



UNIVERSITATEA POLITEHNICA DIN BUCUREȘTI
ȘCOALA DOCTORALĂ ENERGETICĂ

REZUMAT

TEZĂ DE DOCTORAT

CREȘTEREA CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE
PRIN SISTEME DE AUTOMATIZARE A REȚELEI DE
DISTRIBUȚIE

INCREASING THE QUALITY OF ELECTRICITY
THROUGH DISTRIBUTION NETWORK
AUTOMATION SYSTEMS

Autor: Ing. Mihai CIURESCU-ȚIBRIAN

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

București 2022

Cuprins

1. CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE ȘI INDICATORI DE CALITATE.....	5
1.1 Introducere.....	5
1.2 Indicatori de calitate pentru rețelele electrice de distribuție.....	5
1.3 Indicatori de calitate pentru rețelele electrice de transport	6
1.4 Determinarea indicatorilor de continuitate a alimentării	7
1.5 Efecte ale întreruperilor în continuitatea alimentării	7
1.6 Mijloace de îmbunătățire a continuității in alimentare	7
2. MONITORIZAREA CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE ȘI METODE DE REDUCERE A ÎNTRERUPERILOR DE LUNGĂ DURATĂ	8
2.1 Monitorizarea calității energiei electrice	8
2.1.1 Procesarea datelor achizitionate	8
2.1.2 Evaluarea energiei electrice	9
2.1.3 Infrastructura de măsurare avansată (AMI)	9
2.1.4 Managementul datelor	9
2.1.5 Utilizarea datelor pentru evaluarea evenimentelor	9
2.2 Metode de reducere a întreruperilor de lungă durată	10
3. ANALIZA CONDUCERII OPERATIVE A REȚELELOR ELECTRICE URBANE PENTRU ÎMBUNĂȚĂȚIREA CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE	11
3.1 Introducere	11
3.2 Conducerea operațională a DED	11
3.3 Utilizarea dispecerizării centralizate folosind sistemul SCADA	12
3.4 Alocarea flexibilă a zonelor de dispecerizare	12
3.5 Achiziția și utilizarea datelor	12
3.5.1 Structura unui dispozitiv electronic intelligent	12
3.5.2 Dispozitive logice și noduri logice	13
4. ÎMBUNĂȚĂȚIREA FUNCȚIONĂRII REȚELELOR ELECTRICE DE DISTRIBUȚIE PENTRU CREȘTEREA CONTINUITĂȚII ÎN ALIMENTARE.....	14

4.1 Reglementări de performanță pentru serviciul de distribuție de energie electrică.....	14
4.2 Identificarea și izolarea zonei de rețea cu defect.....	17
5. CONCLUZII.....	28
5.1 Concluzii generale	28
5.2 Contribuții personale	29
5.3 Perspective de dezvoltare ulterioară	30
BIBLIOGRAFIE.....	31

Cuvinte cheie: eficiență energetică, indicatori de calitate a energiei electrice, configurații rețele distribuție energie electrică

CAPITOLUL 1.

Calitatea energiei electrice și indicatori de calitate

1.1. Introducere

Sectorul energiei electrice a suferit modificări substanțiale în ultimele decenii, atât datorate schimbărilor în sistemele de organizare ale acestora, cât și determinate de apariția unor noi sisteme de producere și utilizare a energiei electrice. Aceste modificări constau în apariția surselor regenerabile și a sistemelor de stocare a energiei electrice, a utilizatorilor care folosesc electronică de putere, a sistemelor de automatizare și control, precum și a modificărilor rețelelor electrice de distribuție prin crearea de microrețele având sisteme de management descentralizate. Operatorul de distribuție trebuie să reducă numărul perturbațiilor tensiunii, dar să le și cuantifice [1].

1.2. Indicatori de calitate pentru rețelele electrice de distribuție

Continuitatea în alimentarea consumatorilor este determinată de funcționarea întregului sistem energetic, care trebuie să acopere necesarul consumatorului și un răspuns corespunzător la procesele dinamice care apar când sistemul trece de la o stare la alta. Indicatorii de continuitate a alimentării cu energie electrică, definiți în [13], sunt:

”Frecvența medie de întrerupere la nivel de sistem - SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) 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 în sistemul analizat.”

$$SAIFI = \frac{\sum N_s}{N_t}, \quad (1.1)$$

în care N_s este „numărul utilizatorilor întreruși peste 3 minute în întreruperea s ”, n – numărul total de întreruperi”, N_t – „numărul total al utilizatorilor deserviți”.

”Durata medie de întrerupere la nivel de sistem SAIDI (System Average Interruption Duration Index) pe durata unui an ca raport între durata totală a întreruperilor la toți utilizatorii întreruși și numărul total al utilizatorilor conectați în sistemul analizat.”

$$SAIDI = \frac{\sum (N_s \cdot D_s)}{N_t}, \quad (1.2)$$

în care N_s este „numărul utilizatorilor întreruși peste 3 minute în întreruperea s ”, n – numărul total de întreruperi”, N_t – „numărul total al utilizatorilor deserviți”, D_s – „durata de întrerupere a utilizatorilor (minute) la întreruperea s ”.

Întreruperile de lungă durată sunt caracterizate de o durată mai mare de 3 minute în care tensiunea are valoare nulă (figura 1.1) [14].

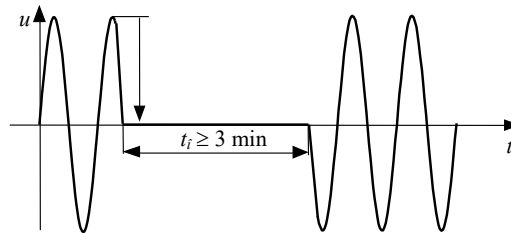


Fig. 1.1. Întrerupere de lungă durată.

1.3. Indicators de calitate pentru rețelele electrice de transport

În rețelele electrice de transport, întreruperile se caracterizează prin intervalul de timp în care într-un nod din sistemul de transport (de la utilizator sau de interfață cu sistemul de distribuție) este întreruptă alimentarea. Întreruperile sunt caracterizate prin frecvența lor, prin durată, precum și prin dimensiunea sarcinii întrerupte.

1.4. Determinarea indicatorilor de continuitate a alimentării

Numărul utilizatorilor întrerupți (cu interval de timp > 3 min) – N_s – la fiecare din întreruperile realizate poate fi stabilit pe baza analizei fiecărui feeder și elemente de interfață între sistemele de tensiuni diferite.

Numărul de utilizatori întrerupți și durata întreruperilor fiecăruia s-ar putea determina cu ajutorul sistemelor SCADA sau a altor echipamente de monitorizare.

1.5. Efecte ale întreruperilor în continuitatea alimentării

La nivelul alimentării cu energie electrică, principiul fundamental este reducerea numărului și amplitudinii defecțiunilor din sistemul de distribuție. Acest lucru poate fi realizat prin prevenirea accidentelor și prin mijloace de eliminare a acestora.

Operatorul de distribuție trebuie să adopte mijloace pentru a asigura un nivel adecvat al continuității în alimentare. Analizarea impactului defectelor din rețea asupra sistemelor de alimentare ale utilizatorilor necesită metode de calcul și modelare de echipamente pentru a analiza din punct de vedere cantitativ daunele determinate de evenimente în sistemele electrice.

1.6. Mijloace de îmbunătățire a continuității în alimentare

Obținerea informațiilor privind întreruperile pe termen lung și determinarea indicatorilor de calitate pentru rețelele de distribuție necesită disponibilitatea datelor privind durata evenimentului, dar și numărul de utilizatori afectați.

Sistemele SCADA pot să ofere durata întreruperilor și poate furniza datele necesare pentru evaluarea indicatorilor de calitate, corespunzătoare nivelului de responsabilitate al operatorului de rețea. Prin principiu, sistemul încearcă să includă echipamente pentru monitorizarea tensiunii și echipamente pentru transmiterea informațiilor, care încearcă să atașeze o etichetă temporală și datele utilizatorului.

CAPITOLUL 2.

Monitorizarea calității energiei electrice și metode de reducere a întreruperilor de lungă durată

2.1. Monitorizarea calității energiei electrice

Rețelele electrice inteligente reprezintă nivelul următor al dezvoltării rețelelor electrice ca urmare a progresului tehnologic al echipamentelor electrice, a dezvoltării tehnicilor de calcul specific rețelelor electrice, dar și a sistemelor de telecomunicații.

Rețelele electrice noi se disting printr-un grad ridicat de inteligență ,datorită numărului mare de aplicații care sunt implementate la diverse niveluri ale rețelei electrice [15-19].

Dezvoltările tehnologice precum „microrețele” sau „resurse distribuite” contribuie la reducerea variațiilor tensiunii de alimentare.

Monitorizarea calității energiei electrice necesită analizarea fenomenelor ce apar în funcționarea rețelelor electrice astfel încât soluțiile tehnice adoptate pentru compensarea unor anumite perturbații să nu determine creșterea altor tipuri de interferențe.

2.1.1 Procesarea datelor achiziționate

Datele achiziționate de la transductoarele de tensiune TT și de curent electric TC sunt transmise unui dispozitiv electronic inteligent (IED) pentru a fi procesate în diferite scopuri (relee, aparate de măsurare, contoare, controlere) conectate în sistemul de automatizare a stației de distribuție SAS (*Substation Automation System*) și care asigură prelucrarea datelor și extragerea informațiilor necesare funcționării sistemului

Funcțiile ce pot fi implementate într-un sistem inteligent de măsurare (*Smart Metering*) corespund nodurilor logice implementate în cadrul IED [26].

2.1.2 Evaluarea energiei electrice

Sistemul de contorizare inteligentă:

- oferă condițiile unui schimb de informații securizat între operatorii din rețea.
- permite o comunicare bidirecțională între furnizorul de energie și utilizatorul de energie
- oferă posibilitatea citirii de la distanță a datelor înregistrate pentru a putea fi cunoscute atât de operatorul de măsurare, furnizorul de energie cât și de operatorul pieței de energie electrică;
- asigură posibilitatea modificării tarifului de energie electrică în funcție de prețurile pe piața de energie electrică [27];

2.1.3 Infrastructura de măsurare avansată (AMI)

AMI este o infrastructură care permite comunicații bidirecționale între sistemul de management al energiei și contoarele din sistem, fiind posibilă și conectarea altor dispozitive interne [25].

2.1.4. Managementul datelor

MDM (*Meter Data Management*) are rolul de a utiliza și gestiona datele obținute din contorizarea inteligentă AMI, de a oferi datele necesare operatorilor de măsurare. Sistemul MDM este conectat cu sistemele de piață, cu sistemul SCADA, sistemul de gestionare a întreruperilor, permite schimbul de date între companii, permite gestionarea relațiilor cu utilizatorii.

2.1.5. Utilizarea datelor pentru evaluarea evenimentelor

Cunoașterea variației în timp a puterilor absorbite de utilizator (receptoare) permite atât acestuia dar și furnizorului de energie stabilirea comportamentului energetic al utilizatorului și a estima evoluția puterilor absorbite fiind astfel posibilă adoptarea unor măsuri pentru evitarea unor evenimente. De exemplu, cunoașterea evoluției în timp real a puterii absorbite poate oferi informațiile necesare apropierii de un vârf de consum și, dacă este posibil și necesar, limitarea puterii absorbite pentru limitarea puterii de vârf.

2.2. Metode de reducere a întreruperilor de lungă durată

Creșterea continuității în alimentarea cu energie electrică impune intervenții în schema de alimentare cu energie în rețeaua utilizatorului sau în rețeaua operatorului de distribuție.

Calitatea energiei electrice oferită de operatorul de distribuție, corespunzătoare unei funcționări normale a sistemului energetic, poate să nu corespundă exigențelor utilizatorilor. Soluțiile tehnice actuale permit obținerea unor indicatori de calitate a energiei furnizate la parametrii necesari utilizatorilor.

Reconfigurarea rețelelor implică o monitorizare continuă a stării sistemului și a calității energiei electrice, astfel încât să nu fie periclitată decât pe perioade scurte de timp.

Modificarea configurației rețelei de distribuție, inclusiv funcționarea cu o schemă parțială pot fi benefice din punct de vedere economic prin reducerea pierderilor în regimuri cu încărcare redusă, asigurarea alimentării utilizatorilor în cazul defectelor și posibilitatea realizării operațiilor de mentenanță pe linii.

Reconfigurarea rețelelor poate fi realizată premergător mentenanței preventive sau pentru a permite o integrare masivă a surselor distribuite fără a fi afectate nivelurile admisibile de tensiune.

CAPITOLUL 3.

ANALIZA CONDUCERII OPERATIVE A REȚELELOR ELECTRICE URBANE PENTRU ÎMBUNĂȚĂȚIREA CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE

3.1. Introducere

Tendențele actuale de cunoaștere cât mai precisă și în timpul cel mai scurt posibil a stării generale, respective a evenimentelor produse într-o rețea electrică, implică utilizarea celor mai noi tehnologii în domeniul informaticii și telecomunicațiilor.

Conducerea operațională a sistemului energetic este o necesitate, iar obiectivul principal constă în creșterea continuității în alimentarea utilizatorilor finali. Activitatea dispecerilor este vitală pentru îmbunătățirea continuității în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor.

3.2. Conducerea operațională ale DED

SEN funcționează în regim interconectat cu sistemele electroenergetice ale altor țări, conform acordurilor și convențiilor semnate cu țările respective, sau izolat, cu autoreglaj.

Conducerea prin dispecer permite [40]:

- a) o funcționare în condiții de siguranță a sistemului energetic;
- b) bilanțul între producție și consum;
- c) controlul schimburilor transfrontaliere;
- d) coordonarea regimurilor de funcționare și a manevrelor în instalațiile electrice din SEN;
- e) realizarea manevrelor necesare;
- f) folosirea surselor disponibile, etc.

3.3. Utilizarea dispecerizării centralizate folosind sistemul SCADA

La nivelul României există o serie de companii de distribuție a căror dezvoltare s-a realizat în pas cu dezvoltarea sectorului energetic din România. Studiul de caz analizat este realizat pe o zonă de rețea din județul Argeș, companii de distribuție deserving peste 1 milion de utilizatori racordați la 110 kV, medie tensiune și joasă tensiune.

3.4. Alocarea flexibilă a zonelor de dispecerizare

Prin alocarea flexibilă a zonelor de dispecerizare s-a reușit echilibrarea volumului de activitate al fiecărui dispecer pe post de lucru, astfel încât, indiferent de perioada zilei, activitatea pe care o desfășoară dispecerii să fie aproximativ egală. SCADA Mikrodispecink este un software dezvoltat de către CEZ – Cehia, fiind un sistem de control modern ce promovează un management economic al operațiilor, un sistem de încredere, siguranță și flexibilitate în operare, care conduce la reducerea indicatorilor de continuitate “SAIFI/SAIDI”, precum și la reducerea costurilor operaționale.

3.5. Achiziția și utilizarea datelor

Inspectarea proceselor din instalațiile de alimentare cu energie electrică se face pe baza unor informații privind mărimile din circuitele electrice, a stării echipamentelor din sistem precum și pe baza informațiilor obținute după prelucrarea datelor achiziționate. Cele mai importante date primare sunt achiziționate de la transformatoarele de măsurare de tensiune și de curent electric sau alte sisteme de măsurare a acestor mărimi.

Dispozitivele IED distribuite din stație sunt conectate la un concentrator de date care asigură legătura cu echipamentul din stație. Transferul de date poate fi inițiat de la orice capăt al conexiunii (dispozitivele inteligente pot fi conectate între ele și cu alte dispozitive prin diferite medii de comunicare).

3.5.1 Structura unui dispozitiv electronic inteligent

Conducerea tuturor proceselor dintr-o stație electrică și controlul se bazează pe informațiile transmise de la transductoarele și senzorii conectați la nivelul de proces. Un rol deosebit îl au transductoarele de tensiune și cele de curent electric care oferă informații privind nivelul de tensiune, valorile de curent electric și frecvența, pe baza cărora pot fi determinate puterile active, aparente și reactive transferate, nivelurile de distorsiune ale

curbelor de tensiune și de curent electric, valorile factorului de putere, energia transferată prin circuitele din stația electrică etc.

Datele obținute prin intermediul interfețelor de proces sunt transmise la blocurile de control și de protecție prin diferite canale de comunicare (cabluri optice sau cabluri din cupru).

Un IED este un echipament care include un microprocesor și software aferent, care permit implementarea unei sau a mai multor funcții privind un anumit aspect al unui echipament, de exemplu controlul barelor, sistemul de interfață SCADA, releu numeric bazat pe microprocesor etc. IED-ul este un echipament în care sunt implementate o parte dintre funcțiunile sistemului de automatizare a stațiilor electrice.

Aceste dispozitive permit achiziția și prelucrarea inițială a datelor achiziționate, precum și transferul informațiilor la un nivel ierarhic superior [44].

3.5.2 Dispozitive logice și noduri logice

Dispozitivul fizic IED ce cuprinde nodurile logice este un dispozitiv conectat direct în rețeaua electrică. Dispozitivul este definit prin adresa sa din rețea.

Nodul logic este o grupare numită de date și servicii asociate care este legată în mod logic de unele funcții ale sistemului de alimentare.

Dispozitivul logic este ca o entitate care reprezintă un set de funcții tipice ale stației. Fiecare dispozitiv logic (LD) este format din minimum trei noduri logice.

Dispozitivul logic LD conține informații generate și utilizate de un grup pe domenii specifice ale funcției de aplicație, definite ca noduri logice LN și conține următoarele categorii de informații [46].

CAPITOLUL 4.

Îmbunătățirea funcționării rețelelor electrice de distribuție pentru creșterea continuității în alimentare

4.1. Reglementări de performanță pentru serviciul de distribuție de energie electrică

Conform standardului de performanță pentru distribuția energiei electrice aprobat prin ord. 28/2007, dar și prezentului standard aprobat prin ord. 11/2016 operatorul de distribuție trebuie să asigure siguranța în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor deserviți [47-48]. Operatorul de Distribuție (OD) trebuie să ia toate măsurile pentru a reduce perioada întreruperilor. De asemenea, întreruperile planificate trebuie programate, în limita posibilităților, în perioade care afectează cât mai puțin utilizatorul final.

Reglementările în vigoare obligă operatorii de distribuție să acorde compensații direct utilizatorilor pentru nerespectarea indicatorilor de performanță impusi, aceste compensații nefiind considerate costuri justificative ale OD și nu sunt luate în considerare de către ANRE la stabilirea tarifelor de distribuție a energiei electrice.

Pentru rețelele de JT numărul întreruperilor neplanificate de lungă durată ce afectează un loc de consum/producere 1 ian. 2019 – 31 dec. 2020, în condiții normale meteo, într-un an nu trebuie să depășească:

- în mediul urban - 12 întreruperi neplanificate;

- în mediul rural - 24 întreruperi neplanificate;

în perioada 1 ian. 2021- 31 dec. 2022:

- în mediul urban - 8 întreruperi neplanificate;

- în mediul rural - 16 întreruperi neplanificate;

iar începând cu 1 ian. 2023 trebuie să fie mai mic de 8 întreruperi.

Începând cu 1 iulie 2016 OD acordă în mod automat compensații conform tabel 4.1 fără a fi necesară o solicitare din partea utilizatorilor ale căror locuri de consum și/sau producere sunt racordate la RED la nivelul de IT, MT pentru nerespectarea indicatorilor de performanță și la nivelul JT pentru nerespectarea indicatorilor de performanță privind

calitatea tehnică a energiei electrice, precum și calitatea comercială a serviciului de distribuție.

Tabelul 4.1. Compensații acordate de OD utilizatorilor pentru nerespectarea indicatorilor de continuitate în alimentarea cu energie electrică

Nr. crt.	Serviciu	Termenul maxim stabilit în standard pentru realizarea serviciului	Compensații acordate Loc de consum/de producere și loc de consum și de producere
1	Restabilirea alimentării după o întrerupere neplanificată	De la data intrării în vigoare a standardului până la data de 31 decembrie 2018; 8 ore - mediul urban, în condiții normale de vreme; 18 ore - mediul rural, în condiții normale de vreme; 48 ore - în condiții meteorologice deosebite. Începând cu data de 1 ianuarie 2019: 6 ore - mediul urban, în condiții normale de vreme; 4 ore - municipii reședință de județ, în condiții normale de vreme; 12 ore - mediul rural, în condiții normale de vreme; 48 ore - în condiții meteorologice deosebite.	300 RON/ depășire la 110kV 200 RON/ depășire la MT 30 RON/ depășire la JT
2	Restabilirea alimentării după o	8 ore - indiferent de zonă	300 RON/ depășire la 110kV

	întrerupere planificată		200 RON/ depășire la MT 30 RON/ depășire la JT
3	Numărul întreruperilor lungi neplanificate ce afectează un loc de consum și/sau producere racordat la rețelele electrice de JT	Interval 1 ianuarie 2019- 31 decembrie 2020: 12 întreruperi - mediul urban; 24 întreruperi - mediul rural; Interval 1 ianuarie 2021- 31 decembrie 2022: 8 întreruperi - mediul urban; 16 întreruperi - mediul rural; Începând cu 1 ianuarie 2023: 8 întreruperi - indiferent de zonă.	30 RON/ depășire la JT
4	Numărul întreruperilor lungi neplanificate ce afectează un loc de consum și/sau producere racordat la rețelele electrice de IT sau MT	Începând cu 1 ianuarie 2019: 3 întreruperi - indiferent de zonă.	300 RON/ depășire la 110kV 200 RON/ depășire la MT
5	Numărul întreruperilor lungi planificate	4 întreruperi - mediul urban; 8 întreruperi - mediul rural.	300RON/ depășire la 110kV 200RON/ depășire la MT 30 RON/ depășire la JT

4.2. Identificarea și izolarea zonei de rețea cu defect

Pentru a reflecta corect continuitatea în alimentare, dar și calitatea energiei electrice distribuite, indicatorii de performanță necesită o monitorizare strictă a tuturor întreruperilor, indiferent de caracterul acestora (întrerupere planificată/neplanificată), a duratei acestora, a cauzelor care duc la întrerupere, dar și a numărului de consumatori afectați și a puterii electrice întrerupte.

Prin automatizarea liniilor electrice de medie tensiune se dorește creșterea siguranței în alimentare a consumatorilor, îmbunătățirea indicatorilor de performanță RED și creșterea calității energiei electrice.

Automatizarea distribuției constă în montarea de aparataje specializate prevazute cu posibilitatea comandării de la distanță (SCADA). Prin montarea acestui echipament specializat (reclosere automate), LEA 20 kV este împărțită în mai multe zone de rețea și cu un controler logic programabil se comunică prin GPRS cu fiecare recloser.

La posibila apariție a unui defect în oricare din zonele de rețea ale LEA (defect detectat de protecțiile proprii ale reanclanșatoarelor), acesta se va izola prin intermediul reanclanșatoarelor, iar prin intermediul controlerului logic se va restabili alimentarea cu energie a consumatorilor dinspre cea de a doua sursă, a zonei de rețea neafectată, ceea ce conduce la creșterea continuității alimentării.

În tabelul 4.2 se prezintă valorile calculate privind indicatorul „SAIDI” în intervalul 2015-2019 pentru operatorul de rețea ce deservește zona Argeș, iar în figura 4.4 este reprezentarea grafică din care se poate observa o scădere a duratei de întrerupere în rețeaua analizată [49-50].

Tabelul 4. 2. Indicatorul „SAIDI” calculat pentru operatorul analizat (interval 2015-2019)

Indicator continuitate	OD	OD	OD	OD	OD
	anul 2015	anul 2016	anul 2017	anul 2018	anul 2019
„SAIDI” pl. Urban (min./an)	67,05	70,4	68,06	71,98	75,93
„SAIDI” pl. Rural (min./an)	348,06	301,38	293,72	258,53	285,02
„SAIDI” nepl. Urban (min./an)	186,72	159,73	143,53	132,05	106,2
„SAIDI” nepl. Rural (min./an)	554,69	468,85	429,3	373,62	284,46

”SAIFI” neplanificat are valori medii la nivel de țară în jurul valorilor de 3 [într./an], dar mult peste valoarea medie de circa 1 - 2 într./an în țările europene avansate, precum se poate observa în figura 4.7 și în figura 4.8. Valorile “SAIFI” întreruperi planificate se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într./an din țările europene avansate (figura 4.9 și figura 4.10). În anul 2018, valorile de ansamblu pentru ”SAIFI” întreruperi planificate au fost de 0,21 într./an, reprezentând valoarea minimă.

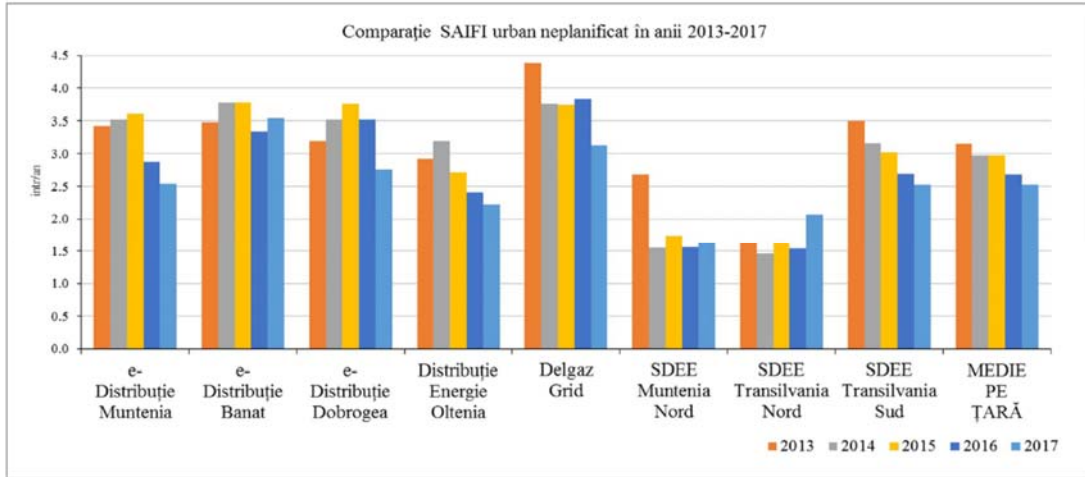


Fig. 4.7. “SAIFI” urban neplanificat la nivelul companiilor de distribuție a energiei electrice din România, în perioada 2013-2017

Fig. 4.8. “SAIFI” urban neplanificat la nivelul companiilor de distribuție a energiei electrice din România, în anul 2018

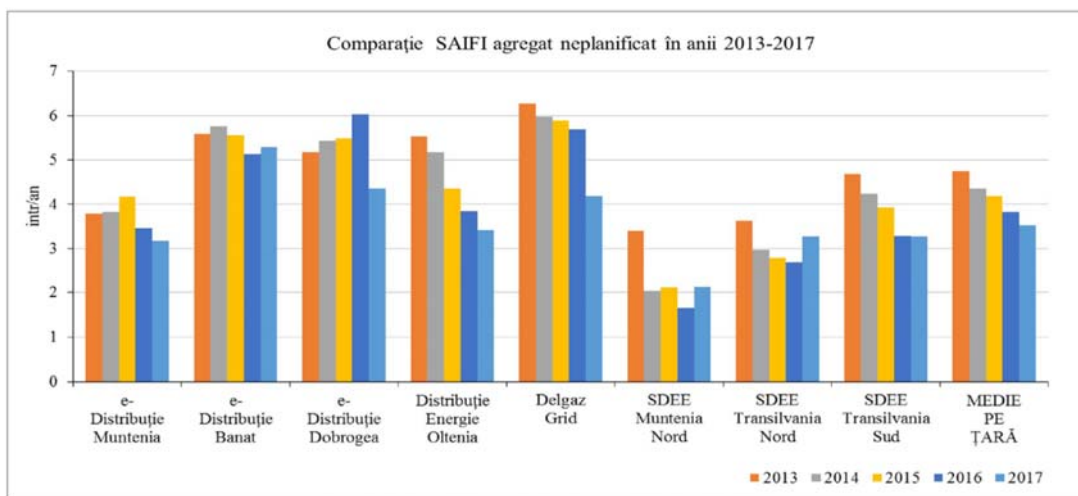


Fig. 4.9. “SAIFI” agregat la nivelul companiilor de distribuție a energiei electrice, în perioada 2013-2017

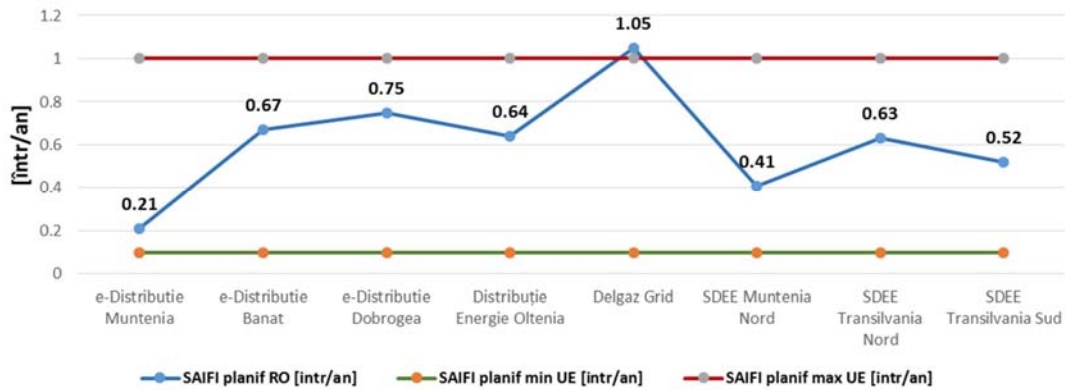


Fig. 4.10. “SAIFI” agregat la nivelul companiilor de distribuție a energiei electrice, în anul 2018

SAIFI urban neplanificat a fost în anul 2018, ca valoare medie pe țară, de 2,4 într./an. Acest lucru poate fi datorat atât creșterii consumului la nivelul municipiului București, cât și a lucrărilor de infrastructură desfășurate, a îmbătrânirii rețelelor electrice, a fenomenelor meteorologice ce afectează liniile electrice aeriene.

Rețeaua de medie tensiune analizată (LEA 20kV (A) – (B)) propusă pentru echiparea cu sistemul de monitorizare și control este alimentată din PA 20kV (A), ca sursă de bază, cu posibilitatea de buclare cu: LEA 20 kV (D) –(B) și LEA 20 kV (A) –(C) [51].

LEA 20kV aleasă pentru care au fost monitorizați și înregistrați indicatorii de calitate “SAIDI” și “SAIFI” are o lungime de aproximativ 60km și conductor Al-Ol 50/8 mm² și alimentează 4558 utilizatori.

Variația numărului de întreruperi pe rețeaua analizată, din județul Argeș, este ilustrată în figura 4.11. După cum se poate observa are loc o reducere de 50% a numărului de întreruperi în ultimul an în raport cu valorile inițiale. Variația indicatorului ”SAIFI” este ilustrată în figura 4.12

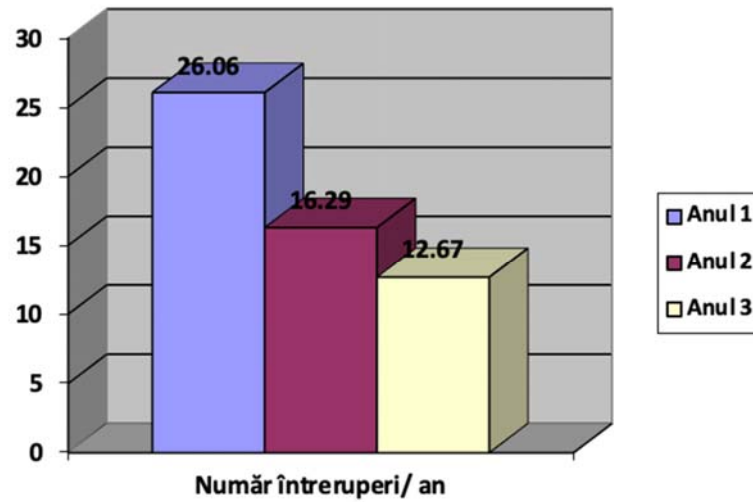


Fig. 4.11. Variația numărului de întreruperi pe LEA 20kV analizată.

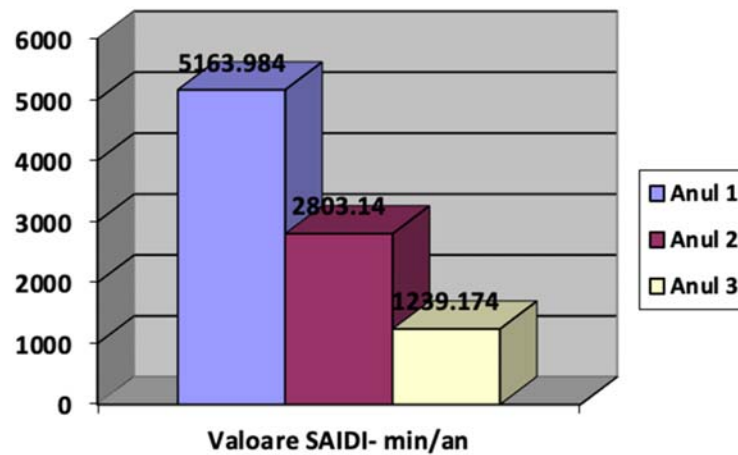


Fig. 4.12. Variația „SAIDI” pe LEA 20kV analizată

Rezultatele pozitive prezentate în figurile 4.11 și 4.12, privind scăderea duratei de întrerupere și a frecvenței de întrerupere pentru LEA 20kV analizată, în cei 3 ani studiați, se datorează:

- înlocuirii clemelor de legătură la nivelul cordițelor în punctele slabe;
- defrișărilor în zonele cu vegetație;
- reviziilor tehnice la echipamentele de comutație;
- înlocuirii parțiale a izolației;
- montării de noi echipamente telecomandate;

- factorilor climatici (care diferă anual și nu pot fi influențați);

Pe LEA MT existentă, în locurile indicate pe schema monofilară din figura 4.13 se vor monta 8 reclosere telecomandate. Acest lucru a dus la apariția a 7 secțiuni de LEA prezentate în figura 4.13, fiecare zonă fiind mărginită atât în amonte cât și în aval de câte un recloser automat.

Recloserile sunt dispozitive de comutare utilizate în liniile aeriene de medie tensiune și în stații, pentru evitarea întreruperilor mai lungi a rețelei în cazul defecțiunilor temporare. La fel ca întrerupătoarele, acestea sunt capabile să comute curenți nominali și de defect.

La baza alegerii LEA MT în care urmează a se realiza automatizarea au stat următoarele criterii:

- aportul indicelui „SAIDI”;
- numărul mare de consumatori;
- lungimea LEA MT;
- zona greu accesibilă pentru electricieni.

Prin urmare, următoarele echipamente vor fi instalate în rețea:

- 1 controler de auto-vindecare la dispecerat („Self Healing Controller”);
- 1 compact RTU în substația PA 20kV(A);
- 8 Ranclanșatoare împreună cu controlere lor;

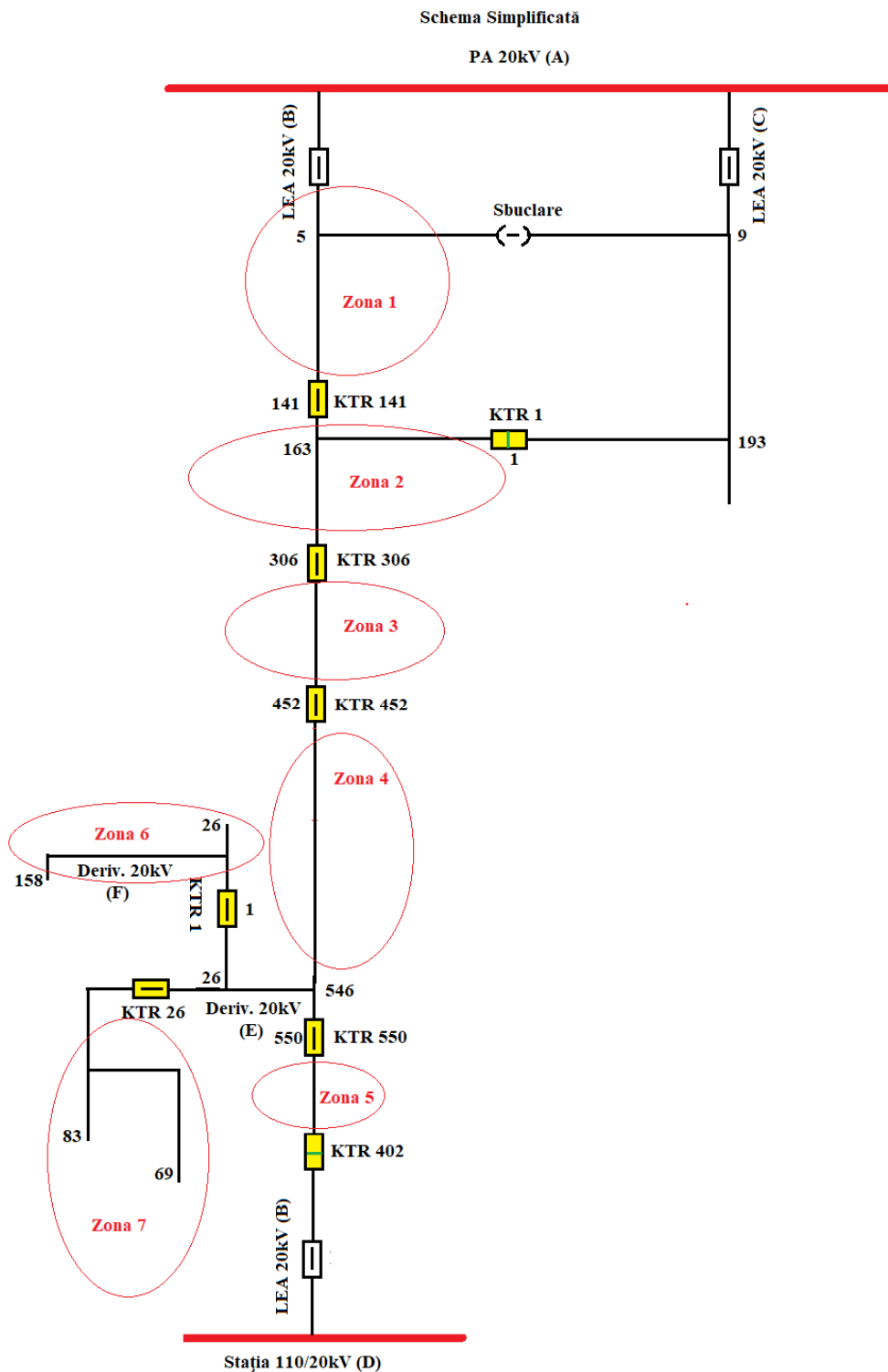


Fig. 4.13. Schema monofilară a rețelei analizate cu zone de rețea

Controlerul logic programabil este unitatea de telecontrol compactă destinată automatizării proceselor ce poate controla secvențe complexe de conducere a echipamentelor, ce permite întreținerea de la distanță, diagnosticarea de la distanță și parametrizarea la distanță.

Echipamentele cu logică programată sau controlere logice programabile sunt echipamente destinate conducerii automate a proceselor.

Structura unui proces automatizat cu ajutorul unui controler logic programabil poate fi sintetizată prin schema bloc prezentată în figura 4.14, utilizarea logicii programate constituind modalitatea calitativ superioară de realizare a echipamentelor de comandă.

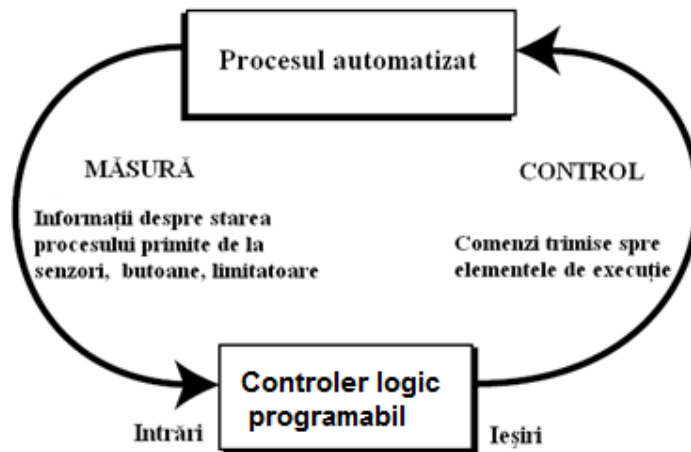


Fig. 4.14. Schema bloc- proces automatizat cu ajutorul unui controler logic programabil.

Deoarece comunicația între noul controler de reconectare și controlorul de autovindecare va fi prin GPRS, timpul de restaurare poate să fie de până la 30 de secunde, în principal în funcție de întârzierile de comunicare prin GPRS.

Concepția de auto-vindecare (automatizarea „Self Healing”) a rețelei include 3 etape:

- în prima etapă protecția va iniția declanșarea. Din acest motiv, setul de reglaje și coordonarea protecțiilor vor fi proiectate astfel încât să acționeze recloserul de lângă zona cu defect. Controlerul aferent recloserului va avea disponibile și activate funcțiile de protecție specifice.

- a doua etapa este separarea zonei de defect, fiind realizată automat după declanșarea comandată. Va fi monitorizată de către controllerul „Self Healing” din centrul de dispecerat.

- a treia etapa este realimentarea cu energie a zonelor sănătoase, monitorizată și controlată în mod automat tot de controllerul asociat sistemului central „Self Healing”.

Controllerul „Self Healing” asigură conexiunea prin protocol IEC 60870-5-104 cu controlerele reanclanșatoarelor printr-un canal de comunicație GPRS, interfața IEC 60870-5-104 pentru conexiunea cu stația 20kV PA(A) și două interfețe IEC 60870-5-104 pentru conexiunea cu sistemul redundant al centrului de comandă (sistemul de dispecerat).

Controlul de la distanță al stațiilor sau centralelor electrice, folosind standardul IEC 60870 5-104, permite utilizatorului să controleze locații separate la distanțe mari față de camera de control centralizată (dispecerat), optimizând utilizarea resurselor pentru respectiva sarcină. Definierea protocolelor standardizate de control de la distanță face posibilă integrarea sistemelor automatizate de diferiți furnizori cu centrul de control al utilităților. Acest lucru permite controlul sistemului, fără a fi nevoie de convertoare de protocol sau adaptări.

Controllerul cu funcția de autovindecare din centrul de dispecer este responsabil pentru toată logica și restaurarea automată a rețelei de MT, prin urmare are nevoie de:

- comunicație GPRS cu controlerele reclozerele instalate;
- comunicație IEC 104 cu PA 20kV(A);
- comunicație IEC 104 cu sistemul „SCADA” din centrul de dispecer.

Acesta monitorizează toate controlerele de reconectare ale reclozerele și RTU instalat în PA 20kV (A) și inițiază restaurarea automată în cazul unei declanșări cu ajutorul unui reanclanșator sau întrerupătorului din substația (A).

Pentru toate defecțiunile (evenimentele declanșatoare definite), va fi inițiată o restaurare automată în cazul modului automat. Secvențele vor rula automat, controlate și monitorizate de controllerul cu funcție de autovindecare, iar prin comandă din centrul de dispecer se trece în modul de întreținere (unde restaurarea automată va fi dezactivată).

S-a presupus că la apariția unui scurtcircuit sau punere la pământ pe una dintre secțiunile rețelei din cele 7 propuse, defectul va fi detectat și eliminat de protecțiile proprii ale reclozerele, iar prin intermediul unui element logic programabil ce interacționează

cu fiecare recloser se va da comanda separarea defectului și se va restabili alimentarea cu energie electrică din două surse.

Dacă în rețeaua studiată nu s-ar fi montat recloserele, defectul ar fi condus la declanșarea definitivă a întreruptorului din stația PA 20kV (A) sau într-una din stațiile de 110 kV/MT (după realizarea ciclurilor de RAR), determinând nealimentarea tuturor elementelor racordate la LEA 20kV.

Principii de funcționare automatizare:

- Orice alta stare operativă aferentă echipamentelor descrise în schema normală va conduce la blocarea automatizării;

- Scoaterea/ punerea în funcțiune a automatizării se va realiza prin comandă de la Dispecerat.

- Vor exista 2 grupe de reglaje (setul 1 și setul 2), setul 1 de reglaje va fi activ în toate releele pentru schema de funcționare normală;

- Pentru recloserile care își schimbă sursa de alimentare din Sursa 1 (PA (A) cel. 20kV (B)), sau Sursa 2 (PA (A) cel. 20kV (C)) pe Sursa 3 (Statia (D) cel. 20kV (B)), automatizarea va trece pe setul 2 de reglaje, iar revenirea pe setul 1 de reglaje, se va face manual de la fața locului sau de la Dispecerat.

- După o funcționare, automatizarea se va bloca, iar deblocarea se va realiza de la Dispecerat. La punerea în funcțiune automatizarea va verifica corectitudinea schemei de funcționare și a seturilor de reglaje și în cazul în care acestea nu corespund cu situația inițială, ea va da un mesaj prin care va semnala explicit neconcordanța constatată.

Din cauza numărului mare de recloserie și ținând cont că nu putem mării timpii de acționare a protecțiilor din celula sursă, pot apărea declanșări neselective ale protecțiilor.

Pentru corecția acestor inconveniente, logica va reconecta recloserile cele mai apropiate de sursă, apoi va realimenta zonele cu posibilitate de alimentare (ordinea de conectări neselective va fi de la surse către recloserile din aval).

Timpul de conectare al următorului recloser după primirea feedback-ului de la cel din amonte va fi mai mare decât timpul de declanșare al protecției cu temporizare cea mai mare (automatizarea va acționa după efectuarea ciclurilor de RAR).

Orice acționare manuală a oricărui recloser implicat în automatizare va conduce la blocarea automatizării, iar deblocarea se va realiza prin comandă de la Dispecerat.

Orice pierdere de comunicație cu oricare din echipamentele implicate în automatizare va conduce la blocarea automatizării, iar deblocarea se va realiza prin comandă de la Dispecerat.

Pentru analiza soluției propuse au fost realizate diferite scenarii de defecțiuni, pe zone, ale unor elemente din rețea, respectiv:

- S1, S2, S3 sursele de energie;
- P01 -Înterruptor circuit LEA 20 kV (A)-(C);
- P03 -Înterruptor circuit LEA 20 kV (A)-(B);
- P02 Recloser KTR 1 (deconectat în schema normală de funcționare);
- P04 Recloser KTR 141
- P05 Recloser KTR 306
- P06 Recloser KTR 452
- P07 Recloser KTR 550
- P08 Recloser KTR 402 (deconectat în schema normală de funcționare)
- P09 Recloser KTR 1B - deriv. 20kV (F);
- P10 Recloser KTR 26 - deriv. 20kV (E);
- T1, T2 - Transformatoare JT (20/0.4kV)
- C01 Zona care nu poate fi alimentată cu energie electrică automat. (dacă P01 declanșează, numai C01 este neutilizabilă)

În figurile 4.17 - 4.23 sunt prezentate schemele de ansamblu cu zonele de defect în rețeaua analizată și starea acestora după alimentare (starea după repunere/alimentare, roșu= închis, verde= deschis):

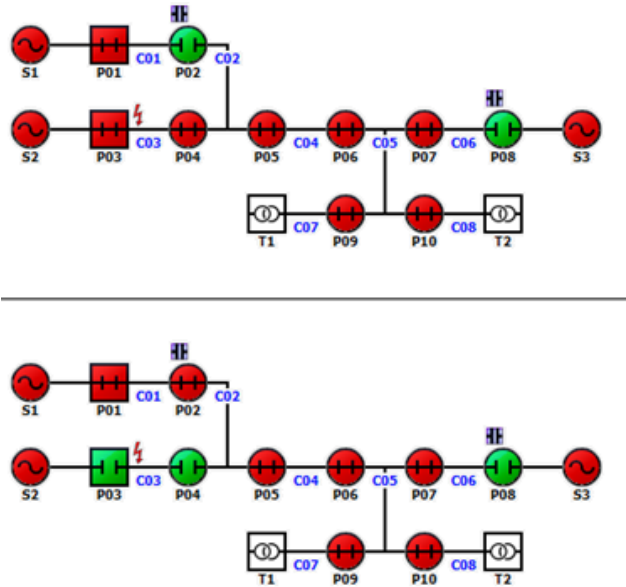


Fig. 4.17. Defect în zona 1 (C03)

Tabelul 4.10. “SAIDI” (anul 2) pentru rețeaua analizată cu și fără automatizare.

Denumire LEA 20kV	Anul studiat	SAIDI Initial (min)	SAIDI automatizare (min)	Reducere SAIDI (%)
LEA 20kV (A)- (B)	2	2808.7	999.77	64.4

CAPITOLUL 5.

Concluzii

5.1. Concluzii generale

Integrarea pe scară largă a electronicii de putere și a sistemelor inteligente de control în dispozitivele și instalații utilizatorilor finali a condus la o creștere a preocupărilor privind calitatea energiei electrice furnizată consumatorilor. Prin urmare, sistemele de automatizare bazate pe utilizarea largă a digitalizării au o importanță mare în funcționarea și conducerea rețelei de distribuție. Datele achiziționate cu ajutorul senzorilor moderni și prelucrarea acestui volum ridicat de date, aproape în timp real, furnizează operatorilor de distribuție informații privind starea sistemului la momente de timp și necesitatea unui răspuns rapid în cazul apariției în rețeaua electrică a unor fenomene perturbatoare.

Atenție deosebită a fost acordată indicatorilor care definesc caracteristicile serviciului de alimentare, pentru a evalua funcționarea eficientă a instalațiilor consumatorilor, astfel încât să nu se producă modificări ale proceselor industriale care ar putea conduce la pierderi economice importante.

Pentru asigurarea calității energiei electrice furnizată utilizatorilor în limite acceptabile sunt necesare măsuri precum stabilirea unei configurații adecvate a rețelei de distribuție și adoptarea unei structuri corespunzătoare conducerii operaționale a acesteia.

În cadrul lucrării sunt analizate configurațiile existente și viitoare ale sistemelor de distribuție a energiei electrice, perturbațiile ce pot apare precum și caracteristicile acestora, mijloace de monitorizare a indicatorilor de calitate și a parametrilor ce îi caracterizează, echipamentele care dau informații privind aceștia.

Informații ce sunt necesare pentru conducerea operativă a rețelelor de distribuție, structura organizatorică și ierarhică a deciziilor, precum și cunoașterea detaliată a posibilităților permise de sistemele de automatizare au un rol determinant în realizarea condițiilor pentru a răspunde eficient în cazul apariției unor evenimente perturbatoare nedorite. Schema de protecție din stație în cazul evenimentelor din rețeaua electrică este de o importanță deosebită, iar parametrizarea corespunzătoare a acesteia asigură un răspuns rapid și selectiv la perturbațiile apărute.

Sistemul de comunicație din rețea, sistemul SCADA precum și măsurile adoptate pentru a limita zonele afectate din rețeaua electrică cu ajutorul reanlanșatoarelor influențează în mod direct continuitatea în alimentarea cu energie electrică a utilizatorilor deserviți, aceste soluții fiind analizate în cadrul lucrării.

Studiile și analizele de caz din lucrare evidențiază defectele care pot să apară în rețelele electrice de distribuție, succesiunea măsurilor pentru a limita impactul perturbațiilor, precum și efectele asupra calității energiei electrice și continuității în alimentarea cu energie electrică.

5.2. Contribuții personale

În cadrul tezei, autorul a abordat probleme importante ale sistemelor de distribuție actuale pe baza unei analize atente a vastei bibliografii în domeniu, a experienței proprii și a încercat să ofere soluții personale unor probleme întâlnite pe parcursul studiului privind continuitatea în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor.

Principalele contribuții personale la dezvoltarea domeniului sunt următoarele:

- prezentarea și analiza detaliată a indicatorilor de calitate a energiei electrice furnizată utilizatorilor, specifici rețelelor de distribuție a energiei electrice;
- evidențierea efectelor nivelurilor scăzute ale calității energiei electrice asupra utilizatorilor;
- analiza problemelor care apar la serviciul de alimentare a utilizatorilor și a soluțiilor pentru creșterea nivelului calității energiei electrice la utilizatorii mai exigenți;
- analiza tranziției de la sistemele de distribuție existente către „smart grid”, cu evidențierea problemelor specifice privind monitorizarea și analiza perturbațiilor ce pot apare;
- studiul conducerii operative a rețelelor electrice cu accent pe importanța acestora privind calitatea energiei electrice furnizată utilizatorilor;
- identificarea efectelor unui nivel scăzut al continuității în alimentare și calității energiei electrice asupra consumatorilor și a soluțiilor pentru compensarea acestora în cazul daunelor;
- utilizarea variației în timp a indicatorilor pentru adoptarea de măsuri pentru creșterea nivelului de calitate a energiei electrice;
- logica instalației de automatizare propusă și setările necesare ale protecțiilor;

- studii de caz privind evenimente din rețeaua electrică de distribuție;
- studii de caz privind determinarea indicatorilor de performanță a operatorului de distribuție pentru diferite scenarii;
- evaluarea impactului asupra indicatorilor de continuitate a alimentării cu energie electrică într-o rețea de distribuție.

5.3. Perspective de dezvoltare ulterioară

În acest sens, continuarea studiilor în domeniu poate privi:

- mijloace de reconfigurare a rețelei pentru realizarea unui indicatori superiori pentru serviciul de alimentare;
- noi indicatori de calitate a energiei electrice pentru microrețele funcționând insularizat;
- noi indicatori de calitate a energiei electrice în microrețele conectate la rețeaua electrică publică prin intermediul transformatoarelor electronice;
- influența noilor structuri ale rețelelor de distribuție asupra indicatorilor de calitate a energiei electrice;
- sisteme moderne de protecție în microrețelele cu surse active de energie (surse regenerabile de energie, sisteme de stocare, etc);
- sisteme de distribuție cu funcții avansate de autoevaluare și autoreparare.

Bibliografie

- [1] *G. C. Lăzăroi*, Controlul calității energiei electrice în sisteme distribuite, Editura AGIR, București 2011.
- [13] IEEE P1366, Trial Use Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, Working Group on System Design, Draft 13, Ianuarie 1996
- [14] Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks, SR EN 50160.
- [15] *Bollen M.H.J.ș.a.*, Power Quality aspects of Smart Grids, International Conference on Renewable Energies and Power Quality, ICREPQ'10, Granada (Spain), rap. 583.
- [16] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3.6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations of MV, HV and EHV power systems, IEC 61000-3-6/2008.
- [17] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3.7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations of MV, HV and EHV power systems, IEC 61000-3-7/2008.
- [18] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3.15: Limits – Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network, IEC 61000-3-15/2009.
- [19] Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems, EN 50160, 2012.
- [26] IEC 61850 Noduri logice pentru măsurare și contorizare
- [27] *C. Golovanov*, Măsurarea mărimilor electrice în sistemul electro-energetic, Editura Academiei Române, București, 2009.
- [40] Ord. 20/2004- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport.
- [44] Communication network and systems in substations – Part 7.1: Basic communication structure for substation and feeder equipment – Principles and models, Standard IEC 61850-7-1 :2003.
- [46] Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in power utility automation systems related to IEDs, IEC 61850-6: 2017.
- [47] Ord. 11/2016 privind aprobarea Standardului de performanta pentru serviciul de distributie a energiei electrice. Abroga Ordinul 28/2007.
- [48] Ord. 28/2007 privind aprobarea Standardului de performanta pentru serviciul de distributie a energiei electrice. Abrogat Ordinul 11/2007.
- [49] <https://www.distributieoltenia.ro>.

- [50] <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>.
- [51] **M. Ciurescu-Țibrian**, *I.Ciobanu, A. Mandiș*, „Power quality improvement using automation systems in electrical Distribution Networks”, U.P.B. Sci. Bull., Series C, în curs de apariție.