierderile de energie pentru fiecare DR-MT asociat fiecărei clase au fost calculate și agregate la nivelul fiecărei categorii pentru fiecare tip de instalație din RED-MT. Testarea metodologiei propuse a fost efectuată luând în considerare ca tip de instalație distribuitorii dintr-o RED-MT având nivelul de tensiune 20 kV dintr-o zonă rurală aparținând unui ORD din România. Comparăția cu metoda EMR considerând abordarea M-BF ca referință, a evidențiat performanța metodologiei propuse. Eroarea procentuală calculată între metoda propusă și metoda M-BF a fost de 3,5%, comparativ cu 12,99% asociat cu metoda EMR.

7. Bibliografie selectivă

1. Comisia Europeană, Directive 2012/27/EU of 25 October 2012 on Energy efficiency, Amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and Repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. (2012). Disponibil online: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2012/27/oj/eng>
2. European Environment Agency, A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy. (2015). Disponibil on-line: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0001.03/DOC_1&format=PDF
3. International Energy Agency, Energy Efficiency Market Report 2013-Market Trends and Medium-Term Prospects. (2013). Disponibil online: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EEMR_2013_free.pdf
15. International Energy Agency, Energy Efficiency 2025. (2025). Disponibil online: <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-2025>.
16. Grigoraș, G.; Ivanov, O.; Neagu, B.C.; Kar, P.; Smart Metering Based Strategies for Improving Energy Efficiency in Microgrids, chapter in the book Microgrid Architectures, Control and Protection Methods. Springer Nature, Switzerland. (2020). Disponibil online: https://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-3-030-23723-3_19
17. Council of European Energy Regulators, 3rd CEER Report on Power Losses. (2025). Disponibil online: <https://www.ceer.eu/publication/3rd-ceer-report-on-power-losses/>
18. European Commission, Identifying Energy Efficiency Improvements and Saving Potential in Energy Networks, Including Analysis of the Value of Demand Response, In Support of the Implementation Of Article 15 of the Energy Efficiency Directive (2012/27/EU) Final report. (2015). Disponibil online: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/GRIDEE_4NT_364174_000_01_TOTALDOC%20-%2018-1-2016.pdf
19. Dagar, A.; Gupta, P.; Niranjana, V.; Microgrid Protection: A comprehensive review. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 149, 111401 (2021).
20. Kabalcı, E.; Kabalcı, Y.; Siano, P.; Design and Implementation of a Smart Metering Infrastructure for Low Voltage Microgrids, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 134, 107375 (2022).
21. Zargar, R.H.M.; Yaghmaee, M.H.; Energy Exchange Cooperative Model in SDN-Based Interconnected Multi-Microgrids. Sustainable Energy, Grids and Networks. 27, 100491 (2021).

22. Kumar Panda, D.; Das, S.; Smart Grid Architecture Model for Control, Optimization and Data Analytics of Future Power Networks with More Renewable Energy. *Journal of Cleaner Production*. 301, 126877 (2021).
24. Baker, P., Challenges facing distribution system operators in a decarbonised power system. Regulatory Assistance Project, June 2020, Disponibil online: <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2020/05/rap-baker-dso-challenges-june-2020-final.pdf>.
28. Grigoraş, G.; **Noroc, L.**; Chelaru, E.; Scarlatache, F.; Neagu, B.-C.; Ivanov, O.; Gavrilas, M. Coordinated Control of Single-Phase End-Users for Phase Load Balancing in Active Electric Distribution Networks. *Mathematics*. 9, 2662 (2021).
31. Li, R.; Wang, W.; Chen, Z., Jiang, J., Zhang, W, A Review of Optimal Planning Active Distribution System: Models, Methods, and Future Researches, *Energies*. 10, 1715 (2017).
32. Mishra, D.K., & Ghadi, M.J.,Azizivahed, A., Li, l., Zhang, J., A review on resilience studies in active distribution systems, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, 110201 (2021).
33. Saldaña-González, A.E.; Aragüés-Peñalba, M.; Gadelha, V.; Sumper, A. Review of Active Distribution Network Planning: Elements in Optimization Models and Generative AI Applications. *Energies*. 19, 116 (2026).
34. Grigoras, G.; Ivanov, O.; Neagu, B.C.; Pragma, K. Smart Metering Based Strategies for Improving Energy Efficiency in Microgrids. In *Microgrid Architectures, Control and Protection Methods*; Mahdavi Tabatabaei, N., Kabalci, E., Bizon, N., Eds.; Springer: Berlin, Germany, 2020; pp. 463-490.
41. Grigoras, G.; Neagu, B.-C.; Gavrilas, M.; Tristiu, I.; Bulac, C. Optimal Phase Load Balancing in Low Voltage Distribution Networks Using a Smart Meter Data-Based Algorithm. *Mathematics*. 8, 549 (2020).
44. Liu, B.; Meng, K.; Dong, Z.; Wong, P.K.C.; Li, X. Load Balancing in Low-voltage Distribution Network via Phase Reconfiguration: An Efficient Sensitivity-based Approach. *IEEE Trans. Pow. Deliv.* 2020, doi:10.1109/TPWRD.2020.3022061.
45. Haq, S.U.; Arif, B.; Khan, A.; Ahmed, J. Automatic Three Phase Load Balancing System by Using Fast Switching Relay in Three Phase Distribution System. In *Proceedings of the International Conference on Power, Energy and Smart Grid (ICPESG)*, Mirpur, Pakistan, 9-10 April 2018; pp. 1-6, doi:10.1109/ICPESG.2018.8384514.
46. Narayanan, K.N.; Umanand, L. A Novel Active Phase Router for Dynamic Load Balancing in a Three Phase Microgrid. In *Proceedings of the 2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Bangalore, India, 8-10 November 2017; pp. 1-5, doi:10.1109/APPEEC.2017.8308922.
47. SinePuls, Single Phase STS Prepaid Meter. Available online: https://sinepulse.com/sites/default/files/smart-meter/Sp_Single_Phase_Sts_Prepaid_Meter.pdf.
48. Londian, Smart Prepaid Meter. Available online: <http://www.londian.com.cn/en/index.php?s=/cms/209>.

- 49 Novatek-Electro, Universal Automatic Electronic Phase Switch Pef-319. Available online: <https://novatek-electro.com/en/products/phase-selector-switch/universal-automatic-electronic-phase-switch-pef-301.html> pdf.
- 51 Haq, S.U.; Arif, B.; Khan, A.; Ahmed, J. Automatic Three Phase Load Balancing System by Using Fast Switching Relay in Three Phase Distribution System. In Proceedings of the 1st International Conference on Power, Energy and Smart Grid (ICPESG), Mirpur, Pakistan, 9-10 April 2018; pp. 1-6.
- 52 Iyappan, M.; Karpagam, M.; Raviram, P. Automatic load sharing in Industrial Plant With Monitoring System Using Microcontroller. *Int. J. App. Eng. Res.* 2015, 114-120.
- 53 Ofualagba, G.; Udoha, E.E. Design and Simulation of Automatic Phase Selector and Changeover Switch for 3-Phase Supply. *Int. J. Nov. Res. Elec. Mech. Eng.* 2017, 4, 28-35.
- 57 Homaei, O.; Najafi, A.; Dehghanian, M.; Attar, M.; Falaghi, H. A Practical Approach for Distribution Network Load Balancing by Optimal Re-Phasing of Single-Phase Customers Using Discrete Genetic Algorithm. *Int. Trans. Electr. Energy Syst.* 29, e2834 (2019).
- 62 Granada Echeverri, M.; Gallego Rendón, R.A.; López Lezama, J.M. Optimal Phase Balancing Planning for Loss Reduction in Distribution Systems Using a Specialized Genetic Algorithm. *Ing. Y Cienc.*, 8, 121-140 (2012).
- 63 Al-Kharsan, I.H. A New Strategy for Phase Swapping Load Balancing Relying on a Meta-Heuristic MOGWO Algorithm. *J. Mech. Contin. Math. Sci.* 15, 84-102 (2020).
- 64 Mahendran, G.; Govindaraju, C. Flower Pollination Algorithm for Distribution System Phase Balancing Considering Variable Demand. *Microprocess. Microsyst.* 2020, 74, 103008.
- 65 Saffar, A.; Hooshmand, R.; Khodabakhshian, A. A New Fuzzy Optimal Reconfiguration of Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing Using Ant Colony Search-Based Algorithm. *App. Soft Comp.* 11, 4021-4028 (2011).
- 66 Hooshmand, R.; Soltani, S.H. Simultaneous Optimization of Phase Balancing and Reconfiguration in Distribution Networks Using BF-NM Algorithm. *Int. J. Elec. Pow. En. Syst.* 41, 76-86 (2012).
- 68 Kikhavani, M.R.; Hajizadeh, A.; Shahirinia, A. Charging Coordination and Load Balancing of Plug-In Electric Vehicles in Unbalanced Low-Voltage Distribution Systems. *IET Gen., Transm. Distrib.* 2020, 14, 389-399, doi:10.1049/iet-gtd.2019.0397.
- 69 Weckx, S.; Driesen, J. Load Balancing with EV Chargers and PV Inverters in Unbalanced Distribution Grids. *IEEE Trans. Sust. En.* 2015, 6, 635-643.
- 70 Evzelman, M.; Ur Rehman, M.M.; Hathaway, K.; Zane, R.; Costinett, D.; Maksimovic, D. Active Balancing System for Electric Vehicles with Incorporated Low-Voltage Bus. *IEEE Trans. Pow. Electr.* 2015, 31, 7887-7895, doi:10.1109/TPEL.2015.2513432.

- 76 Grigoraş, G.; Neagu, B.-C.; Scarlatache, F.; **Noroc, L.**; Chelaru, E. Bi-Level Phase Load Balancing Methodology with Clustering-Based Consumers' Selection Criterion for Switching Device Placement in Low Voltage Distribution Networks. *Mathematics*. 9, 542 (2021).
- 79 Li, M.J.; Ng, M.K.; Cheung, Y.; Huang, J.Z. Agglomerative Fuzzy K-Means Clustering Algorithm with Selection of Number of Clusters. *IEEE Trans. Knowl. Data Eng.* 2008, 20, 1519-1534.
- 81 Romanian Energy Regulatory Authority, Technical Norm Regarding the Determination of Own Technological Consumption in Electricity Networks-NTE-013/16/00 (in Romanian). 2016. Available online: <https://legeaz.net/mo/anexa-ordin-anre-26-2016.pdf>.
- 82 Grigoras, G.; Neagu, B.-C. Smart Meter Data-Based Three-Stage Algorithm to Calculate Power and Energy Losses in Low Voltage Distribution Networks. *Energies*. 12, 3008 (2019).
- 83 Li, T.; Ma, Y.; Endoh, T. Normalization-Based Validity Index of Adaptive K-Means Clustering for Multi-Solution Application, *IEEE Access*, 8, 9403-9419 (2020).
- 84 **Noroc, L.**; Grigoras, G. Clustering-Based Consumers' Selection to Optimal Placement of the Phase Load Balancing Devices. In *Proceedings of the 11th International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering*, Iasi, Romania, 22-23 October 2020; pp. 1-4.
- 85 Sinaga, K.; Yang, M.S. Unsupervised K-Means Clustering Algorithm. *IEEE Access* 2020, 8, 80716-80727.
- 86 **Noroc, L.**; Grigoras, G.; Performance Assessment of the Hierarchical Clustering Methods in Classification of Electric Distribution Networks Considering Unbalance Degree, 12th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), 25-27 Iunie, Bucuresti, 2020.
- 87 **Noroc, L.**; Grigoraş, G.; A Clustering-Based Methodology for Phase Load Balancing in Low Voltage Distribution Networks, *Buletinul Institutului Politehnic din Iasi, Secția: Electrotehnică, Energetică, Electronică*. 66 (70), 3, pp. 25-44, (2020).
- 88 Rousseeuw, P.; Silhouettes: A Graphical Aid to the Interpretation And Validation of Cluster Analysis, *J. Comput. Appl. Math.* 20, 53-65 (1987).
- 89 Munakata, T.; Barták, R., Logic Programming for Combinatorial Problems, *Artificial Intelligence Review*. 33, 1, 135 - 150 (2010).
- 90 Ivanov, O.; Grigoras, G.; Neagu, B.C. Smart Metering based Approaches to Solve the Load Phase Balancing Problem in Low Voltage Distribution Networks, *International Symposium on Fundamentals of Electrical Engineering (ISFEE)*, Bucharest, Romania, 2018, 1-6.
- 91 Ivanov, O.; Neagu, B.C.; Gavrilas, M.; Grigoras, G.; Sfintes, C. Phase Load Balancing in Low Voltage Distribution Networks Using Metaheuristic Algorithms, *International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN)*, Craiova, Romania, 2019, 1-6.
- 92 Pillay, P.; Manyage, M.; Definitions of Voltage Unbalance, *IEEE Power Engineering Review*, pp. 50-51 (2001).

- 93 Bollen, M.; Definitions of voltage unbalance, *IEEE Power Engineering Review*, 22, 11, pp. 49-50 (2002).
- 96 D'adamo, C.; Abbey, C.; Jupe, S.; Buchholz, B.; Khattabi, M.; Pilo F.; 'Development and Operation of Active Distribution Networks: Results of CIGRE C6.11 Working Group', *Proceedings of the 21st International Conference on Electricity Distribution*; Frankfurt, Germany. (2011).
- 103 Abrahamsen, F.E.; Ai, Y.; Cheffena, M.; *Communication Technologies for Smart Grid: A Comprehensive Survey. Sensors*. 21, 8087 (2021).
- 106 Mondejar, M.; Avtar, R.; Baños Diaz, H.L.; Dubey, R.K.; Esteban, J.; Gómez-Morales, A.; Hallam, B.; Mbungu, N.T.; Okolo, C.C.; Prasad, K.A.; She, Q.; Garcia-Segura, S.; *Digitalization to Achieve Sustainable Development Goals: Steps Towards a Smart Green Planet. Science of the Total Environment*. 794, 148539. (2021).
- 109 Burchill, A; *Smart Metering and Its Use for Distribution Network Control. Cardiff University: Doctor of Philosophy Thesis*, 2018.
- 111 Centre for Sustainable Energy Studies; *Prosumers' Role in the Future Energy System*. (2018). Disponibil online: <https://www.ntnu.edu/documents/1276062818/1283878281/>
- 112 Sirviö, K.; Berg, P.; Kauhaniemi, K.; Laaksonen, H.; Laaksonen, P.; Rajala, A.; *Socio-Technical Modelling of Customer Roles in Developing Low Voltage Distribution Networks. CIRED Workshop. Ljubljana, Slovenia*. (2018).
- 113 Ballesteros, M.; *The European Prosumer: The Unknown Creature. 7-th Vienna Forum on European Energy Law. Vienna, Austria*. (2019).
- 116 SiaPartners; *Demand Response: A Study of Its Potential in Europe*. (2014). Disponibil online: <https://www.sia-partners.com/en/news-aFnd-publications/from-our-experts/demand-response-a-study-its-potential-europe>
- 117 Judge, M.A; Manzoor, A.; Maple, C.; Rodrigues, J.; Islam, S.; 'Price-based Demand Response for Household Load Management With Interval Uncertainty. *Energy Reports*. 7, 8493-8504. (2021).
- 118 Pereira, H.; Faia, R.; Gomes, L.; Faria, P.; Vale, Z.; *Incentive-Based and Price-Based Demand Response to Prevent Congestion in Energy Communities. IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2022 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe. Prague, Czech Republic*. (2022).
- 121 Virta Global; *The State of EV Charging Infrastructure in Europe by 2030*. (2022). Disponibil online: <https://www.virta.global/blog/ev-charging-infrastructure-development-statistics>.
- 124 **Noroc, L.**; Grigoraş, G.; Dandea, V.; Chelaru, E.; Neagu, B.; *An Efficient Voltage Control Methodology in LV Networks Integrating PV Prosumers Using Distribution Transformers with OLTC*'. *IEEE 20th International Power Electronics and Motion Control Conference. Brasov, Romania*, (2022).
- 125 Grigoraş, G.; Neagu, B.C.; **Noroc, L.**; Chelaru, E.; *New Smart Devices-Based Strategies for Optimal Planning and Operation of Active Electric Distribution Networks, Capitolul in cartea Power System*

- Strength Evaluation methods, best practice, case studies, and applications, Editori: Hassan Haes Alhelou, Nasser Hosseinzadeh, Behrooz Bahrani, The Institution of Engineering and Technology (IET), (2024).
- 126 European Commission, Photovoltaic Geographical Information System – PVGIS. (2022). Disponibil online: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/.
- 127 Rathod, A.P.S.; Mittal, P.; Kumar, B.; Analysis of Factors Affecting the Solar Radiation Received by Any Region. International Conference on Emerging Trends in Communication Technologies. Dehradun, India. (2016).
- 128 CENELEC, Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems. (2004). Disponibil online: <https://standards.globalspec.com/std/14477184/pren-50160>
- 129 Qu, R.; Kendall, G.; Pillay, N.; The General Combinatorial Optimization Problem: Towards Automated Algorithm Design. IEEE Computational Intelligence Magazine. 15, 14-23. (2020).
- 130 **Noroc, L.**; Grigoraș, G.; Chelaru, E.; Dandea, V.; Neagu, B.; Voltage Control Strategy Using the Rule-Based Reasoning in LV Distribution Networks with PV Penetration Integrating OLTC-Fitted Transformer. International Conference on Electrical and Power Engineering. Iași, Romania (2022).
- 138 Mateo, C.; Prettico, G.; Gómez, T.; Cossent, R.; Gangale, F.; Frías, P.; Fulli, G.; European Representative Electricity Distribution Networks, International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 99, 273-280. (2018).
- 139 Ibrahim, K. A.; Au, M. T.; Gan, C. K.; Tang, J. H.; System Wide MV Distribution Network Technical Losses Estimation Based on Reference Feeder and Energy Flow Model, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 93, 440-450, (2017).
- 140 Dashtaki, A.K.; Haghifam, M.R.; A New Loss Estimation Method in Limited Data Electric Distribution Networks, IEEE Transactions on Power Delivery, 28, 2194-2200. (2013).
- 141 Romanian Energy Regulatory Agency; Technical Energy Norm Regarding the Determination of Own Technological Consumption in Electricity Networks of Public Interest - NTE 013/16/00 (in Romanian). (2016). Disponibil online: www.anre.ro.
- 142 Chelaru, E.; **Noroc, L.**; Grigoras, G.; Neagu, B.C.; Energy Losses Estimation in the Electric Distribution Networks Using Clustering-Based Selection of the Representative Feeders, International Conference Interdisciplinarity in Engineering (INTER-ENG 2021), Târgu Mureș, Romania. (2021).
- 143 Jain, A.K.; Data clustering: 50 years beyond K-means. Pattern Recognition Letters. 3, 651-6661, (2010).
- 144 Cartina, G.; Grigoras, G.; Bobric, E. C.; Clustering Techniques for Energy Losses Evaluation in Distribution Networks. IEEE Bucharest PowerTech, București, România. (2009).
- 145 Sinaga, K.M.; Yang, M.S.; Unsupervised K-Means Clustering Algorithm. IEEE Access, 8, 80716–80727. (2020).
- 146 Grigoras, G.; Cartina, G.; Rotaru, F.; Using K-means Clustering Method in Determination of the Energy Losses Levels from Electric Distribution Systems. 12th WSEAS International Conference on

- Mathematical Methods and Computational Techniques in Electrical Engineering, 52-56, Timișoara, România. (2010).
- 147 Li, T.; Ma, Y.; Endoh, T.; Normalization-Based Validity Index of Adaptive K-Means Clustering for Multi-Solution Application. *IEEE Access*, 8, 9403-9419 (2020).
- 148 Carbonera, J.L., Abel, M.; A Subspace Hierarchical Clustering Algorithm for Categorical Data. *IEEE 31st International Conference on Tools with Artificial Intelligence*, Portland, OR, USA, (2019).
- 149 Grigoras, G., Cartina, G., Istrate, M. Rotaru, F.: The Efficiency of the Clustering Techniques in the Energy Losses Evaluation from Distribution Networks. *International Journal of Mathematical Models and Methods in Applied Sciences*, 5, 133-141. (2011).
- 150 Queiroz, L.M.O., Roselli, M.A., Cavellucci, C., Lyra, C.; Energy Losses Estimation in Power Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27, 1879 – 1887, 2012.
- 151 Díaz, G., Gómez-Aleixandre, J., Coto, J.; Direct Backward/Forward Sweep Algorithm for Solving Load Power Flows in AC Droop-Regulated Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7, 2208 – 2217. 2016.
- 152 Eremia M. (Ed.); *Electric Power Systems. Electric Networks*, Vol. 1, Romanian Academy Publishing House, Bucharest, Romania. (2006).
- 153 JMP software, Disponibil online: https://www.jmp.com/en_us/software/data-analysis-software.html

ANEXA A – Lista de lucrări

A. Capitol carte publicat în editură internațională indexat WoS

1. Gheorghe Grigoraș, Bogdan-Constantin Neagu **Livia Noroc**, Ecaterina Chelaru, *New Smart Devices-Based Strategies for Optimal Planning and Operation of Active Electric Distribution Networks*, Capitolul 10 in cartea *Power System Strength Evaluation methods, best practice, case studies, and applications*, Editori: Hassan Haes Alhelou, Nasser Hosseinzadeh, Behrooz Bahrani, The Institution of Engineering and Technology (IET), UK, 2023, ISBN-13: 978-1-83953-807-0, WOS:001257099100012.

B. Lucrări publicate în reviste indexate WoS

2. Gheorghe Grigoraș, **Livia Noroc**, Ecaterina Chelaru, Florina Scarlatache, Bogdan-Constantin Neagu, Ovidiu Ivanov, Mihai Gavrițaș, *Coordinated Control of Single-Phase End-Users for Phase Load Balancing in Active Electric Distribution Networks*, Mathematics, vol. 9, nr. 21, 2662, 2021, WOS:000719474900001 (Q1) (Factor impact: 2.3)
3. Gheorghe Grigoraș, Bogdan Neagu, Florina Scarlatache, **Livia Noroc**, Ecaterina Chelaru, *Bi-Level Phase Load Balancing Methodology with Clustering-Based Consumers' Selection Criterion for Switching Device Placement in Low Voltage Distribution Networks*, Mathematics, vol. 9, nr. 5, 542, 2021, WOS:000628360100001 (Q1) (Factor impact: 2.3)

C. Lucrări în volume ale conferințelor indexate WoS

4. Ecaterina Chelaru, **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoraș, Bogdan-Constantin Neagu, *Energy Losses Estimation in the Electric Distribution Networks Using Clustering-Based Selection of the Representative Feeders*, 15th International Conference Interdisciplinarity in Engineering. Inter-Eng 2021, Targu Mures, Romania, 7 - 8 octombrie 2021, Lecture Notes in Networks and Systems, vol 386. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-93817-8_47 WOS:000773080200047.
5. **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoras, *Performance Assessment of the Hierarchical Clustering Methods in Classification of Electric Distribution Networks Considering Unbalance Degree*, 12th International

Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), 25-27 Iunie, Bucuresti, 2020, WOS:000627393500098

6. **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoraș, Vasilica Dandea, Ecaterina Chelaru, Bogdan-Constantin Neagu, An Efficient Voltage Control Methodology in LV Networks Integrating PV Prosumers Using Distribution Transformers with OLTC, 2022 IEEE 20th International Power Electronics and Motion Control Conference, Brasov, Romania, 25-29 septembrie, 2022, WOS:001338023800022

D. Lucrări publicate în reviste indexate BDI

7. **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoraș, *A Clustering-Based Methodology for Phase Load Balancing in Low Voltage Distribution Networks*, Buletinul Institutului Politehnic din Iasi, Secția: Electrotehnică, Energetică, Electronică, Volumul 66 (70), Nr. 3, pp. 25-44, 2020, ISSN 1223-8139 (Index Copernicus, getCITED, Ulrich's), cod CNCSIS: 87.

E. Lucrări publicate în volume ale conferințelor indexate BDI

8. Ecaterina Chelaru, Vasilica Dandea, **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoraș, *Determining the Occupancy Patterns and Typical Power Demand Profiles of the Electric Vehicle Charging Stations Using a Flexible Clustering-based Data Mining Framework*, International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), Craiova, Romania, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/SIELMEN59038.2023.10290841. (IEEE Xplore)
9. Ecaterina Chelaru, Gheorghe Grigoraș, **Livia Noroc**, Bogdan-Constantin Neagu and Ovidiu Ivanov, *An Efficient Integration Strategy of the Prosumers in the Active Electric Distribution Networks*, 14th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), Ploiesti, Romania, 30 iunie – 1 iulie 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/ECAI54874.2022.9847516 (IEEE Xplore)
10. Ecaterina Chelaru, Gheorghe Grigoraș, **Livia Noroc**, Ștefania Gălbau, Bogdan-Constantin, Neagu, Ovidiu Ivanov, *Assessing The Modernization Process of A Transformer Fleet In The Electric Distribution Networks. Case Study In Romania*, 16th International Conference Interdisciplinarity in Engineering. Inter-Eng 2022, Tg. Mures, Romania, 6 -7 octombrie, Lecture Notes in Networks and Systems, vol 605. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-22375-4_51 (Springer)
11. **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoras, **Chelaru, Ecaterina**, Dandea, Vasilica, Neagu, Bogdan Constantin, *Voltage Control Strategy Using the Rule-Based Reasoning in LV Distribution Networks with PV Penetration Integrating OLTC-Fitted Transformer*, 2022 International Conference on Electrical and Power Engineering (EPE 2022), Iași, Romania, 20-22 octombrie 2022, DOI: 10.1109/EPE56121.2022.9959847 (IEEE Xplore)

12. Ecaterina Chelaru, Gheorghe Grigoraș, **Livia Noroc**, Bogdan-Constantin Neagu, and Florina Scarlatache, *Influence of the Prosumers on the Replacement Strategies of the Aged Transformers from the Electric Distribution Networks*, 13th International Conference on Electromechanical and Energy Systems (SIELMEN), 7-8 Octombrie, 2021, Chisinau, Rep. Moldova. DOI: 10.1109/SIELMEN53755.2021.9600425 (IEEE Xplore)
13. **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoraș, *Clustering-based consumers' selection to optimal placement of the phase load balancing devices*, 11th International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE2020), Iasi, Romania, 2020. DOI: 10.1109/EPE50722.2020.9305026 (IEEE Xplore)

F. Lucrări prezentate în conferințe neindexate BDI

14. Sebastian-Ionuț Tofan, **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoraș, Bogdan-Constantin Neagu, *Analiză comparativă privind eficiența variantelor de montare a panourilor fotovoltaice la prosumatori din punct de vedere al producției de energie electrică*, Simpozionul Științific Studentesc Internațional ELStudIS, Editia III-a, Iași Romania, 17 – 19 octombrie 2024, ISSN: 3061 – 4384.
15. **Livia Noroc**, Gheorghe Grigoraș, *Phase load balancing algorithm based on a coordinated control of the prosumers in the active distribution networks*, 4th International Conference of the Doctoral School, Iasi, Romania, 19 – 21 mai, 2021, https://conferinta-csd.tuiasi.ro/wp-content/uploads/2024/05/Book_of_Abstracts_updated_14_mai_cover.pdf
https://conferinta-csd.tuiasi.ro/wp-content/uploads/2020/01/CSD2021_Book_of_Abstracts.pdf

G. Membru în granturi de cercetare

Granturi interne – PUBLICAȚII, Universitatea Tehnică „Gheorghe Asachi” din Iași“, contract nr. GI /P19 /2021 (membru în echipă).

H. Premii

1. Premiu pentru cea mai buna lucrare a sectiunii „Advanced Modelling, Control, and Optimization Methods in Power Hybrid Systems”, 12th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence, ECAI 2020, June 25 – June 27, 2020, București, Romania:
Livia Noroc și Gheorghe Grigoras, *Performance Assessment of the Hierarchical Clustering Methods in Classification of Electric Distribution Networks Considering Unbalance Degree*
2. Premiu UEFISCDI prin programul Planul National de Cercetare, Dezvoltare si Inovare pentru perioada 2015-2020, PNCDI III, Programul Dezvoltarea sistemului national de cercetare-dezvoltare, Subprogramul 1.1. – Resurse Umane, Premiera rezultatelor cercetarii – articole, in anul 2021 pentru

lucrarea Gherghe Grigoraș, Bogdan Neagu, Florina Scarlatache, **Livia Noroc**, Ecaterina Chelaru, Bi-Level Phase Load Balancing Methodology with Clustering-Based Consumers' Selection Criterion for Switching Device Placement in Low Voltage Distribution Networks, Mathematics, vol. 9, nr. 5, 542, 2021, Accession Number: WOS:000628360100001.

3. Premiu UEFISCDI prin programul Planul National de Cercetare, Dezvoltare si Inovare pentru perioada 2015-2020, PNCDI III, Programul Dezvoltarea sistemului national de cercetare-dezvoltare, Subprogramul 1.1. – Resurse Umane, Premiarea rezultatelor cercetarii – articole, in anul 2023 pentru lucrarea Gheorghe Grigoraș, **Livia Noroc**, Ecaterina Chelaru, Florina Scarlatache, Bogdan-Constantin Neagu, Ovidiu Ivanov, Mihai Gavrilăș, Coordinated Control of Single-Phase End-Users for Phase Load Balancing in Active Electric Distribution Networks, Mathematics, vol. 9, nr. 21, 2662, 2021, Accession Number: WOS:000719474900001.