



UNIVERSITATEA POLITEHNICA DIN BUCUREȘTI
ȘCOALA DOCTORALĂ ENERGETICĂ

REZUMAT

TEZĂ DE DOCTORAT

*OPTIMIZAREA FUNCȚIONĂRII ȘI ÎMBUNĂTĂȚIREA
CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE ÎN REȚELELE
ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE*

*OPTIMIZING THE OPERATION AND IMPROVING
THE QUALITY OF ELECTRICITY IN ELECTRICITY
DISTRIBUTION NETWORKS*

Autor: Ing. Georgiana GUȚU

Conducător de doctorat: Prof. dr. ing. George Cristian LĂZĂROIU

București 2021

Cuprins

	Pag.
1. INTRODUCERE	2
2. CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE	3
2.1. Indicatori pentru evaluarea calității serviciului de alimentare cu energie electrică.....	3
2.2. Analiza continuității în alimentarea cu energie electrică	4
2.3. Calitatea energiei electrice în cazul în care în rețelele electrice se racordează surse regenerabile	5
2.4. Analiza calității energiei electrice în microrețele	5
2.5. Monitorizarea calității energiei electrice în rețelele inteligente	5
3. DEZVOLTAREA URBANĂ	6
3.1. Date privind rețeaua electrică.....	6
3.2. Situația energetică existentă și planuri de dezvoltare.....	7
3.3. Analiza zonei din punct de vedere al necesității de întărire	8
3.4. Măsurători efectuate pe paliere caracteristice în noduri de consum.....	14
3.4.1. Aparat utilizat	14
3.4.2. Măsurători	14
3.5. Concluzii.....	15
4. OPTIMIZAREA FUNCȚIONĂRII UNEI MICROREȚELE	16
4.1. Modele de piață pentru microrețele	16
4.1.1. Introducere.....	16
4.1.2. Piețele interne și modele de afaceri pentru microrețele	16
4.1.3. Funcțiile de control ale unei microrețele	17
4.1.4. Structura ierarhică a pieței de echilibrare în timp real cu participarea microrețelilor	17
4.2. Analiza optimizării în cadrul unei microrețele	18
4.2.1. Introducere.....	18
4.2.2. Descrierea microrețelei analizate	18
4.3. Modelul de management	21
4.3.1. Cazul în care se cunoaște producția sursei fotovoltaice	21
4.3.2. Model de programare stocastică.....	21
4.4. Studii de caz	22
5. CONCLUZII.....	30
5.1. Concluzii generale	30
5.2. Contribuții personale	32
5.3. Perspective de dezvoltare ulterioare	34
BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ.....	35

1. INTRODUCERE

Evoluția consumului din zonele urbane la nivel global conduce la o tranziție energetică ce are la bază economisirea de energie electrică, creșterea eficienței energetice și înlocuirea utilizării energiei fosile cu energie regenerabilă.

Orașele găzduiesc mai mult de jumătate din populația lumii și consumă între 60% și 80% din totalul de energie produsă la nivel global. Din cauza faptului că energia este responsabilă pentru două treimi din emisiile de gaze cu efect de seră, zonele urbane emit 75% din emisiile globale de CO₂. Așa cum reiese din prognozele Națiunilor Unite realizate pentru o perspectivă de până în 2050, dacă trendul de creștere a populației continuă, atunci urbanizarea globală va reprezenta 67% din totalul populației, iar orașele vor solicita o cantitate importantă de energie.

Prin urmare, garantarea siguranței și calității alimentării cu energie electrică a consumatorilor urbani folosind resursele planetei va reprezenta o provocare enormă în ceea ce privește capacitatea noastră de a gestiona și restabili activele naturale de care depinde toată viața.

Integrarea surselor regenerabile are atât avantaje cât și dezavantaje iar integrarea acestora în sistemul electroenergetic este un lucru care trebuie analizat în detaliu din punct de vedere al influenței asupra rețelei și asupra calității energiei electrice.

Odată cu creșterea importanței calității energiei electrice în sistemele moderne de alimentare cu energie electrică au crescut exigențele privind echipamentele care pot măsura atât indicatorii de calitate cât și nivelul energiei utilizate.

Teza urmărește analiza rețelei electrice de distribuție, în particular rețeaua urbană dintr-o zonă metropolitană, din punct de vedere a dezvoltării rețelei și a analizei calității energiei electrice. Pe aceste tipuri de rețele se poate analiza integrarea de microrețele, surse de stocare, tehnologii Smart, stații de încărcare a mașinilor electrice, ș.a.

2. CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE

2.1. Indicatori pentru evaluarea calității serviciului de alimentare cu energie electrică

Pentru evaluarea calității serviciului de alimentare în rețelele electrice de distribuție sunt utilizați următorii indicatori [1]:

- “Durata medie de întrerupere la nivel de sistem SAIDI (System Average Interruption Duration Index)” [1] pe durata unui an ca raport între durata totală a întreruperilor la toți utilizatorii întrerupți și numărul total al utilizatorilor ce sunt conectați

$$SAIDI = \frac{\sum_{s=1}^n (N_s \cdot D_s)}{N_t}, \quad (2.1)$$

- „Frecvența medie de întrerupere la nivel de sistem SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)” [1] calculată ca raport între numărul total al utilizatorilor întrerupți într-un an, la fiecare dintre întreruperile s de lungă durată și numărul total al utilizatorilor conectați din sistemul analizat

$$SAIFI = \frac{\sum_{s=1}^n N_s}{N_t}, \quad (2.2)$$

- Durata medie de întrerupere la nivelul utilizatorului întrerupt CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) calculată ca raport între durata totală a întreruperilor pe durata unui an, la toți utilizatorii întrerupți și numărul total al utilizatorilor, întrerupți la fiecare dintre întreruperile de lungă durată:

$$CAIDI = \frac{\sum_{s=1}^n (N_s \cdot D_s)}{\sum_{s=1}^n N_s} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.3)$$

Indicatorii *SAIDI*, *SAIFI* și *CAIDI* sunt principalii indicatori care definesc performanța rețelei de distribuție. Reducerea valorilor indicatorilor *SAIDI* și *SAIFI* determină îmbunătățirea calității serviciului de alimentare oferit utilizatorilor finali.

2.2. Analiza continuității în alimentarea cu energie electrică

Utilizatorii rețelei electrice de distribuție sunt alimentați din rețelele electrice de interes public deținute de opt operatori de distribuție (OD) [2] titulari de licență.

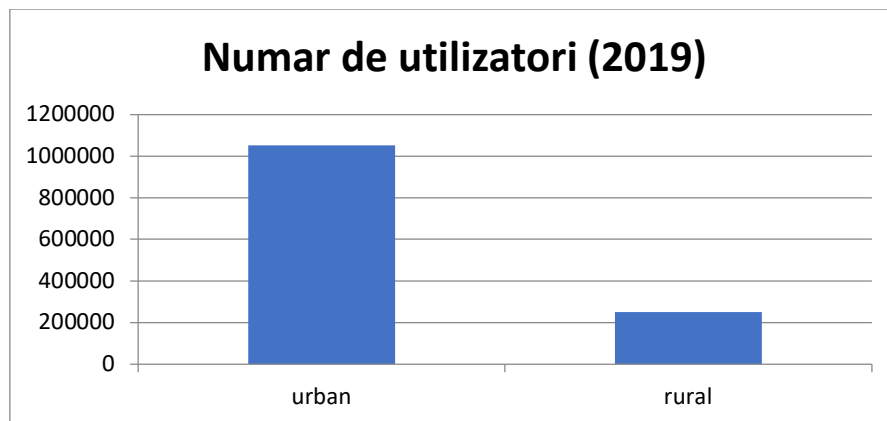


Fig. 2.1. Număr de utilizatori ai E-Distribuție Muntenia la nivelul anului 2019

În mediul urban E-Distribuție Muntenia are cel mai mare număr de utilizatori (1.052.285) iar în mediul rural cel mai mare număr de utilizatori (829.837) este deținut de Delgaz Grid.

Dacă se compară valorile indicatorilor de continuitate din anul 2019 cu cele înregistrate în anul 2018, se obțin următoarele concluzii, considerând valorile medii pe țară:

- SAIFI planificat s-a menținut la nivelul anului 2018 (0,61 întreruperi/an);
- SAIFI neplanificat a scăzut în anul 2019 (2,9 într /an) comparativ cu anul 2018 (3,2 într /an);
- SAIDI planificat a scăzut în anul 2019 (171 min/an) comparativ cu anul 2018 (184 min/an);
- SAIDI neplanificat a scăzut în anul 2019 (179 min/an) comparativ cu anul 2018 (224 min/an).

2.3. Calitatea energiei electrice în cazul în care în rețelele electrice se racordează surse regenerabile

Pentru eliminarea riscului de apariție a perturbațiilor electromagnetice la conectarea unor surse regenerabile în rețea, se pot lua măsuri adecvate de limitare.

În mod normal în rețea pot să apară probleme de suprasarcini și depășiri de limite de tensiune precum și perturbații. Acestea pot fi sub formă de:

- fluctuații de tensiune,
- armonice și interarmonice;
- nesimetrie.

Indicatorii de calitate trebuie să respecte normele specifice fiecărui nivel de tensiune.

2.4. Analiza calității energiei electrice în microrețele

Din perspectiva calității energiei electrice, microrețelele de curent alternativ sunt operate în două moduri distincte: conectate la rețea și izolate. Efectele asupra calității energiei electrice se resimt în special în funcționarea izolată dar și în momentul în care microrețeaua comută modul de funcționare.

Fluctuațiile de tensiune, determinate de instalațiile eoliene, rezultă atât în funcționarea normală a acestora, cât și la operațiile de conectare a instalației la revenirea vântului cu viteză necesară repornirii acesteia.

Fluctuațiile de tensiune determinate de instalațiile eoliene pot fi de două tipuri:

1. Fluctuații de tensiune în funcționare normală
2. Fluctuații de tensiune datorate comutațiilor

2.5. Monitorizarea calității energiei electrice în rețelele inteligente

Prin monitorizarea calității energiei electrice într-un nod al rețelei electrice se urmărește determinarea caracteristicilor curbelor de tensiune și de curent electric precum și variațiile frecvenței tensiunii din rețea în raport cu un set de indicatori tehnici standardizați [1]. Monitorizarea indicatorilor de calitate a energiei electrice și adoptarea măsurilor necesare pentru menținerea acestora la nivelul prescris de standardele de calitate intră în obligația operatorilor de rețea.

3. DEZVOLTAREA URBANĂ

Introducere

Orașele găzduiesc mai mult de jumătate din populația lumii [3] și consumă între 60% și 80% din totalul de energie produsă la nivel global. Din cauza faptului că energia este responsabilă pentru două treimi din emisiile de gaze cu efect de seră [4], zonele urbane emit 75% din emisiile globale de CO₂ [5].

Acoperirea necesarului de consum cu actualul model bazat pe resurse fosile va conduce la creșterea emisiilor cu efect de gaz cu efect de seră iar consecințele asupra încălzirii globale pun în pericol sustenabilitatea mediului [6].

În literatura de specialitate sunt analizate detaliat orașele inteligente [7-9]. Sustenabilitatea energetică este un domeniu de cunoaștere care a fost studiat în profunzime. În mod similar, orașele inteligente au atras interesul economic al sectoarelor tehnologice, industriale și de servicii, precum și al organizațiilor guvernamentale și naționale în căutarea competitivității orașelor și ca strategie pentru a face față schimbărilor climatice [10,11]. În acest sens, există mai multe metodologii de evaluare a orașelor inteligente (clasamente sau evaluări comparative ale orașelor ca în studiile [12,13]) și sustenabilitatea energetică a orașelor (a se vedea [14]).

3.1. Date privind rețeaua electrică

În prezentul capitol se descrie rețeaua electrică deținută de E-Distribuție Muntenia, la nivelul anului 2019, având în vedere că cea mai mare zonă urbană (Municipiul București) este deținută de acest operator de distribuție.

Majoritatea liniilor de 110kV (91%) sunt puse în funcțiune dinainte de anul 2000. Dacă ne referim la liniile de medie și joasă tensiune cca. 29% au fost puse în funcțiune în ultimii 20 de ani.

Conform informațiilor din Planul de dezvoltare RET [15], zona metropolitană București prezintă o creștere importantă a consumului de energie electrică comparativ cu alte zone ale României, ca urmare a condițiilor de dezvoltare economică.

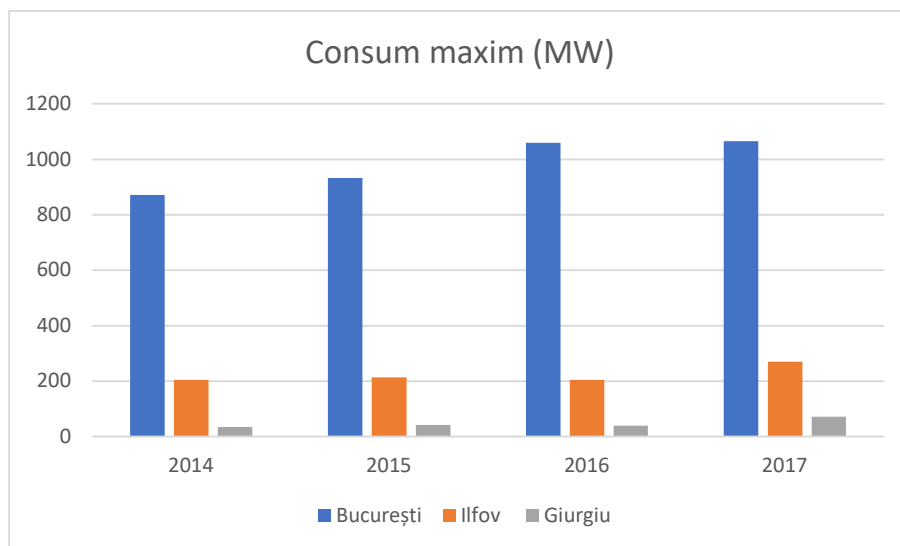


Fig. 3.1. Evoluția consumului maxim (MW) la nivel de Metropolă

Luând în considerare prognoze pentru creșterea consumului în perioada 2020-2029, cu considerarea unui ritmu mediu anual de creștere a puterii de cca. 3%, zona Metropolitană va ajunge la un consum de până la 2000MW în anul 2029. În timpul verii, siguranța alimentării consumatorilor scade, în această perioadă având loc opriri totale pentru revizii ale centralelor de termoficare.

În momentul actual alimentarea zonei București și Ilfov se realizează prin 3 stații electrice de transport aflate la marginea Bucureștiului.

În perioada următoare este necesară dezvoltarea rețelei electrice în conformitate cu dezvoltarea economică a zonei analizate. Acest lucru se poate implementa prin realizarea cel puțin a unei stații electrice de transport de injecție a puterii în rețeaua electrică de distribuție.

3.2. Situația energetică existentă și planuri de dezvoltare

În sistemul electroenergetic național sunt prevăzute prin “Planul de investiții al CNTEE Transelectrica SA” [15] rețehnologizări și dezvoltări ale rețelei de transport.

Pentru rezolvarea unor probleme întâlnite în exploatare, s-au propus realizarea următoarelor proiecte în perioada imediat următoare:

- flexibilizarea stației 220/110kV Fundeni pentru creșterea siguranței în alimentarea consumatorilor din zona Nord-Est a Bucureștiului și instalarea unui nou AT 220/110kV;

- instalarea unui nou transformator 400/110kV în stația București Sud.

Pe termen mai lung este necesară analiza oportunității unor acțiuni ample de dezvoltare a rețelei electrice de transport:

- realizarea unor stații de 400kV sau 220kV de injecție în RED în centrele de greutate ale consumului, corelate cu rețeaua de distribuție, și

- închiderea unei bucle (inel) de 400kV pentru zona București, pe zona de est, prin realizarea unei stații noi de transport într-una dintre locațiile Otopeni, Tunari, sau Voluntari (zona nord-est a Bucureștiului) și realizarea unei linii electrice de 400kV de la stația electrică Domnești până la stația electrică 400/110kV București Sud.

În ceea ce privește rețeaua E-Distribuție Muntenia sunt prevăzute pentru a fi realizate o serie de investiții în rețeaua de 110kV constând în stații 110kV/MT noi, mărirea capacității unităților de transformare în unele stații 110kV/MT, LEC 110kV noi sau înlocuiri ale LEC 110kV vechi cu unele cu capacitate de transport superioară.

3.3. Analiza zonei din punct de vedere al necesității de întărire

Pentru analiza regimurilor de funcționare a unei zone Metropolitane se urmăresc regimuri normale de funcționare dar și regimuri de exploatare, astfel încât se consideră că [16]:

- se oprește grupul cu cea mai mare putere în funcțiune,
- balanța se echilibrează încărcând o putere corespunzătoare; încărcarea se realizează în ordinea costurilor de producție (în ordinea crescătoare acestea sunt: centrale pe lignit, centrale pe ulei, centrale pe hidrocarburi) în zone îndepărtate din SEN.

Analiza zonei în regim staționar

Cu considerarea producției minime în zona București (funcționarea exclusivă a CET București Vest cu o putere disponibilă de 112 MW), alimentarea consumului se poate face dinspre zona Dobrogea (cu considerarea surselor eoliene) sau dinspre Oltenia (considerarea surselor termice și centralelor hidroelectrice).

În urma realizării regimurilor cu N elemente în funcțiune a rezultat că nu apar depășiri pe elementele de rețea și se respectă limitele admisibile de tensiune.

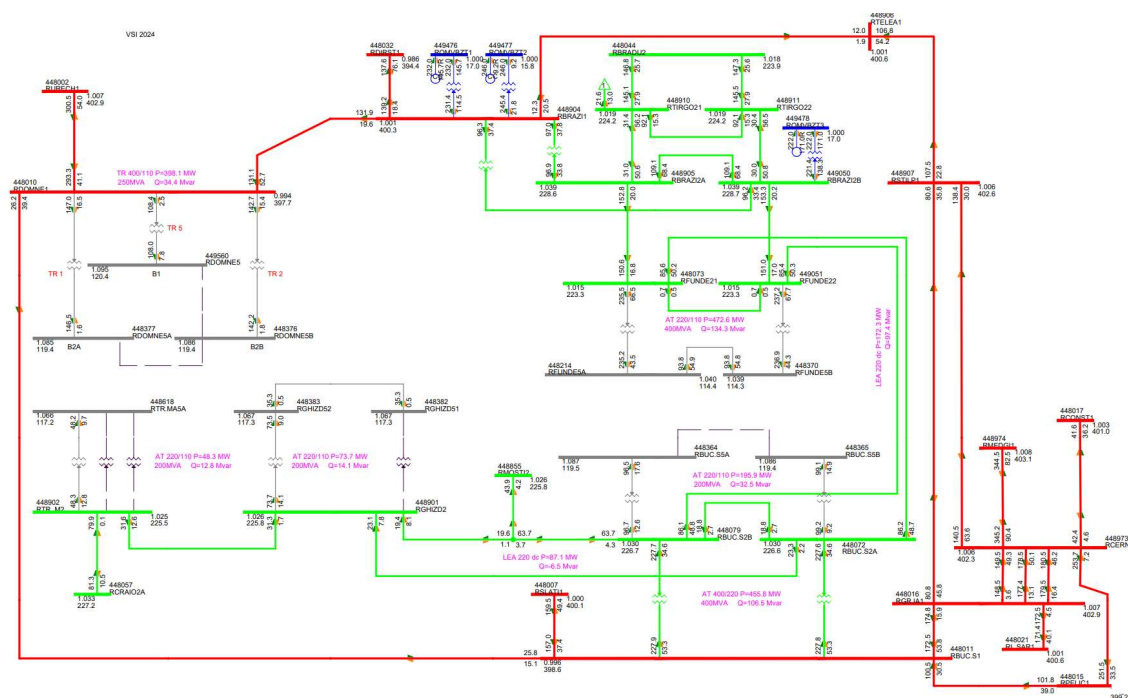


Fig. 3.2. Schema rețelei de transport

În urma realizării regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune a rezultat că acest regim nu este respectat deoarece apar depășiri pe elementele de rețea.

Din analiza zonei Metropolitane București, a rezultat că în diverse ipoteze de consum, pentru diferite etape de dezvoltare, unitățile de transformare existente în cele trei stații de injecție nu fac față criteriului N-1 elemente în funcțiune.

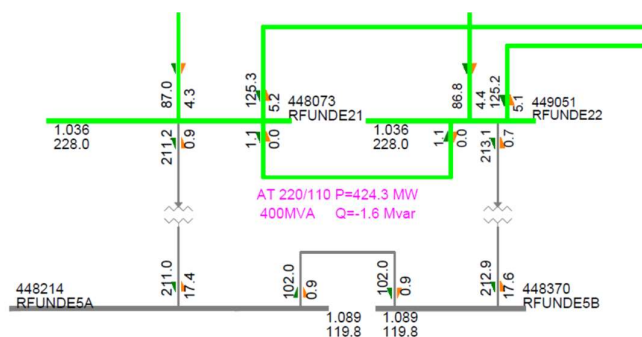


Fig. 3.3. Palier vârf de iarnă, zona stației Fundeni

Din figura de mai sus se constată că în regim cu N elemente în funcțiune, cele două AT-uri din stația 220/110kV Fundeni sunt tranzitate de mai mult de 400MVA. În această zonă de 110kV nu există nici o centrală care să alimenteze o parte din utilizatori. În cazul avariei unui AT 220/110kV, autotransformatorul rămas în funcțiune se va supraîncărca.

Pentru rezolvarea unor probleme întâlnite în exploatare este necesară realizarea următoarelor investiții în perioada imediat următoare:

- instalarea unei unități de transformare noi în stația Fundeni;
- instalarea unei unități de transformare noi 400/110kV în stația București Sud.

Verificarea condițiilor de stabilitate statică

Calcululele s-au efectuat pentru palierul caracteristic de sarcină vârf seară iarna, etapele de analiză 2020, 2024 respectiv 2029.

În zona deficitară de 110kV analizată este cuprins:

- consumul E-Distribuție Muntenia din zonele aferente stațiilor 220/110kV Fundeni, 400/220/110kV București Sud și 400/110kV Domnești;
- consumul E-Distribuție Dobrogea din stațiile cuprinse între stația Mostiștea și stația Lehliu Gară;
- consumul CEZ din zona aferentă stațiilor 220/110kV Ghizdaru, Turnu Măgurele și 400/110kV Domnești.

Consumul total al zonei analizate este de **1660,7MW** în etapa 2020, de **1766,3MW** în etapa 2024, respectiv **1920,4MW** în etapa 2029,

Conform „Codului Tehnic al Rețelelor de Transport” [17] și „PE 026/92” [16], „rețeaua electrică de transport trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de minimum 20% în configurația cu N elemente în funcțiune și de minimum 8% în configurația cu N-1 elemente în funcțiune” [17].

Regimul de dimensionare a rețelei de alimentare a zonei analizate, în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune s-a înrăutățit succesiv prin creșterea puterii consumate concomitent cu creșterea puterii generate în centrale din restul SEN.

În toate regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune se respectă rezerva normată de 20% respectiv 8%.

Verificarea stabilității tranzitorii

Ipoteze

Se verifică condițiile de stabilitate tranzitorie în cazul celor mai dificile solicitări la scurtcircuit în RET pentru centralele electrice din zona de analiză:

- CET București Vest,
- CET București Sud,
- CET Grozăvești

- CET Progresu

Timpii critici vor fi determinați în configurație completă pentru fiecare centrală din zona analizată.

În acest scop s-au calculat regimurile tranzitorii provocate de scurtcircuite trifazate apărute pe liniile de racord ale stațiilor unde se racordează centralele din zonă, în zona barelor de 110kV a stațiilor București Sud, Bujoreni, Progresu și Grozăvești.

Principalele mărimi electrice a căror evoluție se urmărește, în timpul regimului tranzitoriu, pentru a stabili dacă regimul respectiv este stabil sau nu, sunt următoarele: unghiurile interne relative sau cele absolute ale generatoarelor, puterile active debitate de acestea, tensiunile la bornele lor, precum și cele ale barelor stațiilor din zonă.

Ipoteza cu considerarea AT3 220/110kV Fundeni și unitatea de transformare 400/110kV București Sud

Rezultatele sintetice de calcul sunt prezentate în tabelul 3.1.

Tabelul 3.1. Calculul timpului critic de eliminare defect

Nod electric	Timp critic eliminare defect		Durată eliminare defect	Rezervă de stabilitate	Mașini restrictive	Observații
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]		
București Sud 110 kV - 1	270	275	150	125	G3	-
Grozăvești 110 kV	190	195	150	45	VT4	-

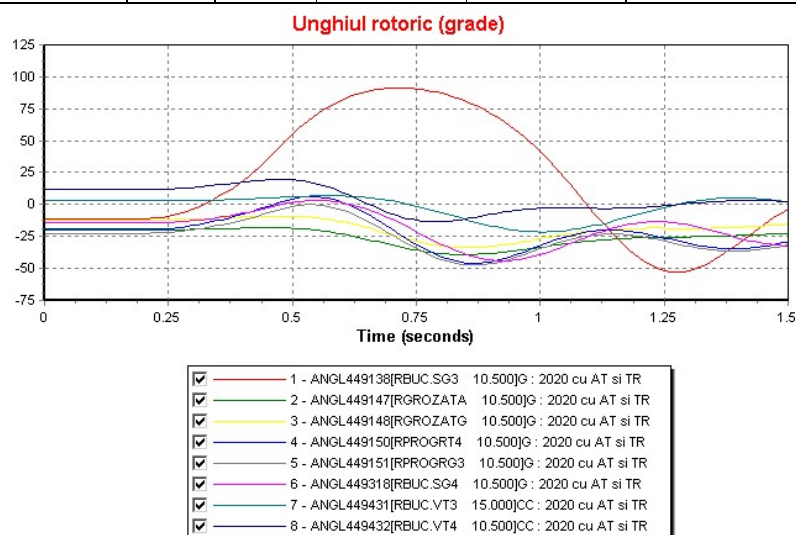


Fig. 3.4. Scurtcircuit trifazat lângă stația 110kV București Sud 1 eliminat în 270ms
Ipoteza cu considerarea unităților de transformare suplimentare din Fundeni și București Sud
STABIL (timpul critic)

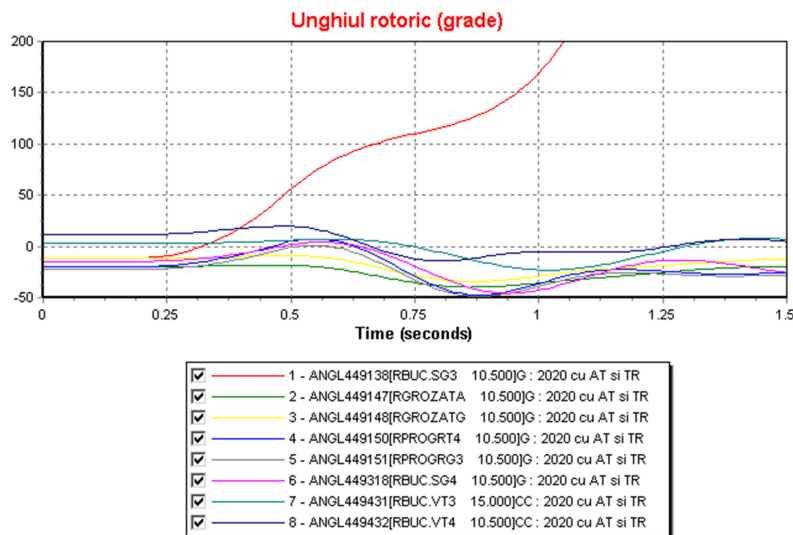


Fig. 3.5. Scurtcircuit trifazat lângă **stația 110kV București Sud 1** eliminat în 275ms
Ipoteza cu considerarea unităților de transformare suplimentare din Fundeni și București Sud
INSTABIL (timpul critic)

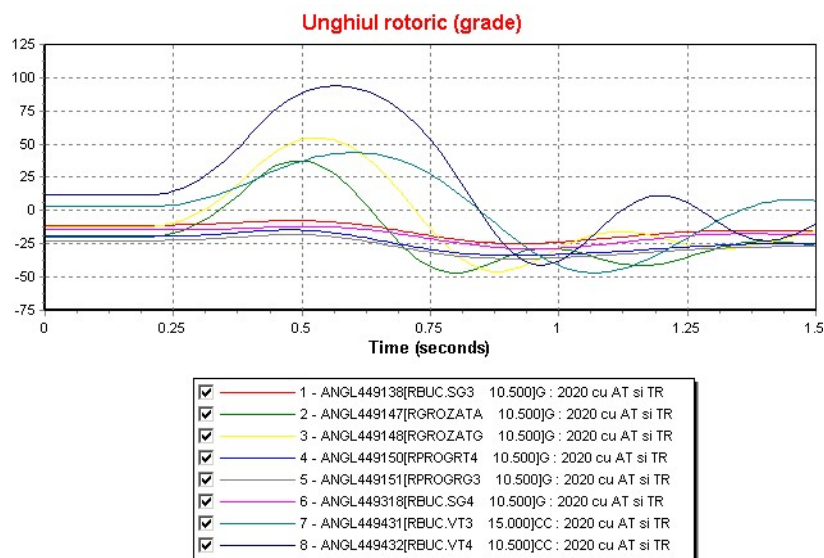


Fig. 3.6. Scurtcircuit trifazat lângă **stația 110kV Grozăvești** eliminat în 190ms
Ipoteza cu considerarea unităților de transformare suplimentare din Fundeni și București Sud
STABIL

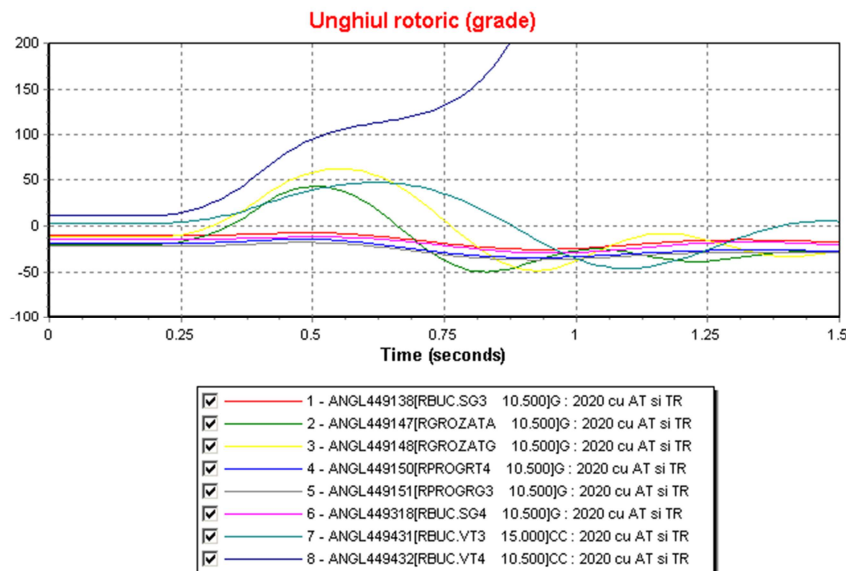


Fig. 3.7. Scurtcircuit trifazat lângă stația 110kV Grozăvești eliminat în 195ms
Ipoteza cu considerarea unităților de transformare suplimentare din Fundeni și București Sud
INSTABIL

Grupurile dispecerizabile din zona București au un timp critic de eliminare defect superior duratei de eliminare a defectelor a rețelelor de racordare a acestor grupuri la SEN și ca urmare nu sunt în pericol de a-și pierde stabilitatea.

Verificarea curenților de scurtcircuit

Valoarea curenților maximi de scurtcircuit trifazat, bifazat cu pământul și monofazat în nodurile de 110kV, 220kV și 400kV aparținând RET și RED din zona metropolitană București, s-a determinat în conformitate cu “PE 134/1995 *Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1kV*” [18].

Într-o primă etapă, calculul curenților maximi de scurtcircuit se efectuează aplicând toate cerințele privind modelarea SEN, inclusiv conectarea cuplelor din stațiile RET și RED 110 kV.

Calculul curenților de scurtcircuit maxim în stațiile 110kV din zona metropolitană București, în ipoteza închiderii tuturor cuplelor din stațiile de 110kV, evidențiază valori deosebit de mari, depășind plafonul de 40kA.

Măsura cea mai eficientă pentru scăderea curenților de scurtcircuit maxim în RED 110kV din zona metropolitană București este debucularea rețelei, respectiv deschiderea unor cuple din stațiile 110kV și deschiderea liniilor 110kV conform schemei normale de funcționare.

3.4. Măsurători efectuate pe paliere caracteristice în noduri de consum

3.4.1. Aparate utilizate

Fluke 434 este un analizor trifazat pentru calitatea energiei.

Fluke 435 are aceleași caracteristici tehnice ca și Fluke 434 dar care dispune de o mai mare memorie de stocare a datelor.

C.A 8334 este un analizor trifazat de energie electrică, compact și rezistent la șocuri. Designul ergonomic și simplitatea interfeței cu utilizatorul fac ca utilizarea acestuia să fie plăcută și intuitivă.

7600 ION™ Analizorul-controller de energie electrică - Power Measurement. 7600 ION™ este configurat de către fabricant să efectueze toate funcțiile de bază pentru monitorizarea energiei electrice. 7600 ION™ dispune de flexibilitatea și puterea de calcul necesară pentru monitorizarea sistemului de alimentare cu energie supravegheat.

3.4.2. Măsurători

Schema zonei Domnești cu marcarea punctelor în care s-au efectuat măsurătorile și a aparatelor utilizate este prezentată în figura 3.8.

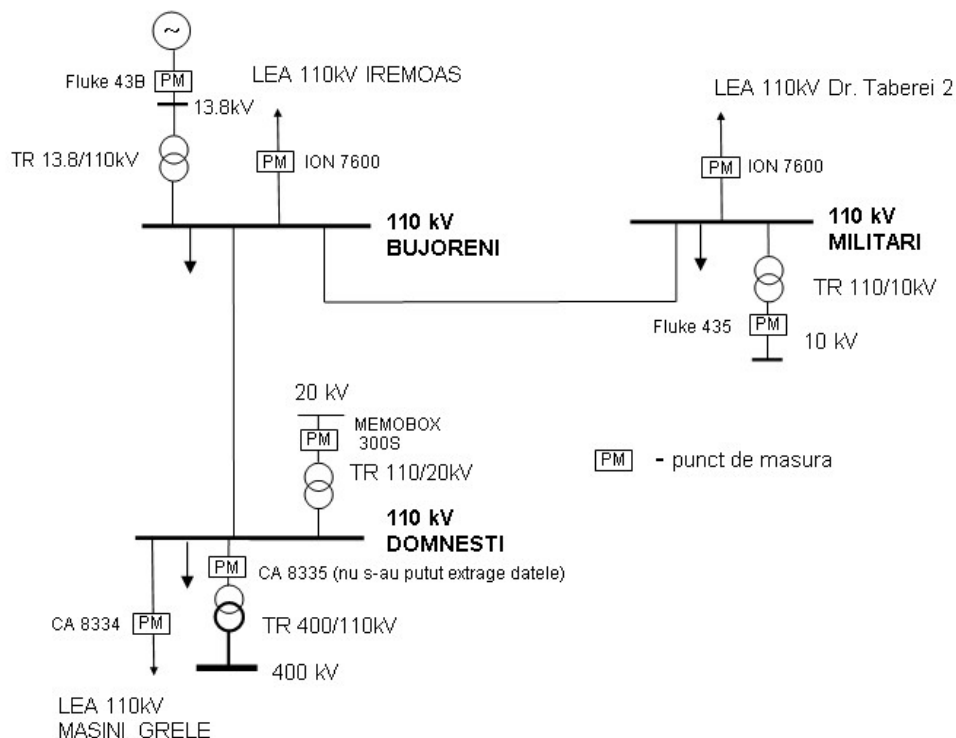


Fig. 3.8. Schemă de principiu din zona Domnești cu marcarea punctelor de măsurare și a aparatelor utilizate

Reglarea nivelurilor de tensiune s-a realizat prin:

- variația puterii reactive pe grupul 1 (135MW) CET Bujoreni în limitele +80MVar și -17MVar, ceea ce, împreună cu reglarea ploturilor în stația 400/110kV Domnești a condus la o bandă de tensiune pe LEA IREMOAS între 121.5kV și 123,5kV;
- variația ploturilor la TR 400/110kV 250MVA din stația Domnești (de la plotul 9 la ploturile 8 și pentru tensiune maximă pe plot 12); pe fiecare treaptă s-a reglat și puterea reactivă produsă de grup;
- în stația 110/20kV Domnești și în stația 110/10kV Militari s-au obținut – pentru fiecare din situațiile menționate mai sus – curbele $P=f(U)$ și $Q=f(U)$ prin comutarea ploturilor transformatoarelor respective.

Intervalul monitorizat pentru probe a fost cel în sarcină practic constantă între 15 și 16.00.

3.5. Concluzii

Zona analizată, formată din Municipiul București, județele Ilfov și Giurgiu, cuprinde rețele de 400kV și 220kV ce aparțin CNTEE Transelectrica, respectiv rețele de 110kV și medie tensiune ce aparțin E-Distribuție Muntenia.

Pentru o dezvoltare caracteristică unei etape 2029, este necesară realizarea unei stații 400/110kV Grozăvești, în centrul de consum al zonei București. Ca dezavantaje ale acestei variante se precizează dificultatea montării de cabluri de 400kV de la stațiile 400kV Domnești și București Sud spre centrul Municipiului București.

Stația 400/110kV Grozăvești corespunde situației în care este nevoie de o stație nouă 400/110kV în centrul de consum al Municipiului București, lângă o stație 110kV existentă cu multiple legături cu alte stații 110kV și bară dublă la 110kV.

Zona 110kV București funcționează radial, iar operatorul de distribuție a dezvoltat rețeaua astfel încât să răspundă cerințelor utilizatorilor. Incertitudinea dezvoltării surselor clasice racordate în rețeaua 110kV poate conduce la dificultăți ale rețelei de transport în alimentarea în siguranță a utilizatorilor. Dezvoltarea rețelei de transport pe termen scurt presupune instalarea unor unități de transformare suplimentare iar pe termen lung este necesară realizarea unei stații de injecție a puterii în centrul de consum.

4. OPTIMIZAREA FUNCȚIONĂRII UNEI MICROREȚELE

4.1. Modele de piață pentru microrețele

4.1.1. Introducere

În acest capitol se oferă o prezentare generală a posibilelor modele de piață pentru microrețele.

În funcție de modelul operațional, se disting două mari piețe: piața de angro și piața de retail. Aceste două piețe diferite pot funcționa interacționând unele cu altele prin intermediul unui fond comun sau/și prin tranzacții bilaterale.

4.1.2. Piețele interne și modele de afaceri pentru microrețele

Modelul de monopol al operatorului sistemului de distribuție

Într-o microrețea ce urmează modelul de monopol al operatorului sistemului de distribuție, operatorul sistemului de distribuție face parte dintr-o utilitate vertical integrată, astfel încât aceasta nu numai că deține și operează rețeaua de distribuție, dar, de asemenea, îndeplinește și funcția de distribuitor pentru a vinde energie electrică consumatorilor finali.

Modelul de piață liberalizat

În piețele liberalizate, microrețelele pot fi conduse de numeroase motive (economice, tehnice, ecologice etc.) de către diferite părți interesate (furnizori, operatori, consumatori etc.). Furnizorii sunt cei mai potriviți pentru a maximiza valoarea participării resurselor de energie distribuită cumulate în piețele de energie locale liberalizate, adică sunt cei mai potriviți la participarea microrețelelor comerciale.

Modelul consorțiului pro-consumator

O microrețea de consorțiu pro-consumator este cel mai probabil întâlnită în momente în care prețul de vânzare cu amănuntul al energiei electrice este mare și/sau nivelul de suport financiar al microgenerării este ridicat.

4.1.3. Funcțiile de control ale unei microrețele

Sistemul de control a unei microrețele include funcțiile de control ce definesc microrețeaua ca un sistem care se poate manageria singur, poate funcționa izolat sau conectat la rețea, se poate conecta/ deconecta de la rețeaua de distribuție și poate furniza servicii auxiliare.

Sistemul de control al microrețelei acționează în următoarele situații [19]:

- Funcționarea în modul conectat la rețea,
- Funcționarea în modul izolat,
- Tranziția automată de la un mod de funcționare la altul (acest lucru asigură alimentarea utilizatorilor în cazul unor defecte în rețeaua de distribuție sau în cazul unor întreruperi planificate),
- Reconnectarea și resincronizarea rețelei la trecerea de la un mod de funcționare la altul,
- Optimizarea puterii active și reactive generate și consumate,
- Servicii auxiliare, sprijin pentru rețea și participarea la piața de energie.

4.1.4. Structura ierarhică a pieței de echilibrare în timp real cu participarea microrețelelor

La nivelul rețelei electrice de distribuție, microrețelele ce conțin surse sustenabile distribuite (de genul răspuns la cerere, surse regenerabile distribuite și sisteme de stocare) sunt dispecerizate din punct de vedere economic de operatorul de distribuție (OD).

Piața de echilibrare este funcțională în fiecare interval mai mic de o oră (de exemplu 5-15 minute) pentru a asigura constant stabilitatea sistemului prin echilibrarea oricărui dezechilibru. Acest serviciu este realizat de către operatorul de transport (OTS) care utilizează sursele care au depus oferte pentru acest serviciu de sistem, astfel încât să minimizeze costurile totale.

4.2. Analiza optimizării în cadrul unei microrețele

4.2.1. Introducere

În acest capitol se prezintă un model de optimizare pentru minimizarea costurilor operării microrețelei în prezența generării intermitente și a funcției variabile a cererii din cadrul microrețelei.

Trecerea de la modul conectat la rețea la modul izolat se poate produce la excesul/ deficitul generării surselor din microrețea. Modelul de optimizare este testat pe o durată de 24 de ore.

Scopul problemei este realizarea unui model matematic de optimizare a funcționării microrețelelor conectate la rețea și izolate pe o durată de 24 de ore (cu intervale de 15 minute), astfel încât să minimizeze per ansamblu costurile microrețelei ținând cont de constrângerile generării și cererii. Intervalul de 15 minute permite analiza funcționării microrețelei în timpul unor schimbări în producția de energie a surselor regenerabile, cum ar fi influența norilor asupra instalației fotovoltaice.

4.2.2. Descrierea microrețelei analizate

Microrețeaua analizată este compusă dintr-un sistem fotovoltaic, un motor termic, un sistem de stocare electrochimic, o sarcină întreruptibilă și una critică. Controllerul microrețelei poate participa pe piața de energie electrică, având rol de cumpărător sau vânzător de energie electrică.

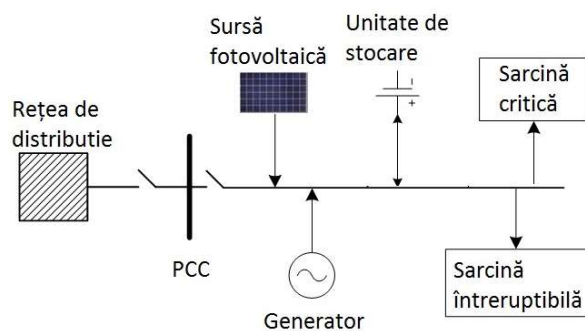


Fig. 4.1. Structura microrețelei

În figura 4.2 este prezentată curba puterii produse de o centrală fotovoltaică de 300kW în timpul unei zi de vară.

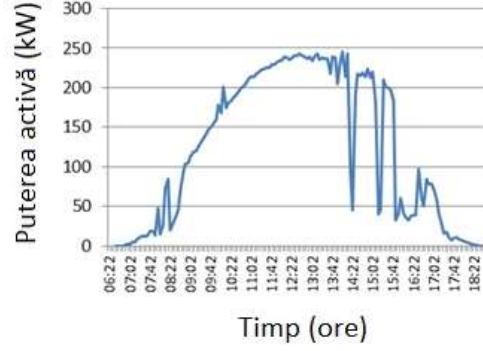


Fig. 4.2. Curba puterii produse de o centrală fotovoltaică

Având în vedere această intermitență, producția sistemului fotovoltaic va fi considerată inițial la valoarea sa prognoată. Costul funcționării acestor unități de generare fotovoltaice este de obicei foarte mic și va fi considerat zero.

Ca rezervă este utilizată o sursă clasică dispecerizabilă (ThE) [20]. Funcția de cost a acestei unități clasice este o funcție pătratică a cantității de energie generate $E_{ThE}(t)$, pentru fiecare perioada de timp t . Funcția de cost este exprimată astfel:

$$C_i(E_{ThE,i}(t)) = a_i \cdot E_{ThE,i}^2(t) + b_i \cdot E_{ThE,i}(t) + c_i, \forall i \in S_{ThE}, t = 1, \dots, 24 \quad (4.1)$$

unde a_i , b_i , și c_i sunt coeficienții funcției de cost pătratică pentru fiecare unitate clasică în setul S_{ThE} al motoarelor termice, exprimată în Euro/MWh.

Starea motorului termic este modelată cu o variabilă binară $u(t)$ (poate fi 0 dacă motorul nu este în funcțiune respectiv 1 dacă este în funcțiune).

$$u_i(t) \cdot P_{ThE,i}^{\min} \leq P_{ThE,i}(t) \leq u_i(t) \cdot P_{ThE,i}^{\max}, \forall i \in S_{ThE}, t = 1, \dots, 24 \quad (4.2)$$

unde $P_{ThE,i}^{\min}$ și $P_{ThE,i}^{\max}$ sunt puterile minime și maxime ale motorului termic i .

Costurile asociate cu pornirea C_i^{SU} și oprirea C_i^{SD} motorului termic sunt definite prin următoarele constrângeri:

$$\begin{aligned} C_i^{SU}(t) &\geq S_i^U \cdot (u_i(t) - u_i(t-1)), \forall i \in S_{ThE}, t = 1, \dots, 24 \\ C_i^{SU}(t) &\geq 0, \forall i \in S_{ThE}, t = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (4.3)$$

$$\begin{aligned} C_i^{SD}(t) &\geq S_i^D \cdot (u_i(t-1) - u_i(t)), \forall i \in S_{ThE}, t = 1, \dots, 24 \\ C_i^{SD}(t) &\geq 0, \forall i \in S_{ThE}, t = 1, \dots, 24 \end{aligned} \quad (4.4)$$

unde S_i^U și S_i^D sunt costurile actuale ale pornirii/oprii motorului termic.

Sistemul de stocare trebuie să fie utilizat astfel încât să se mențină durata de viață, reducând numărul ciclurilor de încărcare/ descărcare.

Modelarea unității de stocare se bazează pe nivelul energiei stocate la fiecare moment de timp t , ca o funcție a cantității de energie încărcate sau descărcate de unitate.

Ecuția de tranziție pentru nivelul de energie $E_{BESS,i}(t)$, $\forall i \in S_{BESS}$, $t=1..24$, pentru fiecare unitate de stocare este:

$$E_{BESS,i}(t) = E_{BESS,i}(t-1) + P_{BESS,i}^{chg}(t) \cdot \eta_{conv,i}^{chg} \cdot 1 - \frac{P_{BESS,i}^{disch}(t)}{\eta_{conv,i}^{disch}} \cdot 1 \quad (4.5)$$

$$E_{BESS,i}^{\min} \leq E_{BESS,i}(t) \leq E_{BESS,i}^{\max}, \forall i \in S_{BESS}, t = 1, \dots, 24 \quad (4.6)$$

unde o oră reprezintă perioada de timp, $P_{BESS,i}^{chg}(t)$ și $P_{BESS,i}^{disch}(t)$ sunt, puterile de încărcare, respectiv descărcare a fiecărei unități de stocare, limitate de anumite nivele superioare ($P_{BESS,i}^{chg,max}$, respectiv $P_{BESS,i}^{disch,max}$) ce sunt exprimate astfel:

$$0 \leq P_{BESS,i}^{chg}(t) \leq P_{BESS,i}^{chg,max}, \forall i \in S_{BESS}, t = 1, \dots, 24 \quad (4.7)$$

$$0 \leq P_{BESS,i}^{disch}(t) \leq P_{BESS,i}^{disch,max}, \forall i \in S_{BESS}, t = 1, \dots, 24 \quad (4.8)$$

Parametrii $\eta_{conv,i}^{chg}$ și $\eta_{conv,i}^{disch}$ reprezintă randamentul (capacitatea) conversiei care țin cont de pierderile de energie asociate cu procesele de încărcare și descărcare, și care sunt mai mici de 1.

Se consideră că nu există constrângeri de transfer între rețeaua de distribuție și microrețea.

Pentru a minimiza costurile de operare a microrețelei, se consideră că sarcina întreruptibilă poate fi redusă în perioadele în care prețul energiei electrice este ridicat sau atunci când microrețeaua funcționează izolat.

Reducerea de sarcină are un cost mare de penalizare pentru microrețele. Sarcinile întreruptibile reprezintă un anumit procent din întreaga cerere în cadrul microrețelei. Cererea de energie $P_{crit_l,i}(t)$ a sarcinii critice i dintr-un set de sarcini critice S_{crit_l} este dată de formula:

$$P_{crit_l,i}^{\min} \leq P_{crit_l,i}(t) \leq P_{crit_l,i}^{\max}, \forall i \in S_{crit_l}, t = 1, \dots, 24 \quad (4.9)$$

în timp ce, cererea de energie a sarcinii întreruptibile $P_{inter_l,i}(t)$ este legată de:

$$0 \leq P_{inter_l,i}(t) \leq P_{inter_l,i}^{\max}, \forall i \in S_{inter_l}, t = 1, \dots, 24 \quad (4.10)$$

4.3. Modelul de management

4.3.1. Cazul în care se cunoaște producția sursei fotovoltaice

Modelul de optimizare realizat pentru a minimiza costurile de operare ale microrețelei poate fi formulat astfel:

$$[MIN]Cost = \sum_{t=1}^{24} \left[\sum_{i \in S_{ThE}} [C_i(E_{ThE,i}(t) + C_i^{SU}(t) + C_i^{SD}(t))] + \sum_{s \in S_{RES}} \Pi_{PV,s}(t) \times P_{PV,s}^{curt}(t) \times \tau + \sum_{j \in S_{crit_1}} \Pi_{crit_1,j}(t) \times E_{crit_1,j}(t) - \Pi_{el}(t) \times P_{exch}(t) \times \tau \right] \quad (4.11)$$

unde π_{PV_curt} reprezintă costul de penalizare al reducerii puterii produse de sursa fotovoltaică P_{PV_curt} , π_{crit_1} este costul de penalizare asociat cu reducerea de sarcină E_{crit_1} ; π_{el} reprezintă prețul energiei electrice pe piață, iar $P_{exch}(t)$ este cantitatea de putere electrică schimbată cu rețeaua de distribuție în perioada de timp t . Variabila $P_{exch}(t)$ este pozitivă atunci când puterea circulă către rețeaua de distribuție sau este negativă dacă puterea circulă către microrețea.

Pentru funcționarea în siguranță a microrețelei, trebuie să existe un echilibru între generarea și consumul de putere în fiecare perioada de timp t :

$$\sum_{i \in S_{ThE}} E_{ThE,i}(\tau) + \left(\sum_{s \in S_{RES}} P_{PV,s}^{fcast}(t) - \sum_{s \in S_{RES}} P_{PV,s}^{curt}(t) + \sum_{i \in S_{BES}} P_{BESS,i}^{disc}(t) \right) \cdot \tau = \sum_{j \in S_{crit_1}} E_{crit_1,j}(\tau) + \sum_{k \in S_{int_1}} E_{int_1,k,r}(\tau) + \left(\sum_{i \in BESS} P_{BESS,i}^{chg}(t) + P_{exc}(t) \right) \cdot \tau \quad (4.12)$$

Valoare prognozată $P_{PV,i}^{fcast}(t)$ a producției sursei fotovoltaice este cunoscută cu precizie, în timp ce rezultatele pentru fiecare moment t sunt variabile $E_{ThE}(t)$, $E_{crit_1}(t)$, $E_{inter_1,k}(t)$, $P_{ThE,i}(t)$, $C_i^{SU}(t)$, $C_i^{SD}(t)$, $P_{PV,i}^{curt}(t)$, $P_{BESS,i}^{dis}(t)$, $P_{BESS,i}^{chg}(t)$, $E_{BESS,i}(t)$ și $P_{exch}(t)$.

4.3.2. Model de programare stocastică

În funcționarea reală a microrețelei prognoza sursei fotovoltaice nu corespunde în totalitate cu valorile produse de aceasta. Erorile depind de acuratețea programului de prognoză [21, 22]. Prin urmare, nu se poate menține echilibrul producție-consum în diferite scenarii de producție a sursei fotovoltaice. Pentru a întâmpina aceste probleme

se realizează un model de optimizare ce ține seama de incertitudinea producției sursei fotovoltaice.

Pentru fiecare producție incertă i se atribuie o probabilitate $\lambda \geq 0$ iar suma probabilităților tuturor scenariilor n_{sc} este egală cu 1.

Modelul stocastic de optimizare, minimizând costul de operare poate fi formulat astfel:

$$[MIN]Cost = \sum_{t=1}^{24} \left[-\Pi_{el}(t) \times P_{exch}(t) \times 1 \right. \\ \left. + \sum_{r=1}^{n_{sc}} \lambda_r \cdot \left[\sum_{i \in S_{ThE}} [C_i(E_{ThE,i,r}(t)) + C_{i,t}^{SU}(t) + C_{i,r}^{SD}(t)] \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{s \in S_{RES}} \Pi_{PV_curt,s,r}(t) \times P_{PV_curt,s,r}(t) \times 1 + \sum_{j \in S_{crit_1}} \Pi_{crit_1,j}(t) \times E_{crit_1,j,r}(t) \right] \right] \quad (4.16)$$

pentru fiecare scenariu r din setul de scenarii considerat.

Constrângerea referitoare la echilibrarea balanței (4.17) asigură faptul că, pentru fiecare perioadă de timp t și pentru fiecare scenariu r , suma puterilor generate de unitatea clasică, sursa fotovoltaică și descărcarea bateriei sunt egale cu suma cererii utilizatorilor, încărcarea bateriei și schimbul de putere cu rețeaua de distribuție.

$$\sum_{i \in S_{ThE}} E_{ThE,i,r}(\tau) + \left(\sum_{s \in S_{RES}} P_{PV,s,r}^{stoch}(\tau) - \sum_{s \in S_{RES}} P_{PV,s,r}^{curt}(\tau) + \sum_{i \in S_{BESS}} P_{BESS,i,r}^{disch}(\tau) \right) \cdot \tau = \\ = \sum_{j \in S_{crit_1}} E_{crit_1,j,r}(\tau) + \sum_{k \in S_{inter_1}} E_{inter_1,k,r}(\tau) + \left(\sum_{i \in S_{BESS}} P_{BESS,i,r}^{chg}(\tau) + P_{exc}(\tau) \right) \cdot \tau \quad (4.17)$$

Pentru fiecare scenariu sunt determinate variabilele modelului de optimizare.

4.4. Studii de caz

S-au analizat 2 studii de caz [23]:

1. Minimizarea costurilor de operare a micrореțelei atunci când se cunoaște producția sursei fotovoltaice;

2. Model de optimizare stocastică cu producție intermitentă a sursei fotovoltaice.

Cele 2 studii de caz s-au analizat în ipoteza A (funcționare conectat la rețea) respectiv în ipoteza B (funcționarea izolată).

În tabelul 4.1 sunt prezentate principalele caracteristici ale microrețelei prezentate în figura 4.5. Costurile de operare ale surselor regenerabile și a unităților de stocare sunt considerate neglijabile. Motorul termic este alimentat cu gaz și are capacitatea de oprire/ pornire rapidă. Utilizatorii sunt în proporție de 60% critici și 40% întreruptibili. Reducerea puterii utilizatorilor critici costă 50 Euro/kWh. Funcționarea optimizată a microrețelei poate fi puternic influențată de prețul energiei electrice. Prețurile energiei electrice utilizate pe intervalul de 24 ore sunt prețuri medii pe piața pe ziua următoare.

Tabel 4.1. Caracteristici microrețea

Componente	Valori
Centrala fotovoltaică (CEF)	300 kW
Unitatea de stocare	200 kW
- nivelul minim de stocare	40 kW
- eficiența conversiei	0,9
Capacitatea motorului	600 kW
- coeficienții de cost a funcționării motorului	(0,03; 1; 1,3)
Cererea maximă	800 kW

Fiecare model de management prezentat anterior este testat în două cazuri definite ca:

Cazul I: programarea optimă a energiei electrice pentru a minimiza costurile de operare a microrețelei, cu cunoașterea puterii produse de sursa fotovoltaică.

Cazul II: programarea optimă a energiei electrice pentru a minimiza costurile de operare a microrețelei, fără cunoașterea puterii produse de sursa fotovoltaică.

Cazul I. Producția sursei fotovoltaice este prognozată iar valorile sunt prezentate în figura 4.6. În acest caz analizat nu s-au considerat constrângeri din punct de vedere al capacității de transfer a puterii între microrețea și rețeaua de distribuție.

Ipoteza A. Microrețeaua funcționează conectat la rețea în perioada de 24 de ore analizate.

Prețul energiei electrice urmărește o curbă zilnică tipică. În perioadele în care prețul energiei electrice este mic (adică noaptea) microrețeaua achiziționează energie

din rețeaua de distribuție pentru a alimenta utilizatorii. De asemenea, sistemul de stocare este încărcat în această perioadă.

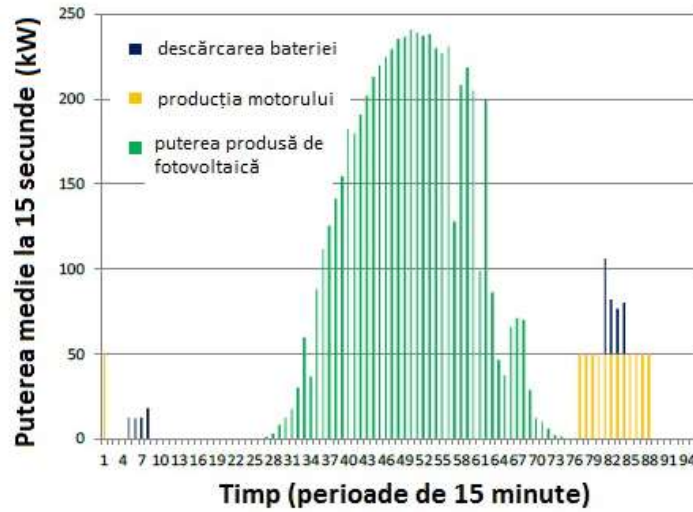


Fig. 4.3. Rezultatele programării generării în cadrul microrețelei, caz I, ipoteza A

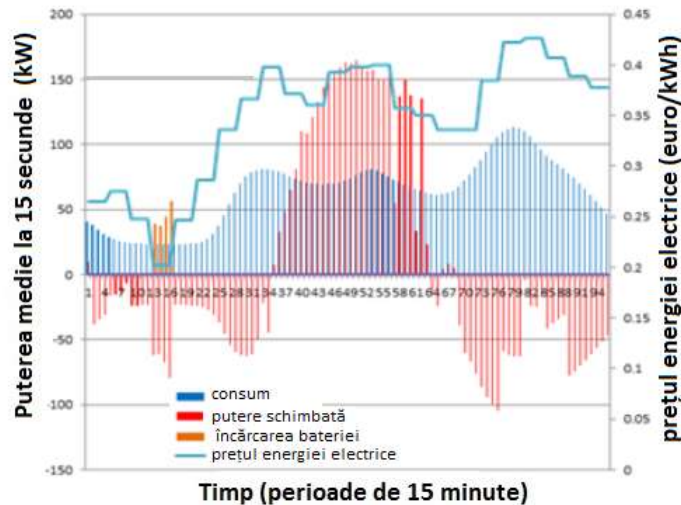


Fig. 4.4. Rezultatele programării consumului din cadrul microrețelei, caz I, ipoteza A

Ipoteza B. Un defect în rețeaua de distribuție determină deconectarea microrețelei. Microrețeaua funcționează izolat în timpul intervalului de timp $t=64-80$ (între orele 16 și 20).

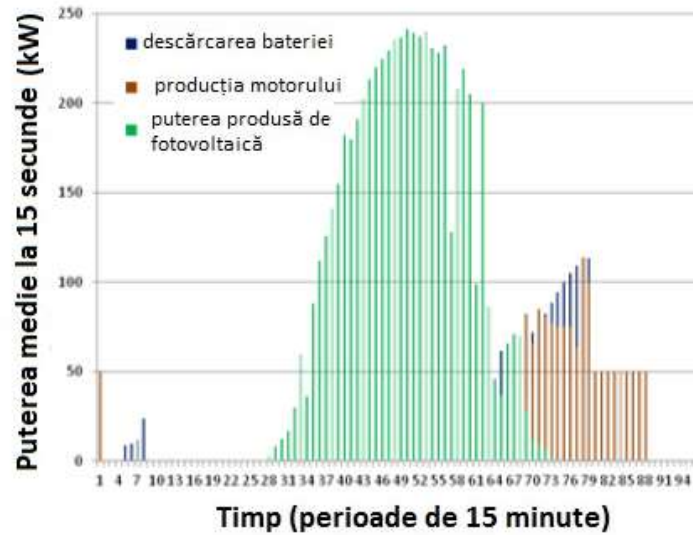


Fig. 4.5. Rezultatele programării generării în cadrul microrețelei, caz I, ipoteza B

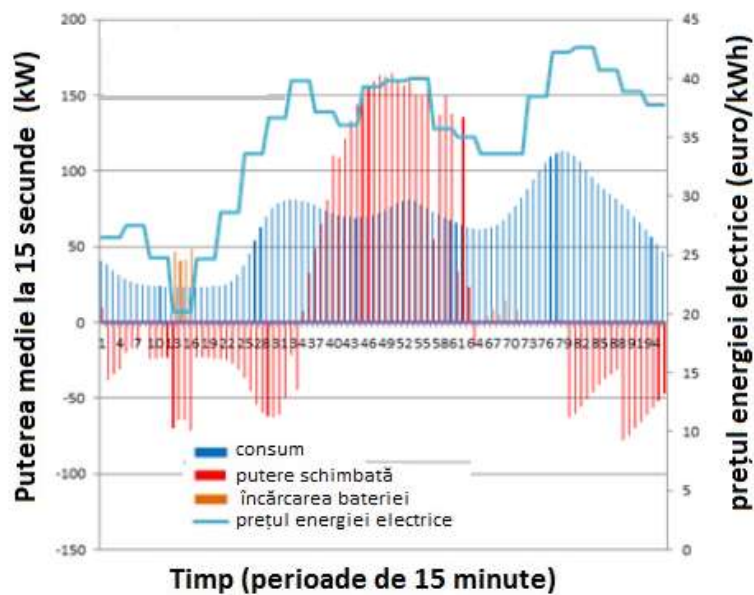


Fig. 4.6. Rezultatele programării consumului din cadrul microrețelei, caz I, ipoteza B

În timpul funcționării izolate, rețeaua de distribuție nu mai poate contribui la echilibrarea microrețelei, între orele 16 și 20 se pune în funcțiune motorul termic.

Cazul II. În acest caz se presupune că producția sursei fotovoltaice nu poate fi prognozată cu acuratețe. Pentru a considera erorile producției s-au generat 20 de scenarii pentru a testa funcționarea microrețelei în fiecare scenariu. În figura 4.7 sunt prezentate scenariile de generare și prognoza producției sursei fotovoltaice pentru o perioadă cuprinsă între $t=26$ și $t=74$ (între orele 6:30 și 18:30). Pentru a micșora timpul de calcul în simulări s-au utilizat doar 10 scenarii [24].

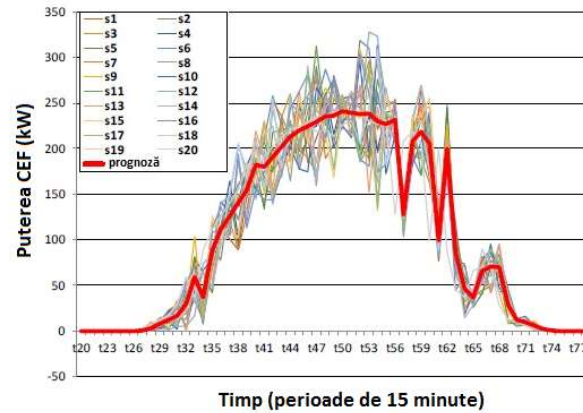


Fig. 4.7. Scenarii de generare și prognoza producției sursei fotovoltaice

Ipoteza A. Microrețeaua funcționează conectat la rețea în perioada de 24 de ore analizate. Energia schimbată cu rețeaua de distribuție este setată astfel încât să se minimizeze costurile de operare a microrețelei ținând cont de prețurile energiei electrice, înainte de aplicarea scenariilor producției sursei fotovoltaice.

În timpul zilei, pentru scenariile în care producția sursei fotovoltaice este scăzută și prețul energiei electrice este ridicat, se poate pune în funcțiune motorul termic. La timpul $t=79$, atunci când prețul energiei electrice este cel mai mare, motorul termic este pus în funcțiune și bateria este descărcată complet pentru a vinde energie în rețea. La $t=13$, atunci când prețul energiei electrice este cel mai mic, sistemul de stocare este complet încărcat.

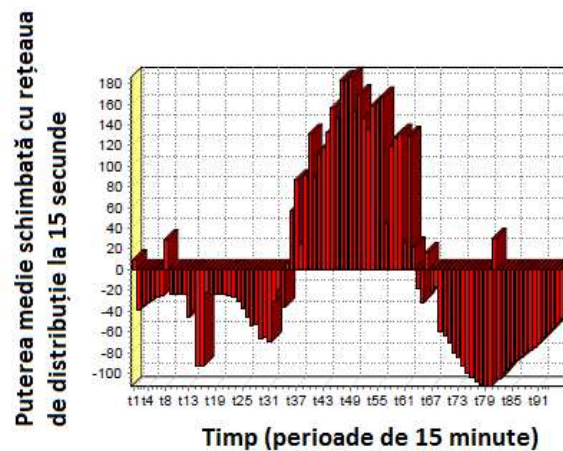


Fig. 4.8. Rezultatele modelului optimizat în ceea ce privește energia electrică schimbată cu rețeaua electrică de distribuție, cazul II, ipoteza A

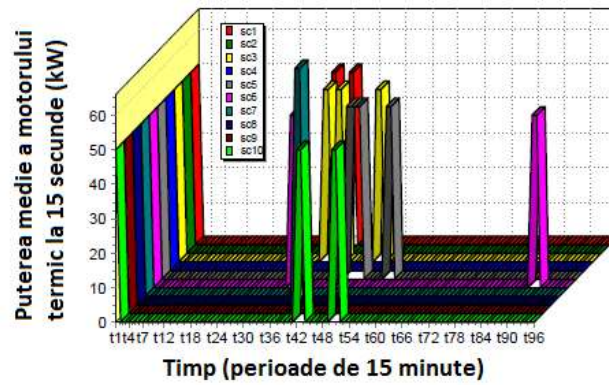


Fig. 4.9. Rezultatele modelului optimizat al programării funcționării motorului termic, cazul II, ipoteza A

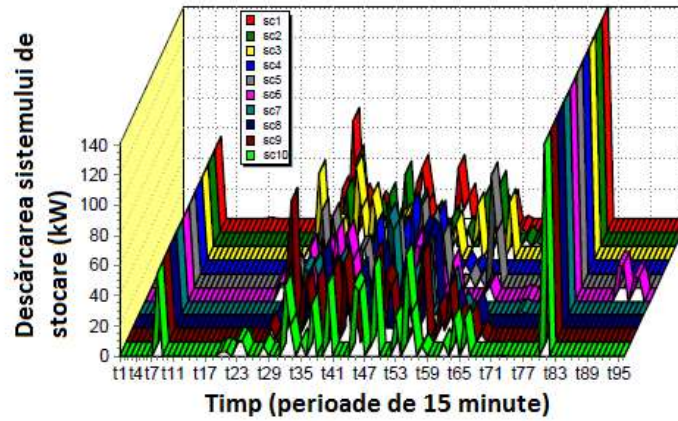


Fig. 4.10. Programul de descărcare a unității de stocare, cazul II, ipoteza A

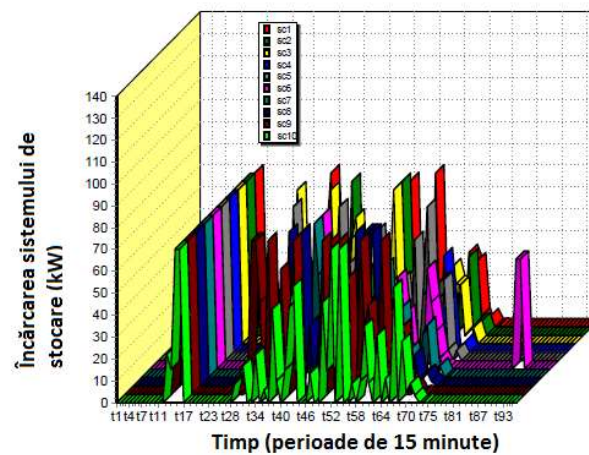


Fig. 4.11. Programul de încărcare a unității de stocare, cazul II, ipoteza A

Ipoteza B. Un defect în rețeaua de distribuție determină deconectarea întreruptorului dintre microrețea și rețeaua de distribuție. Microrețeaua funcționează

izolat în timpul intervalului de timp $t=64-80$ (între orele 16 și 20). Cererea minimă pentru orizontul de timp de 24 de ore este considerat ca în cazul II, ipoteza A.

Unitatea de stocare este descărcată pentru a echilibra cererea și pentru a obține venituri maxime din vânzarea de energie electrică în rețea. În orizontul de timp de 24 de ore, ciclurile de încărcare/ descărcare sunt mai multe decât în ipoteza A. Acest lucru poate conduce la scăderea duratei de viață a bateriei și la costuri adiționale pentru microrețea.

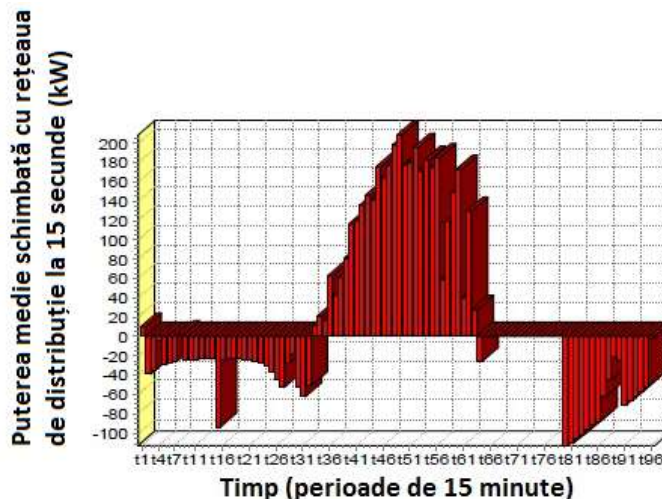


Fig. 4.12. Rezultatele modelului optimizat în ceea ce privește energia electrică schimbată cu rețeaua electrică de distribuție, cazul II, ipoteza B

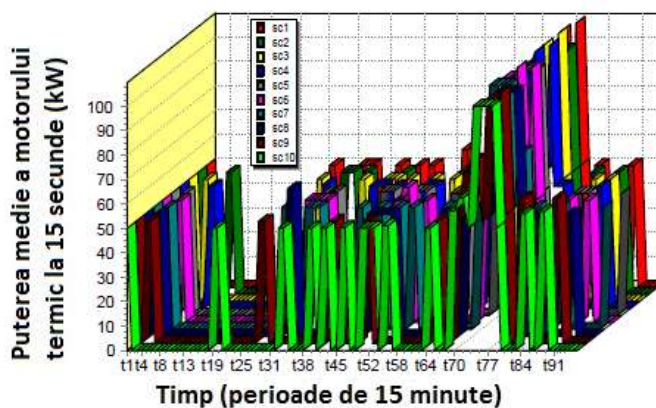


Fig. 4.13. Rezultatele modelului optimizat al programării funcționării motorului termic, cazul II, ipoteza B

Figura 4.14 ilustrează variația funcției obiectiv cost. Se poate observa că incertitudinea producției sursei fotovoltaice conduce la costuri suplimentare și determină trecerea de la profit (valoare negativă) la cheltuieli (valoare pozitivă).

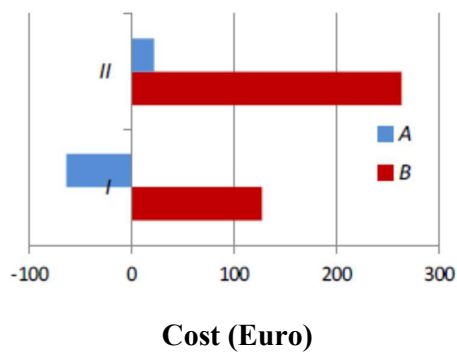


Fig. 4.14. Variația funcției obiectiv cost

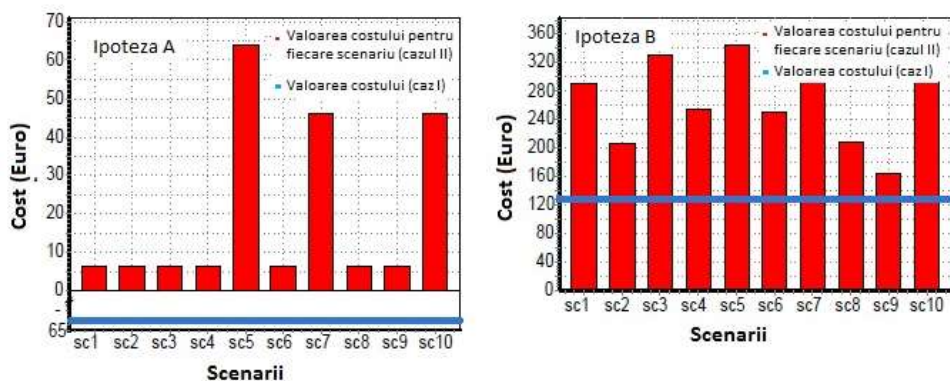


Fig. 4.15. Variațiile valorilor funcției obiectiv cost pentru fiecare scenariu, cazul I (albastru) și cazul II (roșu), în ipoteza A (stânga) și ipoteza B (dreapta)

5. CONCLUZII

5.1. Concluzii generale

Teza de doctorat cu titlul „Optimizarea funcționării și îmbunătățirea calității energiei electrice în rețelele electrice de distribuție” se încadrează în preocupările actuale ale participanților din sectorul energetic pentru găsirea celor mai bune soluții de alimentare a utilizatorilor finali, utilizând surse distribuite de energie și un grad ridicat al securității în alimentarea cu energie electrică.

- O soluție pentru reducerea impactului asupra mediului a producerii de energie electrică este reprezentată de utilizarea surselor distribuite de energie (surse regenerabile de energie și sisteme de stocare) în apropierea locului de consum.
- Integrarea surselor distribuite în sistemele energetice existente influențează principiile de funcționare ale acestora, utilizarea acestora prezentând avantaje și dezavantaje.
- Integrarea pe scară largă, considerând și dezideratul pactului ecologic european, a acestor surse în sistemele electroenergetice necesită analizarea în detaliu a impactului acestora asupra funcționării sistemului și asupra calității energiei electrice.
- Optimizarea funcționării acestor surse în rețele existente și în Smart Grids necesită considerarea caracterului intermitent a acestor sisteme.
- Creșterea populației urbane și dezvoltarea orașelor necesită adoptarea celor mai bune măsuri de alimentare și de integrare a surselor cu impact redus asupra mediului pentru transformarea orașelor existente în „Smart Cities”.
- Cuantificarea securității în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor finali se realizează prin utilizarea unui set de indicatori stabiliți de standarde internaționale.
- Creșterea numărului de echipamente ce utilizează informatică de proces a determinat necesitatea de a lua măsuri pentru reducerea daunelor economice ce pot apărea în cazul nealimentării cu energie electrică.
- Orașele reprezintă un element esențial pentru dezvoltarea durabilă mondială și este necesar să devină inteligente cât mai rapid posibil pentru a reduce costurile

asociate investițiilor în infrastructură prin optimizarea sistemelor energetice, pentru creșterea eficienței energetice și a continuității în alimentare.

- Infrastructurile inteligente urbane trebuie să devină durabile și să aibă în centru bunăstarea populației, prin oferirea de servicii la prețuri accesibile.
- Necesarul de energie în orașe trebuie să fie optimizat în conformitate cu caracteristicile locale cu particularitățile teritoriului și cu cerințele populației urbane.
- Trebuie realizată o sinergie între investițiile privind extinderea sistemelor electroenergetice, în utilizarea surselor regenerabile și a sistemelor de stocare/ autovehicule electrice. Dezvoltarea acestor sectoare va conduce la o gamă largă de beneficii pentru orașele inteligente.

Teza a urmărit analiza rețelei electrice de distribuție, în particular rețeaua urbană dintr-o zonă metropolitană, din punct de vedere a dezvoltării rețelei și a analizei calității energiei electrice.

Valorile înregistrate pentru SAIDI și SAIFI (întreruperi neplanificate) la nivelul E-Distribuție Muntenia nu se încadrează în valorile medii obținute în țările europene avansate. Din acest punct de vedere se poate trage concluzia că în zona București utilizatorii finali sunt afectați de întreruperi neplanificate, care au loc ca urmare a unor manevre greșite sau a funcționării necorespunzătoare a rețelei electrice. Un defect într-o stație de transformare de transport poate conduce la Nealimentarea unei zone mari și perturbarea programului de lucru a marilor companii.

Implementarea unor microrețele poate conduce la creșterea siguranței în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor finali, ținând cont că o microrețea poate funcționa și izolat de rețeaua de distribuție.

Din perspectiva calității energiei electrice, efectele asupra calității energiei electrice se resimt în special în funcționarea izolată dar și în momentul în care microrețeaua comută modul de funcționare. Modificarea modului de funcționare a microrețelei modifică tipul de control a unor surse regenerabile provocând probleme de stabilitate a tensiunii.

Analiza realizată pe zona de alimentare a zonei București a condus la concluzia că este necesară dezvoltarea rețelei electrice în conformitate cu dezvoltarea economică. Acest lucru se poate implementa prin realizarea cel puțin a unei stații electrice de

transport de injecție a puterii în rețeaua electrică de distribuție. Noua stație se va racorda la stațiile existente prin realizarea unor cabluri electrice.

Referitor la circuitele suplimentare de transport, zona Metropolitană București nu necesită circuite suplimentare de transport, nici pentru aducerea puterii în zonă, nici pentru transferul puterii în interiorul zonei dacă se au în vedere întăririle deja prevăzute în “Planul de Dezvoltare al CNTEE Transelectrica”.

Pentru o dezvoltare a consumului zonei Metropolitane în următorii 10 ani o stație nouă 400/110kV în centrul de consum al Municipiului București, lângă o stație 110kV existentă cu multiple legături cu alte stații 110kV și bară dublă (de exemplu stația 110kV Grozăvești) ar rezolva problema rețelei de transport. De asemenea, rețeaua de distribuție trebuie să se dezvolte în conformitate cu creșterea consumului.

Toate concluziile prezentate sunt verificate prin calcule de regimuri staționare, stabilitate statică, stabilitate tranzitorie și solicitări la scurtcircuit.

Modelul de optimizare realizat urmărește minimizarea costurilor operării microrețelei în prezența generării intermitente și a funcției variabile a cererii din cadrul microrețelei. Microrețeaua supusă analizei are ca elemente componente un sistem fotovoltaic, un motor termic, un sistem de stocare electrochimic, sarcini întreruptibile și critice. O unitate de stocare (dimensiuni mici) și un generator clasic sunt utilizate ca rezervă.

Scopul problemei a fost realizarea unui model matematic de optimizare a funcționării microrețelelor conectate la rețea și izolate pe o perioadă de 24 de ore (cu intervale de 15 minute), astfel încât să minimizeze per ansamblu costurile microrețelei ținând cont de constrângerile generării și cererii.

5.2. Contribuții personale

În cadrul prezentei teze se pot remarca următoarele contribuții personale ale autorului:

- Analiza indicatorilor de continuitate în alimentarea cu energie electrică, SAIDI și SAIFI pentru operatorul E-Distribuție Muntenia, în perioada 2015-2019; din analiza acestor indicatori se poate trage concluzia că în zona București utilizatorii finali sunt afectați de întreruperi neplanificate, care au loc ca urmare a unor manevre greșite sau a funcționării necorespunzătoare a rețelei electrice,

- Implementarea rețelei electrice a zonei București, modelarea surselor existente în zonă și a consumurilor în nodurile rețelei, utilizând un program de calcul specializat,
- Elaborarea unor simulări de regimuri staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona 110kV aparținând E-Distribuție Muntenia,
- Având în vedere sensibilitatea consumatorilor la întreruperi de lungă durată, s-au elaborat scenarii de funcționare cu N-2 elemente în funcțiune, reprezentând regimuri de funcționare cu un element retras din exploatare pentru revizie și un element scos accidental din funcțiune,
- Modelarea generatoarelor clasice din punct de vedere dinamic și urmărirea regimurilor tranzitorii ce apar după apariția unui scurtcircuit,
- Analiza curenților de scurtcircuit maxim pe zone de 110kV cu propunere de debrulare a rețelei în caz de depășire a curenților admisibili,
- Identificarea și propunerea unor soluții de întărire necesare în rețeaua de alimentare a zonei Metropolitane București,
- Determinarea caracteristicilor statice de consum a puterii active și reactive realizată prin utilizarea unor măsurători din stații cu consumuri importante. Problema este deosebit de actuală după marile avarii de sistem datorate colapsurilor de tensiune rezultate din neluarea în considerare a caracterului reglant al sarcinii.
- Elaborarea unui model matematic de optimizare a funcționării microrețelelor conectate la rețea și izolate pe o perioadă de 24 de ore (cu intervale de 15 minute), astfel încât să minimizeze per ansamblu costurile microrețelei ținând cont de constrângerile generării și cererii.
- Implementarea în GAMS a elementelor componente a unei microrețele, compusă dintr-un sistem fotovoltaic, un motor termic, un sistem de stocare electrochimic, sarcini întreruptibile și critice.
- Propunerea și elaborarea unui model deterministic pentru rețeaua cu surse regenerabile și surse de stocare și analizarea în diferite regimuri de funcționare,
- Considerând caracterul intermitent al producției din surse regenerabile a fost propus și elaborat un model matematic stocastic,
- Pornind de la date reale înregistrate pentru o instalație fotovoltaică au fost generate 20 scenarii de producție fotovoltaică și pe baza unor metode

matematice s-au reținut 10 scenarii relevante și a fost determinată posibilitatea de apariție a fiecărui scenariu,

- Minimizarea costurilor de funcționare a microrețelei s-a realizat considerând funcționarea conectat la rețea și insularizat,
- Studiile de caz elaborate au analizat minimizarea costurilor de operare a microrețelei atunci când se cunoaște producția sursei fotovoltaice și un model de optimizare stocastică cu producție intermitentă a sursei fotovoltaice. Fiecare studiu de caz a analizat 2 ipoteze de funcționare: conectat la rețea și funcționare izolată.
- Elaborarea unor analize comparative a variației funcției obiectiv cost în cazurile analizate, rezultând faptul că incertitudinea producției sursei fotovoltaice conduce la costuri suplimentare și determină trecerea de la profit (valoare negativă) la cheltuieli.

5.3. Perspective de dezvoltare ulterioare

- Extinderea studiilor de dezvoltare urbană și pentru alte orașe inteligente din România,
- Utilizarea unui model matematic de optimizare robustă pentru microrețele cu surse regenerabile,
- Amplasarea optimă a sistemelor de stocare și a stațiilor de încărcare pentru autobuze electrice în București,
- Analiza calității energiei electrice în rețeaua Bucureștiului cu creșterea graduală a ponderii instalației cu surse regenerabile cu convertor în producția orașului București,
- Transformarea zonală a alimentării orașului București în rețele la tensiune continuă prin realizarea unor clustere pozitiv energetice.

BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ

- [1] Hermina Albert, Ștefan Gheorghe, Nicolae Golovanov, Radu Porumb, Luminița Elefterescu – Calitatea energiei electrice Contribuții, Rezultate, Perspective, Editura Agir, București, 2013.
- [2] <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>
- [3] United Nations. World Urbanization Prospects: The 2018 Revision, Key Facts. 2018. doi:(ST/ESA/SER.A/366).
- [4] OECD/IEA, IRENA. Perspectives for the Energy Transition: Investment Needs for a Low-Carbon Energy System. 2017.
- [5] United Nations Environment Programme (UNEP). 21 Issues for the 21st Century - Results of the UNEP Foresight Process on Emerging Environmental Issues. vol. 2. Nairobi, Kenya: 2012. doi:10.1016/j.envdev.2012.03.005.
- [6] IPCC. Global Warming of 1.5°C. vol. 265. 2018th ed. Geneva: 2018.
- [7] EIB, UPM. Assessment Methodology for Smart City Projects - Application to the Mediterranean Region (ASCIMER). Luxembourg: 2017.
- [8] Sustainable Cities Index. Sustainable Cities Index 2016. Arcadis Glob 2016:10.
- [9] World Health Organization. The Rise of Modern Cities. Hidden Cities Unmask Overcoming Heal Inequities Urban Settings 2010:3–10.
- [10] Caragliu A, Del Bo C, Nijkamp P. Smart Cities in Europe. J Urban Technol 2011;18:65–82. doi:10.1080/10630732.2011.601117.
- [11] Bakici T, Almirall E, Wareham J. A Smart City Initiative: The Case of Barcelona. J Knowl Econ 2013;4:135–48. doi:10.1007/s13132-012-0084-9.
- [12] IESE Business School. IESE Cities in Motion Index 2014. Pamplona: 2014.
- [13] JLL and The Business of Cities. The Universe of City Indices 2017 Decoding - Decoding City Performance. Chicago: 2017.
- [14] International Telecommunications Union. United for Smart Sustainable Cities (U4SSC). Geneva: 2019.
- [15] <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planului-de-dezvoltare-ret-2020-2029>
- [16] PE 026/92, Normativ pentru proiectarea sistemului energetic național.
- [17] CODUL TEHNIC al Rețelei Electrice de Transport. Revizia I. Aprobă prin Ordinul ANRE nr. 20/27.08.2004.
- [18] PE 134/1995 Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1kV.
- [19] IEEE STD-P2030-7-D9 Draft Standard for Specification of Microgrid Controllers

- [20] *G.C. Lazaroiu, V. Dumbrava, S. Leva, M. Roscia*, “Virtual power plant with energy storage optimized in an electricity market approach,” In: International Conference Clean Electrical Power, 2015, pp 1–6.
- [21] *A. Alqurashi, A. Etemadi, A. Khodaei*, “Treatment of Uncertainty for Next Generation Power Systems: State-of-the-Art in Stochastic Optimization,” *Electr Pow Syst Res*, **vol. 141**, 2016, pp. 233–245
- [22] *M. Brenna, A. Dolara, F. Foiadelli, L. Gafaro, S. Leva, M. Longo*, “Solar energy exploitation for charging vehicles,” *UPB Sci Bull-Series C*, **vol. 77**, Issue 1, 2015, pp. 277-284.
- [23] Virgil Dumbravă, George Cristian Lăzăroiu, Sonia Leva, **Georgiana Balaban**, Mihaela Teliceanu, Mihai Tîrșu - Photovoltaic production management in stochastic optimized microgrids, *UPB Sci. Bull., Series C*, Vol. 79, ISS. 1, 2017
- [24] *J. Dupacova, N. Growe-Kuska, W. Römisch*, “Scenario reduction in stochastic programming: An approach using probability metrics,” *Math Program.*, **vol. 95**, 2003, pp. 493–511.