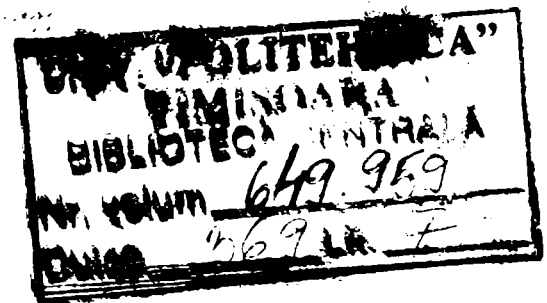




Teza de doctorat:

***Contribuții privind integrarea funcțiilor de tip
DMS în rețele de distribuție a energiei electrice***



Conducător științific:

Prof.dr. ing. Alexandru Vasilievici

Doctorand:

Ing. Dorel Stănescu

CUPRINS

Capitolul 1. Introducere.....	7
1.1 Tehnologii Informatice utilizate în Rețeaua Electrică de Distribuție	7
1.2 Pierderi în rețelele de distribuție	10
1.3 Structura tezei	11
Capitolul 2. Scheme echivalente de reprezentare a elementelor rețelelor electrice.....	16
2.1 Linii electrice.....	17
2.2 Transformatoare și autotransformatoare electrice	20
2.3 Bobine de reactanță și baterii de condensatoare	22
2.4 Generatoare și consumatori.....	23
2.5 Modelarea sarcinilor din nodurile rețelelor de distribuție	24
2.5.1 Caracteristicile graficelor de sarcina.....	30
2.5.2 Indicatori sintetici caracteristici graficelor de sarcină	33
2.5.3 Previțiuni asupra consumului de energie electrică	38
2.6 Concluzii, contribuții personale	41
Capitolul 3. Calculul pierderilor de putere și energie în elementele componente ale rețelelor electrice	42
3.1 Definiția pierderilor.....	42
3.2 Consum propriu tehnologic.....	43
3.3 Pierderi de putere și energie electrică în linii	45
3.4 Pierderi de putere și energie electrică în transformatoare.....	48
3.5 Calculul pierderilor de putere și energie electrică în rețelele complex buclate	50
3.6 Calculul pierderilor de putere și energie electrică în rețelele de distribuție.....	53
3.7 Evaluarea pierderilor de putere și energie electrică în rețelele electrice folosind inteligența artificială.....	57
3.8 Concluzii, contribuții personale	58
Capitolul 4. Pierderi de energie electrică datorate regimului nesimetric și deformant	60
4.1 Determinarea pierderilor de energie electrică datorate regimului nesimetric.....	60
4.2 Indicatorii regimului periodic nesinusoidal (deformant) sunt următorii :	63
4.3 Determinarea pierderilor de energie electrică datorate regimului nesinusoidal (deformant)	64
4.4 Regimurile periodice nesinusoidale și nesimetrice în rețelele trifazate.....	67
4.5 Măsurarea energiei electrice în regim periodic nesinusoidal (deformant)	69
4.5.1 Contorul de inducție	70
4.5.2 Contorul digital.....	71
4.6 Elemente privind utilizarea contoarelor în regim nesimetric și nesinusoidal.....	72
4.6.1 Analiza erorilor pentru tensiune și curent.....	73
4.6.2 Analiza erorii pentru puterea aparentă.....	73
4.6.3 Erori la măsurarea puterii active.....	74
4.6.4 Erori la măsurarea puterii reactive.....	74
4.6.5 Influența circuitelor de intrare ale contoarelor asupra erorii de măsurare	75
4.7 Analiza regimurilor nesinusoidale în rețele de distribuție	78
4.8 Concluzii, contribuții personale	85
Capitolul 5. Informatica de Proces	86
5.1 Impactul tehnologiilor informatice asupra exploatării și funcționării sistemelor electroenergetice	86
5.2 Sisteme SCADA aplicate la distribuția energiei electrice	89
5.3 Tendințe actuale în realizarea sistemelor integrate de protecție comandă și control.....	93
5.3.1 Funcțiile sistemelor SCADA	98
5.3.2 Echipamente utilizate.....	99
5.3.3 Standardizarea protocoalelor de comunicație	101
5.3.4 Impactul volumului de date asupra concepției Sistemelor de Automatizare	101
5.4 Sistemul de Automatizare al Distribuției (SAD).....	103
5.4.1 SAD centralizat.....	103
5.4.2 SAD descentralizat	105
5.4.3 SAD – dezvoltări actuale	108
5.5 Sisteme implementate la SDFEE Sibiu	114
5.5.1 Structura Sistemului de Teleconducere în stația Cisnădie.	117
5.5.2 Configurația sistemului SCADA într-o stație rețehnologizată.....	119

5.5.3	SAD - Soluția mixtă adoptată la SDFEE Sibiu	124
5.5.4	Sistemul de Teleconducere pentru rețeaua de distribuție	126
5.5.5	Utilizarea arhivelor generate de sistemele SCADA	132
5.6	Sistemul de Telegestiune a energiei electrice	137
5.7	Contribuții personale	146
Capitolul 6.	Sistemul GIS (Geographical Information System).....	147
6.1	Necesitatea apariției GIS	147
6.2	Aplicații GIS în domeniul producerii și distribuției de energie electrică.....	149
6.3	Descrierea funcțională și tehnologică	151
6.4	Structura tehnologiei GIS și integrarea ei în cadrul sistemului informatic	153
6.5	GIS Componentele principale.....	155
6.5.1	Crearea hărților digitale.....	156
6.5.2	Sisteme de coordonate.....	157
6.5.3	Sisteme naționale de referință	159
6.5.4	Sisteme de referințe utilizate în România.....	162
6.5.5	Volum de informații.....	166
6.5.6	Caracteristici ale programelor GIS.....	168
6.5.7	Utilizatori GIS în societățile de distribuție.....	170
6.6	Stadiul actual al Sistemului GIS la SDFEE Sibiu.....	170
6.6.1	Crearea suportului geografic continuu	172
6.6.2	Utilizarea GIS în societățile de distribuție a energiei electrice	174
6.7	Contribuțiile autorului la dezvoltarea GIS	175
6.7.1	Dezvoltarea de aplicații conexe pentru popularea și utilizarea bazei de date specifică GIS	176
6.7.2	Utilizarea tehnologiei INTRANET pentru distribuirea datelor specifice GIS.	185
Capitolul 7.	Studiul pierderilor în rețeaua de distribuție 110kV	189
7.1	Clasificări și metode de determinare a pierderilor.....	189
7.2	Determinarea pierderilor prin evidență.....	193
7.3	Calculul analitic al consumului propriu tehnologic de energie.....	203
7.3.1	Calculul pierderilor prin metoda integrării curbei de sarcină achiziționată prin sistemul de telegestiune.	208
7.3.2	Rezultate obținute în cazul LEA 110kV	212
7.3.3	Rezultate obținute pentru Transformatoarele 110/20kV din stațiile de transformare	224
7.3.4	Automatizarea calculului	229
7.4	Concluzii, contribuții personale.....	231
Capitolul 8.	Concluzii, contribuții personale	233
Bibliografie		236
Anexe		242

Lista prescurtărilor utilizate

Sigla	Semnificația în extenso	Limba de proveniență	Traducere / explicație
EMS	Energy Management System	Engleză	Sistem de Management al Energiei electrice
DMS	Distribution Management System	Engleză	Sistem de Management al Distribuției (de energie electrică)
SCADA	Supervisory Control and Data Aquisition	Engleză	(sistem) de supraveghere (monitorizare), control și achiziție de date.
MIS	Management Information System	Engleză	Sistem de Informațional de Management
GIS	Geographical Information System	Engleză	Sistem Geografic Informatizat
AMR	Automat Meter Reading -	Engleză	Citare Automată a Contoarelor , sau Telegestiune
RTU	Remote Terminal Unit	Engleză	Terminal numeric de achiziție date de la distanță
IED	Intelligent Electronic Device	Engleză	Dispozitiv Electronia Inteligent
GPS	Global Positioning System	Engleză	Sistem de Poziționare Globală
THD	Total Harmonic Distorsion	Engleză	(coeficient) Total de Distorsiune Armonică
CAD	Computer Aided Design	Engleză	Proiectare asistată de calculator
RED	Rețeaua Electrică de Distribuție	Română	
FDLEE	Filiala de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice	Română	
SDFEE	Sucursala de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice	Română	
CEM MT/JT	Centru de Exploatare și Mentenanță rețele de Medie și Joasă Tensiune	Română	
DEC	Dispecer Energetic Central	Română	
DET	Dispecer Energetic Teritorial	Română	
DED(F)	Dipecer Energetic de Distribuție (de Filială)	Română	
DED(Z)	Dipecer Energetic de Distribuție (de Zonă)	Română	
DED(Z)	Dipecer Energetic de Distribuție (de Zonă)	Română	

Capitolul 1. Introducere

1.1 Tehnologii Informatice utilizate în Rețeaua Electrică de Distribuție

Sistemul energetic național se află astăzi într-un proces continuu de restructurare. Acest proces are două componente principale și anume reorganizarea administrativă pe de o parte și reabilitarea instalațiilor componente pe de altă parte.

Reorganizarea administrativă are drept scop principal organizarea funcționării sistemului energetic conform cerințelor economiei de piață.

Reabilitarea instalațiilor electroenergetice se desfășoară în două direcții principale și anume:

- Modernizarea instalațiilor existente care are drept scop îmbunătățirea nivelului tehnologic pentru echipamentele aflate în funcțiune.
- Dezvoltarea sistemului energetic prin realizarea de investiții

Utilizarea tehnologiilor informatice este unul dintre factorii care condiționează succesul ambelor componente ale procesului de restructurare.

Sistemele moderne destinate managementului rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice, de tip Energy Management System - EMS și DMS, conțin următoarele categorii de funcții operative destinate conducerii acestora în timp real sau timp real extins:

- Aplicații pentru transportul energiei;
- Aplicații pentru distribuția energiei electrice;
- Simulatorul pentru instruirea dispecerilor.

În prezent, în majoritatea activităților din domeniul exploatarei supravegherii și conducerii operative a Rețelei Electrice de Distribuție – RED, se utilizează pe plan mondial sisteme informatice integrate care îndeplinesc sarcini de monitorizare, comandă, protecții, automatizare, etc. Aceste sarcini se realizează prin intermediul unor funcții specifice de tip Supervisory Control And Data Acquisition - SCADA și Distribution Management System - DMS. Denumirea funcțiilor și conținutul acestora sunt în general "standardizate", iar software-ul aferent este astăzi disponibil comercial, pe o piață concurențială.

Și în cadrul societăților de distribuție din România, regăsim, în funcție de condițiile specifice, în diferite etape de implementare, sisteme complexe de gestiune a bazelor de date de exploatare:

- Sistemul SCADA
- Sistemul de Automatizare a Distribuției
- Sistemul de TeleGestiune
- Sistemul GIS
- Sisteme digitale de protecție
- Sisteme dedicate pentru analiza postavarie
- Sisteme pentru analiza calității energiei electrice

Dezvoltarea rețelelor de calculatoare determină necesitatea integrării informațiilor și a bazelor de date în sistemul Management Information Sistem - MIS, Figura 1.1. Realizarea și implementarea unor Sisteme Informatice Integrate este o acțiune de mare amploare și complexitate și nu se poate face decât etapizat și cu o solidă fundamentare privind eficiența economică.

Problematika integrării sistemelor informatice este pe cât de actuală pe atât de complexă. Chiar dacă majoritatea acestor sisteme dispun de opțiuni pentru exportul/importul datelor gestionate, în marea majoritate a cazurilor lipsesc mijloacele necesare pentru conectarea lor directă. Din acest

motiv aplicațiile pentru care informațiile provin din surse diferite sunt destul de greu de implementat.

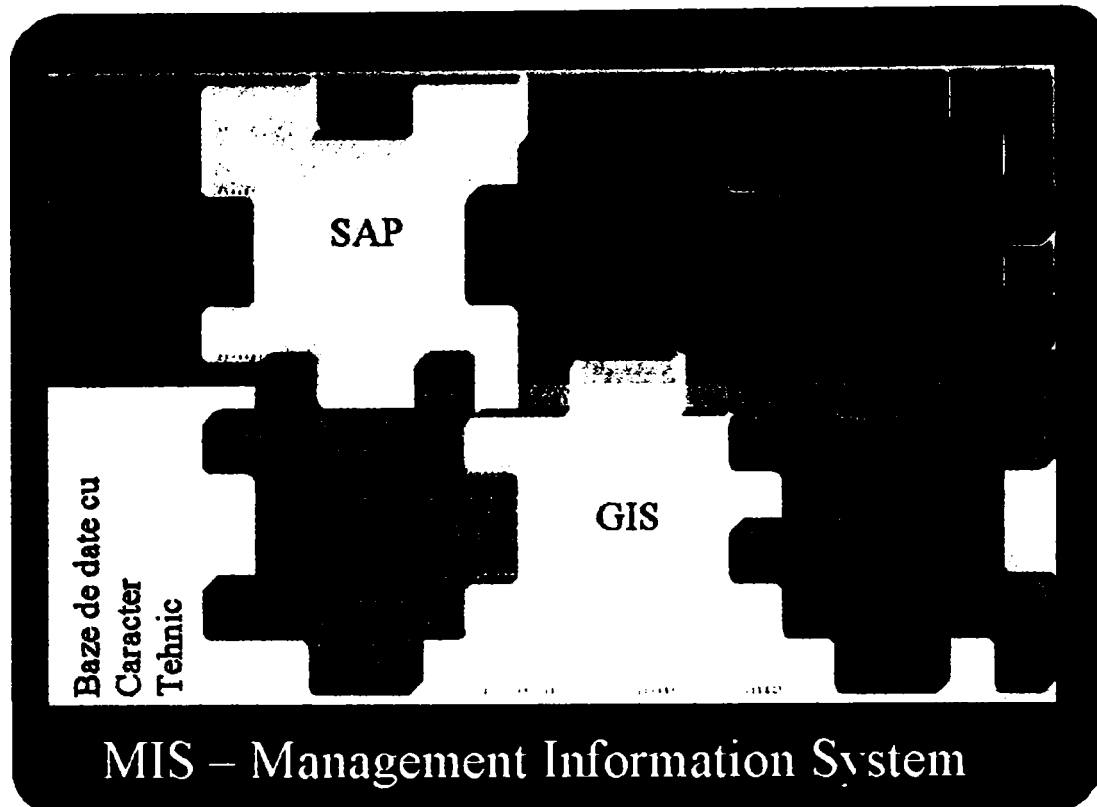


Figura 1.1 MIS –subsisteme componente

Problematika conceperii, dezvoltării și realizării unui DMS este deosebit de complexă și necesită resurse umane și financiare foarte importante. Implementarea unui astfel de sistem pornind de la zero, fără considerarea aplicațiilor aflate deja în funcție, ar necesita investiții în proiectare și echipamente de o asemenea magnitudine încât nu s-ar putea justifica economic. Pe de altă parte, prin considerarea resurselor existente, se pot determina echipamentele, aplicațiile informatice și funcțiunile care pot fi adaptate pentru a contribui la realizarea DMS.

Dacă luăm în considerație cea de-a doua alternativă, este necesară identificarea și analizarea fiecăruia dintre sistemele aflate în funcție pentru a se putea determina care sunt modificările sau modernizările necesare în viitorul apropiat și modul în care informațiile achiziționate din proces pot deveni compatibile între ele. Acest mod de lucru poate constitui primul pas în dezvoltarea unui sistem de management al distribuției de energie electrică-DMS.

Prin natura sarcinilor de serviciu autorul a fost implicat într-o serie de proiecte realizate la SDFEE Sibiu în domeniul automatizării rețelelor de distribuție, a realizării evidenței informatizate a rețelei de distribuție pe suport GIS, și mai recent al extinderii sistemului de telegestiune. Acestea constituie în fapt subsisteme ale DMS și prin utilizarea eficientă a informațiilor disponibile se pot emula funcțiuni specifice acestui sistem.

Un exemplu edificator îl constituie modul actual de determinare a pierderilor de energie în rețeaua de distribuție. În prezent calculul pierderilor în rețelele de distribuție se realizează cu aplicații software dedicate care necesită construirea unei baze de date proprii de cele mai multe ori prin introducerea manuală a informațiilor.

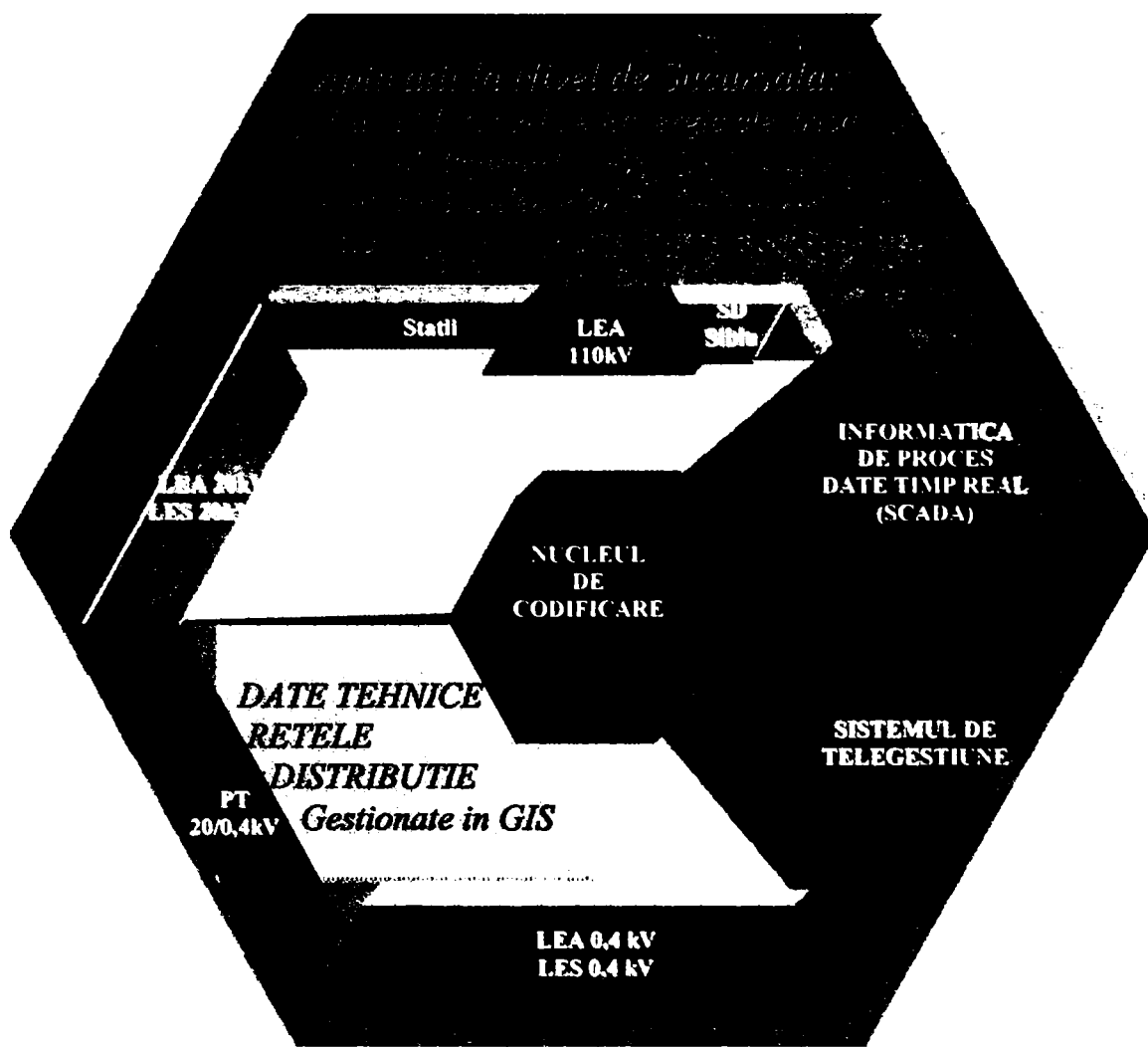


Figura 1.2 Utilizarea sistemelor implementate la determinarea prin calcul a pierderilor în rețelele de distribuție

În Figura 1.2 se poate urmări modul de agregare a informațiilor provenite din diverse surse, în jurul unui nucleu unic de codificare, pentru utilizarea lor ca date de intrare în aplicațiile specifice distribuției energiei electrice.

Pentru a obține rezultate cu grad cât mai mare de acuratețe sunt necesare:

- Informații referitoare la topologia rețelelor și datele tehnice ale echipamentelor care o compun – actualizate în GIS
- Date referitoare la circulațiile de puteri prin rețea provenite în special de la sistemul de telegestiune
- Date referitoare la modul de exploatare (manevre, abateri de la schema normală) care sunt disponibile în SCADA

Pornind de la analiza și evaluarea sistemelor informatice aflate în prezent în funcțiune sau într-un stadiu avansat de implementare la SDFEE Sibiu, teza de față se va concentra pe analiza

posibilităților de a utiliza datele provenite de la acestea pentru îmbunătățirea a metodelor de determinare a pierderilor de energie în rețelele de distribuție.

Sunt de asemenea prezentate preocupările și realizările autorului pentru crearea și sistematizarea informațiilor disponibile în format digital într-o structură care să faciliteze implementarea în viitor a funcțiilor specifice DMS.

1.2 Pierderi în rețelele de distribuție

Din imposibilitatea practică a realizării unui proces perfect reversibil, conform celui de al doilea principiu al termodinamicii, randamentul unui proces nu poate atinge valoarea de 100%. Diferența până la aceasta valoare depinde de condițiile concrete în care se realizează procesul, de îndemânarea de a-l concepe și conduce.

În procesul de distribuție al energiei electrice va exista întotdeauna o diferență între energia electrică intrată și ieșită din rețeaua de distribuție, reprezentând pierderile de energie electrică aferente. Aceste pierderi se regăsesc în pierderi proprii tehnologice, determinate în faza de proiectare pentru o funcționare optimă, pierderi tehnice, pentru o funcționare reală și pierderi comerciale.

Determinarea nivelului pierderilor de energie pe diversele nivele de tensiune ale unei rețele electrice, în diferitele ei elemente (linii, transformatoare), este necesară atât în faza de proiectare, cât și în faza de exploatare. Cunoașterea nivelului acestor pierderi servește la dimensionarea rațională a elementelor componente, stabilirea structurii și regimurilor optime de funcționare ale rețelei, evaluarea eficienței diverselor măsuri pentru reducerea pierderilor, stabilirea prețului de cost al energiei electrice etc.

Informatizarea sistemului energetic contribuie la optimizarea consumului propriu tehnologic și la reducerea pierderilor. Astfel se pot stabili regimurile de funcționare în proiectare și exploatare pentru obținerea unui consum propriu tehnologic optim, se pot calcula și localiza pierderile, prin post calcul / evidență, și se poate evalua performanța sistemului prin compararea cu valoarea normată / planificată. În cadrul S.C. Electrica S.A. există un sistem de evidență a energiei electrice vehiculate prin rețeaua electrică de distribuție (RED) care este reglementat intern prin proceduri operaționale. De asemenea există o preocupare continuă pentru urmărirea și optimizarea pierderilor, concretizată prin:

- Determinarea lunară, trimestrială și anuală a pierderilor, prin calculul diferenței dintre valorile măsurate pentru energia electrică achiziționată și energia electrică livrată consumatorilor. Pierderile calculate pe baza energiilor măsurate de contoarele verificate metrologic amplasate în punctele de schimb și în locurile de consum se numesc **pierderi de evidență**.
- Întocmirea trimestrială de studii pentru determinarea prin calcul a pierderilor tehnice pentru fiecare dintre elementele rețelei de distribuție. Programele de calcul utilizate au ca date de intrare energiile vehiculate, caracteristicile tehnice ale diferitelor elemente de rețea și topologia rețelei de distribuție și determină prin rularea unor algoritmi specifici valoarea **pierderilor tehnice sau calculate**.
- Întocmirea și urmărirea planului de măsuri de reducere a pierderilor. Acest plan are ca scop reducerea la minim a diferenței dintre valoarea pierderilor determinate prin evidență și a pierderilor determinate prin postcalcul. Această diferență și anume **pierderile comerciale sau de neechilibrare** reprezintă de fapt energia livrată dar neîncasată și reprezintă un indicator foarte important în evaluarea eficienței economice pentru activitatea de distribuție a energiei electrice. Aceste pierderi pot fi pozitive sau negative și au drept cauze, pe de o parte, imprecizia metodelor de evaluare a pierderilor tehnice, iar pe de altă

parte, erorile introduse de grupurile de măsurare și organizarea evidenței fluxurilor de energie electrică. Totodată, pierderile comerciale includ și unele consumuri neevidențiate, cum ar fi pierderile în transformatoarele de măsurare și contoarele de energie, precum și sustragerile de energie din rețea.

Odată cu implementarea mecanismelor pieței de energie electrică problema determinării și a estimării în timp real a valorii și a tendinței de variație a cuantumului pierderilor a devenit și mai importantă deoarece valoarea CPT trebuie inclusă în prognoza de achiziție de energie electrică.

Din aceste motive îmbunătățirea modului în care se realizează în prezent urmărirea pierderilor în rețelele de distribuție trebuie să reprezinte o preocupare continuă atât pentru managerii societăților de distribuție cât și pentru personalul de execuție. Prin utilizarea resurselor oferite de sistemele informatice implementate în ultimul deceniu se pot optimiza majoritatea activităților desfășurate pentru reducerea pierderilor în rețelele de distribuție.

Această optimizare trebuie realizată pe câteva direcții principale:

- Îmbunătățirea continuă a măsurării energiei electrice prin determinarea erorilor care intervin în lanțul de măsurare și minimizarea acestor erori prin utilizarea de mijloace de măsurare performante.
- Reducerea pierderilor comerciale prin identificarea punctelor de schimb în care energia nu este măsurată corect.
- Îmbunătățirea metodelor actuale de calcul pentru pierderile în rețelele de distribuție, în special în rețelele de medie și joasă tensiune. Metodologiile dezvoltate trebuie să permită localizarea mai exactă a zonelor cu pierderi ridicate.
- Considerarea efectelor energetice ale regimului nesimetric și deformant, tot mai importante în ultima perioadă, în algoritmi aplicați pentru evaluarea pierderilor.
- Utilizarea informațiilor disponibile în sistemele informatice în funcțiune și care au relevanță pentru reducerea pierderilor, într-un mod sistematizat și coerent.

Scopul final este acela de a determina valoarea pierderilor la intervale cât mai reduse (de preferință în timp real) pentru a permite luarea de decizii corecte și fundamentate pentru reducerea lor.

1.3 Structura tezei

În Capitolele 2 și 3 se prezintă metodele de calcul al pierderilor de putere și energie electrică (pierderi tehnice) în elementele rețelelor și pe ansamblul lor. Se au în vedere atât metodele clasice prezentate în literatura de specialitate, cât și unele tehnici noi bazate pe facilitățile oferite de inteligența artificială.

Considerațiile teoretice legate de modul de calcul al pierderilor în rețele electrice pornesc de la modelul matematic al elementelor componente. Se identifică apoi principalele caracteristici pentru modul de funcționare în special indicatorii specifici pentru curbele de sarcină. După modelarea rețelei se aplică algoritmi de calcul specifici pentru diferitele tipuri de rețele. În literatura de specialitate se pot identifica numeroase soluții la problemele enunțate mai sus.

Aplicarea practică și dezvoltarea de aplicații software pentru calculul pierderilor se lovește însă de problema colectării datelor de intrare necesare. Din punctul de vedere al lucrării de față scopul principal este acela de a căuta modele matematice și algoritmi de calcul optimi pentru aplicarea la condițiile actuale din rețeaua de distribuție. Acest obiectiv trebuie corelat cu identificarea surselor de date existente în format digital în alte sisteme informatice.

Caracteristicile tehnice ale elementelor de rețea care sunt necesare la definirea modelului matematic sunt disponibile, în cea mai mare parte în structurile de date aferente GIS. Topologia rețelelor studiate se poate prelua de asemenea din schemele normale sau hărțile de amplasament cuprinse în GIS.

Datele privind consumurile de energie electrică, curbele de sarcină pentru diferite elemente de rețea și rapoartele generale privind cantitățile de energie vehiculate sunt achiziționate de sistemul de telegestiune.

Pentru analize detaliate și pentru determinarea mai exactă a pierderilor în zone specifice de rețea se pot utiliza arhivele care conțin istoricul variației în timp a mărimilor electrice achiziționate prin sistemele SCADA actuale oferă informații precise.

Capitolul 4 prezintă considerații teoretice asupra efectelor energetice ale regimului periodic nesimetric și nesinusoidal (deformant) precum și o sinteză a erorilor pe care aceste regimuri le introduc în lanțul de măsurare a energiei electrice.

În ultimii ani, utilizarea aparatelor electronice cu surse de alimentare în comutație în număr tot mai mare de către micii consumatori și consumatorii casnici a condus la amplificarea problemelor generate de regimurile nesimetrice și deformante în rețeaua de joasă tensiune. Pentru acest tip de consumatori se utilizează încă pe scară largă contoare de inducție pentru măsurarea energiei electrice consumate. Combinația acestor factori conduce la o situație extrem de defavorabilă în ceea ce privește gestiunea energiei electrice prin creșterea pierderilor în rețeaua de joasă tensiune pe de o parte datorită vehiculării unei puteri suplimentare prin rețea și pe de altă parte prin scăderea preciziei grupurilor de măsurare.

Determinarea pierderilor de energie electrică datorate regimului nesinusoidal (deformant) se poate face prin analiza armonică a curbelor de curent pentru fiecare receptor deformant în parte.

Actualele contoare de inducție clasice, cu care se face, în prezent, contorizarea energiei electrice la aproape toate categoriile de consumatori, înregistrează eronat energia electrică în regim deformant, eroarea fiind cu atât mai mare cu cât "coeficientul de distorsiune (THD)" este mai ridicat.

Erorile la măsurarea energiilor electrice în circuite trifazate depind de aparatele utilizate în schemele de măsurare (transformatoare de măsurare de curent și de tensiune, contoare).

Problemele noi cu care se confruntă tarifarea energiei vehiculate în rețelele electrice, în înaltă, medie și joasă tensiune sunt legate de distorsionarea tot mai accentuată a formelor de semnal, de încărcarea foarte mică, precum și de efectele nesimetriilor.

Aceste aspecte sunt în curs de reglementare prin adoptarea Codului Tehnic al RED și al altor documente conexe. Conform noii ediții a Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție, limita maxim admisă a factorului de nesimetrie de secvență negativă a tensiunii/curentului electric în rețelele electrice de distribuție (inclusiv de 110 kV) este de 2 %.

Instalațiile utilizatorului (consumatorului) nu trebuie să producă în PCC (Punctul Comun de Conectare) o nesimetrie a tensiunii de peste 1 %. Nesimetria poate varia până la 2 % dar numai pe o perioadă de 5 minute într-un interval de 30 minute. Consumatorul trebuie să asigure echilibrarea sarcinii astfel încât nici unul dintre curenții pe fază, în raport cu media celor trei curenți pe fază să nu depășească 2 % la o tensiune nominală peste 1 kV. Pentru perioade de sub 2 minute se admite până la 4 % pentru o tensiune nominală peste 1 kV.

În conformitate cu Anexa 8 din Contractul - Cadru de furnizare a energiei electrice la marii consumatori finali, industriali și similari la tarife reglementate:

„Nesimetria introdusă de consumator trebuie să se încadreze în cotele alocate de furnizor astfel încât să nu se depășească nivelul de 2 % în punctul de delimitare”.

Apariția reglementărilor enumerate mai sus nu rezolvă însă aspectele practice legate de regimul nesimetric și nesinusoidal. Pentru respectarea condițiilor impuse este necesar să se asigure mijloacele de monitorizare a indicatorilor care caracterizează regimul real de funcționare.

Trebuie remarcat faptul că, deși efectele negative ale regimului nesimetric și deformant sunt în general cunoscute de către specialiștii din societățile de distribuție a energiei electrice, în metodele și algoritmi utilizați la determinarea prin calcul a pierderilor în rețelele se consideră ca ipoteză de studiu că rețeaua funcționează într-un regim ideal, fără perturbații. Neglijarea pierderilor de energie datorate regimurilor perturbatoare poate conduce la decizii eronate în ceea ce privește nivelul real al pierderilor tehnice. Aceste pierderi suplimentare se manifestă în special în rețelele de distribuție de joasă tensiune și anume la nivelul de tensiune la care contoarele de inducție reprezintă încă majoritatea mijloacelor de măsurare.

Un alt aspect care va fi din ce în ce mai important este cel al implementării unor proceduri care să permită alocarea nivelului de perturbații admis pentru fiecare consumator comercial conectat la rețea.

În condițiile în care sistemele moderne de achiziție de date de tip SCADA sau AMR permit măsurarea tot mai precisă a mărimilor electrice din nodurile rețelei iar numărul acestora crește exponențial este justificat să se pună problema folosirii acestor informații la determinarea nivelului de perturbații din rețea.

Un posibil mod de abordare este cel propus de autor și anume utilizarea informațiilor achiziționate în sistemele SCADA și AMR pentru monitorizarea indicatorilor de calitate ai energiei electrice în diferite noduri ale rețelei. Măsurătorile efectuate la SDFEE Sibiu prin intermediul sistemului de telegestiune au evidențiat faptul că efectele regimurilor perturbatoare se resimt pe o arie largă și de multe ori la distanțe apreciabile.

În viitorul previzibil monitorizarea rețelelor de distribuție pentru stabilirea va trebui asimilată ca funcție DMS deoarece implică urmărirea sistematică a regimurilor de funcționare și verificarea datelor obținute cu măsurători în rețea pe suportul hărților digitale furnizate de GIS.

Capitolul 5 descrie sistemul SCADA și sistemul de telegestiune implementate la SDFEE Sibiu și își propune să identifice și să structureze informațiile care pot fi utilizate la determinarea mai exactă a pierderilor de energie.

Primele sisteme de tip SCADA cu arhitectură concentrată au fost puse în funcțiune la SDFEE Sibiu în urmă cu 45 de ani. Experiența acumulată în exploatarea acestui tip de sisteme a avut o influență hotărâtoare asupra specialiștilor care s-au format la Centrul PRAM de la Sibiu. Această experiență s-a concretizat de-a lungul timpului în realizări de excepție din punct de vedere teoretic și practic, realizări care cuprind, printre altele colaborarea împreună cu catedra de Aparate Electrice a Universității Tehnice Timișoara la conceperea și realizarea primelor echipamente digitale de protecție cu funcții integrate de comandă control în România.

Încă din anul 1995 a fost propus un proiect de cercetare sub conducerea d-lui Profesor Dr. Ing. Alexandru Vasilevici cu următorul titlu :**CERCETĂRI PRIVIND CONCEPTIA ȘI REALIZAREA UNUI SISTEM INTEGRAT DE SUPRAVEGHERE, COMANDĂ, CONTROL MONITORIZARE ȘI PROTECȚIE A INSTALAȚIILOR ELECTRICE.**

În decursul ultimilor 10 ani de zile, aplicarea în practică a principiilor enunțate în cadrul acestui proiect de cercetare a permis realizarea unui sistem funcțional de teleconducere a stațiilor de transformare cu perspective reale de dezvoltare în continuare.

În capitolul 5 se prezintă soluțiile adoptate la realizarea acestui sistem precum și noile probleme cu care ne întâlnim odată cu extinderea și dezvoltarea lui. De asemenea sunt reliefate câteva dintre aspectele care trebuie luate în considerare în perspectiva integrării cu alte sisteme informatice și evoluția spre o nouă etapă de dezvoltare și anume realizarea sistemelor pentru

managementul distribuției DMS. O atenție deosebită este acordată sistemului de automatizare a distribuției, SAD, care extinde conceptele întâlnite mai ales pentru teleconducerea stațiilor de transformare la echipamente inteligente amplasate în rețeaua de medie tensiune.

Tot în acest capitol este prezentată structura și funcțiile sistemului de telegestiune (AMR Automat Meter Reading în limba engleză). Acest sistem a fost destinat inițial pentru citirea de la distanță a contoarelor electronice din punctele de schimb de pe conturul sucursalei. Odată cu apariția pieței de energie electrică a apărut necesitatea urmării consumurilor orare în tot mai multe noduri ale rețelei de distribuție. În consecință sistemul de telegestiune s-a dezvoltat continuu prin includerea de noi contoare electronice. Prin arhivarea informațiilor s-a creat o bază de date privind istoricul de consum care poate oferi un suport adecvat pentru funcțiile DMS în domeniul gestionării energiei electrice. În cadrul tezei este exemplificat modul de utilizare al informațiilor disponibile în sistemul de telegestiune pentru determinarea mai exactă a pierderilor de energie în rețelele electrice de distribuție.

Capitolul 6 prezintă sistemul GIS (Geographical Information System), pentru utilizat pentru evidența tehnică a rețelilor de distribuție precum și aplicațiile dezvoltate de autor.

GIS în traducere Sistem Geografic Informatizat, este în esență o colecție de date grafice (harti, scheme, fotografii, desene tehnice) aflate într-o strânsă corelație cu o bază de date care definește atributele, caracteristicile și proprietățile elementelor grafice respective. Rezultă astfel un sistem informatic complex cu legături și corespondențe multiple care tinde să definească cât mai complet sistemul fizic pe care îl reprezintă.

Principala funcție a GIS este aceea de a structura cât mai optim volumul uriaș de informații care trebuie gestionat pentru a ușura regăsirea rapidă a informației necesare la un moment dat. De asemenea trebuie să înlăture redundanța datelor și să permită actualizarea acestora în mod continuu.

Datorită dezvoltărilor recente în domeniul informaticii atât din punct de vedere hardware (posibilități extinse de calcul și memorie) cât mai ales a tehnologiei de programare, la funcțiile enumerate mai sus se adaugă câteva cerințe pe care un sistem GIS modern trebuie să le îndeplinească și anume:

- Să permită rularea de aplicații specifice care să utilizeze informațiile disponibile pentru rezolvarea rapidă pentru anumite sarcini de serviciu.
- Să poată integra, sau să poată fi integrat cu alte sisteme informatice în curs de dezvoltare sau existente cum ar fi SCADA (Teleconducere), DMS (Distribution Management System) MIS (Management Information System).
- Să aibă la bază platforme software recunoscute pe plan internațional pentru a avea asigurată dezvoltarea ulterioară.
- Să permită dezvoltarea de aplicații proprii folosind programarea orientată pe obiecte.

Astăzi GIS este conceput ca parte integrantă a sistemului de management al informației (MIS) și trebuie să fie capabil să interacționeze cu alte subsisteme informatice cum ar fi SCADA, DMS sau aplicații tehnico-economice.

Pentru a crește disponibilitatea datelor conținute de proiectul GIS și a le pune la dispoziția utilizatorilor interesați a trebuit să reconsiderăm strategia de implementare a GIS, și să ne conformăm noilor tendințe care urmează calea utilizării tehnologiei Internet în acest domeniu.

Capitolul 7 are drept subiect modul în care considerațiile prezentate în celelalte capitole pot fi transpuse în practica de zi cu zi. Sunt prezentate câteva dintre aplicațiile dezvoltate de către autor și care sunt utilizate în mod curent în activitatea SDFEE Sibiu.

Preocupările pentru monitorizarea mai precisă a pierderilor în rețeaua de Înaltă Tensiune (110kV) s-au concentrat spre dezvoltarea unor metode care să permită evaluarea pierderilor în rețele la intervale mai mici de timp. În mod uzual acest tip de calcule se efectuează trimestrial sau anual. Prin urmărirea modului de evoluție a pierderilor în fiecare lună calendaristică se permite luarea mai rapidă de măsuri pentru reducerea pierderilor. Prin utilizarea datelor istorice arhivate în baza de date a sistemului de telegestiune a fost dezvoltată o metodă proprie de determinare a pierderilor pe elemente de rețea. În capitolul 7 este prezentată aplicația realizată, rezultatele obținute și perspectivele de dezvoltare ale acesteia.

Această structură, aparent eterogenă, a prezentei lucrări derivă din faptul că se are în vedere evaluarea tuturor resurselor disponibile pentru implementarea în viitorul apropiat al Sistemului de Management al Distribuției - DMS.

Se constată faptul că pentru realizarea funcțiilor de tip DMS este necesară corelarea datelor provenite de la sisteme informatice diferite. Un exemplu concludent este acela oferit de aplicațiile pentru calculul pierderilor în rețelele de distribuție și optimizarea regimurilor de funcționare. Din acest motiv am ales acest tip de aplicație pentru efectuarea de analize detaliate care să permită evaluarea subsistemelor implementate.

Prin determinarea stadiului de dezvoltare pentru fiecare dintre subsistemele care pot intra în componența DMS se reliefează rezultatele pozitive obținute pe de o parte și se pot determina direcțiile de acțiune necesare a fi urmate pentru a se elimina deficiențele constatate pe de altă parte.

Capitolul 2. Scheme echivalente de reprezentare a elementelor rețelelor electrice

Modelul matematic al rețelei de distribuție reprezintă nucleul în jurul căruia se construiesc aplicațiile specifice DMS. Acesta presupune reprezentarea simplificată a elementelor de rețea prin scheme echivalente, specifice pentru fiecare tip de echipament, caracterizate de parametrii electrici ai echipamentului respectiv.

O rețea electrică este o instalație complexă constituită din una sau mai multe linii electrice (de tip aerian sau subteran) și din transformatoarele electrice aferente din stațiile și posturile de transformare [52]. În funcție de nivelul tensiunii nominale, de capacitatea de transport, de lungimea și importanța lor, rețelele electrice pot îndeplini rolul de transport, repartiție sau distribuție a energiei electrice. Un ansamblu de mai multe rețele electrice, împreună cu instalațiile electrice de producție (generatoarele) și consum formează un sistem electroenergetic, a cărui rol constă în legarea zonelor de producție cu zonele de consum, în scopul alimentării acestora din urmă cu energie electrică.

Rețelele electrice de distribuție ocupă o poziție importantă în sistemele electroenergetice prin funcția și ponderea lor. Rolul lor constă în a prelua energie electrică din rețelele de transport și repartiție și de a o transmite consumatorilor, adaptând parametrii săi la necesitățile utilizatorilor. Nivelurile de tensiune nominală este diferit de la țară la țară, putând fi încadrat în categoria de joasă tensiune (JT) medie tensiune (MT) sau înaltă tensiune (IT).

În funcție de tipul consumatorilor alimentați, rețelele electrice de distribuție pot fi clasificate în categoriile următoare:

- *rețele de distribuție urbană*, caracterizate printr-un număr ridicat de consumatori de mărime mică sau mijlocie, repartizați într-o suprafață limitată;
- *rețele de distribuție rurală*, caracterizate printr-un număr redus de consumatori de mărime redusă, repartizați într-o suprafață extinsă;
- *rețele de distribuție industrială*, caracterizate printr-un număr ridicat de consumatori de mărime importantă, repartizați într-o suprafață restrânsă.

În general, o rețea electrică complexă, se compune dintr-un ansamblu de laturi și noduri.

Laturile rețelei sunt alcătuite din linii sau transformatoare și au rolul de a transporta energia electrică sau de a modifica parametrii acesteia. Ele se pot găsi în două stări topologice:

- *starea de funcționare;*
- *starea de nefuncționare;*

Nodurile rețelei sunt punctele în care se realizează conexiunile laturilor. Pentru o rețea de distribuție de medie tensiune nodurile pot fi reprezentate prin următoarele elemente:

- *barele de medie tensiune ale stațiilor de transformare;*
- *barele de medie tensiune ale posturilor de transformare;*
- *punctele de derivație din rețea.*

Evaluarea pierderilor de putere și energie într-o rețea complexă, formată din sursele generatoare, rețeaua electrică de transfer și consumatori, presupune, de regulă, calculul regimurilor permanente de funcționare, în vederea determinării mărimilor de stare electrică (tensiuni, curenți, puteri) în laturile și nodurile rețelei [5], [6]. Pentru efectuarea acestor calcule, elementele trifazate ale rețelelor electrice sunt considerate simetrice și echilibrat încărcate, neglijând cuplajele magnetice dintre diferitele elemente ale rețelei.

Modelarea elementelor rețelelor electrice, în regim normal de funcționare, utilizează mai multe ipoteze [52], [79]:

- sistemul trifazat de tensiune este simetric, de succesiune directă;
- curenții la consumatori formează un sistem echilibrat;
- parametrii elementelor rețelei sunt omogeni, constanți în timp și independenți de tensiunea aplicată la borne și de curentul care îi parcurg;
- regimul de funcționare este permanent și de lungă durată.

Pentru reprezentarea elementelor rețelelor electrice complexe se fac următoarele ipoteze :

- Generatoarele din centralele electrice se reprezintă prin puteri active constante la borne și prin tensiuni constante în modul; fac excepție de la această regulă generatoarele asociate nodurilor de echilibru. Deoarece pierderile de putere activă și reactivă pe elementele rețelei (linii și transformatoare) sunt necunoscute, este necesar ca puterea activă a unuia dintre generatoare (generatorul de echilibru) să fie lăsată liberă pentru satisfacerea balanței de puteri în rețeaua analizată, în acest caz, generatorul va fi reprezentat prin tensiunea la borne în modul și argument.
- Liniile și transformatoarele se reprezintă în schemele echivalente prin cuadripoli în Π , T sau Γ .
- Consumatorii se reprezintă prin puteri active și reactive constante sau prin caracteristicile statice de putere.

Aceste ipoteze permit utilizarea schemelor monofazate, de succesiune directă. Elementele a căror modelare va fi prezentată în continuare sunt liniile și transformatoarele electrice, precum și sursele și consumatorii de energie electrică

2.1 Linii electrice

Liniile electrice aeriene sau subterane, scurte și de tensiuni nominale coborâte (<110 kV) se reprezintă în schemele echivalente prin cuadripoli în Π sau T (Fig. 2.1), cu parametri concentrați [6].

Impedanța longitudinală a liniei electrice este de forma :

$$\underline{Z}_L = R_L + jX_L \quad (2.1)$$

iar admitanța transversală:

$$\underline{Y}_L = jB_L \quad (2.2)$$

unde : R_L - rezistența liniei electrice, în Ω ;

X_L - reactanța inductivă a liniei electrice, în Ω ;

B_L - susceptanța capacitivă a liniei electrice, în S.

Parametrii electrici longitudinali și transversali se determină în funcție de parametrii specifici (r_0 , x_0 , b_0) și lungimea liniei (L) :

$$R_L = r_0 L [\Omega]; \quad X_L = x_0 L [\Omega]; \quad B_L = b_0 L [\Omega]; \quad (2.3)$$

Pentru frecvența de 50 Hz și secțiuni sub 450 mm² (valoarea maximă prevăzută în standardele din țara noastră), efectul pelicular și cel de apropiere pot fi neglijate, astfel încât rezistența pe km de linie se determină [6]cu relația:

$$r_0 = K\rho \frac{1000}{S} \quad [\Omega/\text{km}]; \quad (2.4)$$

unde : $K = 1$, pentru conductoarele masive și $K = 1,02 \pm 1,04$, pentru conductoarele funie la care, datorită răsucirii, lungimea firelor componente este cu $2 \pm 4\%$ mai mare decât lungimea conductorului; S - secțiunea conductorului, în mm^2 ;

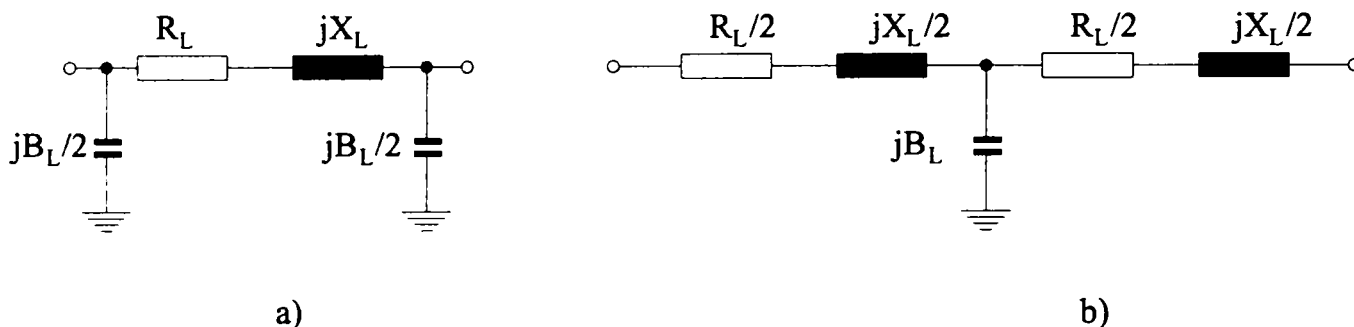


Figura 2.1 Schemele echivalente ale liniilor electrice (a- cuadripol în Π, b- cuadripol în T)

ρ - rezistivitatea materialului conductor, în $\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$, dată de obicei în standarde la 20°C și variabilă cu temperatura θ , conform relației :

$$\rho_0 = \rho_{20} [1 + \alpha(\theta - 20) + \beta(\theta - 20)^2] \quad (2.5)$$

unde : α și β sunt coeficienți de variație a rezistivității cu temperatura (pentru cupru $\alpha = 0,00417 \text{ grad}^{-1}$, $\beta = 0,45 \cdot 10^{-6} \text{ grad}^{-2}$, iar pentru aluminiu $\alpha = 0,00387 \text{ grad}^{-1}$; $\beta = 1,10 \cdot 10^{-6} \text{ grad}^{-2}$).

Reactanța inductivă pe km de linie se stabilește în funcție de inductivitatea specifică l_0 și frecvența f :

$$x_0 = 2\pi f l_0 \quad [\Omega/\text{km}] \quad (2.6)$$

Inductivitatea l_0 la liniile electrice aeriene depinde de caracteristicile magnetice ale materialului conductor și ale mediului, de secțiunea conductoarelor și de coronamentul stâlpilor folosiți, în cazul liniilor pe care s-a efectuat transpunerea conductoarelor, inductivitatea se determină [6] cu relațiile :

- linii simplu circuit:

$$l_0 = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{D_m}{r_e} \right) \cdot 10^{-3} \quad [\text{H}/\text{km}] \quad (2.7)$$

- linii dublu circuit:

$$l_0 = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left(\frac{D_m D_{m1}}{r_e D_{m2}} \right) \cdot 10^{-3} \quad [\text{H}/\text{km}] \quad (2.8)$$

unde : $r_e = r e^{-\frac{\mu}{4\mu_0}}$ - raza echivalentă a conductorului, care ia în considerație inductivitatea interioară a acestuia;

r - raza conductorului;

μ_0 - permeabilitatea magnetică a vidului ($\mu_0 = 4\pi 10^{-7} [\text{H}/\text{m}]$)

μ - permeabilitatea magnetică materialului conductor în $[\text{H}/\text{m}]$

$D_m = \sqrt[3]{D_{RS} D_{ST} D_{TR}}$ - media geometrică a distanțelor dintre fazele unui circuit, în mm;

$D_{m1} = \sqrt[3]{D_{RS} \cdot D_{ST} \cdot D_{TR}}$ - media geometrică a distanțelor dintre fazele neomoloage ale celor două circuite, în mm;

$D_{m2} = \sqrt[3]{D_{RR} \cdot D_{SS} \cdot D_{TT}}$ - media geometrică a distanțelor dintre fazele omoloage ale celor două circuite, în mm;

$D_{xy}, D_{xx'}, D_{xy'}$ - distanța dintre fazele generice x și y din același circuit și distanțele dintre faza x a unui circuit și faza omoloagă x' , respectiv neomoloagă y' din al doilea circuit.

Pentru liniile echipate cu mai multe conductoare pe fază (conductoare fasciculare)[6], raza r_e din (2.7) și (2.8) se înlocuiește cu raza echivalentă : $\rho_e \approx \sqrt[n]{r_e d_m^{n-1}}$

unde : n - numărul de conductoare din fascicul;

d_m - distanța medie geometrică între conductoarele fasciculului, în cazul liniilor electrice aeriene care funcționează la frecvența de 50 Hz, reactanța specifică se poate determina folosind una din relațiile practice:

- linii simplu circuit:

$$x_0 = 0,1445 \lg\left(\frac{D_m}{r_e}\right) \text{ [H/km]} \quad (2.9)$$

- linii dublu circuit:

$$x_0 = 0,1445 \lg\left(\frac{D_m D_{m1}}{r_e D_{m2}}\right) \text{ [H/km]} \quad (2.10)$$

Susceptanța capacitivă pe km de linie se stabilește funcție de capacitatea de serviciu asociată unei faze c_0 și frecvența f :

$$b_0 = 2\pi f c_0 \text{ [s/km]} \quad (2.11)$$

Capacitatea liniilor electrice aeriene depinde de proprietățile dielectrice ale mediului, dimensiunile geometrice ale conductoarelor și coronamentul stâlpilor folosiți, în cazul liniilor pe care s-a efectuat transpunerea conductoarelor, capacitatea de serviciu se determină cu relațiile:

- linii simplu circuit:

$$c_0 = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D_m}{r_e}\right)} 10^{-9} \text{ [F/km]} \quad (2.12)$$

- linii dublu circuit:

$$c_0 = \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln\left(\frac{D_m D_{m1}}{r_e D_{m2}}\right)} 10^{-9} \text{ [F/km]} \quad (2.13)$$

unde $\epsilon_0 = 1/4\pi \cdot 10^9$ [F/km] reprezintă permitivitatea dielectrică a vidului.

La liniile echipate cu mai multe conductoare pe fază, raza conductorului r (2.12) și (2.13) se înlocuiește cu raza echivalentă :

$$\rho_e' = \sqrt[n]{r_e d_m^{n-1}} \quad (2.14)$$

Pentru liniile electrice aeriene care funcționează la frecvența de 50 H: susceptanța capacitivă se poate determina folosind una din relațiile practice [6]:

- linii simplu circuit:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg\left(\frac{D_m}{r}\right)} 10^{-6} \text{ [S/km]} \quad (2.15)$$

- linii dublu circuit:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg\left(\frac{D_m D_{m1}}{r_e D_{m2}}\right)} 10^{-6} \text{ [S/km]} \quad (2.16)$$

Parametrii specifici ai liniilor electrice subterane se pot stabili folosind formule similare cu cele indicate la liniile electrice aeriene, precizia obținută fiind însă mai mică, deoarece distanța dintre conductoarele de fază este comparabilă cu diametrul acestora. O modelare mai exactă se poate realiza folosind parametrii specifici indicați în cataloagele firmelor constructoare cabluri.

2.2 Transformatoare și autotransformatoare electrice

Transformatoarele și autotransformatoarele de putere cu două sau trei înfășurări se reprezintă în schemele echivalente prin cuadripoli de tipul celor reprezentați în Fig.2.2, înseriați cu transformatoare ideale de tensiune [6].

Parametrii longitudinali și transversali din schemele echivalente se determină în funcție de datele caracteristice reieșite din încercările experimentale și prevăzute în fișa tehnică a transformatorului, și anume :

S_n - puterea nominală aparentă a transformatorului, în MVA;

U_{ni} , U_{nj} - tensiunile nominale corespunzătoare înfășurărilor de înaltă, respectiv joasă tensiune, în kV;

ΔP_{Cun} - pierderile active în înfășurările transformatorului la sarcină nominală, în kW;

$U_{sc}(\%)$ - tensiunea de scurtcircuit, exprimată în procente din tensiunea nominală;

ΔP_{Fe} - pierderile active de mers în gol, în kW;

$I_0(\%)$ - curentul de mers în gol, exprimat în procente din curentul nominal.

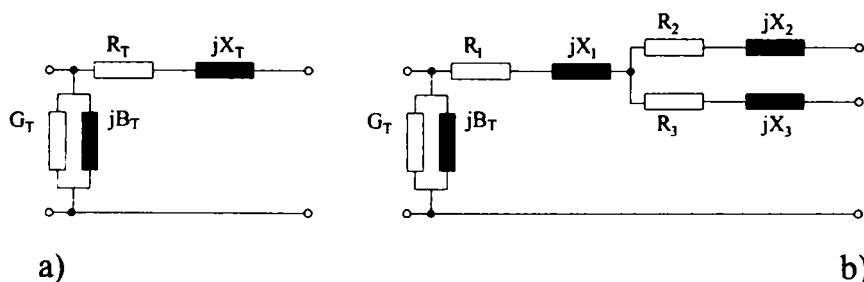


Figura 2.2 Schemele echivalente ale transformatoarelor a) cu două și b) cu trei înfășurări

Pentru transformatoarele de putere cu două înfășurări, parametrii se determină cu relațiile :

$$R_T = \frac{\Delta P_{Cun} U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^{-3} \text{ [\Omega]} \quad (2.17)$$

$$X_T = \frac{U_{sc}(\%)U_n^2}{S_n} \cdot 10^{-2} \quad [\Omega] \quad (2.18)$$

$$G_T = \frac{\Delta P_{Fe}}{U_n^2} \cdot 10^{-3} \quad [S] \quad (2.19)$$

$$B_T = \frac{I_0(\%)S_n}{U_n^2} \cdot 10^{-2} \quad [S] \quad (2.20)$$

Transformatoarele cu trei înfășurări se realizează în mai multe variante constructive, în funcție de puterile nominale ale înfășurărilor. Calculul rezistențelor celor trei înfășurări este influențat de tipul constructiv, conform relațiilor prezentate Tabelul 2.1.

Tabelul 2.1 Calculul rezistențelor transformatoarelor cu trei înfășurări în funcție de tipul constructiv

Tip trans.	Puterea nominală a fiecărei înfășurări, în procente din puterea nominală a transformatorului și rezistențele înfășurărilor raportate la treapta de înaltă tensiune						Relație de calcul
	înalta tensiune (1)		medie tensiune (2)		joasă tensiune (3)		
I	100%	$R_1=R_T$	100%	$R'_2=R_T$	100%	$R'_3=R_T$	$R_T = \frac{\Delta P_{Cun} U_n^2}{2S_n^2} \cdot 10^{-3} \quad [\Omega]$
I a	100%	$R_1=R_t$	100%	$R'_2=R_T$	66,7%	$R'_3=1,5R_T$	
II b	100%	$R_1=R_T$	66,7%	$R'_2=1,5 R_T$	100%	$R'_3= R_T$	
III	100%	$R_1=R_T$	66,7%	$R'_2=1,5R_T$	66,7%	$R'_3=1,5 R_T$	$R_T = \frac{\Delta P_{Cun} U_n^2}{1,83S_n^2} \cdot 10^{-3} \quad [\Omega]$

Pentru aceste transformatoare, în fișa tehnică sunt indicate tensiunile de scurtcircuit între perechile de înfășurări ($U_{sc1-2}(\%)$, $U_{sc2-3}(\%)$, $U_{sc1-3}(\%)$), cu ajutorul cărora se calculează reactanțele compuse :

$$X_{1-2} = \frac{U_{sc1-2}(\%)U_n^2}{S_n} \cdot 10^{-2} \quad [\Omega]$$

$$X_{2-3} = \frac{U_{sc2-3}(\%)U_n^2}{S_n} \cdot 10^{-2} \quad [\Omega] \quad (2.21)$$

$$X_{1-3} = \frac{U_{sc1-3}(\%)U_n^2}{S_n} \cdot 10^{-2} \quad [\Omega]$$

iar reactanțele de scăpări pentru cele trei înfășurări se determină cu relațiile :

$$X_1 = \frac{X_{1-2} + X_{1-3} - X_{2-3}}{2} \quad [\Omega]$$

$$X_2 = \frac{X_{1-2} + X_{2-3} - X_{1-3}}{2} [\Omega] \quad (2.22)$$

$$X_3 = \frac{X_{1-3} + X_{2-3} - X_{1-2}}{2} [\Omega]$$

Conductanța și susceptanța transformatoarelor cu trei înfășurări se calculează cu aceleași relații ca și la transformatoarele cu două înfășurări (2.19), (2.20).

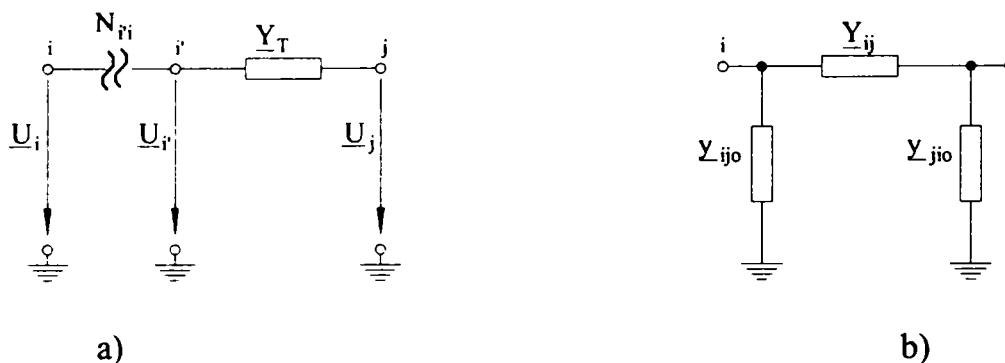


Figura 2.3 Transformatoare cu raport real de transformare a)- admitanță inseriată cu un transformator ideal; b)- cuadripol în Π cu legături galvanice.

În calculele de regim, transformatoarele și autotransformatoarele cu două înfășurări și raport real de transformare, cu reglaj longitudinal, se pot reprezenta printr-o impedanță (Z_T) sau admitanță (Y_T) conectată în serie cu un transformator ideal (Fig.2.3a), neglijând pierderile transversale.

Pentru eliminarea cuplajelor magnetice (transformatorul ideal), schema reprezentată în Fig. 2.3a. se poate echivala cu un cuadripol în Π cu legături galvanice (Fig.2.3b), ale cărui elemente au următoarele expresii:

$$\underline{Y}_{ij} = N_{i'i} \underline{Y}_T; \underline{y}_{ijo} = N_{i'i} (N_{i'i} - 1) \underline{Y}_T; \underline{y}_{jio} = N_{i'i} (1 - N_{i'i}) \underline{Y}_T \quad (2.23)$$

unde $N_{i'i} = U_{i'} / U_i$ reprezintă raportul de transformare al transformatorului ideal, considerat dinspre latură spre nod.

2.3 Bobine de reactanță și baterii de condensatoare

Bobinele de reactanță și bateriile de condensatoare montate în derivație, în diferite noduri ale rețelelor electrice, se modelează [6] prin dipoli cu reactanță conectați transversal între nodurile respective și pământ:

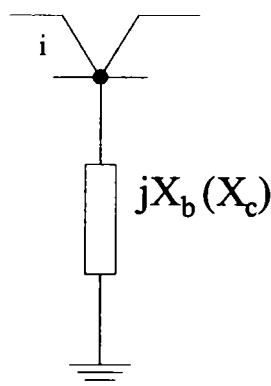


Figura 2.4 Reprezentarea bobinelor de reactanță sau a bateriilor de condensatoare

bobine de reactanță:

$$X_b = Q_{bn} \cdot \frac{U_n^2}{\Delta P^2 + Q_{bn}^2} \quad [\Omega] \quad (2.24)$$

baterii de condensatoare:

$$X_c = -\frac{U_n^2}{Q_{cn}} \quad [\Omega] \quad (2.25)$$

unde : U_n - tensiunea nominală, în kV;

ΔP - pierderile de putere activă în bobină, în MW;

Q_{bn} - puterea nominală a bobinei, în MVar;

Q_{cn} - puterea nominală a bateriei de condensatoare, în MVar.

2.4 Generatoare și consumatori

Generatoarele din centralele electrice pot fi reprezentate în calculele de regim permanent prin una din variantele prezentate în Fig.2.5. în varianta (a) generatoarele sunt reprezentate prin puteri active și reactive constante, injectate în rețea; varianta (b) consideră generatoarele printr-o putere activă constantă injectată în rețea și o tensiune constantă în modul; varianta (c) reprezintă generatoarele printr-o tensiune constantă în modul și argument.

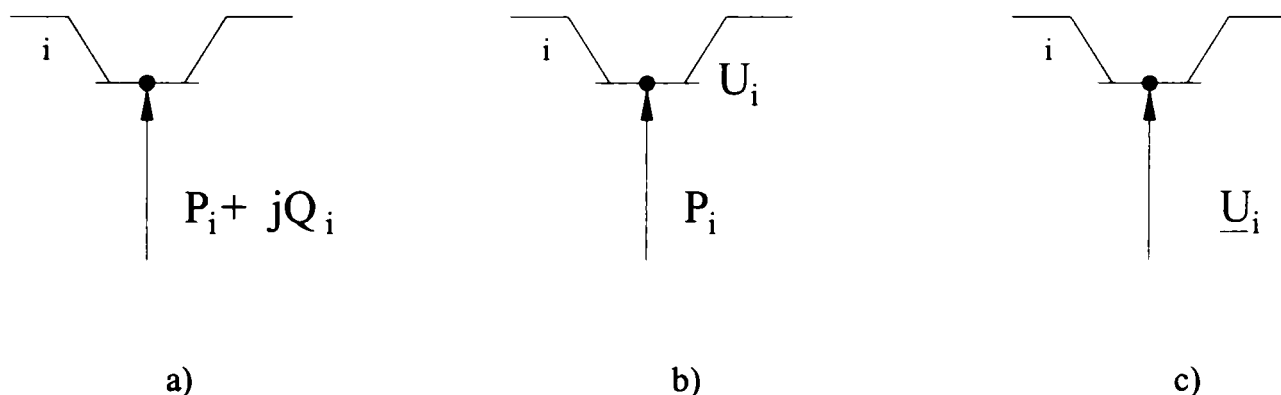


Figura 2.5 Représentarea generatoarelor

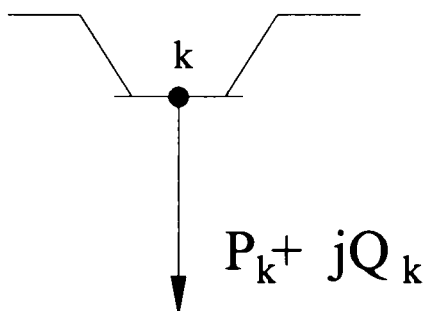


Figura 2.6 Représentarea consumatorilor

Consumatorii se reprezintă prin puteri active și reactive absorbite din rețea (Fig.2.6), care pot fi constante sau conforme caracteristicilor statice de putere ale consumatorilor $P_k(U_k)$, $Q_k(U_k)$:

$$P_k = aU_k^2 + bU_k + c \quad (2.26)$$

$$Q_k = a'U_k^2 + b'U_k + c'$$

unde U_k este modulul tensiunii în nodul în care este racordat consumatorul.

Pentru caracterizarea completă a unui nod din rețea, în regim permanent de funcționare, este necesară cunoașterea a patru parametri de stare, și anume : puterea activă, puterea reactivă, modulul și argumentul tensiunii.

Datorită interdependenței care există între aceste patru mărimi de stare, într-un nod este suficientă impunerea a două mărimi, celelalte două rezultând din calculul regimului de funcționare, în funcție de cele două mărimi impuse în nod, există mai multe tipuri de noduri caracteristice (Tabelul 2.2).

Tabelul 2.2 Tipuri de noduri caracteristice

Tip nod	Mărimi impuse	Mărimi necunoscute
Nod de echilibru (U,θ)	Modulul tensiunii Argumentul tensiunii	Puterea activă Puterea reactivă
(P,U)	Modulul tensiunii Puterea activă Limitele de variație ale puterii reactive (Qmin, Qmax)	Argumentul tensiunii Puterea reactivă
(P,Q)	Puterea activă Puterea reactivă	Modulul tensiunii Argumentul tensiunii

2.5 Modelarea sarcinilor din nodurile rețelelor de distribuție

Modelarea consumatorilor de energie electrică este mai dificilă decât pentru linii și transformatoare și depinde de caracteristicile și regimul de funcționare al fiecărui receptor component [52]. În mod riguros consumatorii se pot modela printr-o putere aparentă complexă \underline{S} , care, în cazul general, este dependentă de modulul tensiunii:

$$\underline{S} = P(U) + jQ(U) , \tag{2.27}$$

în care P și Q sunt puterile activă, respectiv reactivă cerute de consumator, iar U este modulul tensiunii nodului la care este conectat consumatorul.

Prin dezvoltarea în serie Taylor a componentelor puterii aparente \underline{S} în jurul punctului de tensiune nominală U_n a nodului de racord și prin reținerea primilor trei termeni din dezvoltare, se obține:

$$P(U) = P(U_n) + \left. \frac{\partial P}{\partial U} \right|_{U=U_n} (U - U_n) + \frac{1}{2} \left. \frac{\partial^2 P}{\partial U^2} \right|_{U=U_n} (U - U_n)^2$$

$$Q(U) = Q(U_n) + \left. \frac{\partial Q}{\partial U} \right|_{U=U_n} (U - U_n) + \frac{1}{2} \left. \frac{\partial^2 Q}{\partial U^2} \right|_{U=U_n} (U - U_n)^2$$

(2.28)

În relația de mai sus se fac notațiile:

$$P = P(U); P_n = P(U_n); P'_n = \left. \frac{\partial P}{\partial U} \right|_{U=U_n}; P''_n = \left. \frac{\partial^2 P}{\partial U^2} \right|_{U=U_n}$$

$$Q = Q(U); Q_n = Q(U_n); Q'_n = \left. \frac{\partial Q}{\partial U} \right|_{U=U_n}; Q''_n = \left. \frac{\partial^2 Q}{\partial U^2} \right|_{U=U_n}$$

(2.29)

și se aranjează termenii după puterile lui U obținându-se:

$$\begin{aligned}
 P &= \left(P_n - P_n' U_n + \frac{1}{2} P_n'' U_n^2 \right) + (P_n' - P_n'' U_n) U + \frac{1}{2} P_n'' U^2 \\
 Q &= \left(Q_n - Q_n' U_n + \frac{1}{2} Q_n'' U_n^2 \right) + (Q_n' - Q_n'' U_n) U + \frac{1}{2} Q_n'' U^2
 \end{aligned}
 \tag{2.30}$$

În relațiile (2.30) se observă că puterile lui U sunt însoțite de expresii constante, pentru care se fac următoarele notații:

$$\begin{aligned}
 P_c &= P_n - P_n' U_n + \frac{1}{2} P_n'' U_n^2 \\
 Q_c &= Q_n - Q_n' U_n + \frac{1}{2} Q_n'' U_n^2 \\
 I_{ac} &= P_n' - P_n'' U_n \\
 I_{rc} &= Q_n' - Q_n'' U_n \\
 G_c &= \frac{1}{2} P_n'' U^2 \\
 B_c &= \frac{1}{2} Q_n'' U^2
 \end{aligned}
 \tag{2.31}$$

Prin analiză dimensională se constată că P_c și Q_c au dimensiunea unor puteri, I_{ac} și I_{rc} au dimensiunea unor curenți, iar G_c și B_c au dimensiunea unor admitanțe.

În aceste condiții puterea aparentă consumată se poate pune sub forma:

$$\underline{S} = (P_c + jQ_c) + (I_{ac} + jI_{rc})U + (G_c + jB_c)U^2
 \tag{2.32}$$

Din puterea aparentă se poate obține expresia curentului complex consumat:

$$\underline{I} = \frac{(P_c - jQ_c)}{\sqrt{3}\underline{U}^*} + (I_{ac} - jI_{rc}) + (G_c - jB_c)\frac{U}{\sqrt{3}}
 \tag{2.33}$$

Din analiza relației (2.33) se poate trage concluzia că într-o manieră riguroasă consumatorii pot fi modelați prin combinarea a trei componente: o componentă caracterizată prin putere aparentă constantă (compusă din P_c și Q_c), alta prin curent complex constant (compusă din I_{ac} și I_{rc}) și ultima prin admitanță constantă (compusă din G_c și B_c) [52].

În mod simplificat consumatorii de energie electrică pot fi modelați printr-una din cele trei componente, respectiv prin putere aparentă constantă, curent complex constant sau admitanță (impedanță) constantă.

Modelele de reprezentare a consumatorilor de energie electrice, folosite în mod curent, pentru rețelele de distribuție sunt cele cu curent constant sau putere constantă[52].

În literatura de specialitate sunt raportate studii complexe pentru modelarea consumatorilor electrice complecși în diferite regimuri de funcționare ale sistemelor electroenergetice, dintre care amintim rapoartele EPRI (Electric Power Research Institute) din 1979, 1981, 1987, 1993, raportul CIGRE (Conférence Internationale des Grands Réseaux Électriques) din 1990 și raportul IEEE din 1995.

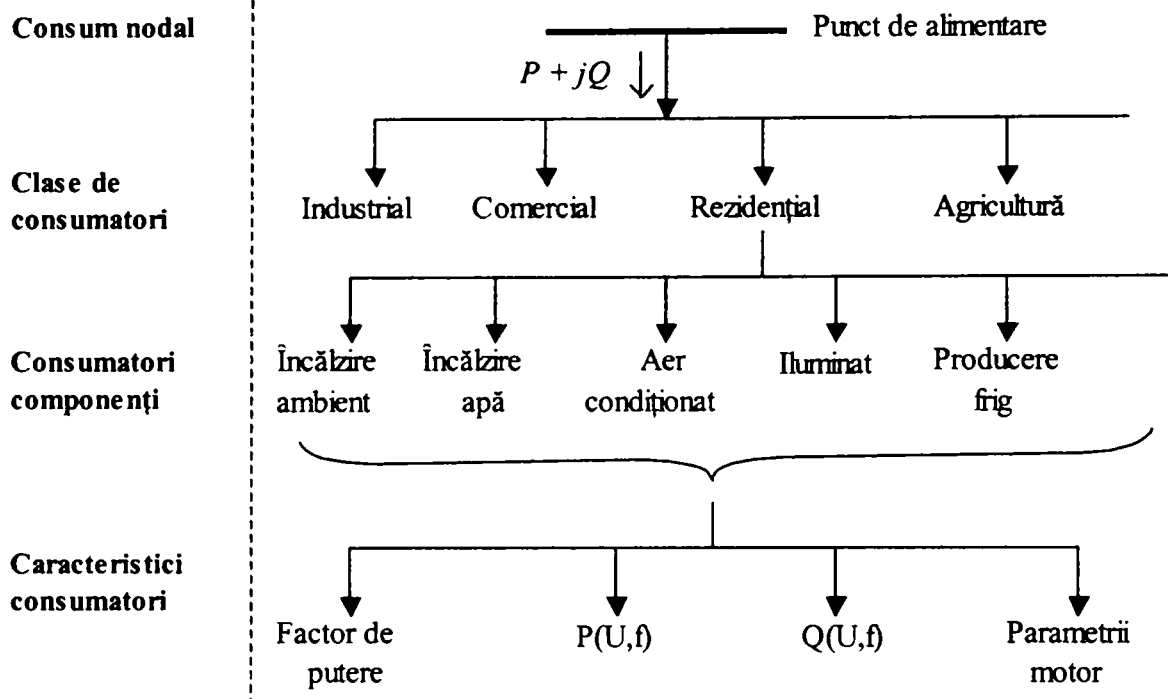


Figura 2.7 Modelarea consumatorului complex

Modelarea consumatorului electric complex se face cu ajutorul caracteristicilor statice și dinamice. Consumatorul ce trebuie alimentat la un nod se divide în *clase de consumatori* (de exemplu industrial, comercial, rezidențial, agricultură etc.). Fiecare clasă este formată din *consumatorii componenți* (iluminat, aer condiționat, încălzire electrică, etc.) care sunt descriși prin factorul de putere, dependențele puterilor activă și reactivă de tensiune și frecvență, precum și de tipul și parametrii motoarelor electrice (atunci când există). O reprezentare intuitivă a modului de formare a unei sarcini complexe este prezentată în Figura 2.7..

Caracteristicile statice ale consumatorului electric complex sunt date de dependențele puterilor la borne față de frecvență și tensiune:

$$P = P(f, U), \quad Q = Q(f, U) \quad (2.34)$$

Expresiile cele mai des utilizate pentru puterile P , respectiv Q , au una din următoarele forme [45]:

$$P(f, U) = P_0(aU^2 + bU + c)(1 + g\Delta f); \quad Q(f, U) = Q_0(dU^2 + eU + q)(1 + h\Delta f) \quad (2.35)$$

Sau

$$P(f, U) = P_0 \left(\frac{f}{f_{nom}} \right)^{\alpha_f} \left(\frac{U}{U_{nom}} \right)^{\alpha_U}; \quad Q(f, U) = Q_0 \left(\frac{f}{f_{nom}} \right)^{\beta_f} \left(\frac{U}{U_{nom}} \right)^{\beta_U} \quad (2.36)$$

Sau

$$P = P_0 \left(\frac{U}{U_{nom}} \right)^{\alpha_U} (1 + g\Delta f); \quad Q = Q_0 \left(\frac{U}{U_{nom}} \right)^{\beta_U} (1 + h\Delta f) \quad (2.37)$$

unde:

- a, d constante care provin din reprezentarea consumatorului printr-o impedanță constantă;
- b, e constante care provin din reprezentarea consumatorului printr-un curent constant;

- c,q constante care provin din reprezentarea consumatorului printr-o putere constantă;
- g,h constante care indică variațiile puterilor P, Q cu frecvența;
- P₀,Q₀ valorile puterilor active și reactive la valori nominale ale frecvenței și tensiunii;
- α, β coeficienți empirici pentru calculul puterii active, respectiv reactive.

Valorile medii ale coeficienților de mai sus ce pot fi utilizate în relația (2.37) atunci când consumatorul electric nu este cunoscut în mod detaliat sunt sintetizate în Tabelul 2.3[52]:

Tabelul 2.3 Valorile coeficienților din relația (2.37)

Tip consumator	α_f	α_U	β_f	β_U
Complex	0,7...1,2	0,6...1,5	1...2	-0,6...0
Casnic	1,0...1,5	0,5	1...1,4	-0,7
Comercial	1,2	-0,185	1,17	-0,488
Industrial	0,7...1,5	-	1...2	-

În literatură, [6] se propune o abordare statistică pentru modelarea consumatorilor care presupune că sarcinile active și reactive din nodurile rețelelor de distribuție urbane și rurale sunt funcții aleatorii de timp, iar variațiile zilnice, trecute, reprezintă realizări concrete ale funcțiilor respective.

Pentru a obține seria statistică a variabilei aleatorii P (sarcina activă dintr-un nod al rețelei), la un moment fixat, întregul diapazon de variație a acestei mărimi, cuprins între valoarea maximă P_{max} și valoarea minimă P_{min} , este divizat într-un număr de n intervale, în funcție de precizia dorită. Pe fiecare interval se determină numărul n_k al valorilor mărimii P care satisfac condiția:

$$P_{k-1} < P < P_k \tag{2.38}$$

unde P_{k-1} și P_k reprezintă valorile la extremitățile intervalului k .

Frecvența de apariție ce caracterizează valorile aleatorii ale sarcinii active P rezultă, pentru fiecare interval, din relația :

$$f_k(P) = \frac{n_k}{n}, \quad k=[1, \dots, m] \tag{2.39}$$

unde: n - numărul total al valorilor măsurate pentru sarcina P la momentul de timp considerat;

n_k - numărul valorilor lui P situate în intervalul k ;

m - numărul de intervale considerate.

În Fig.2.7 este reprezentată histograma și poligonul frecvențelor variabilei aleatoare P . Pentru un număr relativ mare de măsurători (peste 100) se poate considera că poligonul frecvențelor coincide cu densitatea de probabilitate a mărimii aleatoare P . Aceleași considerații se pot face și pentru sarcinile reactive din nodurile rețelelor electrice de distribuție.

În cazul în care sarcinile active, respectiv reactive satisfac postulatele caracteristice pentru repartiția naturală se justifică adoptarea ipotezei, suficient de precisă în calculele practice, conform căreia, în cazul rețelelor de distribuție urbane și rurale, sarcinile activă și reactivă se supun, în orice moment fixat al zilei, legii normale de distribuție[6].

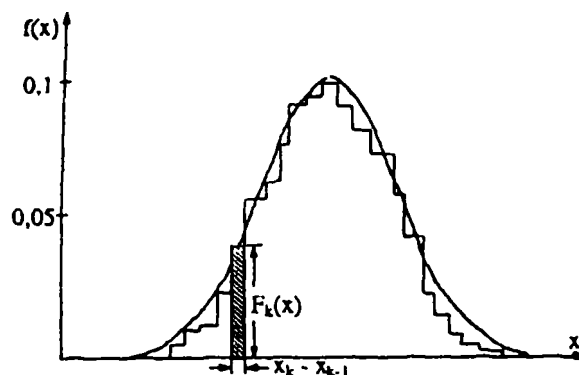


Figura 2.8 Histograma și poligonul frecvențelor variabilei aleatoare P

Legea normală de distribuție este caracterizată prin două mărimi :

- valoarea medie sau speranța matematică :

$$\bar{P} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{n}; \bar{Q} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i}{n} \quad (2.40)$$

- dispersia:

$$\sigma_P^2 = \frac{n}{n-1} \left(\frac{\sum_{i=1}^n P_i^2}{n} - \bar{P}^2 \right); \sigma_Q^2 = \frac{n}{n-1} \left(\frac{\sum_{i=1}^n Q_i^2}{n} - \bar{Q}^2 \right) \quad (2.41)$$

unde P_i , Q_i reprezintă sarcina activă, respectiv reactivă măsurată la momentul i .

Pe baza principiilor expuse și a unui număr mare de înregistrări efectuate în rețelele de distribuție urbane și rurale, s-au întocmit graficele tip sarcină activă și reactivă pentru diferite categorii de consumatori, în regimurile caracteristice anuale.

Graficele tip de sarcină reprezintă variația probabilă a sarcinii (activă / reactivă) pe un interval de timp dat, de regulă 24 de ore. Aceste grafice se întocmesc sub formă de paliere cu o durată de 15, 30, 60 minute, sarcinile fiind exprimate în unități relative, raportate la valoarea medie a sarcinilor din graficele înregistrate și prelucrate.

Pentru constituirea unei baze de date, care să poată fi folosită la modelarea sarcinilor din nodurile rețelelor electrice de distribuție, au fost întocmite grafice tip sarcină activă și reactivă pe diferite categorii de consum (casnic urban/rural, edilitar: magazine, școli, hoteluri, spitale, etc) și zile caracteristice anuale (vară / iarnă, zi lucrătoare / repaus), în Figura 2.9 sunt reprezentate graficele tip de sarcină activă pentru consumul casnic urban, în regimurile caracteristice anuale, sub formă de paliere orare[6].

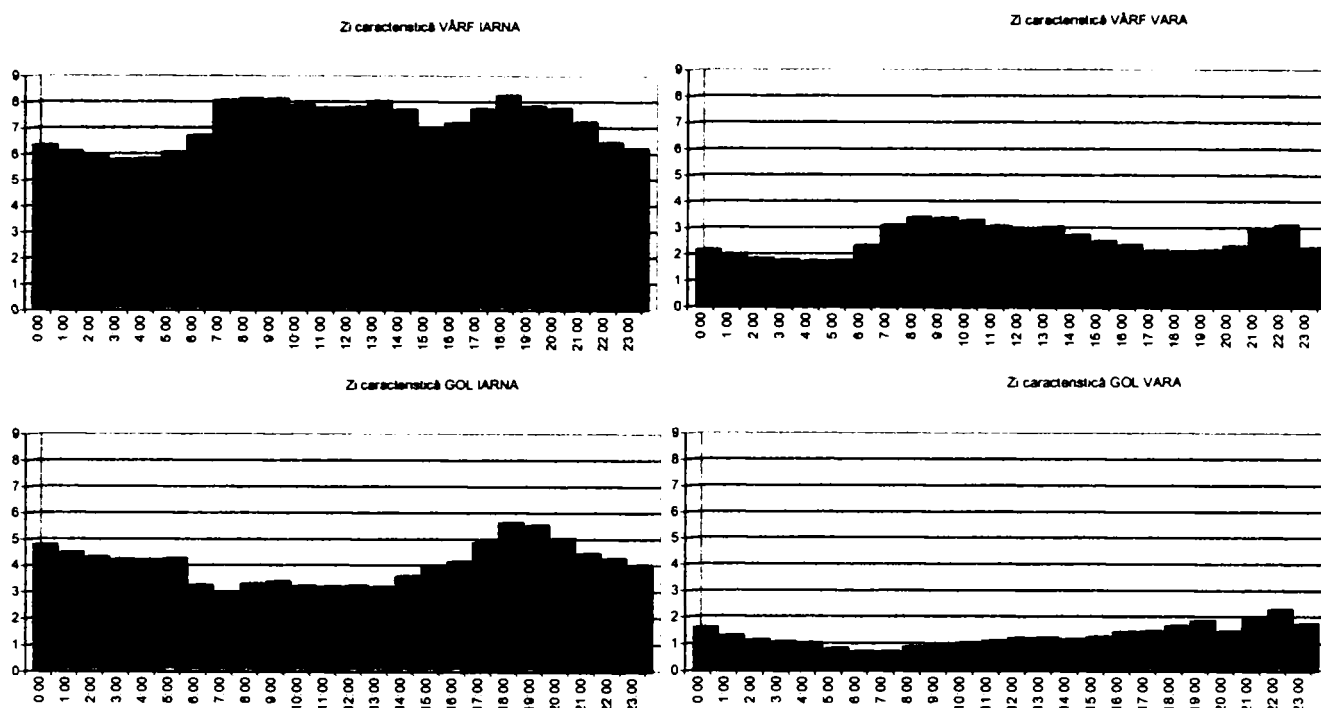


Figura 2.9 Grafice tip de sarcină activă

Odată cu deschiderea pieței de energie electrică graficele de sarcină au căpătat o importanță deosebită deoarece au devenit documente oficiale pentru decontarea orară a cantităților de energie electrică consumate de către consumatorii cu drept de eligibilitate.

Acest fapt a condus la montarea în grupurile de măsurare pentru acești consumatori de contoare electronice care permit înregistrarea curbei de sarcină. Aceste informații sunt stocate în memoria contoarelor electronice împreună cu celelalte mărimi necesare pentru facturare și pot fi accesate fie prin citire locală, fie prin intermediul echipamentelor de comunicație la distanță.

Datorită numărului tot mai mare de astfel de cazuri, și datorită distribuției în teritoriu, a devenit necesară dezvoltarea de sisteme de citire automată a contoarelor (AMR –Automat Meter Reading în limba engleză sau TLG-Telegestiune termen uzitat în mod curent).

În decursul ultimilor ani a fost acumulat un volum impresionant de date referitoare la modul de variație al sarcinii la diferite tipuri de consumatori. Pe baza acestor date se pot efectua analize mult mai precise și se pot determina curbe de sarcină caracteristice pentru un diferite tipuri de consumatori industriali.

Astfel se pot verifica cu ajutorul datelor obținute prin măsurători concrete ipotezele de calcul prezentate anterior.

Sarcinile din nodurile rețelelor de distribuție urbană și rurală se pot modela cu ajutorul graficelor tip de sarcină ale consumatorilor racordați în respectivele noduri și a unui număr redus de informații culese din rețea, cum ar fi:

- curentul măsurat în nod la o oră oarecare din zi:

$$P_{ij}(t) = \sqrt{3}U_n I_{ij}(k) \cos \varphi_j^T(k) \frac{P_j^T(t)}{P_j^T(k)}$$

$$t = 1, \dots, 24 \tag{2.42}$$

$$Q_{ij}(t) = \sqrt{3}U_n I_{ij}(k) \sin \varphi_j^T(k) \frac{Q_j^T(t)}{Q_j^T(k)}$$

- energia vehiculată prin nod într-un interval de 24 ore :

$$P_{ij}(t) = \frac{W_{ij}}{24} P_j^T(t)$$

$$t = 1, \dots, 24 \tag{2.43}$$

$$Q_{ij}(t) = P_{ij}(t) \operatorname{tg} \varphi_j^T(t)$$

unde : $P_{ij}(t)$, $Q_{ij}(t)$ - sarcina activă, respectiv reactivă alocată nodului i , în regimul caracteristic j , la ora t ;

$I_{ij}(k)$ - curentul măsurat în nodul i , în regimul caracteristic j , la ora k ;

W_{ij} - energia vehiculată prin nodul i , în intervalul de 24 ore, în regimul caracteristic j ;

$P_j^T(t)$, $Q_j^T(t)$, $P_j^T(k)$, $Q_j^T(k)$ - valorile medii ale sarcinilor active și reactive din graficele tip, asociate nodului analizat, în regimul caracteristic j , la ora t și respectiv k ;

$\cos \varphi_j^T(t)$, $\cos \varphi_j^T(k)$ factorii de putere corespunzători graficelor tip de sarcină asociate nodului analizat, în regimul caracteristic j , la ora t și respectiv k ;

U_n - tensiunea nominală a rețelei.

În cazul nodurilor cu o structură de consum mixtă, graficele tip de sarcină activă și reactivă asociate acestora se stabilesc în funcție de graficele tip ale consumatorilor alimentați și de ponderea lor în structura de consum.

Pentru creșterea preciziei privind modelarea sarcinilor din nodurile rețelelor electrice de distribuție, graficele de sarcină determinate conform metodologiei descrise, pot fi corectate în vederea îndeplinirii balanței de puteri orare pe porțiuni de rețea sau pe întreaga rețea.

2.5.1 Caracteristicile graficelor de sarcina

Caracteristicile sarcinilor electrice sunt elemente de baza pentru rezolvarea problemelor tehnico-economice complexe bazate pe proiectarea instalațiilor de alimentare cu energie electrică a diferitelor categorii de consumatori [3].

Predeterminarea sarcinii electrice este prima etapă de proiectare a oricărui sistem de alimentare. De corectitudinea cu care este evaluată sarcina electrică depind toți indicatorii principali ai sistemului respectiv (investițiile, cheltuielile de exploatare, pierderile de putere, consumul de materiale, etc.).

Sarcina electrică reprezintă puterea activă, reactivă sau aparentă debitată de un sistem tehnic, generator, transmițător sau transformator de energie (receptor).

Graficele de sarcină (curbele de sarcină sau diagramele de sarcină) [3] sunt curbele care indica modificarea în timp a sarcinii electrice a unui receptor (consumator) "grafic individual" sau a unui grup de receptoare (consumatori) "grafice de grup".

Curba (graficul) de sarcină al unui consumator sau instalații este deci reprezentarea grafică a evoluției sarcinii în funcție de timp și este caracterizată de anumiți indicatori adimensionali, care reproduc regimul de funcționare în timp al receptoarelor sale. Acest grafic de sarcină constituie o caracteristică proprie fiecărui consumator.

Din curbele de sarcină, pentru un anumit interval de timp, se poate constata că fiecare consumator prezintă un consum maxim de putere (*vârf de sarcină*), care poate apărea o singură dată în intervalul ales, într-o anumită zi și la o anumită ora sau se poate repeta (cu aceeași

valoare) de mai multe ori în timpul perioadei considerate. Acest vârf de sarcină reprezintă o mărime importantă în dimensionarea instalațiilor de alimentare cu energie electrică a unui consumator.

Aceste consumuri sunt înregistrate simultan în memoria contoarelor electronice pentru perioade cuprinse între 15 și 100 de zile, în funcție de tipul și caracteristicile contorului utilizat.

Se poate vorbi de “*curba de sarcină propriu-zisă*” sau de “*curba clasată a sarcinilor*” așa cum se poate observa în Figura 2.10 și Figura 2.11 în care este prezentat un exemplu pentru un consumator industrial pe durata unei luni calendaristice, respectiv a unei săptămâni.

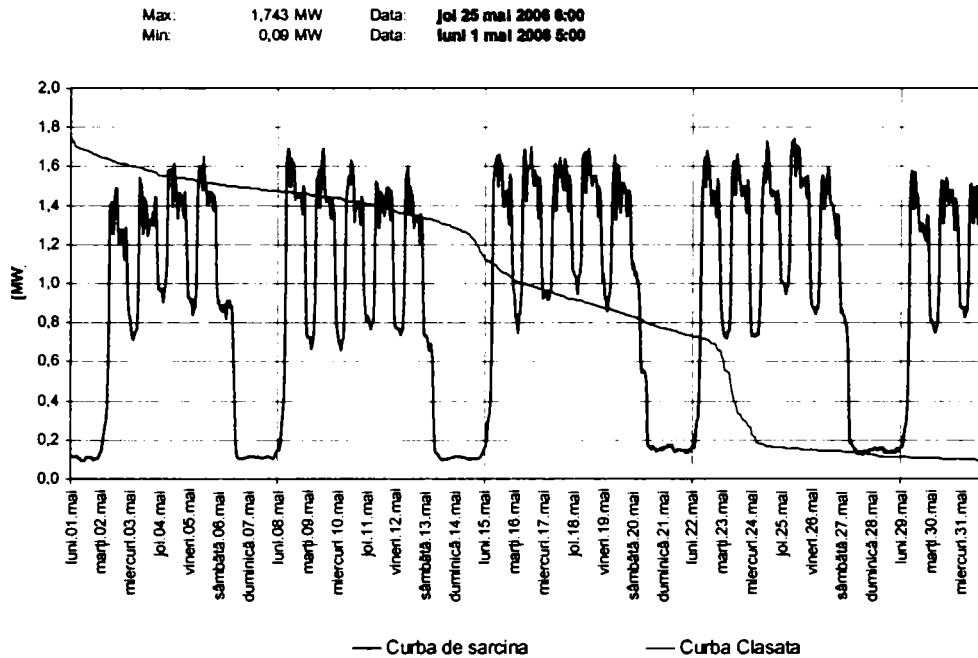


Figura 2.10 Curba de sarcină lunară și curba clasată a sarcinilor pe același interval considerat.

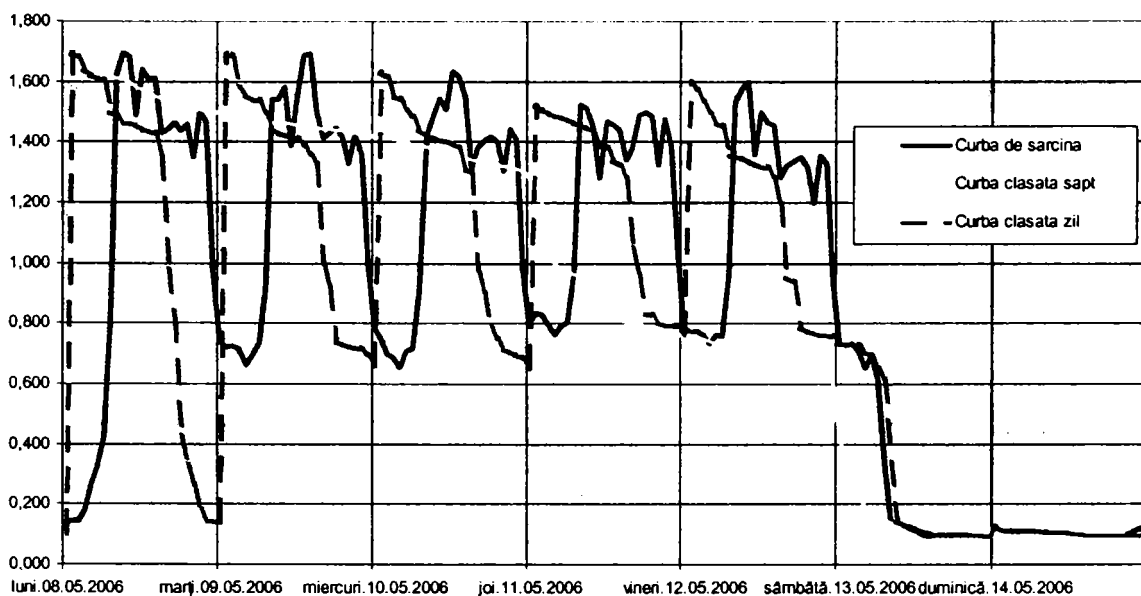


Figura 2.11 Curba de sarcină săptămânală și curba clasată a sarcinilor zilnică și săptămânală.

După cum se observă în figurile de mai sus curbele clasate de sarcină lunară și săptămânală au aceeași alură și pot fi utilizate pentru încadrarea consumatorului într-o grupă caracteristică. Curbele clasate zilnice pentru zilele de luni, sâmbătă și duminică diferă sensibil față de cele înregistrate în restul zilelor lucrătoare.

După ce s-a reprezentat curba de sarcină activă în oricare din punctele care interesează, poate să fie examinată curba respectivă și să se stabilească anumite caracteristice.

O primă mărime caracteristică o constituie **energia activă totală** pentru 24 de ore primită de consumatorii respectivi din sistemul energetic, reprezentând suprafața totală cuprinsă între axele de coordonate (P, t) și curba de sarcină propriu-zisă. Expresia de calcul este [52]:

$$E_{a24} = \int_0^{24} P \cdot dt \quad (2.44)$$

Această energie totală zilnică, poate fi defalcată pe diferite zone (schimburi) în funcție de specificul consumatorilor respectivi (pentru schimbul 1, 2, 3, după caz). Pe curba de sarcină se observă că se pot determina patru valori caracteristice pentru puterea absorbită și anume:

- $P_{v,s}$, reprezentând cea mai mare valoare respectiv puterea maximă absorbită, în principiu la vârful de sarcină de seară;
- $P_{v,d}$, reprezentând puterea la vârful de dimineață;
- P_{gp} , puterea corespunzătoare golului de prânz;
- P_{gn} , puterea corespunzătoare golului de noapte, reprezentând puterea minimă.

O altă mărime caracteristică este **puterea medie** corespunzătoare curbei de sarcină P_{med} , care se calculează cu expresia:

$$P_{med} = \frac{E_{a24}}{24} \quad (2.45)$$

corespunzătoare unei zile.

Sarcina medie pătratică este importantă pentru evidențierea pierderilor de putere și de energie electrică caracteristice graficului de sarcină.

Sarcina maximă este definită ca cea mai mare dintre sarcinile medii care pot apare într-un interval de timp specificat denumit "*interval de cerere*". Aceasta noțiune prezintă un mare interes intrucât precizează condițiile cele mai severe atât în ceea ce privește căderea de tensiune cât și condițiile termice de funcționare ale rețelei de alimentare. Orice enunțare a sarcinii maxime trebuie însoțită de intervalul la care se refera (de ex. 2 secunde, 5 minute, 30 minute, etc.).

După durata de apariție a sarcinii maxime se disting:

- **sarcina maximă de durată** (15,30 sau 60 minute), determinată pentru alegerea elementelor rețelei electrice din condiții termice și pentru calculul pierderilor totale de putere.
- **sarcina maximă de scurtă durată** (de vârf) care poate dura 1-10 secunde și care este luată în considerare la calculul fluctuațiilor de tensiune din rețea, reglajul instalațiilor de protecție, etc.

Sarcina de calcul (P_c, I_c) este o valoare convențională care prezintă o sarcină de durată, de valoare constantă și care este echivalenta sarcinii reale dintr-un element de rețea, din punct de vedere al efectului termic produs (încălzirea maximă a conductoarelor, uzura instalației, etc.).

Puterea de calcul (P_c) este definită ca "*puterea medie maximă*" sau "*speranța matematică*" care poate apare în graficul de sarcină într-un interval de timp considerat.

2.5.2 Indicatori sintetici caracteristici graficelor de sarcină

Graficul de sarcină al oricărui consumator este caracterizat de anumiți “*indicatori adimensionali*” care determină regimul de funcționare în timp al receptoarelor sale.

Acești indicatori care sunt de o deosebită importanță pentru determinarea condițiilor optime de alimentare cu energie electrică a consumatorilor sunt enumerați în continuare[3]:

Coefficientul de utilizare a puterii instalate (k_{ui}) și a puterii maxime (k_{um})

$$k_{ui} = \frac{W_p}{P_i \cdot T_f} = \frac{\bar{P}}{P_i} = \frac{T_i}{T_f} \quad (2.46)$$

$$k_{um} = \frac{W_p}{P_{max} \cdot T_f} = \frac{\bar{P}}{P_{max}} = \frac{T_{max}}{T_f} \quad (2.47)$$

unde: W_p - energia electrică activă consumată;

P_i - puterea activă instalată;

\bar{P} - puterea medie consumată;

P_{max} - puterea maximă;

T_f - timpul de funcționare;

T_i - timpul de utilizare al puterii instalate în h;

T_{max} - timpul de utilizare al puterii maxime în h;

Coefficientul de încărcare (k_i);

$$k_i = \frac{P_{abs}}{P_{if}} \quad (2.48)$$

unde: P_{abs} - puterea reală absorbită în timpul funcționării;

P_{if} - puterea instalată în funcțiune;

Coefficientul de formă (k_F); se definește ca raportul dintre sarcina medie pătratică și sarcina medie[3]. Acest coeficient caracterizează neuniformitatea curbei de sarcină, în timp; Valoarea sa minimă $k_F=1$ corespunde sarcinii constante.

$$k_F = \frac{\bar{I}^2}{\bar{I}} = \frac{\bar{S}^2}{\bar{S}} \quad (2.49)$$

unde: (\bar{I}^2, \bar{S}^2) - sarcina medie patratrică;

(\bar{I}, \bar{S}) - sarcina medie ;

Coefficientul de formă se poate determina în exploatare după indicațiile contoarelor de energie electrică activă și reactivă, astfel:

$$k_F = \sqrt{n} \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n W_{Pi}^2}}{W_p} \quad (2.50)$$

unde : W_{P_i} - energia electrică activă consumată în intervalul T_F/n ;

W_P - energia electrică activă consumată în intervalul T_F

n – numărul de intervale în care se divide perioada T_F ;

Coeficientul de maxim al puterii active (k_M);

$$k_M = \frac{P_C}{P} = \frac{I_C}{I} \quad (2.51)$$

unde: (P_C sau I_C) - sarcina de calcul;

(P, I) - sarcina medie ;

Coeficientul de cerere (k_C);

$$k_C = \frac{P_C}{P_i} = \frac{I_C}{I_i} = \frac{P_C}{P} \cdot \frac{\bar{P}}{P_i} = k_{ui} \cdot k_M \quad (2.52)$$

unde: (P_C sau I_C) - sarcina de calcul;

(P_i) - puterea instalată ;

Coeficientul de cerere al puterii de vârf (k_{CV});

$$k_{cv} = \frac{P_{varf}}{P_i} \quad (2.53)$$

unde: (P_{varf}) - vârful de putere;

(P_i) - puterea instalată ;

Coeficientul de cerere al energiei electrice, de vârf (k_{cv});

$$k_{cv} = \frac{W_V}{T_V \cdot P_{max}} \quad (2.54)$$

unde: W_V - energia electrică consumată la vârf de sarcină;

P_{max} - puterea maxima absorbită;

T_V - timpul cât a durat vârful de sarcină;

Coeficientul de umplere al graficului de sarcină (factor de aplatisare) (k_{ug});

$$k_{ug} = \frac{\bar{P}}{P_{max}} = \frac{P_{min}}{P_{max}} \quad (2.55)$$

unde: \bar{P} - sarcina medie;

P_{min} - sarcina minimă ;

P_{max} - sarcina maxima ;

Coefficientul de umplere al graficului de sarcină zilnic (k_{ugz});

$$k_{ugz}^i = \sum_{k=1}^{24} \frac{P_k^i}{24 \cdot P_{max}^i}; \quad k_{ugz}^v = \sum_{k=1}^{24} \frac{P_k^v}{24 \cdot P_{max}^v} \quad (2.56)$$

unde: P_k^i, P_k^v - puterile active la ora h, iarna (i) si respectiv vara (v);

P_{max}^i, P_{max}^v - puterea activa maxima iarna si vara ;

Coefficientul de gol de noapte (coeficientul de iregularitate) (β_n);

$$\beta_n^i = \frac{P_{min}^i}{P_{max}^i}; \quad \beta_n^v = \frac{P_{min}^v}{P_{max}^v} \quad (2.57)$$

unde: P_{min}^i, P_{min}^v - puterile active minime de noapte (iarna si vara);

Coefficientul de scădere al vârfului de sarcină de dimineața (β_{dim});

$$\beta_{dim}^i = \frac{P_{max}^{i,dim}}{P_{max}^{i,seara}}; \quad \beta_{dim}^v = \frac{P_{min}^{v,dim}}{P_{max}^{v,seara}} \quad (2.58)$$

unde: P^i, P^v - puterile active dimineata(minime) si seara(maxime) in zilele de iarna si respectiv vara;

Coefficientul de scadere al varfului de sarcină vara (β_v);

$$\beta_v = \frac{P_{max}^v}{P_{max}^i} \quad (2.59)$$

Coefficientul anual de iregularitate al consumului de energie electrică (β_{an});

$$\beta_{an} = k_{ugz}^i + \beta_v \frac{k_{ugz}^v}{2 \cdot k_{ugz}^i} \quad (2.60)$$

Panta de crestere maximă a puterii (k_{PC});

$$k_{PC} = \frac{P_{hmax}}{P} \quad (2.61)$$

Timpul (durata) de functionare (T_p); reprezintă numarul de ore de functionare al unei instalatii intr-un interval de timp bine stabilit (8760 ore/an).

Timpul (durata) de utilizare a puterii active maxime consumate (T_{PM});

$$T_{PM} = \frac{W_P}{P_{max}} = \frac{\sum_{k=1}^N P_k \Delta t_k}{P_{max}} \quad [\text{h/an}] \quad (2.62)$$

unde: W_P - energia electrică activă în timpul funcționării [kWh];

P_{max} - puterea activă maximă solicitată pe aceeași durată [kW];

Factorul de putere λ ;

$$\lambda = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \frac{P}{S} \quad (2.63)$$

Din înregistrările contoarelor de energie activă și reactivă instalate la consumatori se poate determina, în general, un factor de putere mediu lunar, trimestrial sau anual, pe baza formulei:

$$\lambda_{med} = \frac{W_p}{\sqrt{W_p^2 + W_Q^2}} = \frac{1}{N} \cdot \frac{\sum_{k=1}^N P_k}{\sum_{k=1}^N (\sqrt{P_k^2 + Q_k^2})} \quad (2.64)$$

unde: W_p, W_Q - energia electrică activă, respectiv reactivă în intervalul de timp considerat;

P_k, Q_k - puterea activă, reactivă absorbită de un consumator individual k ;

N - numărul de consumatori;

Coefficientul de simultaneitate maxim (k_{Smax});

$$k_{Smax} = \frac{P_{kmax}}{\sum_{k=1}^N P_{i,max}} \quad (2.65)$$

unde: P_{kmax} - puterea maximă cerută de un consumator individual k ;

$P_{i,max}$ - puteri maxime individuale ale consumatorilor;

Pentru un grup de N consumatori, la care se cunosc curbele de sarcină, coeficientul de simultaneitate se calculează [3] prin raportul dintre puterea maximă a curbei de sarcină rezultate și suma puterilor maxime din curbele de sarcină individuale ale fiecărui consumator.

Coefficientul de simultaneitate minim (k_{Smin});

$$k_{Smin} = \frac{P_{kmin}}{\sum_{k=1}^N P_{i,max}} \quad (2.66)$$

Coefficientul de neuniformitate (α_k). Se definește ca raportul dintre puterea minimă și puterea maximă absorbită; Coeficientul de neuniformitate [3] asociat altor indicatori atestă gradul de aplatizare a curbei de sarcină:

$$\alpha_k = \frac{P_{kmin}}{P_{kmax}} = \frac{k_{Smin}}{k_{Smax}} \quad (2.67)$$

Coefficientul de variație (k_v);

$$k_v(P) = \frac{\sqrt{P^2 - (\bar{P})^2}}{\bar{P}} = \frac{\sigma(P)}{\bar{P}} \quad (2.68)$$

Durata echivalenta a pierderilor maxime (timpul de pierderi maxime) (τ); reprezintă durata convențională τ de ore dintr-o perioadă dată în care pierderile Joule printr-un element de rețea

(linie, transformator) parcurse de curentul $I_{max}=const$ au aceeași valoare cu cele înregistrate pe întreaga durată de utilizare în cazul curentului real [3].

$$\tau_s = \frac{1}{S_{max}^2} \int_0^{T_f} S_k^2 dt \cong \frac{\sum_{k=1}^{T_f} S_k^2}{(S_{max}^2)_{T_f}} = \frac{\sum_{k=1}^{T_f} (P_k^2 + Q_k^2)}{(P_{max}^2 + Q_{max}^2)_{T_f}} \quad (2.69)$$

Factorul de pierderi tehnologice (τ_s^*) sau valoarea relativa a duratei pierderilor se definește cu relația :

$$\tau_s^* = \frac{\tau_s}{T_f} = \frac{1}{T_f \cdot S_{max}^2} \int_0^{T_f} S_k^2 dt \quad (2.70)$$

Indicatorii sintetici ai curbelor de sarcină permit compararea diferiților consumatori din punct de vedere al comportării lor în timp. Acești indicatori sunt utili pentru gruparea consumatorilor pe tipuri și pentru întocmirea de grafice de sarcină tip.

Pentru efectuarea decontărilor de energie electrică se utilizează în majoritatea cazurilor intervalul de o lună. Pentru consumatorii care optează pentru eligibilitate, decontarea între distribuitor , furnizor și consumator se face luând în considerație curba de sarcină pe Interval Bază de Decontare (IBD) adică curba consumurilor înregistrate orar. În Tabelul 2.4 sunt prezentate câteva exemple pentru consumatori reprezentativi pentru domeniul lor de activitate și care și-au exercitat dreptul la eligibilitate. Datele au fost obținute prin sistemul de telegestiune. Aceste înregistrări au fost ulterior utilizate pentru determinarea câtorva dintre coeficienții graficelor de sarcină. Au fost calculați:

- Coeficientul de utilizare a puterii instalate (k_{ui}) și a puterii maxime (k_{um})
- Coeficientul de formă (k_F);
- Coeficientul de umplere al graficului de sarcină (factor de aplatizare) (k_{ug})
- Coeficientul de cerere (k_C);
- Coeficientul de neuniformitate (α_k)

În Tabelul 2.4 au fost centralizate valorile obținute. Se constată variații mari ale acestora în funcție de ramura industrială și de data punerii în funcție. Coeficientul de utilizare al puterii maxime este foarte scăzut pentru întreprinderile construite în trecut, între 0,1 și 0,25. Pentru investițiile noi acest coeficient înregistrează valori de 0,6 la 0,98 ceea ce sugerează a atenție sporită la realizarea proiectelor de alimentare cu energie electrică.

Și pentru coeficientul de formă se regăsesc însă valori similare pentru toți consumatorii urmăriți, între 1,1 și 1,76 în funcție de numărul de schimburi și de tipul instalațiilor utilizate.

Urmărirea, analiza și arhivarea datelor sintetice referitoare la consumatorii eligibili va oferi, în scurt timp o importantă sursă de informații necesare la dezvoltarea metodelor de previziune a consumurilor. Previziunea cât mai exactă a consumurilor a devenit o necesitate obiectivă pentru fiecare dintre participanții la piața de energie electrică datorită prevederilor contractuale care stipulează plata de penalizări în cazul abaterii de la cantitățile contractate.

Tabelul 2.4 Valorile coeficienților graficelor de sarcină
pentru consumatorii eligibili în luna mai 2006

RAMURA INDUSTRIALA	ENERGIE ELECTRICA (MWh)	Puterea instalată (MW)	Puterea maximă (MW)	Puterea medie P _{med}	Puterea minimă P _{min}	k _{ei}	k _{em}	k _f	k _c	k _{ag}	α
PROD RULMENTI	541,89	0,80	0,99	0,79	0,36	0,98	0,80	1,11	1,23	0,80	0,37
PRELUCRARI METALE	600,24	5,00	1,74	0,94	0,09	0,19	0,54	1,35	0,35	0,54	0,05
MASINI UNELTE	342,60	6,00	1,31	0,64	0,22	0,11	0,48	1,48	0,22	0,48	0,17
Remorci Auto	308,64	5,00	1,49	0,48	0,00	0,10	0,32	1,47	0,30	0,32	0,00
PRELUCRARI LEMN	301,61	1,00	0,95	0,46	0,05	0,46	0,49	1,30	0,95	0,49	0,05
Mase plastice	270,14	2,00	0,67	0,45	0,01	0,22	0,67	1,32	0,33	0,67	0,01
TEXTILE	318,86	2,90	0,86	0,54	0,04	0,19	0,63	1,37	0,30	0,63	0,05
PIELARIE	256,69	2,00	1,09	0,36	0,04	0,18	0,33	1,41	0,55	0,33	0,03
FILATURA	209,72	5,50	0,89	0,32	0,03	0,06	0,36	1,58	0,16	0,36	0,03
TESATORIE	207,45	3,20	0,56	0,31	0,01	0,10	0,55	1,21	0,18	0,55	0,01
PIESE AUTO	91,31	0,80	0,37	0,14	0,00	0,18	0,37	1,35	0,47	0,37	0,00
MAT. CONSTRUCTII	268,56	0,63	0,57	0,39	0,07	0,61	0,68	1,14	0,91	0,68	0,12
CONFECTII	91,55	1,00	0,49	0,17	0,01	0,17	0,35	1,76	0,49	0,35	0,02
MAROCINARIE	104,54	1,60	0,29	0,16	0,02	0,10	0,54	1,26	0,18	0,54	0,07
AMBALAJE	93,16	1,00	0,54	0,15	0,01	0,15	0,28	1,54	0,54	0,28	0,01
TOTAL	4006,96	38,43	11,45	6,33	1,49	0,16	0,55	0,51	0,29	0,55	0,13

2.5.3 Previziuni asupra consumului de energie electrică

În studiile de dezvoltare [3], [52], [79] a rețelelor electrice de distribuție, problema sarcinilor de calcul și a evoluției lor în timp este fundamentală din punct de vedere a deciziilor ce urmează să se adopte.

Previziunea consumului de energie electrică și a puterii absorbite de consumatori reprezintă deci prima problemă care trebuie rezolvată în cadrul unei activități decizionale cu obiective în viitor. Ea furnizează datele cantitative și calitative asupra consumurilor ce urmează a fi asigurate de către rețeaua electrică de distribuție. Prognoza presupune o activitate care implica analize, calcule, interpretari astfel încât, în final, datele de consum estimate să fie în concordanță cu datele de consum efectiv realizate.

O proiectare ratională și corectă a instalațiilor energetice trebuie precedată de o prognoză corectă. Previziunea este singura cale care poate oferi pe o cale științifică cele mai probabile date de consum de energie electrică.

Prognozele sunt posibile numai dacă se cunosc fie date din trecut, fie date viitoare, care trebuie atinse, precum și dacă există legături între ele. O prognoză a unui consum de energie electrică trebuie deci să se bazeze pe doi factori esențiali:

- O cunoaștere a evoluției în trecut a acestui consum, pe o perioadă mai lungă de timp, în general pe 6...10 ani consecutivi;
- o cunoaștere a elementelor ce pot influența acest consum și care depind de politica economică probabila a consumatorilor respectivi;

În multe situații, pentru determinarea consumurilor viitoare se utilizează pentru prognoză metode de extrapolare care constau în studierea legilor de variație a factorilor de modelare din cursul perioadelor trecute și care admit ca tendințele puse în evidență rămân valabile în viitor, pentru un interval oarecare de timp, mai mult sau mai puțin lung.

Dintre metodele globale de prognoză în care se extrapolează spre viitor date și relații din trecut, cea mai largă aplicație a cunoscut-o *extrapolarea seriilor de timp* ale valorilor. În această

extrapolare, mărimea prognozată se ia în intervale de timp egale dintr-o perioadă de bază din trecut în vederea estimării dependenței de timp pe care a avut-o mărimea presupusă valabilă și într-o perioadă viitoare.

Evaluarea consumurilor anuale de energie electrică prin această metodă, care folosește date statistice puține și relativ ușor accesibile, s-a efectuat la nivel mondial în numeroase țări (la care nu se cunosc indicatorii necesari pentru folosirea altor metode) și chiar și în țara noastră.

Calitatea prognozelor prin extrapolarea seriilor de timp depinde de poziția și de lungimea perioadei de bază din trecut. Această calitate mai depinde de datele folosite ca punct de plecare, de influența pe care o are dispersia valorilor luate din trecut, ca și de lungimea perioadei pentru al cărei sfârșit se face prognoza.

Pentru a obține o calitate corespunzătoare a activității de prognoză se mai presupune ca nu se produc schimbări adânci în structura economică sau a ramurii economice considerate, în speță, în industria energiei electrice.

Cum situația economică actuală din țara noastră se află în plină tranziție nu poate fi vorba de o structură stabilizată. Din acest motiv pentru efectuarea prognozei trebuie dată o mai mare atenție la întocmirea seriilor de timp și la interpretarea rezultatelor.

Previziunea consumului de energie electrică se realizează în activitatea de distribuție pentru determinarea cantității de energie electrică care trebuie achiziționată de pe piața de energie electrică. La începutul fiecărui an se întocmește o prognoză pentru anul în curs, defalcată pe luni calendaristice. Această prognoză se realizează prin extrapolarea valorilor înregistrate în decursul ultimilor ani pentru anul în curs. Dacă au apărut modificări semnificative (aparitia de noi capacități de producere și consumatori comerciali sau industriali importanți) prognoza se ajustează corespunzător. Pe baza acestei prognoze se încheie contractele de portofoliu pentru achiziția de energie electrică în bandă, adică o cantitate de energie constantă.

Abaterile de la prognoza lunară se corectează zilnic prin întocmirea prognozei pentru ziua următoare având ca date de intrare :

- Energia intrată în conturul energetic al sucursalei de distribuție care se determină automat de către sistemul de telegestiune,
- Valoarea pierderilor de energie electrică înregistrată în perioada similară a anului trecut,
- Date externe (date meteorologice, zile speciale, factori sociali, etc.).

Cercetările recente [64],[67] propun mai multe tehnici care pot fi aplicate în domeniul prognozei pe termen scurt a consumului de energie electrică.

Tehnicile utilizate [26],[3] pentru efectuarea prognozelor au la bază fie modele statice, fie modele dinamice. Cele mai bune sunt metodele dinamice, dar aplicarea lor presupune numeroase cunoștințe despre proces, fapt dificil de realizat, motiv pentru care de cele mai multe ori se apelează la modelele statice.

Cel mai răspândit model static, se prezintă sub forma:

$$P(t) = \sum_1^N \alpha_i(t) \cdot f_i(t) + \varepsilon(t), \quad t \in \tau \quad (2.71)$$

unde: $P(t)$ este sarcina electrică la momentul t ;

$f_i(t)$ – funcție de timp, de regulă sinusoidală cu perioada de 24sau 168 de ore, funcție de intervalul de timp prognozat;

$\alpha_i(t)$ – coeficienți de ponderare, în general variabili și ei în timp, dar care pot deveni constanți în situații particulare;

$\varepsilon(t)$ – reprezintă eroarea de modelare

Aceste metode sunt relativ simple, parametrii modelului pot fi ușor actualizați cu ajutorul regresiei liniare sau a netezirii exponențiale. Prezintă însă dezavantajul că funcțiile $f_i(t)$ sunt relativ rigide.

O variantă îmbunătățită [67], a modelelor (2.63) este aceea în care funcțiile $f_i(t)$ corespund descompunerii spectrale a seriilor de timp în domeniul frecvență. În acest caz o variabilă în domeniul timp (putere sau energie) este reprezentată printr-o sumă de funcții trigonometrice cu amplitudini faze și perioade diferite, adică:

$$f(t) = a_0 + \sum_{k=1}^N a_k \cdot \cos\left(\frac{2k\pi}{T}t\right) + \sum_{k=1}^N b_k \cdot \sin\left(\frac{2k\pi}{T}t\right) \quad (2.72)$$

unde: a_0 este valoarea medie a funcției $f(t)$ pe perioada T;

a_k și b_k – coeficienții seriei Fourier pentru armonica de rang k și pot fi determinați prin metode statistice sau de inteligență artificială;

N – numărul de armonici luate în considerare;

T – perioada procesului analizat.

Prin urmare tehnica de prognoză descompune în armonici curba săptămânală a energiilor zilnice pentru a prognoza energia zilnică și aceea a energiilor orare pentru a prognoza energiile orare. Această tehnică de prognoză pune câteva probleme [67], și anume:

- Numărul de săptămâni considerate în urmă, știind faptul că fiecare zi se regăsește o singură dată într-o săptămână;
- Numărul de intervale luate în considerare pe curba energiilor zilnice sau săptămânale sau ace lor orare zilnice;
- Numărul de armonici luate în considerare;
- Prognoza coeficienților a_k și b_k (inclusiv a valorilor medii a funcției $f(t)$, a_0);
- Compensarea abaterilor (erorilor)

Studiul efectuat la SDFEE Timișoara[67] a determinat o serie de răspunsuri la problemele enunțate mai sus și anume:

- Numărul de săptămânini ce trebuie considerate în urmă pentru efectuarea prognozei depinde de ziua și temperatura la care se referă analiza
- Zilele de odihnă diferă sensibil de cele de lucru și reclamă un număr mai mare de săptămâni precedente (7,8)
- Zilele de lucru reclamă un număr mic de săptămâni (3,5,6) și în mod special 7,8;
- Considerarea a trei săptămâni dintre care două pentru prognoză este complet nesatisfăcătoare dinpunc de vedere al prelucrării statistice fiind necesar a se considera minim 5-6 săptămâni.
- Numărul de armonici utilizate trebuie pus în concordanță cu numărul de eșantionare.
- Erorile maxime la efectuarea prognozei orare nu apar la vârful de sarcină sau la golul de sarcină zilnică ci pe porțiunile de pantă maximă.
- Considerarea unui număr mai mic sau mai mare de armonici consecutive afectează sensibil nivelul mediu al erorilor, fără a afecta sensibil valoarea erorii maxime.
- Nu întotdeauna considerarea unui număr mai mare de armonici conduce la reducerea valorii maxime.

- Pentru zilele de odihnă, tendințele carre se manifestă sunt de regulă inverse cu cele din zilele de lucru.
- Practic este suficient să fie considerate armonicile 1 și 2, iar în situația în care armonica a 3-a și a 4-a prezintă coeficienți de valoare semnificativă (mai mari de 2% din valoarea mediei) trebuie considerați și aceștia.
- Prognoza efectivă a coeficienților Fourier se efectuează întocmai ca și prognoza consumurilor de energie. Modelarea se poate efectua alternativ folosind analiza de regresie liniară simplă sau cea liniară multiplă sau utilizând tehnici noi: rețele neuronale.

2.6 Concluzii, contribuții personale

Pentru calculul regimurilor de funcționare în rețelele electrice de distribuție este necesar să se construiască un model matematic compus din scheme echivalente care modelează elementele fizice care compun rețeaua respectivă

Elementele rețelei electrice sunt modelate prin cuadripoli ai căror parametrii pot fi determinați din analiza caracteristicilor tehnice ale elementului respectiv. În funcție de nivelul de tensiune, de complexitatea rețelei și de tipul de calcul de regim care trebuie efectuat se alege una din variantele de reprezentare.

Pentru calculul pierderilor în rețele de distribuție (regim permanent) se utilizează în general modele simplificate. În literatură [2],[3],[6],[52] există numeroase indicații referitoare la modul de calcul al parametrilor rețelelor electrice de distribuție.

O problemă mai complexă o reprezintă însă realizarea modelelor pentru nodurile de consum. Datorită volumului mare de instalații și topologiei complexe în cazul rețelelor de distribuție modelarea consumurilor trebuie realizată prin utilizarea unor algoritmi complecși care utilizează rețele neuronale [6], sau tehnici de analiză armonică [67].

Indicatorii caracteristici ai curbelor de sarcină la consumatori reprezintă un instrument de lucru deosebit de util în modelarea nodurilor de consum

Contribuțiile personale în cadrul acestui capitol constau în faptul că se face o sinteză a noțiunilor referitoare la modul de determinare a parametrilor schemelor echivalente, cu un accent deosebit pentru cazul rețelelor de distribuție a energiei electrice.

Se prezintă și se analizează diferite metode care pot fi utilizate la modelarea consumatorilor în acest tip de rețele și se evidențiază rolul echipamentelor actuale în achiziția, arhivarea și interpretarea curbelor de sarcină.

Se propune un mod de automatizare a calculului pentru indicatorii caracteristici ai curbelor de sarcină pornind de la înregistrările orare ale consumurilor. Analiza acestor indicatori reprezintă un instrument important la implementarea și validarea algoritmilor utilizați pentru calculul pierderilor de putere și energie în regim permanent.

Capitolul 3. Calculul pierderilor de putere și energie în elementele componente ale rețelelor electrice

3.1 Definierea pierderilor

În procesul de livrare a energiei la consumatori pierderile de energie electrică apar în procesele de producere, transport și distribuție a acesteia. Randamentul diferitelor elemente care funcționează în rețelele electrice este ridicat. Prin conectarea lor în serie, de la sursă la consumator, se obține însă un randament corespunzător mai redus.

Transportul energiei electrice, ca orice proces fizic, implică un consum de energie aferent unor conversii termodinamice ireversibile. Acest consum, exterior și diferit de cel util, a fost denumit 'pierderi în rețele', are o mare influență asupra indicatorilor tehnico-economici și se reflectă în costul distribuției energiei electrice. Astfel valoarea pierderilor în rețele este un indicator caracteristic pentru funcționarea unui sistem energetic.

Pierderile în rețele, raportate statistic, rezultă ca diferență dintre energia emisă în rețele de către unitățile de producere, și energia vândută consumatorilor. Ele includ trei componente:

1. consumul propriu tehnologic aferent procesului de transport a energiei electrice în condițiile prevăzute prin proiectul instalației,
2. pierderi tehnice prin abateri de la regimul de funcționare proiectat, prin dezvoltarea incompletă a instalațiilor sau funcționare necorespunzătoare,
3. pierderi comerciale (pozitive sau negative) rezultate din erorile introduse de calitatea grupurilor de măsură și organizarea evidenței energiei electrice, dar cuprinzând și unele consumuri nemăsurate ca cel al transformatoarelor de măsurare, contoarelor și sustragerilor de energie electrică.

Din punct de vedere fizic, consumul tehnologic de energie activă în rețelele de distribuție apare ca fiind suma consumurilor tehnologice localizate în:

- conductoarele liniilor electrice și înfășurările transformatoarelor sau autotransformatoarelor, datorită trecerii curentului electric, prin efect termic, Joule;
- miezul magnetic al transformatoarelor sau autotransformatoarelor datorită prezenței câmpului magnetic, prin curenți turbionari și prin fenomenul de histerezis;

Evoluția consumului de energie electrică după anul 1989 este marcată de doi factori importanți în creșterea pierderilor de energie:

- scăderea consumului, exploatarea unei instalații de distribuție dimensionată pentru un tranzit cu mult mai mare decât cel realizat, a condus la o scădere foarte mare a randamentului (ponderea pierderilor de mers în gol devenind predominantă în valoarea totală a pierderilor),
- schimbarea structurii consumului care s-a deplasat de la 110 kV și 220 kV (mari întreprinderi industriale) spre medie și joasă tensiune.

Evident, în toate direcțiile de studiu, se urmărește realizarea unui beneficiu maxim pe ansamblul sistemului cu respectarea condițiilor de siguranță necesare în alimentarea tuturor consumatorilor. Acest deziderat conduce la preocuparea determinării și reducerii cheltuielilor de transport a energiei electrice și în cadrul acestora, a pierderilor, avându-se în vedere:

- Structura sistemului energetic (depărtarea surselor de consumatori, tipul constructiv al liniilor și echipamentelor, caracteristicile statice de sarcină etc.),

- Politica energetică (disponibilitatea resurselor primare, perfecționarea echipamentelor etc.), privind nivelul economic justificat de dimensionare a pierderilor,
- Posibilitatea de optimizare reală a regimului de funcționare, în funcție de rezervele existente în surse și rețea, dar și de nivelul de dotare tehnică a conducerii operative a instalațiilor energetice,
- Organizarea evidenței energiei și nivelul de exactitate al grupurilor de măsură.

3.2 Consum propriu tehnologic

Valorile pierderilor în rețele sunt determinate încă din perioada planificării, proiectării și dimensionării instalațiilor, când se stabilește nivelul consumului tehnologic justificat, cel care conduce la un optim pe ansamblul sistemului energetic, fără a fi însă valoarea minimă posibilă de realizat.

Determinarea pierderilor într-o rețea electrică pe baza de măsuratori reprezintă, atât din punct de vedere tehnic cât și economic, o problema dificilă. Dată fiind valoarea procentuală redusă a pierderilor în diferitele elemente de rețea precizia grupurilor de măsurare montate în instalații este importantă în determinarea prin măsurare a acestora.

În rețeaua de distribuție compararea energiei intrate și a celei ieșite într-un contur este posibilă doar la nivelul de tensiune 110kV, deoarece numărul punctelor de intrare-ieșire este relativ mic și sistemele de telegestiune permit citirea simultană a contoarelor. Totodată, dat fiind numărul redus de elemente, este posibilă efectuarea unor postcalculuri în funcție de încărcarea elementelor. Pentru rețeaua de distribuție de medie și joasă tensiune este necesar să se aplice algoritmi de calcul specifici. În exploatarea rețelelor electrice consumul propriu tehnologic reprezintă un indicator care reflectă condițiile de funcționare ale rețelei, determinant pentru eficiența economică a procesului. Valoarea acestui indicator se determină prin evidența energiei, ca diferența dintre energia electrică activă primită și cea cedată din conturul energetic.

Consumul propriu tehnologic va fi:

$$CPT = E_{IN} - E_{IE}$$

În această diferență se includ:

1. consumul propriu tehnologic tehnic — pierderile proprii tehnice corespunzătoare regimului de funcționare, consum care poate fi stabilit prin calcul,
2. pierderile tehnice — datorate unei funcționări neoptimizate,
3. pierderile comerciale și alte consumuri necontorizate.

Valoarea și structura pierderilor tehnice poate fi determinată analitic, efectuând calculele corespunzătoare. Analiza pierderilor tehnice poate evidenția proiectarea necorespunzătoare a unor elemente sau părți din instalații.

Compararea pierderilor tehnice cu cele obținute prin evidență permite să se determine valoarea și structura pierderilor comerciale de energie. Valoarea diferenței dintre pierderi depinde de precizia în întocmirea calculelor analitice și calitatea evidenței energiei (precizia grupurilor de măsurare, corecta alegere a caracteristicilor grupurilor de măsurare în raport cu condițiile de funcționare reale ale instalațiilor, reacția contoarelor la sarcini mici, consumul pașal, inexactitatea măsurării proprii în stații, decalajul și precizia în citirea contoarelor).

Problema unei corecte evidențe a pierderilor de energie electrică a constituit și constituie o preocupare permanentă. Cel mai adesea se urmărește determinarea lor printr-un număr minim de puncte de măsură, puncte în care precizia măsurătorii să fie foarte ridicată. Determinarea pierderilor prin evidență se face în sistemele energetice relativ simplu, prin montarea de contoare pentru determinarea energiei intrate/ieșite din conturul energetic.

Pierderile determinate prin diferența energiilor măsurate de contoare reprezintă un indicator de calitate. Totuși pe baza acestor indicații este greu să se stabilească valoarea reală a consumului propriu tehnologic întrucât pot apărea pierderi comerciale mari datorate preciziei reduse a măsurătorii, citirilor nesimultane, furturilor de energie. De aceea este necesar să se cunoască consumul propriu tehnologic real în diferite elemente ale rețelei și să se compare cu valorile admisibile.

Determinarea prin calcul a consumului propriu tehnologic de energie electrică în rețeaua de distribuție se realizează sub două aspecte:

- CPT de energie electrică independent de sarcină, care corespunde cu produsul dintre CPT de putere și durata în care elementul respectiv se află sub tensiune. În acest caz se neglijează influența variațiilor de tensiune, sau se consideră în calcule valoarea tensiunii nominale / medii de exploatare. Pierderile în sarcină se produc în linii, înfășurările auto/transformatoarelor și în circuitele instalațiilor de compensare în serie pe calea de transport.
- CPT de energie electrică dependent de sarcină, din elementele rețelei, al caror regim este influențat de un număr mare de factori. Printre aceștia sunt: structura rețelei, nivelul și repartitia consumului, repartitia generării etc. Astfel regimul unui element nu poate fi caracterizat independent de toate elementele rețelei în care este integrat. Pierderile de mers în gol sunt determinate de pierderile prin efect Corona în linii, pierderile în fier în auto/transformatoare și pierderile în instalațiile de compensare în derivație.

Pentru o linie electrică, trifazată, considerată cu constante distribuite, de lungime L , pierderea de energie electrică într-un interval de timp T este:

$$\Delta W = 3 \cdot R_0 \int_0^L \int_0^T I_{lt}^2 dl dt \quad (3.1)$$

unde: I_{lt} este curentul la distanța l și momentul t .

Pierderea totală de energie este compusă din pierderea de energie la mersul în gol (pierderi prin efect Corona și izolație) și în sarcină. Neglijând pierderile prin izolație expresia devine:

$$\Delta W = 3 \cdot R_0 \int_0^L \int_0^T I_{lt}^2 dl dt + \Delta W_{corona} \quad (3.2)$$

unde: ΔW_{corona} sunt pierderile de energie prin efect Corona, stabilite cu considerarea stării atmosferice; I_{lt} este curentul pe linie, exclusiv curenții trasversali prin conductanța liniei.

Pentru liniile relativ scurte, relația devine:

$$\Delta W = 3 \cdot R_0 \int_0^T I_t^2 dt + \Delta W_{corona} \quad (3.3)$$

unde: I_t este curentul constant în lungul întregii linii la momentul t , care determină pierderea de sarcină pe linie.

Pentru un transformator de putere având o pierdere de mers în gol ΔP_0 și pierderea de putere la sarcină nominală ΔP_{sc} cunoscute, consumul propriu tehnologic de energie va fi:

$$\Delta W = \Delta P_{sc} \cdot \int_0^T \left(\frac{S_t}{S_{nom}} \right)^2 dt + \Delta W_0 \quad \text{sau} \quad \Delta W = \Delta P_{sc} \cdot \int_0^T \left(\frac{I_t}{I_{nom}} \right)^2 dt + \Delta W_0 \quad (3.4)$$

unde: $\Delta W_0 = \Delta P_0 \cdot T$ este consumul propriu tehnologic de energie independent de sarcină; $S_t(I_t)$ -încărcarea transformatorului la momentul t , care determină pierderea de putere în transformator.

Pentru un compensator sincron având puterea nominală Q_{nom} un consum tehnologic de putere la sarcina nominală ΔP_{csnom} din care $K_p \cdot \Delta P_{csnom}$ reprezintă consumul tehnologic independent de sarcină:

$$\Delta W_{cs} = K_p \cdot \Delta P_{c.s.nom} \cdot T + (1 - K_p) \cdot \Delta P_{c.s.nom} \int_0^T \left(\frac{Q_t}{Q_{c.s.nom}} \right)^2 dt \quad (3.5)$$

Pentru instalațiile de condensatoare pentru compensarea longitudinală:

$$\Delta W_{cc} = \Delta p_c \cdot \Delta Q_{nom.c} \cdot \int_0^T \left(\frac{I_t}{I_{nom.c}} \right)^2 dt \quad (3.6)$$

unde: Δp_c este consumul propriu tehnologic de putere la sarcina nominală.

Pentru bobine și condensatoare în derivație, al căror consum tehnologic nu depinde de sarcină, CPT de energie se obține:

$$\Delta W_b = \Delta p_b \cdot \Delta Q_{nom.b} T; \quad \Delta W_c = \Delta p_c \cdot \Delta Q_{nom.c} T \quad (3.7)$$

unde Δp_b și Δp_c sunt consumul propriu tehnologic de putere al bobinei, respectiv al condensatorului.

Pentru determinarea consumului propriu tehnologic de energie după formulele prezentate este necesară cunoașterea legii de variație în timp a curentului pe element. În cazul general această lege nu poate fi exprimată matematic. De aceea pentru considerarea variației curentului în timp se recurge la diferite ipoteze și au fost elaborate diferite metode pentru calculul valorii integralei : metoda integrării grafice, a curentului mediu pătratic și a timpului de pierderi.

3.3 Pierderi de putere și energie electrică în linii

Pentru calculul pierderilor de putere, liniile electrice aeriene și subterane pot fi echivalate, în schemele monofilare, prin cuadripoli pasivi, liniari. Cu excepția liniilor lungi, pentru care reprezentarea trebuie să țină seama de caracterul uniform distribuit al parametrilor, acești cuadripoli pot fi înlocuiți prin dipoli care conțin o rezistență în serie cu o reactanță, având parametri concentrați, în cele ce urmează se analizează numai acest din urmă caz.

Pierderile de putere activă în liniile electrice trifazate de curent alternativ, datorate efectului Joule, se determină cu relațiile :

$$\Delta P = 3RI^2 = 3R(I_a^2 + I_r^2) \quad (3.8)$$

sau:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R \quad (3.9)$$

în care : R - rezistența pe fază a conductoarelor liniei, considerată constantă cu temperatura;

I, I_a, I_r - curentul total, activ și reactiv ai liniei;

S, P, Q - puterea trifazată aparentă, activă și reactivă în linie;

U - tensiunea de funcționare a liniei, care în calcule mai puțin riguroase poate fi identificată cu tensiunea nominală.

Pierderile de putere reactivă în liniile electrice se calculează cu următoarele relații:

$$\Delta Q = 3XI^2 = 3X(I_a^2 + I_r^2) \quad (3.10)$$

sau:

$$\Delta Q = \frac{S^2}{U^2} X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X \quad (3.11)$$

unde X reprezintă reactanța inductivă pe fază a liniei.

În cazul reprezentării liniei printr-un cuadripol în Π sau Γ la determinarea sarcinii tranzitate prin linie se va ține seama și de aportul capacitiv al acesteia ($Q_c = B_L U_n^2$).

Se constată că evaluarea pierderilor de putere prin efect Joule, atât în etapa de proiectare, cât și în etapa de exploatare a liniei, nu ridică probleme deosebite. Conform relațiilor (3.8) - (3.11), rezultă că pierderile de putere depind de sarcina adoptată (la proiectare), respectiv măsurată (în exploatare) și parametrii liniei.

Energia activă disipată prin efect Joule (ΔW) într-o perioadă dată T_0 , depinde de regimul de încărcare a liniei și se determină prin integrarea în timp a pierderilor de putere $\Delta P(t)$, cu o relație de forma :

$$\Delta W = \int_0^{T_0} \Delta P(t) dt \quad (3.12)$$

Dacă se ține seama de relațiile (3.8) - (3.9), pierderile de energie pot fi exprimate în funcție de pătratul sarcinii (curent sau putere) vehiculate pe linie :

$$\begin{aligned} \Delta W &= 3R \int_0^{T_0} I^2(t) dt \\ \Delta W &= R \int_0^{T_0} \frac{S^2(t)}{U^2(t)} dt = R \int_0^{T_0} \frac{P^2(t)}{U^2(t)} dt + R \int_0^{T_0} \frac{Q^2(t)}{U^2(t)} dt \end{aligned} \quad (3.13)$$

În calcule mai puțin riguroase, tensiunea de funcționare a liniei $U(t)$ se consideră constantă în timp și aproximativ egală cu tensiunea nominală, astfel încât pierderile de energie devin :

$$\Delta W = R \int_0^{T_0} \frac{S^2(t)}{U^2(t)} dt = \frac{R}{U_n^2} \left[\int_0^{T_0} P^2(t) dt + \int_0^{T_0} Q^2(t) dt \right] \quad (3.14)$$

După cum se constată din analiza relațiilor (3.13) și (3.14), pentru determinarea pierderilor de energie este necesară cunoașterea variației în timp a sarcinii în perioada analizată, în cazul general, această lege de variație în timp nu este riguros cunoscută sau este greu de exprimat matematic. Din aceste motive, pentru calculele practice s-a urmărit stabilirea unor metode simplificate, care să permită aproximarea cu suficientă precizie a integralei din pătratul sarcinii. Una dintre aceste metode, frecvent folosită în practică, este metoda parametrilor graficelor de sarcină.

Parametrii graficelor de sarcină asociați uneia din funcțiile $I(t)$, $S(t)$, $P(t)$, $Q(t)$, folosiți în calculul pierderilor de energie, sunt următorii:

- valorile maxime I_{max} , S_{max} , P_{max} și Q_{max} ;
- durata sarcinii maxime T_I , T_S , T_P și T_Q ;
- durata pierderilor τ_i , τ_S , τ_P și τ_Q .

Durata sarcinii maxime este intervalul de timp în care, dacă linia ar fi încărcată la sarcină maximă, prin ea s-ar transmite aceeași energie ca și în cazul funcționării după graficul real de încărcare. Conform acestei definiții, se poate scrie :

$$\Delta W = \int_0^{T_0} P(t) dt = P_{max} T_P \quad (3.15)$$

de unde:

$$T_P = \frac{1}{P_{max}} \int_0^{T_0} P(t) dt \quad (3.16)$$

În mod asemănător se definesc :

$$\begin{aligned} T_I &= \frac{1}{I_{max}} \int_0^{T_0} I(t) dt; \\ T_S &= \frac{1}{S_{max}} \int_0^{T_0} S(t) dt; \\ T_Q &= \frac{1}{Q_{max}} \int_0^{T_0} Q(t) dt \end{aligned} \quad (3.17)$$

Durata pierderilor este intervalul de timp în care, dacă linia ar fi încărcată la sarcină maximă, în ea s-ar produce aceleași pierderi de energie ca și în cazul funcționării după graficul real de încărcare. Conform acestei definiții, se poate scrie :

$$\Delta W = 3R \int_0^{T_0} I^2(t) dt = 3RI_{max}^2 \tau_I \quad (3.18)$$

de unde:

$$\tau_P = \frac{1}{I_{max}^2} \int_0^{T_0} I^2(t) dt \quad (3.19)$$

Similar, se deduc expresiile :

$$\begin{aligned} \tau_S &= \frac{1}{S_{max}^2} \int_0^{T_0} S^2(t) dt; \\ \tau_P &= \frac{1}{P_{max}^2} \int_0^{T_0} P^2(t) dt; \\ \tau_Q &= \frac{1}{Q_{max}^2} \int_0^{T_0} Q^2(t) dt; \end{aligned} \quad (3.20)$$

Durata de utilizare a sarcinii maxime și durata pierderilor nu sunt parametri independenți, în acest context, pe baza analizei unui număr mare de grafice de sarcină, în diferite ipoteze privind

structura consumului (forță, iluminat, sarcină mixtă), diverși autori au determinat o serie de expresii matematice de corelație între durata pierderilor și durata de utilizare a sarcinii maxime, folosind ca parametru factorul de putere la sarcină maximă, în proiectarea și exploatarea rețelelor electrice, pentru evaluarea pierderilor de energie, o largă răspândire au căpătat corelațiile propuse de Glazunov și Wolf, transpuse sub forma unor curbe de tipul celor prezentate în în Figura 3.1.

Dependența $\tau_s - T_p$ este descrisă în cazul curbelor Glazunov în unități absolute (ore), iar în cazul curbelor Wolf în unități relative (raportate la perioada analizată T_o). Ambele tipuri de curbe folosesc ca parametru factorul de putere la sarcină maximă. Conform metodei parametrilor graficelor de sarcină, pierderile de energie se pot evalua folosind una din relațiile :

$$\begin{aligned} \Delta W &= 3RI_{\max}^2 \tau_I \\ \Delta W &= 3 \frac{R}{U_n^2} S_{\max}^2 \tau_S \\ \Delta W &= \frac{R(P_{\max}^2 \tau_P + Q_{\max}^2 \tau_Q)}{U_n^2} \end{aligned} \quad (3.21)$$

În aceste relații, duratele pierderilor se determină folosind curbe precalculate de tipul celor prezentate în Figura 3.1, iar sarcina maximă fie este precizată, în faza de proiectare, fie este determinată pe baza unor măsurători directe în rețea, în etapa de exploatare.

Metoda descrisă este simplă și curent utilizată în proiectarea și exploatarea rețelelor electrice, dar prezintă dezavantajul că rezultatele furnizate nu sunt întotdeauna foarte precise.

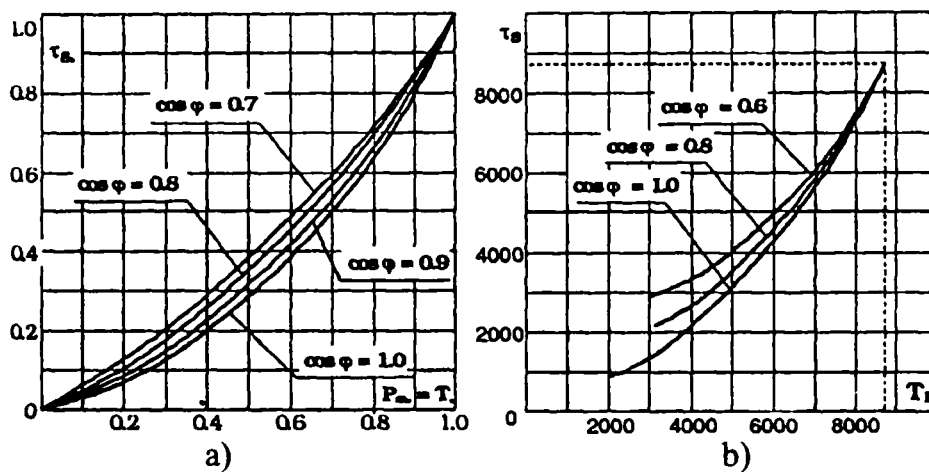


Figura 3.1 a) Curbele $\tau_s=f(P_{m^*})$ după Wolf b)
Curbele $\tau_s=f(P_{m^*})$ după Glazunov

3.4 Pierderi de putere și energie electrică în transformatoare

Pierderile de putere în transformatoare pot fi împărțite în două categorii, și anume :

- pierderi de putere independente de sarcina transformatorului;
- pierderi de putere dependente de sarcina transformatorului.

Prima categorie se referă la pierderile în fierul transformatoarelor, iar cea de-a doua la pierderile în înfășurări.

Datorită magnetizării miezului transformatorului, apar pierderi de putere activă în fier ΔP_{Fe} care sunt practic egale cu pierderile la mersul în gol. Aceste pierderi se regăsesc în datele tehnice ale transformatorului sau în cataloage. Pierderile de putere reactivă în fierul transformatorului ΔQ_{Fe} sunt aproximativ egale cu puterea de magnetizare la mers în gol și se determină în funcție de puterea aparentă nominală S_n și curentul de mers în gol al transformatorului $I_0(\%)$ cu relația:

$$\Delta Q_{Fe} = \frac{I_0(\%)S_n}{100} \quad (3.22)$$

Pierderile de putere activă în înfășurările transformatorului ΔP_{Cu} sunt proporționale cu pătratul sarcinii S tranzitate prin transformator la un moment dat. La sarcină nominală aceste pierderi ΔP_{Cu_n} sunt aproximativ egale cu pierderile la funcționarea transformatorului în regim de scurtcircuit și se regăsesc, de asemenea, în cartea tehnică sau în cataloage.

Pierderile de putere reactivă în înfășurările transformatorului ΔQ_{Cu} sunt proporționale cu pătratul sarcinii, iar pentru transformatoarele mari, funcționând încărcate la sarcina nominală, aceste pierderi se determină în funcție de puterea aparentă nominală S_n și tensiunea de scurtcircuit $U_{sc}(\%)$, cu relația:

$$\Delta Q_{Cu_n} = \frac{U_{sc}(\%)S_n}{100} \quad (3.23)$$

Dacă sarcina S a transformatorului diferă de sarcina nominală, pierderile de putere activă și reactivă în înfășurările transformatorului se calculează cu relațiile :

$$\Delta P_{Cu} = \Delta P_{Cu_n} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 ; \quad \Delta Q_{Cu} = \Delta Q_{Cu_n} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \quad (3.24)$$

Pierderile totale de putere într-un transformator se determină ca suma pierderilor în fier și în cupru, adică :

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= \Delta P_{Fe} + \Delta P_{Cu_n} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 ; \\ \Delta Q_T &= \Delta Q_{Fe} + \Delta Q_{Cu_n} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \end{aligned} \quad (3.25)$$

Când sarcina este distribuită pe n transformatoare identice, conectate în paralel, pierderile totale de putere se determină cu relațiile :

$$\begin{aligned} \Delta P_{T\Sigma} &= n\Delta P_{Fe} + \frac{\Delta P_{Cu_n}}{n} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \\ \Delta Q_{T\Sigma} &= n\Delta Q_{Fe} + \frac{\Delta Q_{Cu_n}}{n} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \end{aligned} \quad (3.26)$$

Pierderile de energie activă într-un transformator conectat la rețea un timp T_0 , se pot evalua cu o relație de forma :

$$\Delta W_T = \Delta P_{Fe} T_0 + \Delta P_{Cu_n} \left(\frac{S_{\max}}{S_n} \right)^2 \tau_s \quad (3.27)$$

iar în cazul mai multor **transformatoare** identice, conectate în paralel:

$$\Delta W_{T\Sigma} = \sum_{k=1}^M \left[n_k \Delta P_{Fe} t_k + \frac{\Delta P_{Cu_n}}{n_k} \left(\frac{S_{\max k}}{S_n} \right)^2 \tau_{sk} \right] \quad (3.28)$$

unde : n_k - numărul de transformatoare care funcționează în paralel în intervalul t_k din perioada analizată T_0 $\left(T_0 = \sum_{k=1}^M t_k \right)$;

S_{maxk} - sarcina maximă tranzitată în intervalul t_k ;

$\tau_{s k}$ - durata pierderilor corespunzătoare sarcinii aparente în intervalul t_k .

3.5 Calculul pierderilor de putere și energie electrică în rețelele complex buclate

Calculul pierderilor de putere într-o rețea complex buclată trebuie să se realizeze simultan pe toate elementele componente (linii, transformatoare), deoarece regimurile de funcționare ale acestora se intercondiționează și influențează astfel valoarea pierderilor pe fiecare element și pe ansamblul rețelei. Nivelul pierderilor de putere este determinat atât de configurația rețelei și regimul consumatorilor, cât și de încărcările diferitelor surse (centrale electrice, surse de putere reactivă) care injectează putere în rețea.

Din punctul de vedere al preciziei, cele mai bune rezultate se obțin dacă estimarea pierderilor de putere în rețeaua complex buclată se realizează pe baza unui calcul de regim permanent. Pentru o rețea cu o configurație dată, care conține noduri de tip PQ, PU și un nod de echilibru, în urma calculului de regim se obțin tensiunile nodale și circulațiile de puteri pe laturi.

Modelul matematic care stă la baza calculului regimului permanent al unei rețele complex buclate conduce la un sistem de ecuații algebrice neliniare de forma:

$$P_i = G_{ii} U_i^2 + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n U_i U_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)]$$

$$(i = 1, \dots, n, i \neq k) \quad (3.29)$$

$$Q_i = -B_{ii} U_i^2 - \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n U_i U_k [B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) - G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)]$$

unde : P_i, Q_i - puterile activă și reactivă injectate în nodul i ;

$G_{ii}, G_{ik}, B_{ii}, B_{ik}$ - părțile reale și imaginare ale elementelor matricei admitanțelor nodale corespunzătoare rețelei analizate;

$U_i, U_k, \theta_i, \theta_k$ - modulele și argumentele tensiunilor în nodurile i și k .

Deoarece sistemul (3.29) este un sistem de ecuații neliniare, rezolvarea sa se face pe cale iterativă. Există mai multe metode numerice de rezolvare a unui asemenea sistem menționate în literatura de specialitate, una dintre cele mai eficiente și frecvent folosită fiind metoda Newton-Raphson cu variantele ei, descrise în Anexa 1.

Ținând seama că în cazul sistemelor electroenergetice dezvoltate, rezistența elementelor componente este mult mai mică decât reactanța inductivă a acestora, rezultă o dependență strânsă între parametrii $P-\theta$, respectiv $Q-U$ și o dependență slabă între $P-U$, respectiv $Q-\theta$. Această caracteristică permite simplificarea modelului matematic prin separarea (decuplarea) ecuațiilor $P-\theta$ și $Q-U$ din sistemul (3.29). În felul acesta, calculul regimului permanent se reduce la rezolvarea a două sisteme de ecuații liniare (variante decuplată a metodei Newton-Raphson).

În urma calculului de regim cu una din metodele prezentate, se obțin circulațiile de puteri pe elementele rețelei analizate, determinate cu relații de forma :

- pentru linii electrice :

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= U_i^2 \underline{y}_{iko}^* + \underline{U}_i (\underline{U}_i - \underline{U}_k)^* \underline{Y}_{ik}^* \\ \underline{S}_{ki} &= U_k^2 \underline{y}_{kio}^* + \underline{U}_k (\underline{U}_k - \underline{U}_i)^* \underline{Y}_{ik}^* \end{aligned} \quad (3.30)$$

- pentru transformatoare cu raport real de transformare :

$$\begin{aligned} \underline{S}_{ik} &= \underline{U}_i (N_{r'i} \underline{U}_i - \underline{U}_k)^* \underline{Y}_{ik}^* \\ \underline{S}_{ki} &= \underline{U}_k (\underline{U}_k / N_{r'i} - \underline{U}_i)^* \underline{Y}_{ik}^* \end{aligned} \quad (3.31)$$

Semnificațiile mărimilor din relațiile (3.30) - (3.31) sunt indicate în figurile 3.3 și 3.4.

Pierderile de putere activă și reactivă într-un element al rețelei se determină cu relația :

$$\Delta \underline{S}_{ik} = \Delta P_{ik} + j \Delta Q_{ik} = \underline{S}_{ik} + \underline{S}_{ki} \quad (3.32)$$

Prin adoptarea unor ipoteze simplificatoare suplimentare (considerarea laturilor numai prin reactanțe, aproximarea tensiunilor în noduri prin valorile lor nominale și eliminarea funcțiilor trigonometrice, ținând seama că defazajele tensiunilor la bornele laturilor sunt mici), sistemul de ecuații (3.41) se liniarizează :

$$\begin{aligned} P_i &= U_{n,i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i}}^n U_{n,k} B_{ik} (\theta_i - \theta_k) \\ (i &= 1, \dots, n, i \neq k) \end{aligned} \quad (3.33)$$

unde $U_{n,i}$, $U_{n,k}$ - tensiunile nominale ale nodurilor i și k . Prin rezolvarea acestui sistem în raport cu argumentele tensiunilor nodale, se determină circulațiile de puteri pe laturile rețelei:

$$\begin{aligned} P_i &= B_{ik} U_{n,i} U_{n,k} (\theta_i - \theta_k) \\ P_{ki} &= -P_{ik} \\ (i &= 1, \dots, n, i \neq k) \end{aligned} \quad (3.34)$$

și apoi pierderile de putere pe întreaga rețea :

$$\Delta P = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{k=i+1}^n \frac{P_{ik}^2}{U_{n,i} U_{n,k}} R_{ik} \quad (3.35)$$

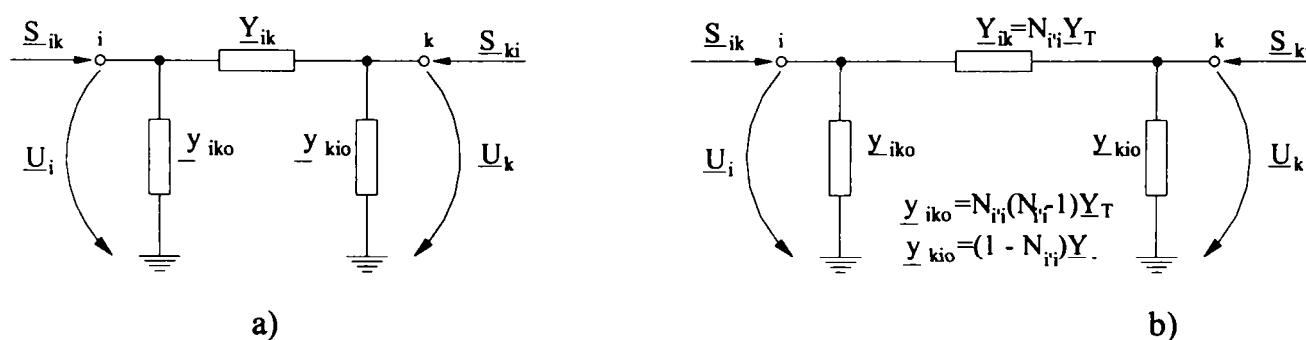


Figura 3.2 a) Cuadripol echivalent al unei linii electrice
b) Cuadripol echivalent al unui transformator cu raport real de transformare

Metoda aproximativă descrisă de relațiile (3.33) - (3.35) este cunoscută sub denumirea de metoda în curent continuu, deoarece nu evidențiază puterea reactivă vehiculată și nici variația

tensiunii determinate de aceasta. Menționăm că metoda în curent continuu este relativ simplă, conduce la reducerea timpilor de calcul, dar valorile pierderilor de putere estimate se pot abate cu până la 30% în comparație cu metoda exactă. Utilizarea metodei în curent continuu se justifică ca o primă analiză comparativă a unui număr mare de variante de dezvoltare a rețelelor în perspectivă.

Un alt procedeu de evaluare a pierderilor de putere în rețelele complex buclate, folosit în special în S.U.A. [5], utilizează un model matematic în care intervin **coeficienții de pierderi**. Pierderile de putere aparentă în rețea se exprimă cu relația :

$$\Delta \underline{S} = \Delta P + j\Delta Q = [\underline{I}_n]^T [\underline{Z}_{nn}] [\underline{I}_n] \quad (3.36)$$

unde : $[\underline{I}_n]$ - matricea coloană a injecțiilor de curenți în nodurile independente;

$[\underline{Z}_{nn}]$ - inversa matricei admitanțelor nodale.

Prin trecerea de la sarcina exprimată în curenți la cea exprimată în puteri și prelucrarea relației (3.36), se deduc expresiile pierderilor de putere activă și reactivă :

$$\Delta P = \sum_i \sum_j B_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) - \sum_i \sum_j C_{ij} (P_i Q_j - Q_i P_j) \quad (3.37)$$

$$\Delta Q = \sum_i \sum_j B'_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) - \sum_i \sum_j C'_{ij} (P_i Q_j - Q_i P_j)$$

unde : P_i, P_j, Q_i, Q_j - puterile active și reactive nodale, iar $B_{ij}, B'_{ij}, C_{ij}, C'_{ij}$ sunt coeficienții de pierderi, definiți de relațiile :

$$B_{ij} = \frac{R_{ij}}{U_i U_j} \cos \theta_{ij} \quad C_{ij} = \frac{R_{ij}}{U_i U_j} \sin \theta_{ij} \quad (3.38)$$

$$B'_{ij} = \frac{X_{ij}}{U_i U_j} \cos \theta_{ij} \quad C'_{ij} = \frac{X_{ij}}{U_i U_j} \sin \theta_{ij}$$

Mărimile care intervin în aceste expresii au următoarele semnificații:

R_{ij}, X_{ij} - părțile reală și imaginară ale elementelor \underline{Z}_{ij} din matricea $[\underline{Z}_{nn}]$;

U_i, U_j - modulele tensiunilor nodurilor i și j ;

θ_{ij} - defazajul între fazorii \underline{U}_i și \underline{U}_j

Dacă admitem ipoteza simplificatoare, conform căreia defazajul θ_{ij} între fazorii tensiunilor U_i și U_j corespunzătoare la două noduri adiacente este neglijabil ($\cos \theta_{ij} \cong 1, \sin \theta_{ij} \cong 0$), coeficienții de pierderi devin [5] :

$$B_{ij} = \frac{R_{ij}}{U_i U_j} \quad B'_{ij} = \frac{X_{ij}}{U_i U_j} \quad C_{ij} = C'_{ij} = 0 \quad (3.39)$$

iar pierderile de putere activă și reactivă se calculează cu relațiile :

$$\Delta P = \sum_i \sum_j B_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j) \quad (3.40)$$

$$\Delta Q = \sum_i \sum_j B'_{ij} (P_i P_j + Q_i Q_j)$$

Calculul pierderilor de putere folosind relațiile (3.38) sau (3.40) presupune determinarea prealabilă a unor seturi de coeficienți de pierderi. Fiecare asemenea set corespunde unui regim de referință și se aplică la evaluarea pierderilor pentru toate regimurile apropiate de acesta.

În rețelele complex buclate, datorită variației în timp a sarcinilor absorbite de consumatori și a repartiției puterilor generate de centrale, se produc schimbări ale fluxurilor de putere la intervale relativ scurte. Din acest motiv, aplicarea acestei metode presupune determinarea unui număr mare de seturi de coeficienți de pierderi. Numărul seturilor de coeficienți și domeniile de aplicare se stabilesc, în practică, în funcție de particularitățile rețelei analizate și de precizia dorită. În exploatare se pot calcula, pentru un interval de timp T_0 cu relația :

$$\Delta W_{T_0}^{Fe} = \sum_i \Delta P_{Fei} \Delta t_i \quad (3.41)$$

unde : ΔP_{Fei} - pierderile de putere activă în fierul transformatorului i ;

Δt_i - numărul de ore cât transformatorul i este conectat la rețea ($\Delta t_i \leq T_0$)

Pierderile de energie activă în intervalul analizat, datorate efectului corona, se pot determina în funcție de condițiile atmosferice cu ajutorul unei relații de forma:

$$\Delta W_{T_0}^{Corona} = \Delta P_{cor}^f t_f + \Delta P_{cor}^z t_z + \Delta P_{cor}^{ch} t_{ch} + \sum_{i=1}^n \Delta P_{cor(i)}^p t_{p(i)} \quad (3.42)$$

unde indicii f, z, ch, p indică condițiile atmosferice: timp frumos, zăpadă, chiciură, ploaie. Pentru timpul ploios se evidențiază, prin intermediul indicelui i , intensitatea ploii (burniță, ploaie slabă, aversă, ninsoare).

Pentru evaluarea pierderilor de energie activă prin efect Joule [5] se procedează la eșantionarea curbelor de sarcină din nodurile rețelei în intervale elementare Δt_j și calculul pierderilor de putere ΔP_j cu ajutorul metodei coeficienților de pierderi sau prin calcule de regim pentru fiecare eșantion. Pierderile de energie se determină cu relația :

$$\Delta W_{T_0}^{Joule} = \sum_j \Delta P_j \Delta t_j \quad (3.43)$$

în intervalul T_0 , pentru rețeaua analizată, pierderile totale de energie sunt de forma :

$$\Delta W_{T_0} = \Delta W_{T_0}^{Fe} + \Delta W_{T_0}^{Corona} + \Delta W_{T_0}^{Joule} \quad (3.44)$$

3.6 Calculul pierderilor de putere și energie electrică în rețelele de distribuție.

Rețelele de distribuție sunt răspândite pe o suprafață mare, se caracterizează printr-un număr mare de elemente (plecări, distribuitori de medie tensiune, posturi de transformare, distribuitori de joasă tensiune) și prin lipsa aparatelor de măsurare care să permită monitorizarea sarcinilor. Din aceste motive, calculul pierderilor de putere și energie în rețelele de distribuție este laborios și de cele mai multe ori imprecis, dacă nu se ține seama de variația în timp a sarcinilor.

În raport cu metodele clasice, care folosesc drept referință regimul de încărcare maximă a rețelei, modelarea sarcinilor din noduri cu ajutorul graficelor tip ale diferitelor categorii de consumatori și a unui număr redus de informații obținute prin măsurători directe în rețea, a permis abordarea cu acuratețe sporită a calculului pierderilor de putere și energie în rețelele de distribuție.

În acest context, evaluarea pierderilor de putere și energie în rețelele de distribuție se realizează prin calcule de regim, considerând în nodurile rețelei sarcinile modelate cu relațiile (2.31) sau (2.32). Astfel, se determină pierderile orare de putere pentru fiecare palier din curbele de sarcină $\Delta P(t)$. Pierderile de energie pe intervalul analizat se determină prin sumarea pierderilor orare de putere. De exemplu, pierderile zilnice de energie se calculează cu relația:

$$\Delta W_{zi} = \sum_{t=1}^{24} \Delta P(t) \quad (3.45)$$

În cazul în care se dorește evaluarea pierderilor de energie pe o perioadă de timp mai lungă, de exemplu un an, este necesară analiza regimurilor caracteristice anuale (iarnă / vară - zi lucrătoare / repaus). Folosind relația (3.44), se determină pierderile zilnice de energie pentru fiecare zi caracteristică. Cunoscând numărul de zile caracteristice corespunzătoare fiecărui regim, pierderile anuale de energie rezultă :

$$\Delta W_{an} = \sum_{j=1}^4 n_j \Delta W_{zi}^j = \sum_{j=1}^4 n_j \sum_{t=1}^{24} \Delta P^j(t) \quad (3.46)$$

(3.57)

unde : n_j - numărul de zile din an pentru regimul caracteristic j ;

ΔW_{zi}^j - pierderile de energie asociate unei zile din regimul caracteristic j ;

$\Delta P^j(t)$ - pierderile de putere corespunzătoare palierului t din regimul caracteristic j ;

Metodologia prezentată necesită un număr redus de măsurători în rețea, asigură evaluarea pierderilor de energie cu o precizie bună, însă necesită calculul unui număr mare de regimuri. Efectele acestui neajuns pot fi diminuate prin descompunerea graficelor de sarcină din nodurile rețelei în serii Fourier [23], de forma:

$$\begin{aligned} P_i(t) &= \bar{P}_i + \sum_{k=1}^N A_{i,k}^P \sin\left(\frac{2k\pi}{T}t\right) + \sum_{k=1}^N B_{i,k}^P \cos\left(\frac{2k\pi}{T}t\right) \\ Q_i(t) &= \bar{Q}_i + \sum_{k=1}^N A_{i,k}^Q \sin\left(\frac{2k\pi}{T}t\right) + \sum_{k=1}^N B_{i,k}^Q \cos\left(\frac{2k\pi}{T}t\right) \end{aligned} \quad (3.47)$$

unde : N - numărul de armonici luate în considerație;

t - numărul palierului orar din graficul de sarcină zilnică : $t = 1, \dots, T (T=24 \text{ ore})$;

\bar{P}_i, \bar{Q}_i - valorile medii ale puterilor activă și reactivă în intervalul T corespunzătoare nodului i ;

$A_{i,k}^P, B_{i,k}^P, A_{i,k}^Q, B_{i,k}^Q$ - coeficienții Fourier corespunzători armonicii k pentru puterile activă și reactivă din nodul i .

Coeficienții Fourier din dezvoltările în serii (3.47) au expresiile :

$$\begin{aligned}
 A_{i,k}^P &= \frac{1}{k\pi} \sum_{i=1}^T P_i(t) \left[\cos \frac{2k\pi}{T} (t-1) - \cos \frac{2k\pi}{T} t \right] \\
 B_{i,k}^P &= \frac{1}{k\pi} \sum_{i=1}^T P_i(t) \left[\sin \frac{2k\pi}{T} (t-1) - \sin \frac{2k\pi}{T} t \right] \\
 A_{i,k}^Q &= \frac{1}{k\pi} \sum_{i=1}^T Q_i(t) \left[\cos \frac{2k\pi}{T} (t-1) - \cos \frac{2k\pi}{T} t \right] \\
 B_{i,k}^Q &= \frac{1}{k\pi} \sum_{i=1}^T Q_i(t) \left[\cos \frac{2k\pi}{T} (t-1) - \cos \frac{2k\pi}{T} t \right]
 \end{aligned} \tag{3.48}$$

Pentru rețelele de distribuție care funcționează în regim normal, în configurație radială, pierderile de energie prin efect Joule, pe un element caracterizat de rezistența R , se calculează cu expresia :

$$\Delta W = \frac{R}{U_n^2} \left[\sum_{i=1}^T P^2(t) + \sum_{i=1}^T Q^2(t) \right] \tag{3.49}$$

unde $P(t) = \sum P_i(t)$ și $Q(t) = \sum Q_i(t)$ reprezintă circulațiile de putere activă și reactivă pe elementul considerat, sumele calculându-se pentru toate nodurile i situate în aval de acest element. Sumele din relația (3.49) pot fi înlocuite cu expresii în care intervin coeficienții Fourier [18, 38]:

$$\begin{aligned}
 \sum_{i=1}^T P^2(t) &= \left\{ \bar{P}^2 + \sum_{k=1}^N \left[\left(\frac{A_k^P}{\sqrt{2}} \right)^2 + \left(\frac{B_k^P}{\sqrt{2}} \right)^2 \right] \right\} T + \varepsilon_p^2 \\
 \sum_{i=1}^T Q^2(t) &= \left\{ \bar{Q}^2 + \sum_{k=1}^N \left[\left(\frac{A_k^Q}{\sqrt{2}} \right)^2 + \left(\frac{B_k^Q}{\sqrt{2}} \right)^2 \right] \right\} T + \varepsilon_p^2
 \end{aligned} \tag{3.50}$$

în care: \bar{P}, \bar{Q} valorile medii ale sarcinilor activă și reactivă pe elementul analizat în intervalul T ;

$A_k^P, B_k^P, A_k^Q, B_k^Q$ - coeficienții Fourier corespunzători graficelor de sarcină activă și reactivă asociate elementului de rețea: $A_k^P = \sum_i A_{i,k}^P$; $B_k^P = \sum_i B_{i,k}^P$; $A_k^Q = \sum_i A_{i,k}^Q$;

$$B_k^Q = \sum_i B_{i,k}^Q$$

$\varepsilon_p^2, \varepsilon_Q^2$ - erori determinate de neglijarea armonicilor cu rang mai mare ca N .

Prin înlocuirea expresiilor (3.50) în relațiile (3.49), se constată că pierderile de energie pot fi calculate numai cu ajutorul valorilor medii ale sarcinilor și coeficienților Fourier corespunzători diferitelor armonici, conform relației:

$$\Delta W = \Delta \bar{P} T + \sum_{k=1}^N (\Delta P_k' + \Delta P_k'') T + \varepsilon_w \tag{3.51}$$

Mărimile care intervin în această relație au următoarele semnificații :

$\Delta \bar{P} = \frac{R}{U_n^2} (\bar{P}^2 + \bar{Q}^2)$ - pierderile de putere activă datorat circulațiilor sarcinilor medii activă și reactivă;

$$\Delta P_k' = \frac{R}{U_n^2} \left[\left(\frac{A_k^P}{\sqrt{2}} \right)^2 + \left(\frac{A_k^Q}{\sqrt{2}} \right)^2 \right]; \Delta P_k'' = \frac{R}{U_n^2} \left[\left(\frac{B_k^P}{\sqrt{2}} \right)^2 + \left(\frac{B_k^Q}{\sqrt{2}} \right)^2 \right] - \text{pierderile de putere}$$

asociate armonicii k , calculate în două regimuri staționare, considerând în noduri sarcinile :

$$P'_{i,k} = \frac{A_{i,k}^P}{\sqrt{2}} \quad Q'_{i,k} = \frac{A_{i,k}^Q}{\sqrt{2}} \quad (3.52)$$

$$P''_{i,k} = \frac{B_{i,k}^P}{\sqrt{2}} \quad Q''_{i,k} = \frac{B_{i,k}^Q}{\sqrt{2}} \quad (3.53)$$

ε_w - eroarea determinată de neglijarea armonicilor cu rang mai mare ca N .

Conform modelului matematic descris, pentru calculul pierderilor de energie în rețelele de distribuție este suficientă analiza a $2N + 1$ regimuri de funcționare : un regim corespunzător sarcinilor medii activă și reactivă în nodurile rețelei și câte două regimuri pentru fiecare armonică, considerând în noduri sarcini de forma (3.52) și (3.53).

Ținând seama de scopul urmărit (reducerea timpului de calcul și menținerea preciziei în limite acceptabile), rezultă că utilizarea metodei prezentate se justifică numai pentru cazurile în care este satisfăcută inegalitatea $2N + 1 < T$ (T reprezintă numărul de paliere din graficele de sarcină). Din studiile efectuate s-a constatat că eroarea la evaluarea pierderilor de energie prin efect Joule se păstrează sub 2%, dacă graficele de sarcină din nodurile rețelelor se modelează cu ajutorul graficelor tip de sarcină ale consumatorilor, iar dezvoltarea în serii Fourier a acestor grafice conține numai $N=3$ armonici.

În cazul rețelelor de distribuție de joasă tensiune, evaluarea cu o precizie acceptabilă a pierderilor procentuale de putere se poate realiza folosind pierderile de tensiune măsurate în rețea. Ținând seama că reactanța în aceste rețele, mai ales dacă sunt realizate în cablu, este mică în raport cu rezistența, iar sarcinile reactive sunt relativ mici, se poate scrie:

$$\Delta U(\%) = \frac{\sqrt{3}RI_a}{U} 100 = \sqrt{3}I_a \sqrt{3} \frac{RI_a}{\sqrt{3}I_a U} 100 = \frac{\Delta P}{P} 100 \quad (3.54)$$

$$\Delta P(\%) \cong \Delta U(\%) \quad (3.55)$$

Cunoscând energia distribuită printr-un post de transformare și valoarea medie a pierderilor de tensiune în rețeaua de joasă tensiune aferentă postului de transformare, se poate determina valoarea absolută a pierderilor de energie în rețea, cu relațiile:

$$\Delta W(\%) = \Delta P(\%) \frac{\tau_p}{T_p} \quad (3.56)$$

$$\Delta W = \Delta W(\%)W$$

în care: W - energia totală injectată în rețeaua de joasă tensiune;

$\frac{\tau_p}{T_p}$ - raportul dintre durata pierderilor și durata de utilizare a sarcinii maxime; pentru rețelele de

joasă tensiune $\frac{\tau_p}{T_p} \cong 0,5$

3.7 Evaluarea pierderilor de putere și energie electrică în rețelele electrice folosind inteligența artificială

O altă cale de abordare a problemei evaluării pierderilor de putere și energie în rețelele complex buclate folosește mijloace specifice Inteligenței Artificiale, în speță Rețelele Neuronale Artificiale (RNA).

Metodele folosite până în prezent au urmărit, în principal, creșterea preciziei în evaluarea pierderilor. Totuși, o bună precizie și o viteză mare de calcul sunt două cerințe greu de satisfăcut simultan, având în vedere că o acuratețe mărită a rezultatelor impune o modelare mai detaliată a procesului și creșterea numărului parametrilor considerați ca date de intrare. RNA reprezintă o alternativă la aceste metode, care permite obținerea unor rezultate satisfăcătoare din punctul de vedere al ambelor cerințe amintite.

În principiu, în contextul problemei analizate, se urmărește proiectarea și antrenarea unei RNA care să realizeze aproximarea unei funcții de forma :

$$[\Delta P \ \Delta Q]_t = F([x]) \quad (3.57)$$

unde : $[\Delta P \ \Delta Q]_t$ - matricea coloană a pierderilor de putere activă și reactivă (indicele t indica transpunerea);

$[x]$ - matricea coloană a mărimilor de stare :

$$[x] = [P_g \ Q_g \ P_c \ Q_c]_t \quad (3.58)$$

P_g, Q_g - matricea coloană a puterilor active și reactive ale surselor de putere din rețea;

P_c, Q_c - matricea coloană a puterilor active și reactive absorbite de consumatorii din nodurile rețelei.

Matricele P_g, Q_g, P_c și Q_c reprezintă intrările RNA. Notând cu n_g și n_c numărul de noduri generatoare, respectiv consumatoare din rețeaua analizată, rezultă numărul neuronilor din stratul de intrare al RNA : $2(n_g + n_c)$. Ieșirea RNA furnizează pierderile de putere activă ΔP și reactivă ΔQ , astfel încât stratul de ieșire va conține 2 neuroni.

Procesul de proiectare al RNA include următoarele etape :

- **pregătirea setului de date de antrenare:** acesta conține perechi de forma $([x], F([x]))$ și se obține prin calcule de regim repetate pentru diverse intrări $[x]$;
- **alegerea arhitecturii optime pentru RNA :** în cadrul acestei etape se stabilesc numărul de straturi ascunse și componența acestora, care asigură o eroare globală sub o valoare limită impusă;
- **antrenarea RNA :** folosind setul de date de antrenare și un algoritm de tipul gradientului conjugat, se stabilesc ponderile conexiunilor dintre neuronii diferitelor straturi;
- **evaluarea performanțelor RNA după antrenare :** se folosește un set de date diferit de cel de antrenare și se evaluează precizia rezultatelor furnizate.

Procesul descris are un caracter iterativ. Este posibil ca o structură stabilită în cel de-al doilea pas al acestui proces să nu permită antrenarea RNA până la o eroare suficient de mică. În această situație, arhitectura trebuie schimbată și rețeaua reantrenată.

Studiile efectuate [40] au arătat că se poate obține o îmbunătățire sensibilă a preciziei dacă în datele de intrare se consideră, pe lângă puterile injectate și absorbite din nodurile rețelei, și tensiunile nodurilor de tip PU și de echilibru, în acest caz, matricea mărimilor de intrare va fi:

$$[x] = [P_g \ Q_g \ P_c \ Q_c \ U]_t \quad (3.59)$$

unde U este matricea coloană a tensiunilor corespunzătoare nodurilor de tip PU și echilibru.

Se consideră, ca exemplu, rețeaua complex buclată a cărei schemă monofilară este reprezentată în Figura 3.3 care conține 4 surse de putere în nodurile 2, 3, 4, 6 și trei consumatori în nodurile 1, 2, 5. Singurul nod cu tensiune controlată din rețea este nodul 6 (nod de echilibru).

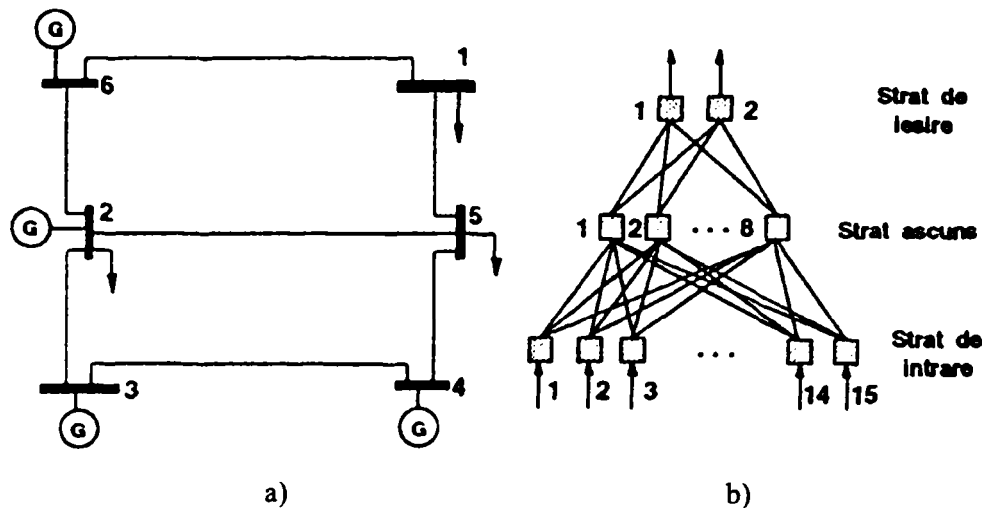


Figura 3.3 a) Schema monofilară a rețelei; b) Arhitectura RNA

Conform procesului de proiectare descris, s-a obținut RNA cu arhitectura prezentată în Figura 3.3. b Stratul de intrare conține 15 neuroni, corespunzători mărimilor de intrare :

$$\begin{aligned}
 P_g &= [P_{g2} \ P_{g3} \ P_{g4} \ P_{g6}]_t \\
 Q_g &= [Q_{g2} \ Q_{g3} \ Q_{g4} \ Q_{g6}]_t \\
 P_c &= [P_{c1} \ P_{c2} \ P_{c5}]_t \\
 Q_c &= [Q_{c1} \ Q_{c2} \ Q_{c5}]_t \\
 U &= [U_6]
 \end{aligned}
 \tag{3.60}$$

RNA conține un singur strat ascuns, cu 8 neuroni. Pe stratul de ieșire există doi neuroni corespunzători pierderilor de putere activă și reactivă.

Dacă se dispune de un istoric al evoluției sarcinii sau de o previziune a sarcinii pe un interval de timp T_0 , RNA din Figura 3.3, poate fi folosită și pentru estimarea pierderilor de energie activă, conform relației :

$$\Delta W_{T_0} = \int_0^{T_0} \Delta P(t) dt = \sum_i \Delta P_i \Delta t_i
 \tag{3.61}$$

unde : ΔP_i - pierderile de putere activă estimate cu ajutorul RNA pentru regimul de funcționare i ; Δt_i - durata regimului de funcționare i .

3.8 Concluzii, contribuții personale

Calculul pierderilor în rețele electrice pornește de la cunoașterea parametrilor electrici stabiliți conform schemelor echivalente de reprezentare a elementelor componente și a modului de evoluție sarcinii, exprimată ca putere aparentă, prin aceste elemente.

Pierderile prin efect Joule reprezintă cea mai importantă componentă a pierderilor. În cazul rețelelor care funcționează la niveluri de foarte înaltă tensiune apare o componentă a pierderilor datorată admitanței transversale a liniei electrice de transport.

Și în cazul metodelor de calcul a pierderilor există diferite abordări în funcție de nivelul de tensiune, de tipul rețelei, cu funcționare în buclă sau funcționare radială. Metodele descrise în cadrul capitolului necesită pentru aplicarea în practică estimarea parametrilor care definesc modul de evoluție al sarcinii cum ar fi timpul de pierderi sau coeficienții de pierderi aferenți puterii active respectiv reactive.

Identificarea, cunoașterea și evaluarea tuturor acestor variabile în cazul unei rețele de distribuție reale reprezintă o sarcină deosebit de dificilă. Din acest motiv au fost dezvoltate metode alternative care pornesc de la un set redus de date disponibile și extrapolează apoi rezultatele pentru întreaga perioadă de studiu.

Contribuțiile personale în cadrul acestui capitol constau în sinteză bibliografică referitoare la clasificarea pierderilor și la exprimarea relațiilor de calcul pentru diferite tipuri de elemente de rețea.

Se prezintă și se analizează metodele utilizate atât pe plan național cât și internațional pentru determinarea pierderilor în rețelele de distribuție a energiei electrice. Se individualizează preocupările în domeniul utilizării inteligenței artificiale, în special a rețelelor neuronale la îmbunătățirea modului actual de calcul al pierderilor.

Capitolul 4. Pierderi de energie electrică datorate regimului nesimetric și deformant

4.1 Determinarea pierderilor de energie electrică datorate regimului nesimetric

Gradul de dezechilibrare al unui receptor trebuie apreciat prin “**gradul de nesimetrie**” pe care-l produce în sistemul electroenergetic. Dacă un receptor dezechilibrat este alimentat cu un sistem nesimetric de tensiuni, nesimetria curenților absorbiți nu se datorează numai dezechilibrului, ci și tensiunilor. De aceea, pentru a evalua efectul dezechilibrului asupra nesimetriei și pentru a putea compara receptoarele între ele, din acest punct de vedere, este necesar să le alimentăm cu sisteme de tensiuni simetrice pozitive. Dacă receptorul este liniar, valorile tensiunilor nu contează.

Conform CEI 61000-4-30:2003, evaluarea nesimetriei tensiunilor și curenților electrice se face prin utilizarea metodei componentelor simetrice.

Deoarece metoda componentelor simetrice se aplică numai în cazul unor mărimi sinusoidale și în cazul general, mărimile din rețelele electrice nu sunt sinusoidale, definiția indicatorilor de nesimetrie se face, conform CEI 61000-4-27:2000 numai pentru armonica fundamentală a tensiunii (curentului electric), pe baza măsurării pe intervale de 10 perioade a valorilor efective ale tensiunilor pe faze ($\underline{U}_a, \underline{U}_b, \underline{U}_c$), respectiv ale curentului electric pe faze ($\underline{I}_a, \underline{I}_b, \underline{I}_c$).

Conform CEI 61000-4-30:2003, principalii *indicatori de calitate* care definesc regimul nesimetric al unei rețele electrice sunt:

- **factorul de nesimetrie negativă** k_u^- al tensiunilor pe fază, determinat ca raportul dintre componenta de secvență negativă \underline{V}^- (inversă) și componenta de secvență pozitivă \underline{V}^+ (directă) a tensiunii, corespunzătoare armonicii fundamentale

$$k_u^- = \left| \frac{\underline{V}^-}{\underline{V}^+} \right| \cdot 100 = \left| \frac{\underline{U}_a + a^2 \underline{U}_b + a \underline{U}_c}{\underline{U}_a + a \underline{U}_b + a^2 \underline{U}_c} \right| \cdot 100 \quad (4.1)$$

$\underline{U}_a, \underline{U}_b, \underline{U}_c$ -valorile efective măsurate ale armonicilor fundamentale ale tensiunilor pe cele trei

faze, iar operatorul a are expresia: $a = e^{j2\pi/3} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$

- **factorul de nesimetrie zero** k_u^0 al tensiunilor pe fază, determinat ca raportul dintre componenta de secvență zero \underline{V}^0 (homopolară) și componenta de secvență pozitivă \underline{V}^+ (directă) a tensiunii, corespunzătoare armonicii fundamentale

$$k_u^0 = \left| \frac{\underline{V}^0}{\underline{V}^+} \right| \cdot 100 = \left| \frac{\underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c}{\underline{U}_a + a \underline{U}_b + a^2 \underline{U}_c} \right| \cdot 100 \quad (4.2)$$

Pentru rețelele electrice trifazate CEI 61000-4-30:2003 definește și:

• **factorul de nesimetrie negativă** k_u^- al tensiunilor între faze,

$$k_u^- = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}{1 + \sqrt{3 - 6 \cdot \beta}}} \cdot 100; \quad (4.3)$$

$$\beta = \frac{U_{AB}^4 + U_{BC}^4 + U_{CA}^4}{(U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2)^2} \text{ și}$$

U_{AB} , U_{AC} și U_{BC} -valorile efective ale armonicilor fundamentale ale tensiunilor între faze.

În analiza ariei de vulnerabilitate a perturbației sub formă de nesimetrie, definită cu ajutorul componentelor simetrice se adoptă ipoteza că impedanțele sistemului sunt egale pe cele trei faze. Dacă această condiție nu este îndeplinită metoda componentelor simetrice oferă numai informații aproximative.

Una dintre consecințele nesimetriei regimului este creșterea consumurilor proprii tehnologice (pierderilor) în rețele. De aceea este rațional ca gradul de nesimetrie să fie definit astfel încât să poată fi utilizat în estimarea efectelor energetice, așa cum se utilizează factorul de putere.

Pentru a defini **factorul de nesimetrie** și a determina pierderile în regim nesimetric, se consideră cazul unui receptor trifazat dezechilibrat, alimentat printr-o linie electrică echilibrată de rezistență “ r ” pe fază, la intrarea căreia, se aplică un sistem de tensiuni astfel alese încât la bornele receptorului să se obțină un sistem simetric pozitiv de tensiuni. Dacă în aceste condiții I^+ , I^- și I^0 sunt componente simetrice ale curenților absorbiți, atunci pierderile pe linie vor fi:

$$\Delta P_l = 3r(I^{+2} + I^{-2} + I^{02}) \quad (4.4)$$

Un receptor trifazat echilibrat echivalent care ar absorbi aceeași putere activă și reactivă sub aceleași tensiuni la borne ar absorbi doar curentul I^+ , căci în ambele cazuri puterea este primită doar pe componenta pozitivă.

$$\begin{aligned} P &= 3U^+ \cdot I^+ \cos \varphi^+ = 3UI \cos \varphi \\ Q &= 3U^+ \cdot I^+ \sin \varphi^+ = 3UI \sin \varphi \\ U &= U^+ \rightarrow I = I^+; \varphi = \varphi^+ \end{aligned} \quad (4.5)$$

În acest caz pierderile pe linie vor fi:

$$\Delta P_l^* = 3rI^{+2} \quad (4.6)$$

Putem defini astfel un “**factor de nesimetrie**” prin relația:

$$k_{ns} = \sqrt{\frac{\Delta P_l^*}{\Delta P_l}} = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{I^-}{I^+}\right)^2 + \left(\frac{I^0}{I^+}\right)^2}} = \frac{1}{\sqrt{1 + k_{nl}^{-2} + k_{nl}^{02}}} \quad (4.7)$$

în care intervin rapoartele $k_{nl}^- = \frac{I^-}{I^+}$ și $k_{nl}^0 = \frac{I^0}{I^+}$ pe care le putem numi “**factori de nesimetrie negativă și zero**”.

Pentru P, Q și U date, pierderile pe linie vor fi minime când acest raport este unitar, adică atunci când $k_{nl}^- = k_{nl}^0 = 0$.

Pentru a compara gradul de dezechilibru al diferitelor receptoare este suficient să se compare factorii de nesimetrie între ei.

În definirea acestui factor nu au fost luate în considerare pierderile pe firul neutru. Este ușor de văzut că dacă r_N este rezistența acestui conductor, avem:

$$k_{nsI} = \frac{1}{\sqrt{1 + k_{nl}^{-2} + k_{nl}^{02} \left(1 + \frac{3r_N}{r}\right)}} \quad (4.8)$$

Acest factor nu este dependent numai de parametrii receptorului, ci și de cei ai liniei. În acest caz, comparația diferitelor receptoare trebuie efectuată pentru același raport r_N/r . De regulă, receptoarele dezechilibrate de mare putere funcționează fără fir neutru sau sunt conectate în triunghi ($k_{nl}^0 = 0$).

Factorul de nesimetrie definit mai sus, în condiții standard de alimentare, nu intervine direct în estimarea efectelor energetice când receptorul dezechilibrat este alimentat cu tensiuni nesimetrice. Astfel, de exemplu, un receptor dezechilibrat alimentat cu tensiuni nesimetrice alese potrivit astfel încât să absoarbă un sistem simetric de curenți, nu participă la circulația puterilor de nesimetrie din rețea și nici la producerea pierderilor suplimentare legate de această circulație, oricare ar fi gradul său de dezechilibru.

Apare deci necesitatea de a defini un factor de nesimetrie dependent de regimul de funcționare, capabil să reflecte sintetic circulația de puteri. Circulația de puteri se face, în principal, prin componentele pozitive (directe), adică în regim simetric, circulația puterilor de nesimetrie având un efect perturbator.

Un indicator sintetic al acestor perturbații este, evident, raportul dintre puterea activă totală (P) absorbită de un receptor dezechilibrat și puterea activă de simetrie (P_s):

$$k_{nP} = \frac{P}{P_s} = \frac{P_s + P_n}{P_s} = 1 + \frac{P_n}{P_s} = 1 + \frac{U^- I^- \cos \varphi^- + U^0 I^0 \cos \varphi^0}{U^+ I^+ \cos \varphi^+}; \quad (4.9)$$

$$k_{nQ} = \frac{Q}{Q_s} = \frac{Q_s + Q_n}{Q_s} = 1 + \frac{Q_n}{Q_s}$$

în care:

P_n, Q_n – puterea activă, respectiv reactivă de nesimetrie. Puterea de nesimetrie P_n, Q_n este compusă din puterea negativă și zero: $P_n = P^- + P^0$. Similar pentru Q_n ;

P_s, Q_s – puterea activă, respectiv reactivă de simetrie. Puterea de regim simetric notată prin indicele (s) se consideră puterea de secvență pozitivă (directă).

Dacă, de exemplu, un receptor are $k_{nP} = -5\%$, aceasta înseamnă, mai întâi de toate, că el este dezechilibrat, căci numai receptoarele dezechilibrate pot injecta puteri de nesimetrie în rețea și că 5% din puterea de simetrie primită din sistemul electroenergetic este depreciată calitativ conducând la creșterea consumului propriu tehnologic al sistemului închis.

Cum în general $P_n < 0 \rightarrow k_{nP} < 1$. Acest raport devine unitar când $P_n = 0$.

Dar absorbția puterii de regim simetric se face sub un factor de putere $\cos\varphi^+$, a cărui creștere ar diminua pierderile suplimentare din rețea. Este, deci, rațional să se definească un “**factor de nesimetrie global**”, care să țină seama și de acest efect; el este evident:

$$k_n^* = k_n \cos\varphi^+ = \frac{P}{3U^+ \cdot I^+} = \cos\varphi^+ + \left(\frac{U^-}{U^+}\right)\left(\frac{I^-}{I^+}\right)\cos\varphi^- + \left(\frac{U^0}{U^+}\right)\left(\frac{I^0}{I^+}\right)\cos\varphi^0 \quad (4.10)$$

În relația (3.68) apar în mod normal factorii de nesimetrie ai tensiunilor și ai curenților. Factorul de nesimetrie global mai poate fi scris și astfel:

$$k_n^* = \cos\varphi^+ + \frac{P_n}{S^+} = \frac{P}{S^+} = \frac{P_s}{S^+} + \frac{P_n}{S^+} = k_{ps} + k_{pn} \quad (4.11)$$

în care : $S^+ = 3U^+ \cdot I^+$; $k_{ps} = \frac{P_s}{S^+}$; $k_{pn} = \frac{P_n}{S^+}$

Definiția factorului de nesimetrie din relația (4.11) are sens numai dacă $S^+ \neq 0$. Factorul de nesimetrie global (k_n^*) poate lua și valori supraunitare. Creșterea până la valoarea unitară se face pe două căi simultan: compensarea puterii reactive pe componenta pozitivă ($\cos\varphi^+ \rightarrow 1$) și echilibrarea receptorului ($P_n \rightarrow I$). Cele două operații nu sunt independente, deoarece, în cazul unui receptor dezechilibrat fiecare dintre componentele simetrice ale tensiunii este funcție de toate componentele simetrice ale curenților și reciproc.

Acest lucru justifică factorul de nesimetrie ca sumă a celor doi termeni care nu sunt reciproc independenți.

4.2 Indicatorii regimului periodic nesinusoidal (deformant) sunt următorii :

• **Nivelul armonicei** (γ). Pentru o armonică de rang « n », nivelul armonice este raportul exprimat în procente, dintre valoarea eficace a armonicei considerate (Y_n) și valoarea eficace a fundamentalei unde ($Y_{(1)}$) :

$$\gamma_{(n)} = \frac{Y_n}{Y_{(1)}} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (4.12)$$

pentru unde de tensiune: $\gamma_{u(n)} = \frac{U_n}{U_{(1)}} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (4.13)$

pentru unde de curent: $\gamma_{i(n)} = \frac{I_n}{I_{(1)}} \cdot 100 \text{ [%]} \quad (4.14)$

• **Reziduul deformant** (Y_d) al unei unde periodice nesinusoidale, este unda care se obține din unda dată (Y), suprimându-se armonică fundamentală ($Y_{(1)}$). Valoarea efectivă a acestei unde este dată de relația :

$$Y_d = \sqrt{y^2 - y_{(1)}^2} \approx \sqrt{y_2^2 + y_3^2 + \dots + y_n^2} = \sqrt{\sum_{n=2}^N y_n^2} \quad [\text{V, kV}] \quad (4.15)$$

pentru unde de tensiune: $U_d \approx \sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2} \quad [\text{V, kV}] \quad (4.16)$

$$\text{pentru unde de curent: } I_d \approx \sqrt{\sum_{n=2}^N I_n^2} \quad [\text{A}] \quad (4.17)$$

• **Coeficient de distorsiune (distorsiunea armonică totală) (coeficient de nesinusoidalitate) (THD).** Un criteriu reprezentativ al efectelor termice cu acțiune diferită este coeficientul global de distorsiune definit de raportul, exprimat în procente, dintre valoarea efectivă a armonicilor de ordin „n” și valoarea efectivă a fundamentalei (CEI 1000-3-4).

$$\text{pentru unde de tensiune: } THD_u = \sqrt{\sum_{n=2}^N \left(\frac{U_n}{U_{(1)}}\right)^2} \cdot 100 \quad [\%] \quad (4.18)$$

$$\text{pentru unde de curent: } THD_i = \sqrt{\sum_{n=2}^N \left(\frac{I_n}{I_{(1)}}\right)^2} \cdot 100 \quad [\%] \quad (4.19)$$

unde:

n este rangul armonice;

U_n, I_n – amplitudinea componentei de rang „n” a tensiunii, respectiv a curentului;

$U_{(1)}, I_{(1)}$ – amplitudinea componentei fundamentale a tensiunii, respectiv a curentului;

N poate fi luat în practică egal cu 40.

• **Coeficient de distorsiune armonică parțial ponderată (CEI 1000-3-4)**

$$THP = \sqrt{\sum_{n=2}^N n \left(\frac{I_n}{I_{(1)}}\right)^2} \cdot 100 \quad [\%] \quad (4.20)$$

Distorsiunea armonică parțial ponderată a fost introdusă pentru a se asigura că o dată cu reșterea rangului, armonicile descresc.

În factorul de distorsiune armonică totală (THD) se include și contribuția interarmonicilor în gama de frecvențe specificate.

Limitele armonicilor, interarmonicilor și factorului THD se referă la valorile permanente. Pentru armonicile tranzitorii valorile care vor putea fi atinse vor fi de 1,5 ori mai mari decât limita permanentă, în timp de maximum 10% dintr-o perioadă oarecare de observație de 2,5 minute.

4.3 Determinarea pierderilor de energie electrică datorate regimului nesinusoidal (deformant)

Se consideră un sistem format dintr-un generator ideal, care alimentează printr-o linie electrică cu parametri concentrați, un receptor neliniar, generator de armonice [3]. În Figura 4.1 este prevăzută diagrama de circulație de puteri a sistemului considerat, din care :

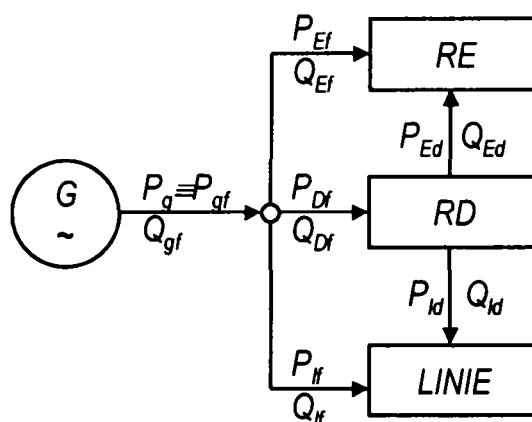


Figura 4.1 Circulația puterilor într-un sistem electroenergetic având receptoare deformante

- P_{gf} și Q_{gf} sunt puterile active și reactive fundamentale debitate de generatorul G;
- P_{Ef} și Q_{Ef} sunt puterile active și reactive fundamentale absorbite de receptorul echilibrat RE;
- P_{Df} și Q_{Df} – puterile active și reactive fundamentale absorbite de receptorul deformant RD;
- P_{lf} și Q_{lf} – puterile active și reactive fundamentale absorbite de linia electrică;
- P_{ld} și Q_{ld} – puterile active și reactive absorbite de linia electrică și generate de receptorul deformant;
- P_{Ed} și Q_{Ed} – puterile active și reactive absorbite de receptorul echilibrat și generate de receptorul deformant
- P_{Dd} și Q_{Dd} – puterile active și reactive generate de receptorul deformant.

Relațiile de conservare a energiei sunt:

$$P_g \equiv P_{gf} = P_{lf} + P_{Ef} + P_{Df};$$

$$Q_g \equiv Q_{gf} = Q_{lf} + Q_{Ef} + Q_{Df}; \quad (4.21)$$

$$0 = P_{ld} + P_{Ed} + P_{Dd}; \quad P_D < 0$$

$$0 = Q_{ld} + Q_{Ed} + Q_{Dd}; \quad ; \quad (4.22)$$

Pentru evaluarea pierderilor suplimentare [3] interesează mărimile P_{ld} și Q_{ld} și compensarea lor cu pierderile care s-ar produce pe linia electrică dacă regimul deformant ar lipsi.

Se presupune că se cunosc parametrii liniei electrice, respectiv R_{ln} și X_{ln} , n fiind rangul armonice și se cunoaște compoziția de armonice a curentului absorbit. În acești parametri sunt incluși și cei ai transformatoarelor care există, în general, la intrarea și la ieșirea liniei.

În aceste condiții avem:

$$\left. \begin{aligned} P_{lf} &= R_{l(1)} I_{(1)}^2; & Q_{lf} &= X_{l(1)} I_{(1)}^2 \\ P_{ld} &= \sum_2^{\infty} R_{ln} I_n^2; & Q_{ld} &= \sum_2^{\infty} X_{ln} \cdot I_n^2 \end{aligned} \right\}; \quad (4.23)$$

în care $I_{(1)}$ este curentul absorbit de fundamentală, iar $I_{(n)}$ ($n = 2 \dots \infty$) fiind valorile efective ale armonicilor de curent.

Receptorul deformant absoarbe puterile care se presupun că îi sunt necesare pentru o funcționare normală, și anume:

$$\left. \begin{aligned} P_D &= P_{Df} + P_{Dd} = P_{Df} - P_{ld} \\ Q_D &= Q_{Df} + Q_{Dd} = Q_{Df} - Q_{ld} \end{aligned} \right\} \quad (4.24)$$

Dacă receptorul neliniar ar absorbi aceste puteri în regim sinusoidal, atunci admitând că valoarea efectivă a tensiunii sinusoidale este practic egală cu valoarea efectivă a armonicei fundamentale, ar rezulta o putere aparentă:

$$S_D = \sqrt{P_D^2 + Q_D^2} = U_{(1)} \cdot I_D \quad \text{sau}$$

$$\frac{S_D}{S_f} = \frac{U_{(1)} \cdot I_D}{U_{(1)} \cdot I_f} = \frac{I_D}{I_f} = \sqrt{\frac{P_D^2 + Q_D^2}{P_f^2 + Q_f^2}} < 1 \quad (4.25)$$

Pierderile de putere activă și reactivă pe linia electrică ar fi în acest caz ideal, următoarele:

$$\left. \begin{aligned} P_l &= R_{l(1)} \cdot I_D^2 < P_{lf} \\ Q_l &= X_{l(1)} \cdot I_D^2 < Q_{lf} \end{aligned} \right\} \quad (4.26)$$

Pierderile suplimentare pe linie se datorează faptului că o parte din puterile absorbite de receptorul neliniar sunt returnate în rețea pe armonicile superioare și că el absoarbe un curent fundamental mai mare decât are nevoie de la rețeaua electrică.

În consecință [3], **“pierderile suplimentare”** de putere activă și reactivă absorbite de la generator sunt:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_l &= (P_{lf} - P_l) + P_{ld} \\ \Delta Q_l &= (Q_{lf} - Q_l) + Q_{ld} \end{aligned} \right\} \quad (4.27)$$

Raportând aceste pierderi la cele prevăzute în cazul lipsei receptorului neliniar, obținem:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\Delta P_l}{P_l} &= \frac{P_{lf}}{P_l} + \frac{P_{ld}}{P_l} - 1 \\ \frac{\Delta Q_l}{Q_l} &= \frac{Q_{lf}}{Q_l} + \frac{Q_{ld}}{Q_l} - 1 \end{aligned} \right\} \quad (4.28)$$

Exprimând aceste rapoarte în funcție de curenți, obținem:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\Delta P_l}{P_l} &= \left(\frac{I_f}{I_D} \right)^2 + \frac{\sum_{n=2}^{\infty} R_{ln} \cdot I_n^2}{R_{l(1)} \cdot I_D^2} - 1 \\ \frac{\Delta Q_l}{Q_l} &= \left(\frac{I_f}{I_D} \right)^2 + \frac{\sum_{n=2}^{\infty} X_{ln} \cdot I_n^2}{X_{l(1)} \cdot I_D^2} - 1 \end{aligned} \right\} \quad (4.29)$$

Aceste relații pot fi exprimate, evident, și în procente.

Analiza acestor relații [3] scoate în evidență următoarele aspecte:

- Utilizarea factorului de distorsiune sau a reziduuului deformant, definite clasic, nu se mai dovedește nici utilă și nici necesară dacă se ține seama de aceea

dependență de frecvență a parametrilor liniei electrice, lucru absolut necesar mai ales în cazul reactanțelor.

- Analiza armonică a curbelor de curent este absolut necesară pentru estimarea pierderilor suplimentare, ea fiind caracteristică pentru fiecare tip de receptor deformant în parte.
- Calculul dependenței de frecvență a parametrilor unei linii electrice este necesar și util.
- Problema este de mare actualitate deoarece distorsiunile de curent și de tensiune în sistemele electroenergetice datorită echipamentului electronic de putere cu surse în comutație este în continuă creștere. Acest echipament este recunoscut ca avantajos în privința reducerii costurilor, a greutateii, a creșterii randamentelor convertoarelor și surselor de alimentare. Dezavantajul acestor dispozitive electronice este faptul că poluează cu armonice întreg sistemul electroenergetic. Metodele de reducere a acestor efecte negative sunt cunoscute dar se consideră scumpe și nerentabile economic. Standardizarea internațională în acest domeniu este cel mai eficient mijloc pentru a influența o proiectare mai rațională a dispozitivelor sus-menționate, cu scopul de a reduce fenomenele deformante.

4.4 Regimurile periodice nesinusoidale și nesimetrice în rețelele trifazate

În sistemele electroenergetice moderne regimurile nesimetrice și cele periodice nesinusoidale (deformante) coexistă, de regulă, simultan, astfel încât efectele energetice ale circulațiilor de puteri trebuie evaluate împreună[3]. Acest lucru se face cu ușurință din cauză că bilanțurile de puteri pe armonice nu le afectează pe cele pe secvențe și reciproc.

Adoptând o schemă sintetică (Figura 4.2) formată dintr-un generator ideal, un receptor echilibrat și liniar, un receptor neliniar și, în general, dezechilibrat și o interconexiune cu un sistem electroenergetic ideal de putere infinită, se obțin următoarele relații de bilanț[3]:

$$\begin{aligned}
 P_g + P_b &\equiv P_{gs} + P_{bs} \equiv P_{gf} + P_{bf} = P_{lsf} + P_{Esf} + P_{Dsf}; \\
 0 &= P_{lnf} + P_{Enf} + P_{Dnsf}; \\
 0 &= P_{ld} + P_{Ed} + P_{Dd}; \\
 P_{lsf} &= P_{lsf}^{(g)} + P_{lsf}^{(b)}; \quad P_{Esf} = P_{Esf}^{(g)} + P_{Esf}^{(b)}; \quad P_{Dsf} = P_{Dsf}^{(g)} + P_{Dsf}^{(b)}
 \end{aligned}
 \tag{4.30}$$

Similar pentru Q.

$$\begin{aligned}
 Q_g + Q_b &\equiv Q_{gs} + Q_{bs} \equiv Q_{gf} + Q_{bf} = Q_{lsf} + Q_{Esf} + Q_{Dsf}; \\
 0 &= Q_{lnf} + Q_{Enf} + Q_{Dnsf}; \\
 0 &= Q_{ld} + Q_{Ed} + Q_{Dd}; \\
 Q_{lsf} &= Q_{lsf}^{(g)} + Q_{lsf}^{(b)}; \quad Q_{Esf} = Q_{Esf}^{(g)} + Q_{Esf}^{(b)}; \quad Q_{Dsf} = Q_{Dsf}^{(g)} + Q_{Dsf}^{(b)}
 \end{aligned}
 \tag{4.31}$$

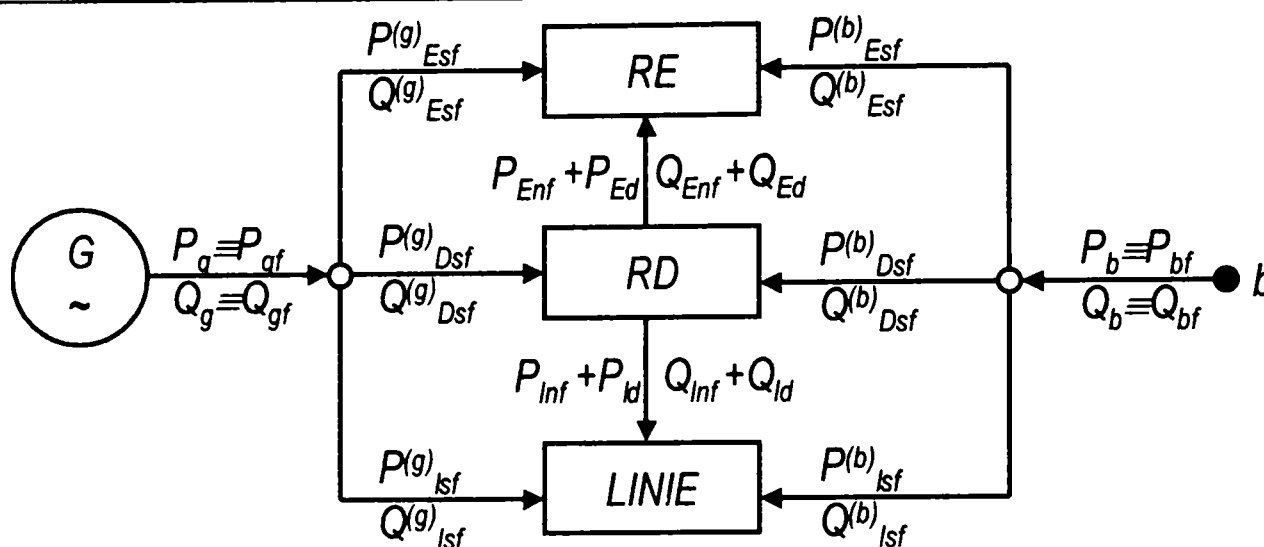


Figura 4.2 Schema principală a unui sistem energetic format dintr-un generator ideal, un receptor echilibrat și liniar și un receptor neliniar-dezechilibrat

Indicii utilizați în ecuațiile (4.30) , (4.31) și Figura 4.2 au semnificațiile următoare:

- E- mărimi care se referă la receptorul echilibrat;
- D-mărimi care se referă la receptorul deformant;
- l-mărimi care se referă la linia electrică;
- s-mărimi în regim simetric sinusoidal;
- f- armonica fundamentală;
- n-mărimi în regim nesimetric;
- d-mărimi în regim deformant;

Ilustrarea lor grafică din diagramele de circulație de puteri din Figura 4.2 arată următoarele concluzii generale[3]:

- Sistemele electroenergetice furnizează prin propriile generatoare sau din exterior, puteri active și reactive de simetrie și fundamentale.
- Receptoarele și liniile electrice de transport și de interconexiune interne, ale sistemului electroenergetic pot primi numai puteri de aceeași natură datorită conservării lor.
- Receptoarele dezechilibrate și neliniare convertesc o parte din aceste puteri de nesimetrie și puteri reziduale deformante pe care le reinjectează în sistemul electroenergetic producând consumuri proprii tehnologice suplimentare și diminuând calitatea energiei electrice.
- Actualele sisteme de măsurare a energiei electrice nu permit departajarea acestor circulații de puteri și energii conducând la o gestiune și tarifare nerațională a energiei electrice.

Trebuie imaginate și construite noi sisteme de măsurare a energiei adecvate fenomenelor puse în evidență și concepute pe baza performanțelor electronicii și a tehnicii de calcul moderne.

Pentru caracterizarea unui receptor, oricare ar fi natura lui, se poate defini un «factor de deformare și nesimetrie global» (k_{GP}), care are o formă similară cu a factorului de putere, astfel:

$$k_{GP} = \frac{P}{S_{sf}} = \frac{P_{sf} + P_{nf} + P_d}{S_{sf}} = k_{sf} + k_{nf} + k_d \quad (4.32)$$

a cărei descreștere este generată nu numai de absorbție de putere reactivă pe armonica fundamentală de simetrie ($k_{sf} = \cos \varphi_{(1)s}$), dar și de reinjectarea de putere de nesimetrie și deformantă, căci $P_{nf} < 0$ și $P_d < 0$, dacă receptorul este dezechilibrat și neliniar în același timp.

O detaliere a acestui factor global în care toate puterile active sunt raportate numai la puterea aparentă fundamentală de simetrie pozitivă (directă) arată:

$$k_{GP} = \frac{\gamma_{(1)s}}{\gamma_{sf}} \cdot \cos \varphi_{(1)s} + \left(\frac{\gamma_{(1)}^-}{\gamma_{sf}} \cdot \cos \varphi_{(1)}^- + \frac{\gamma_{(1)}^0}{\gamma_{sf}} \right) + \sum_{n=1}^{\infty} \left(\sum_{k=1}^3 \frac{\gamma_{kn}}{\gamma_{sf}} \cdot \cos \varphi_{kn} \right) \quad (4.33)$$

adică o sumă ponderată a tuturor factorilor, ponderile fiind rapoarte de simetrie de distorsiune ale puterilor. De exemplu:

$$\frac{\gamma_{(1)}^-}{\gamma_{sf}} = \frac{3U_{(1)}^- \cdot I_{(1)}^-}{3U_{(1)}^+ \cdot I_{(1)}^+}, \quad \frac{\gamma_{(1)}^0}{\gamma_{sf}} = \frac{3U_{(1)}^0 \cdot I_{(1)}^0}{3U_{(1)}^+ \cdot I_{(1)}^+}, \quad \frac{\gamma_{kn}}{\gamma_{sf}} = \frac{3U_{kn} \cdot I_{kn}}{3U_{(1)}^+ \cdot I_{(1)}^+}, \quad (4.34)$$

în care:

$U_{(1)}^+, I_{(1)}^+$ este tensiunea, respectiv curentul fundamental (indice 1) de secvență pozitivă (directă);

$U_{(1)}^-, I_{(1)}^-$ -tensiunea, respectiv curentul fundamental, de secvență negativă (inversă);

$U_{(1)}^0, I_{(1)}^0$ - tensiunea, respectiv curentul fundamental, de secvență zero (homopolară).

Factorul de deformare și nesimetrie global k_{GP} poate deveni supraunitar pentru receptoarele lineare și echilibrate, poluate cu puteri de nesimetrie și deformante.

4.5 Măsurarea energiei electrice în regim periodic nesinusoidal (deformant)

Influența armonicilor asupra preciziei contoarelor de inducție clasice este studiată de Comitetul 13A al CEI, care recomandă ca ele să nu fie influențate cu mai mult de 1% de o tensiune sinusoidală și un curent de armonica 3 mai mare de 10%. Trebuie reținut că erorile suplimentare devin importante pentru sarcini mici de circulație și ele sunt întotdeauna pozitive.

În studiul efectuat în anul 2004 de Universitatea Politehnică București [49] se precizează că actualele contoare de inducție clasice, utilizate în prezent la contorizarea energiei electrice la aproape toate categoriile de consumatori, înregistrează eronat energia electrică în regim deformant, eroarea fiind cu atât mai mare cu cât coeficientul de distorsiune (THD) este mai ridicat

În funcție de principiul de funcționare, contoarele utilizate pentru măsurarea energiei electrice în circuite monofazate și trifazate de curent alternativ pot fi construite ca aparate:

- de inducție;
- electronice ;
- digitale.

Pentru evitarea înregistrărilor eronate a aparatelor de măsurare, la consumatorii deformați se vor prezenta și monta contoare speciale care să nu fie afectate de erorile de măsurare datorate armonicilor.

4.5.1 Contorul de inducție

Funcția tradițională de măsurare a energiei electrice active și reactive a fost realizată până în anii 1970, în exclusivitate, de contorul de inducție, al cărui principiu de funcționare a fost enunțat de fizicianul italian Galileo Ferraris în anul 1884. Calitățile acestui contor sunt robustețea, fiabilitatea ridicată, interval larg de măsurare, exactitate în determinarea produsului tensiune-curent în condițiile în care aceste mărimi sunt sinusoidale.

Unul dintre factorii care influențează funcționarea contorului de inducție și introduce erori suplimentare este abaterea de la realizarea unghiului intern $\beta = \pi/2$:

$$m_a = k'_a UI \sin(\beta - \varphi) = k'_a UI \sin \beta \cos \varphi - k'_a UI \cos \beta \sin \varphi = \quad (4.35)$$

$$= k'_a P \sin \beta - k'_a Q \cos \beta \neq k'_a P$$

Realizarea unghiului $\beta = \pi/2$ pentru $I = I_n$ se obține, în principal, pe cale electromagnetică, cu o spiră în scurtcircuit plasată în calea fluxului magnetic de tensiune Φ_U . În mod normal, această condiție este îndeplinită pentru semnalele de frecvență nominală 50 Hz. În situația în care semnalele sunt nesinusoidale, conținând și armonice superioare, contorul înregistrează pentru diferitele armonice o combinație de putere activă și reactivă. Discul se poate roti chiar dacă puterea activă pe fundamentală este nulă, înregistrând o așa numită „energie fantomă”. Ordinul de mărime al erorilor ce apar din această cauză este indicat în fig.4.3.

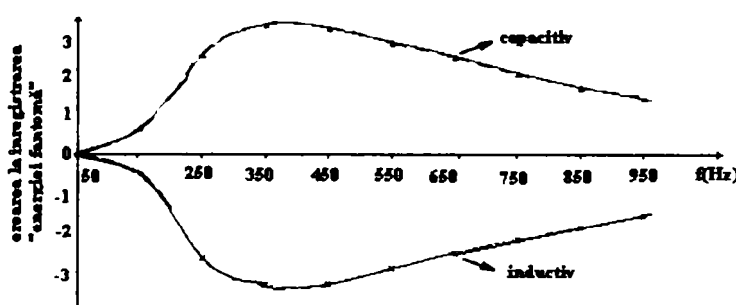


Figura 4.3 Erori datorate înregistrării „energiei fantomă”.

Alți factori care influențează precizia de măsurare a contoarelor de inducție sunt[49]:

- frânarea suplimentară datorită fluxurilor Φ_I și Φ_U . Momentul cuplului de autofrânare de curent $m_{af} = -k_I \Phi_I^2 n = -k_I I^2 n$ este cel ce introduce erori importante, în special la suprasarcini ($I > I_n$).
- frecările în paliere și în mecanismul integrator;
- influența regimului deformat.

Dintre cauzele ce conduc la erori ale contorului de inducție în regim deformat sunt de remarcate[49]:

- dependența de frecvență a fluxurilor utile;
- prezența armonicilor în fluxurile utile din întrefier (datorită neliniarității caracteristice de magnetizare);
- amortizările suplimentare date de armonice.

Erorile produse de existența regimului deformant pot depăși sensibil pe cele impuse de clasa de exactitate a aparatului, situație ce are repercusiuni asupra facturării energiei.

În literatură au fost publicate diverse testări ale contoarelor analogice de inducție. După cum era de așteptat, erorile la frecvența nominală de 50 Hz s-au încadrat în cele impuse de norme, observându-se o creștere a erorilor odată cu creșterea frecvenței semnalelor, deci cu prezența armonicilor [49]. Reprezentarea grafică a erorilor la măsurarea energiei active, funcție de frecvența semnalelor, este prezentată în Figura 4.4. Se observă că armonica 3 este înregistrată cu o eroare de -40 %, ajungându-se la armonicile superioare la peste -80 %. Această comportare poate fi explicată în felul următor: la creșterea frecvenței amplitudinea fluxurilor magnetice utile scade, deci momentul activ este mai mic și aparatul înregistrează o energie activă mai mică. În schimb, contoarele digitale măsoară corect în toată banda de frecvență pentru care au fost construite.

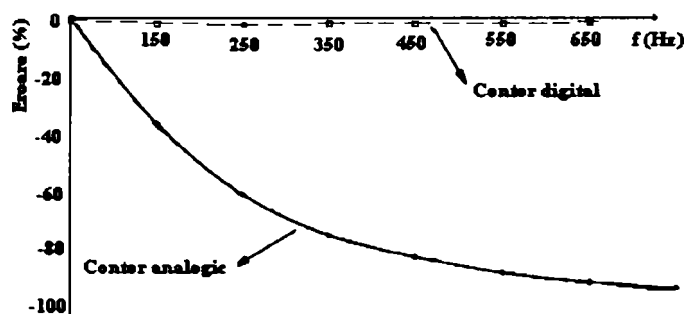


Figura 4.4 Eroarea contorului în funcție de frecvența semnalului.

4.5.2 Contorul digital

Tehnica măsurării energiei electrice pe cale electronică este astăzi realizată prin unități de calcul miniaturizate, ce conțin programe și memorii de lucru integrate și cu o multitudine de posibilități de conectare a echipamentelor periferice.

Contoarele digitale se bazează pe utilizarea eșantionării semnalelor analogice și pe conversia analog-digitală (CAD) a semnalelor eșantionate – Figura 4.5.

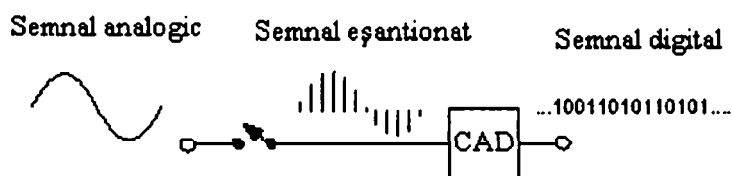


Figura 4.5 Eșantionarea și conversia digitală a semnalelor.

Metoda de multiplicare utilizată în aparatele digitale de măsurat puterea și energia electrică este reprezentată de multiplicarea digitală a semnalelor de tensiune și de intensitate a curentului (Figura 4.6).

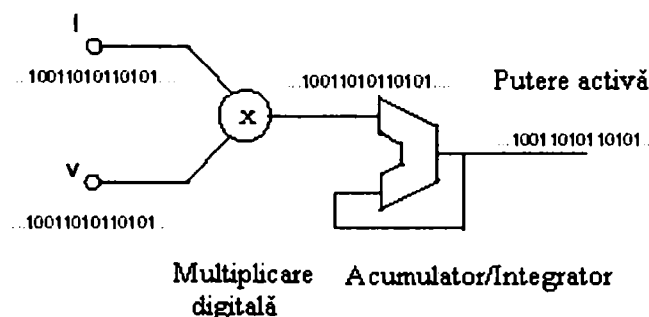


Figura 4.6 Prelucrarea semnalelor eșantionate în contorul digital.

Principiul prezentat în Figura 4.6 se regăsește în construcția circuitelor integrate actuale de tip „contor de energie electrică”. În Figura 4.7 este prezentată schema bloc a contorului de energie activă pentru circuit monofazat realizat cu circuitul AD 7750 (Analog Devices)[49].

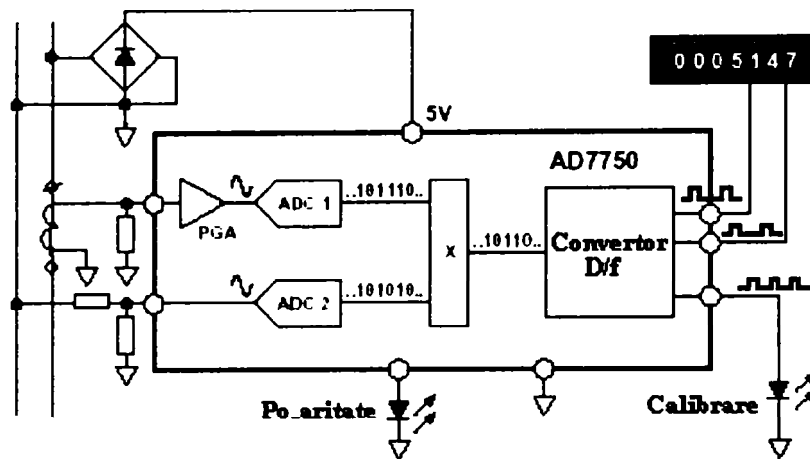


Figura 4.7 Aplicarea principiului măsurării digitale a energiei la realizarea unui contor monofazat bazat pe circuitul integrat AD 7750.

Pentru asigurarea exactității impuse de norme pentru măsurarea energiei electrice, o problemă importantă o constituie alegerea corectă a următorilor parametri:

- frecvența de eșantionare;
- intervalul de timp de măsurare;
- numărul de eșantioane.

Expresia de calcul pentru energia electrică, pe baza eșantioanelor obținute din semnalele de tensiune și de curent este:

$$W = \int_{t_1}^{t_2} U_j I_j \Delta t \quad (4.36)$$

unde $\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{N}$. Alegerea frecvenței de eșantionare se bazează pe teorema lui Shannon:

„Eșantioanele unui semnal conțin toată informația specifică aceluși semnal dacă frecvența de eșantionare este cel puțin de două ori mai mare decât frecvența maximă conținută în semnalul inițial”.

Semnalele ce interesează în cazul energiei electrice sunt: tensiunea, intensitatea curentului și puterea instantanee. Puterea instantanee are o frecvență dublă; ea este cea care dictează frecvența de eșantionare. De exemplu, pentru o rețea electrică cu semnale sinusoidale de 50 Hz, frecvența de eșantionare trebuie să fie mai mare de 200 Hz (de patru ori frecvența rețelei). Pentru măsurarea corectă a energiei electrice în rețele cu mărimi electrice nesinusoidale, este necesar a măsura corect armonice cel puțin până la ordinul $k = 30$. Aceasta implică o frecvență de eșantionare de cel puțin 6 kHz, ceea ce conduce la utilizarea unor convertoare analog-digitale rapide, de cost ridicat.

4.6 Elemente privind utilizarea contoarelor în regim nesimetric și nesinusoidal

Contoarele digitale dezvoltate în prezent, capabile de analiză în frecvență, oferă noi posibilități de măsurare[49]. Vechile concepte de măsurare sunt schimbate astfel încât ambiguitățile datorate contoarelor electromecanice pot fi depășite.

Noile contoare digitale au un răspuns bun în frecvență, dar utilizarea lor în combinație cu transformatoare de măsurare inductive face ca incertitudinea lanțului de măsurare să fie ridicată în special la factor de putere scăzut și în prezența armonicelor de ordin ridicat.

Transformatoarele de măsurare de curent și de tensiune reprezintă sursa de incertitudine majoră pentru măsurarea în regim nesinusoidal. Problema este și mai complicată dacă armonicile sunt de ordin ridicat sau cu variații rapide sau dacă semnalele conțin subarmonici sau interarmonici.

O metodă de analiză o constituie utilizarea factorilor de distorsiune pentru aprecierea exactității măsurării mărimilor energetice.

În cazul unor consumatori monofazați ce includ calculatoare personale și lămpi cu economie de energie, factorul THD_I tinde spre 100%, la fel ca în cazul unor convertitoare trifazate. Cele mai multe echipamente electronice și fluorescente conduc la $THD_I=20\%...100\%$.

În marea majoritatea a rețelelor, valorile des întâlnite sunt: $THD_U=3-5\%$ și $THD_I=20-30\%$, valorile normale în rețelele de transport pentru alimentarea consumatorilor industriali fiind $THD_U=2\%$ și $THD_I=5-10\%$.

Erorile datorate prezenței armonicelor asupra măsurărilor se pot împărți în trei grupuri:

- primul grup este datorat erorilor produse de neliniaritatea circuitelor de intrare ale aparatelor de măsurat și de banda limitată de frecvență;
- al doilea grup conține erorile sistematice produse de aparatele ce folosesc principii de măsurare ce nu sunt corecte în situații de regim nesinusoidal;
- al treilea grup de erori este cel produs de diferite definiții ale unor mărimi fizice cu situații diferite în regimuri nesinusoidale.

4.6.1 Analiza erorilor pentru tensiune și curent

Valoarea efectivă (rms) a unui semnal periodic [49], ce poate fi reprezentat prin serie Fourier, este dată de relația:

$$U = \sqrt{\sum_n U_n^2} = \sqrt{U_1^2 \left(1 + \frac{\sum U_n^2}{U_1^2}\right)} = U_1 \sqrt{1 + THD_U^2} \approx U_1 \left(1 + \frac{THD_U^2}{2}\right) \quad (4.37)$$

$$I = I_1 \sqrt{1 + THD_I^2} = I_1 \sqrt{1 + THD_I^2} \approx I_1 \left(1 + \frac{THD_I^2}{2}\right) \quad (4.38)$$

Un aparat cu o bandă îngustă de frecvență va conduce la o eroare de măsurare a valorii efective de aproximativ $\frac{THD^2}{2}$. De exemplu, pentru $THD_U=6\%$ eroarea este de 0,18% iar pentru $THD_I=60\%$ este de 18%.

4.6.2 Analiza erorii pentru puterea aparentă

Relația de calcul pentru puterea aparentă se poate pune sub forma [49] :

$$S = U_1 I_1 \sqrt{1 + THD_I^2} \cdot \sqrt{1 + THD_U^2} \approx S_1 \sqrt{1 + THD_I^2 + THD_U^2} \approx S_1 \left(1 + \frac{THD_I^2}{2} + \frac{THD_U^2}{2}\right) \quad (4.39)$$

valabilă pentru factor de distorsiune mai mic ca 10%. Pentru $THD_U=6\%$ și $THD_I=60\%$ rezultă :

$$S = U \cdot I = U_1 \sqrt{1 + THD_U^2} \cdot I_1 \sqrt{1 + THD_I^2} = U_1 \sqrt{1 + 0,06^2} \cdot I_1 \sqrt{1 + 0,6^2} = S_1 \cdot 1,17. \quad (4.40)$$

deci eroare de aproximativ 17% în cazul unui aparat cu o bandă limitată de frecvență.

4.6.3 Erori la măsurarea puterii active

Puterea activă în regim nesinusoidal se poate scrie ca[49]:

$$P = \frac{1}{T} \int_T u(t) \cdot i(t) dt = \sum_n U_n I_n \cos \phi_n = P_1 + \sum_{n>1} P_n \quad (4.41)$$

În situația în care factorul de putere al fundamentalei este 1 și toate celelalte sunt -1, rezultă:

$$P = \sum_n U_n I_n \cos \phi_n = U_1 I_1 - \sum_{n>1} U_n I_n = U_1 I_1 \left(1 - \frac{\sum_{n>1} U_n I_n}{U_1 I_1} \right) = P_1 \left(1 - \frac{\sum_{n>1} U_n U_n}{R_S U_1 I_1} \right) \quad (4.42)$$

unde R_S este rezistența sursei, ce poate fi calculată din relația:

$$\frac{THD_U}{THD_I} = \sqrt{\frac{I_1^2 \sum_{n>1} U_n^2}{U_1^2 \sum_{n>1} I_n^2}} = \sqrt{\frac{I_1^2 R_S^2 \sum_{n>1} I_n^2}{U_1^2 \sum_{n>1} I_n^2}} = \frac{I_1}{U_1} R_S \quad (4.43)$$

Se obține relația:

$$\frac{P}{P_1} = 1 - \frac{\sum_{n>1} U_n U_n}{R_S U_1 I_1} = 1 - \frac{THD_U^2}{\frac{THD_U}{THD_I}} = 1 - THD_U \cdot THD_I \approx 0,96 \quad (4.44)$$

În această situație eroarea aparatului cu o bandă foarte îngustă de frecvență este de 4%.

Consumatorii importanți pot genera componente armonice mult mai numeroase însă nivelul armonicilor superioare este redus, rezultând, la utilizarea unor aparate cu bandă îngustă de frecvență erori suplimentare cauzate de armonici de aproximativ 1%.

4.6.4 Erori la măsurarea puterii reactive

Nu există o definiție unică acceptată pentru putere reactivă în regim nesinusoidal[3]. În prezent, relațiile implementate cel mai mult în contoarele de energie reactivă sunt:

- Budeanu $Q_B = \sum_n Q_n = \sum_n U_n I_n \sin \varphi_n$
- Fryze $Q_F = \sqrt{S^2 - P^2}$

În prezența armonicilor, cele două definiții dau rezultate diferite, pe când în regim sinusoidal ele conduc la același rezultat: $Q = UI \sin \varphi$.

Utilizând cele două definiții se obțin diferențe uneori foarte mari. De exemplu, pentru $THD_U=6\%$ și $THD_I=60\%$, $\varphi_1 = 0$, $\varphi_n = \pi$ rezultă :

$$Q_B = U_1 I_1 \sin 0 + \sum_{n>1} U_n I_n \sin \pi = 0 \quad (4.45)$$

$$Q_F = \sqrt{S^2 - P^2} \approx \sqrt{1,17^2 - 0,96^2} \approx 0,67 \quad (4.46)$$

Apare o diferență la măsurarea puterii reactive mai mare de 50% din puterea aparentă totală și aceasta numai datorită definițiilor.

Unele contoare și analizoare de rețea utilizează definiția lui Fryze. Anumite contoare analogice măsoară fără să facă trimitere la nici una dintre definiții. Este cazul dispozitivelor de măsurare ce introduc un defazaj suplimentar $\pi/2$ la unul din semnale pentru componenta fundamentală a acestuia, cu ajutorul unui filtru trece-jos. Nu există un filtru capabil să mențină atât amplitudinea cât și faza în toată banda de frecvență.

Defazajul poate fi obținut ca un timp de întârziere în cazul contoarelor digitale bazate pe tehnica eșantionării [3]. Amplitudinea este constantă dar armonica n este întârziată cu $n\pi/2$ și aparatul măsoară :

$$Q = Q_1 - P_2 - Q_3 + P_4 + Q_5 + \dots \quad (4.47)$$

Dacă filtrul asigură o fază constantă, atunci amplitudinea este dependentă de frecvență și aparatul măsoară puterea reactivă :

$$Q = \sum_n \frac{1}{n} Q_n \quad (4.48)$$

în cazul contoarelor trifazate pentru putere reactivă alimentate cu tensiuni auxiliare decalate cu $\frac{\pi}{2}$. În cazul curenților echilibrați și a tensiunilor simetrice se obține:

$$Q = Q_1 - Q_2 + 0 \cdot Q_3 + Q_4 - Q_5 + \dots \quad (4.49)$$

Eroarea față de Q_B este de același ordin ca la puterea activă dată de armonici, deci de câteva procente, față de Q_F la care se obțin diferențe de peste 10%.

Existența diferitelor definiții pentru puterea reactivă și diferențele importante ce apar în măsurare funcție de relația utilizată fac imposibilă studiarea exactității măsurării în general a puterii reactive. O soluție particulară se poate aplica dacă se cunoaște relația utilizată de către aparat căruia i se poate aplica o metodologie proprie de calcul a erorii.

În măsurătorile realizate în rețelele electrice este important să se cunoască exact ce măsoară contorul respectiv și să nu se introducă contoare bazate pe relații diferite pentru a nu apare rezultate contradictorii ce pot conduce la decizii greșite. Deoarece multe analizoare de rețea măsoară Q_F , pot rezulta diferențe mari în urma comparării rezultatelor cu alte tipuri de contoare din cauza problemelor legate de definiție sau a problemelor produse de contoare ce măsoară fără a face apel la nici o definiție în regim deformant.

4.6.5 Influența circuitelor de intrare ale contoarelor asupra erorii de măsurare

În realizarea lanțurilor de măsurare a energiei electrice se întâlnesc două situații în care se utilizează circuite de intrare pentru mărimile specifice: tensiune electrică și intensitatea curentului electric [49].

Prima situație se întâlnește la realizarea contoarelor de energie electrică cu conetare directă în circuitul de măsurare. Contoarele analogice de inducție nu au circuite speciale de intrare pentru tensiune și intensitate, adaptarea la mărimea solicitărilor electrice realizându-se prin numărul de spire al bobinelor de curent și de tensiune ce aparțin celor doi electromagneți. Contoarele digitale și cele electronice analogice au nevoie de circuite speciale care să asigure adaptarea semnalelor electrice, din rețeaua în care este instalat contorul respectiv, la intervalele de măsurare specifice blocurilor componente ale contorului. În această situație se utilizează circuite de intrare cu contact galvanic cu rețeaua electrică (șunturi, divizoare de tensiune) sau fără contact galvanic (transformatoare de măsurare de curent și de tensiune), preponderentă fiind prima variantă, din cauza posibilității de obținere a unei exactități ridicate și a unei benzi de frecvență mai largă.

A doua situație se întâlnește în rețelele electrice în care mărimile electrice de tip tensiune electrică și intensitatea curentului electric depășesc intervalele de măsurare ale contoarelor de energie electrică și trebuie să se introducă echipamente care să asigure micșorarea amplitudinii semnalelor la valori uzuale de 100 V și 5 A, 1A. În această situație lanțurile de măsurare folosesc numai transformatoare de măsurare de tip inductiv pentru tensiune și pentru intensitatea curentului, urmărindu-se ca erorile de raport și de unghi să fie menținute în limite apropiate de cele normate, funcție de clasa de exactitate a aparatului respectiv.

Transformatorul de măsurare de curent este un circuit de intrare cu o utilizare intensă la contoarele pentru măsurarea energiei electrice. În Figura 4.8 sunt prezentate erorile tolerate pentru clasa de exactitate 0,5.

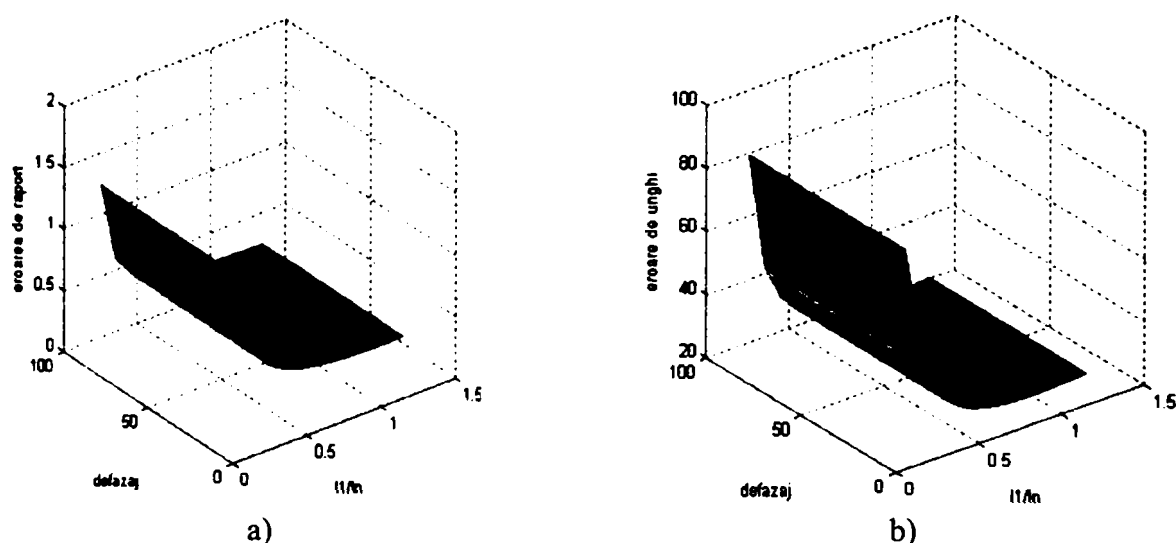


Figura 4.8 Erorile tolerate ale transformatorului de măsurare de curent, $c = 0,5$; a) eroarea de raport; b) eroarea de unghi.

Erorile de raport și de unghi, permise de norme, sunt mult mai mari la sarcini mici, departe de cele nominale, putând depăși de peste 3 ori erorile specifice clasei de exactitate la I_n .

Erorile de curent și de unghi sunt mai mari în cazul transformatoarelor prin care trece un curent aplatizat, decât în cazul trecerii unui curent sinusoidal[3]. Cauza este următoarea: transformatorul de curent corect dimensionat are forma curbei curentului primar și secundar în concordanță cu curba fluxului magnetic și cu tensiunea electromotoare indusă. În cazul unei anumite valori efective, valoarea medie a curbei aplatizate este mai mare, deci forța electromotoare necesită un curent de magnetizare mai mare, care provoacă creșterea erorilor transformatorului de măsurare de curent.

În lanțul de măsurare a energiei electrice, elementul care introduce cele mai mari erori este, deci, transformatorul de măsurare de curent, în special în situațiile prezentate mai sus.

Conform normelor internaționale, dacă valoarea curentului primar este mai mică decât 25% din valoarea nominală a curentului transformatorului de măsurare, măsurarea energiei electrice ca element de decontare între diverși furnizori și între furnizori și consumatori nu se mai poate face decât cu asigurarea unei compensări corespunzătoare încadrării în prevederile normelor.

În [49] se evidențiază necesitatea îndeplinirii unor cerințe constructive: inductivitate mare de magnetizare, rezistență mică conectată în circuitul secundar dar și influențarea puternică a erorii de unghi de către abaterea frecvenței de la valoarea nominală. Lungimea cablurilor de legătură

din secundarul transformatorului de măsurare de curent poate afecta eroarea de măsurare în mod semnificativ, contribuind la dublarea și chiar triplarea acesteia.

Măsurarea indirectă, cu transformatoare de măsurare, a puterilor și implicit a energiilor electrice, este însoțită de erori suplimentare datorate prezenței erorilor proprii $\varepsilon_I, \delta_I, \varepsilon_U$ și δ_U ale transformatoarelor de măsurare.

Eroarea de măsurare a puterii active are expresia[49]:

$$\frac{\Delta P_1}{P_1} (\%) = \varepsilon_I (\%) + \varepsilon_U (\%) - 0,0291(\delta_U - \delta_I) \operatorname{tg} \varphi \quad (4.50)$$

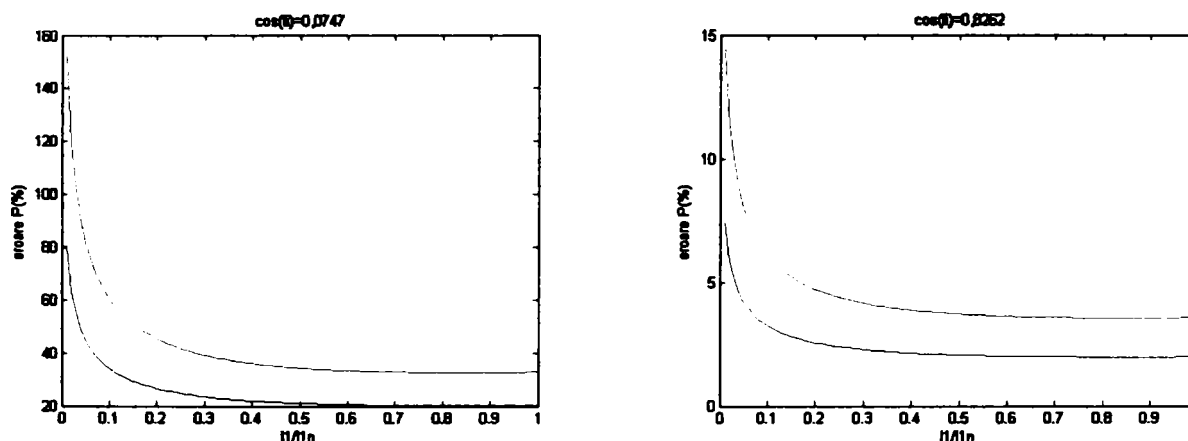


Figura 4.9 Variația erorii relative maxime la măsurarea puterii active cu transformatoare de măsurare funcție de variația curentului primar, la diferite valori ale factorului de putere.

Se observă din graficele prezentate că la micșorarea factorului de putere din rețea erorile relative $\Delta P_1/P_1$ cresc foarte mult. Sub valoarea factorului de putere neutral aceste erori depășesc cu mult ordinul unităților, la curenți mici ajungând la valori de zeci de procente, iar la defazaje care se apropie de $\pi/2$, aceste erori se apropie de 100 % la clasa 0,5 de exactitate.

Din această analiză rezultă cauzele erorilor care măresc incertitudinea măsurării puterii și energiei electrice în circuite cu transformatoare de măsurare[49]:

- erorile de măsurare a puterii și energiei electrice (activă și reactivă) sunt proporționale cu cele făcute la măsurarea valorilor efective ale tensiunii, curentului, respectiv eroarea de măsurare proprie a aparatului conectat în secundarul transformatoarelor de măsurare. La valori mici ale intensității curentului, erorile de raport ale transformatorului de măsurare de curent cresc foarte mult. Referitor la aparatul conectat în secundar, erorile de măsurare ale acestuia cresc și ele simultan cu scăderea puterii (energiei) măsurate.
- eroarea de măsurare a energiei active (W_a) datorată variației defazajului este cu atât mai importantă cu cât valoarea defazajului este mai mare. Eroarea de măsurare asupra puterii energiei reactive (W_r) datorată variației defazajului are o variație inversă celei pentru P . Deci, existența unor erori de unghi mari ale transformatoarelor de măsurare, va conduce la apariția unor erori importante la măsurarea puterilor și energiilor, mai ales în cazul în care defazajul sarcinii este important.

Normele și standardele interne și cele ale CEI prevăd, pentru contoarele de energie electrică, limite bine precizate ale erorilor pe întreg intervalul de măsurare. În Anexa 2 a) sunt prezentate limitele erorilor în situația în care mărimile de intrare sunt sinusoidale.

Continua dezvoltare a sistemelor energetice cu mărimi nesinusoidale și regimuri nesimetrice a condus la introducerea unor noi categorii de probe pentru caracterizarea exactității contoarelor de energie electrică. În Anexa 2 c) sunt indicate unele din tipurile de măsurători, punându-se în evidență necesitatea controlării erorilor contoarelor în regim nesimetric de tensiuni sau în cazul prezenței armonicilor în curba semnalelor de curent și de tensiune, pare și impare.

4.7 Analiza regimurilor nesinusoidale în rețele de distribuție

Funcționarea rețelei de distribuție în regim nesimetric și nesinusoidal este demonstrată de numeroase măsurători și analize efectuate în ultima perioadă. Pentru determinarea indicatorilor regimului nesimetric și deformant se utilizează aparate de măsură și înregistrare dedicate denumite generic analizoare de rețea. Datorită costului ridicat pentru acest tip de echipamente măsurătorile efectuate până în prezent au avut un caracter local și limitat ca durată de analiză.

Pentru estimarea influenței regimului nesimetric și deformant asupra pierderilor de energie în rețelele de distribuție a energiei electrice este însă nevoie de o abordare extinsă a măsurătorilor efectuate în rețea. Acest tip de abordare presupune efectuarea de măsurători simultane în mai multe noduri de rețea și pe o durată de timp care să permită extrapolarea concluziilor pentru intervalele uzuale de analiză în cazul calculului pierderilor și anume un trimestru sau un an calendaristic. O soluție posibilă este dezvoltarea de sisteme dedicate analizei calității energiei electrice pe ansamblul rețelei de distribuție. O astfel de abordare are avantajul că rezolvă în totalitate cerințele legate de monitorizarea continuă a indicatorilor de calitate a energiei electrice dar necesită costuri mari de investiție și o durată mare de realizare.

O altă posibilitate este aceea de a utiliza informațiile achiziționate de echipamentele electronice inteligente - IED care sunt instalate deja în rețea și care au capacitatea de a determina o parte dintre indicatorii de calitate a energiei electrice. Dintre aceste echipamente se pot aminti cele de tip RTU care achiziționează separat tensiunile și curenții din nodurile de rețea pe care le supraveghează. Aceste informații pot fi extrase din baza de date care conține istoricul de evoluție al acestor mărimi și pot fi utilizate la determinarea indicatorilor regimului nesimetric.

Un alt exemplu îl constituie contoarele electronice actuale care măsoară, pe lângă cantitățile de energie electrică vehiculate, și o întreagă gamă de mărimi electrice de instrumentație.

După cum se observă în schema bloc prezentată în Figura 4.10 contoarele electronice actuale utilizează pentru calculul mărimilor electrice procesoare de semnal de tip DSP. Aceste procesoare permit efectuarea de analize armonice pentru mărimile de intrare și în consecință pot măsura factorul total de distorsiune atât pentru curenți cât și pentru tensiunile din rețea.

Curenții și tensiunile de măsurat sunt adaptate pentru intrările montajului electronic prin intermediul unor traductori speciali de curent și a unor divizori rezistivi pentru tensiune.

Calculule necesare pentru determinarea energiei sunt realizate de un circuit specializat realizat la comandă care face parte din clasa procesoarelor digitale de semnal (DSP) având incluse convertoare analog-digitale (A/D) pentru eșantionarea fiecărei intrări de curent și tensiune.

Circuitul de măsurare și înregistrare a energiei se găsește pe o singură cartelă de cablaj imprimat cu montare pe suprafață. Mai precis cablajul imprimat conține următoarele blocuri:

- sursa de alimentare
- divizorii rezistivi de tensiune pentru cele trei faze
- rezistențele de sarcină ai celor trei traductori de curent
- oscilatorul cu cuarț de 6.2208 MHz

- circuitul integrat specializat pe funcții de măsurare - DSP
- microprocesorul
- partea de circuit pentru reset
- EEPROM-ul
- oscilatorul cu cuarț de 32.768 kHz
- componentele portului optic
- interfața pentru afișajul cu cristale lichide
- interfața pentru cartelele suplimentare

BLOC ALIMENTARE

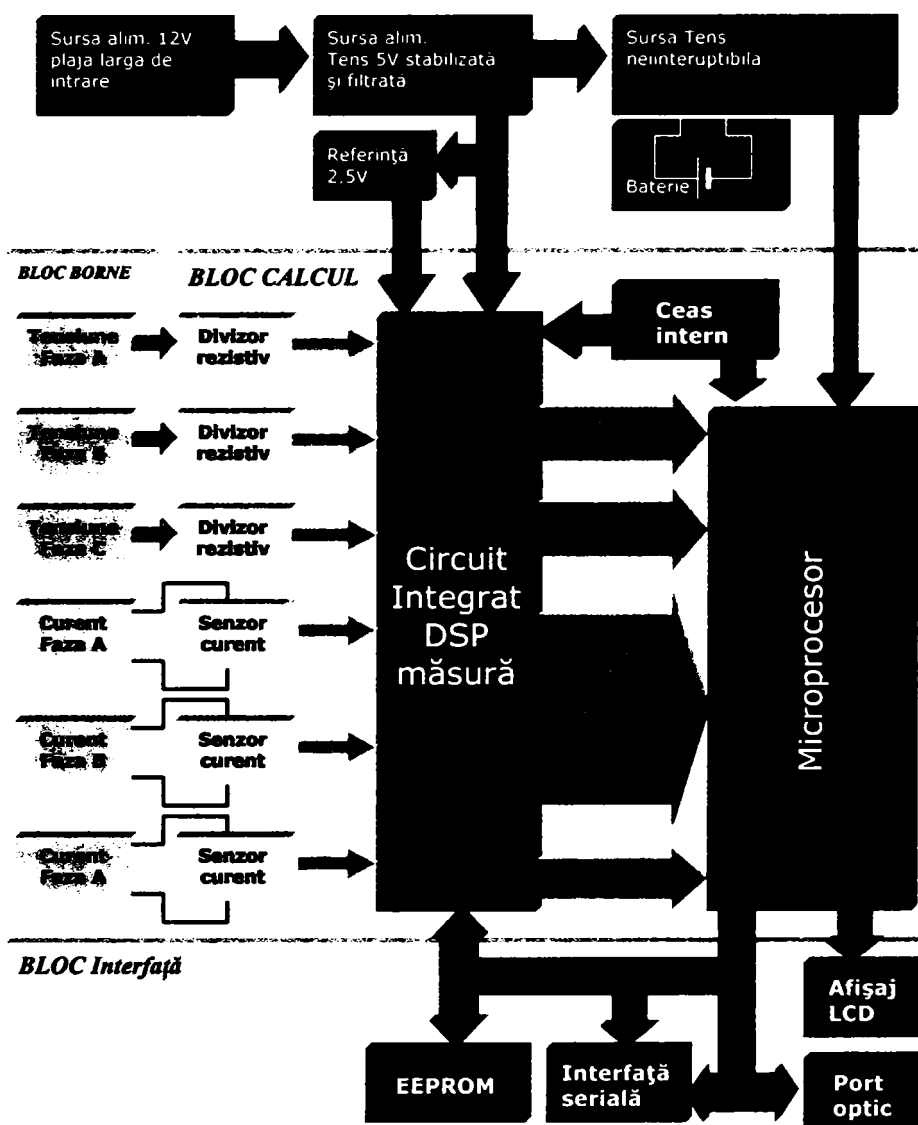


Figura 4.10 Contor electronic - Schema bloc

Pentru o conversie cât mai liniară a tensiunii și o micșorare a distorsiunilor de fază într-o gamă dinamică largă, sunt folosiți divizori rezistivi. Tensiunile de pe fiecare fază sunt aduse la montajul electronic, unde divizori rezistivi ponderează valorile ce intră în circuitul de măsură. Pentru montajele cu trei fire în triunghi, referința tensiunii este suma vectorială a tensiunilor de linie iar pentru celelalte montaje, referința este punctul de nul (în general legat la pământ).

Circuitul integrat conține convertori A/D care măsoară intrările de curent și tensiune pentru fiecare fază și DSP-ul care multiplică corespunzător semnalele. Constantele de calibrare sunt încărcate în contor în fabrică prin portul optic fiind memorate în EEPROM și astfel devin parte a procesului de multiplicare din DSP.

Circuitul de măsură include un montaj de sesizare și semnalizare a disparițiilor de tensiune. Există două căi bidirecționale de impulsuri pe care se schimbă informații cu microprocesorul, care prelucrează informațiile și le depune în memoria contorului.

Toate informațiile necesare pentru a asigura corectitudinea calculelor sunt memorate în EEPROM. Acestea se referă la: informațiile de configurare, constante, energia activă totală și energia reactivă totală, puterile maxime și cumulate, toate mărimile măsurate defalcat pe intervale de timp, numărul total de resetări, numărul total de dispariții ale tensiunii de alimentare, numărul total al sesiunilor de comunicație cu modificări ale datelor.

În decursul anului 2006 marimile de instrumentație achiziționate de către contoarele electronice amplasate în grupurile de măsură din rețeaua de distribuție de 110kV au fost utilizate pentru identificarea regimurilor nesinusoidale pe cea mai încărcată linie de 110kV din rețeaua aflată în gestiunea SDFEE Sibiu și anume LEA 110kV Sibiu Nord - Copșa Mică.

Pentru a avea o imagine completă au fost utilizate mărimile de instrumentație măsurate de contoarele montate în grupurile de măsură aferente LEA110kV Sibiu Sud – Sibiu Nord, LEA110kV Sibiu Nord-Copșa Mică și cele montate în grupurile de măsură ale transformatoarelor 110/20kV din stațiile Sibiu Nord și Copșa Mică și la principalul consumator la nivelul 110kV alimentat din stația Copșa Mică prin transformatorul propriu.

Pentru o durată de o săptămână de zile informațiile au fost achiziționate la interval de o oră prin intermediul sistemului de telegestiune. Trebuie remarcat faptul că valorile pentru tensiunile, curenții și factorii totali de distorsiune pe fază atât pentru curenți cât și pentru tensiuni sunt cele măsurate în momentul interogării. Deoarece sistemul de achiziție poate interoga numai câte un contor electronic la un anumit moment dat și irurile de valori obținute pentru cele cinci grupuri de măsură nu sunt perfect sincronizate. Valorile individuale pentru fiecare dintre cele cinci măsurători sunt însă incluse într-un interval de 10 minute necesar pentru interogarea tuturor contoarelor. De asemenea, datorită priorităților de comunicație stabilite în cadrul sistemului de telegestiune pentru anumite ore (în special între 02:00 și 04:00 când se citesc de la distanță toate contoarele) datele de instrumentație nu au putut fi accesate. Din acest motiv șirul de valori achiziționate prezintă discontinuități. Chiar în aceste condiții au putut fi achiziționate date suficiente pentru a permite efectuarea unei analize concludente.

Marea majoritate a contoarelor interogate sunt legate în circuit în montaj cu trei fire două sisteme. Din acest motiv valorile înregistrate pentru V_R și V_T care apar în grafice trebuie de fapt interpretate ca tensiuni de linie U_{RS} și U_{TS} .

Datele au fost prelucrate și reprezentate în formă grafică. În anexă sunt prezentate valorile înregistrate pentru cele cinci grupuri de măsură. Pentru fiecare contor în parte (de la ANEXA 4 la ANEXA 8) există patru grafice de evoluție grupate pentru tensiuni și THD_U respectiv curenți și THD_I . Pentru ambele grupe au fost reprezentate valorile pentru întreg intervalul de studiu și pentru o perioadă de detaliu corespunzătoare unui interval de trei zile.

Analiza înregistrărilor efectuate conduce la următoarele concluzii:

- Măsurătorile efectuate simultan în diferite puncte ale rețelei permit evaluarea comparativă a indicatorilor pentru regimul nesimetric și validarea rezultatelor obținute.
- Deoarece rezultatele obținute sunt similare pentru diferite noduri ale rețelei se reduce posibilitatea ca valorile ridicate pentru THD_U și THD_I să fie datorate exclusiv erorilor introduse în lanțul de măsură de către transformatoarele de măsură de curent și tensiune.

- Au fost înregistrate valori ridicate pentru THD_U pentru U_{TS} în cazul tuturor măsurătorilor. În mod sistematic valoarea acestui indicator depășește limita de 3%.
- Se remarcă valori diferite pentru THD_U pentru U_{RS} și U_{TS} în toate nodurile monitorizate. În același timp valorile înregistrate pe faze diferite pentru THD_U în nodurile de consum au valori apropiate. Aceste două observații conduc împreună la concluzia că perturbațiile sunt generate în afara zonei analizate.
- Sursa cea mai probabilă a perturbațiilor o constituie stațiile de alimentare a transportului feroviar cu tracțiune electrică Micăsasa și Dumbrăveni. Deoarece în aceste stații contoarele utilizate nu permit înregistrarea mărimilor de instrumentație este necesar să se analizeze regimul lor de funcționare cu echipamente dedicate.

Rezultatele sunt prezentate în formă concentrată în figurile 4.11 la 4.15. Au fost extrase numai valorile pentru factorul total de distorsiune de tensiune pe fază THD_U . Se observă că în toate cele trei cazuri au fost înregistrate sistematic valori peste limitele admise de norme (maxim 3%) pentru factorul total de distorsiune măsurat pentru tensiunea de linie U_{TS} .

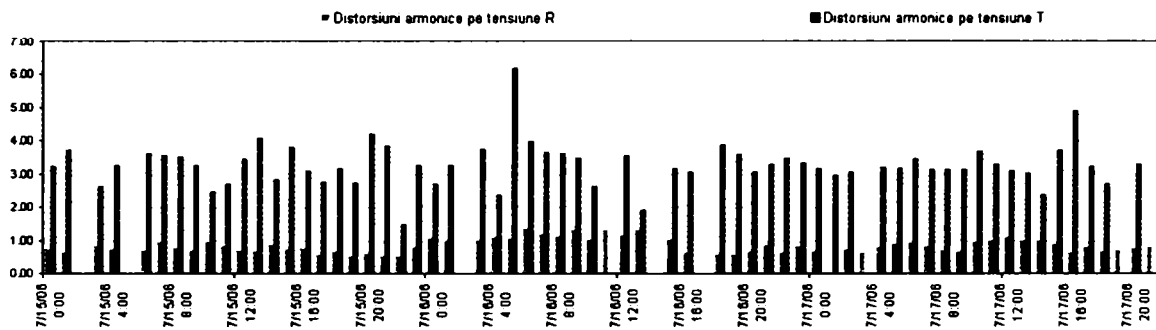


Figura 4.11 THD_U pe LEA 110kV Sibiu Sud – Sibiu Nord.

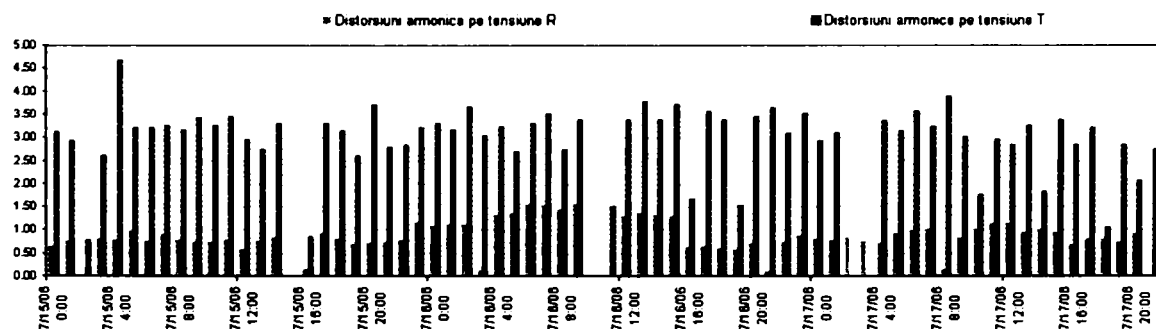


Figura 4.12 THD_U pe LEA 110kV Sibiu Nord – Copșa.

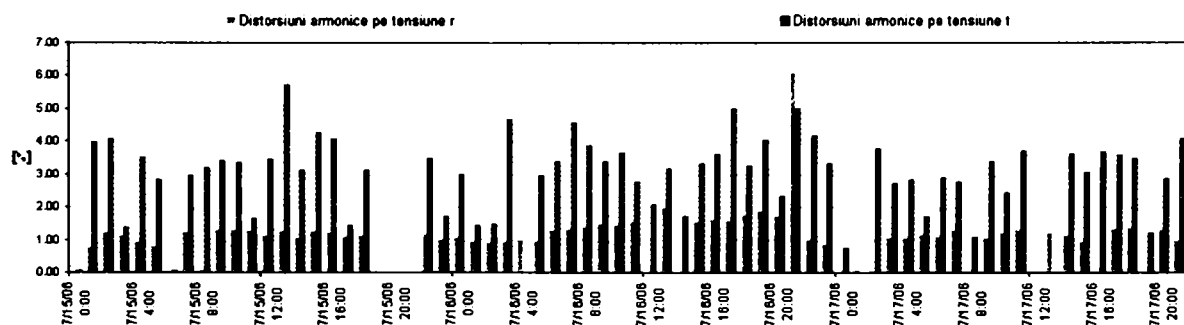


Figura 4.13 THD_U Trafo1 110/20kv Copșa.

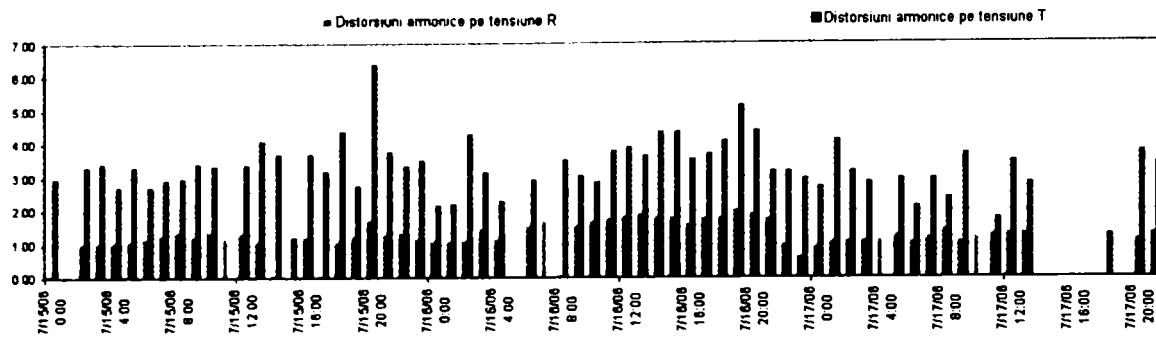


Figura 4.14 THD_U pe Trafo 110/20kv Sometra.

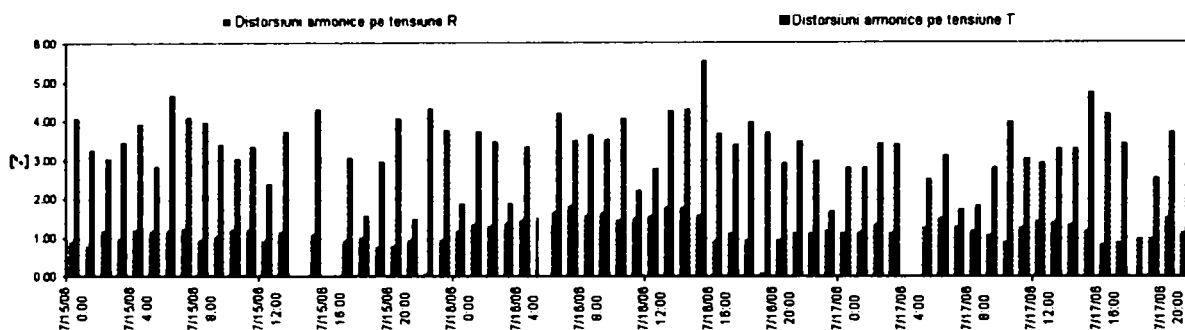


Figura 4.15 THD_U pe LEA110kV Copșa - Mediaș.

Concluzia analizei realizate conform căreia factorul total de distorsiune de tensiune THD_U pentru porțiunea de rețea de 110kV are valori diferite pe faze diferite a determinat extinderea măsurătorilor la rețeaua de 20kV. A fost identificat un număr de consumatori alimentați din rețeaua de medie tensiune la care decontarea se realizează cu contoare electronice cu comunicație la distanță. Pentru o perioadă de o lună calendaristică aceste contoare au fost interogate la interval de o oră. Pentru aceste locuri de consum s-a obținut înregistrarea următoarelor mărimi de instrumentație: tensiunea și curentul pe fiecare fază precum și factorul total de distorsiune pentru tensiune și curent pe fază.

Și această analiză a fost efectuată cu considerarea unei zone de rețea extinse prin achiziționarea datelor de la contoarele de pe principala cale de alimentare a consumatorilor. Au fost considerate contoarele de pe LEA110kV Sibiu Sud-Sibiu Nord și de pe transformatorul 1 110/20kV din stația Sibiu Nord.

Zona de rețea analizată cuprinde, prezentată în Figura 4.16 poate oferi o imagine de ansamblu pentru indicatorii urmăriți. Cu cercuri de culoare roșie sunt indicate grupurile de măsură de la care au fost achiziționate datele prezentate în continuare.

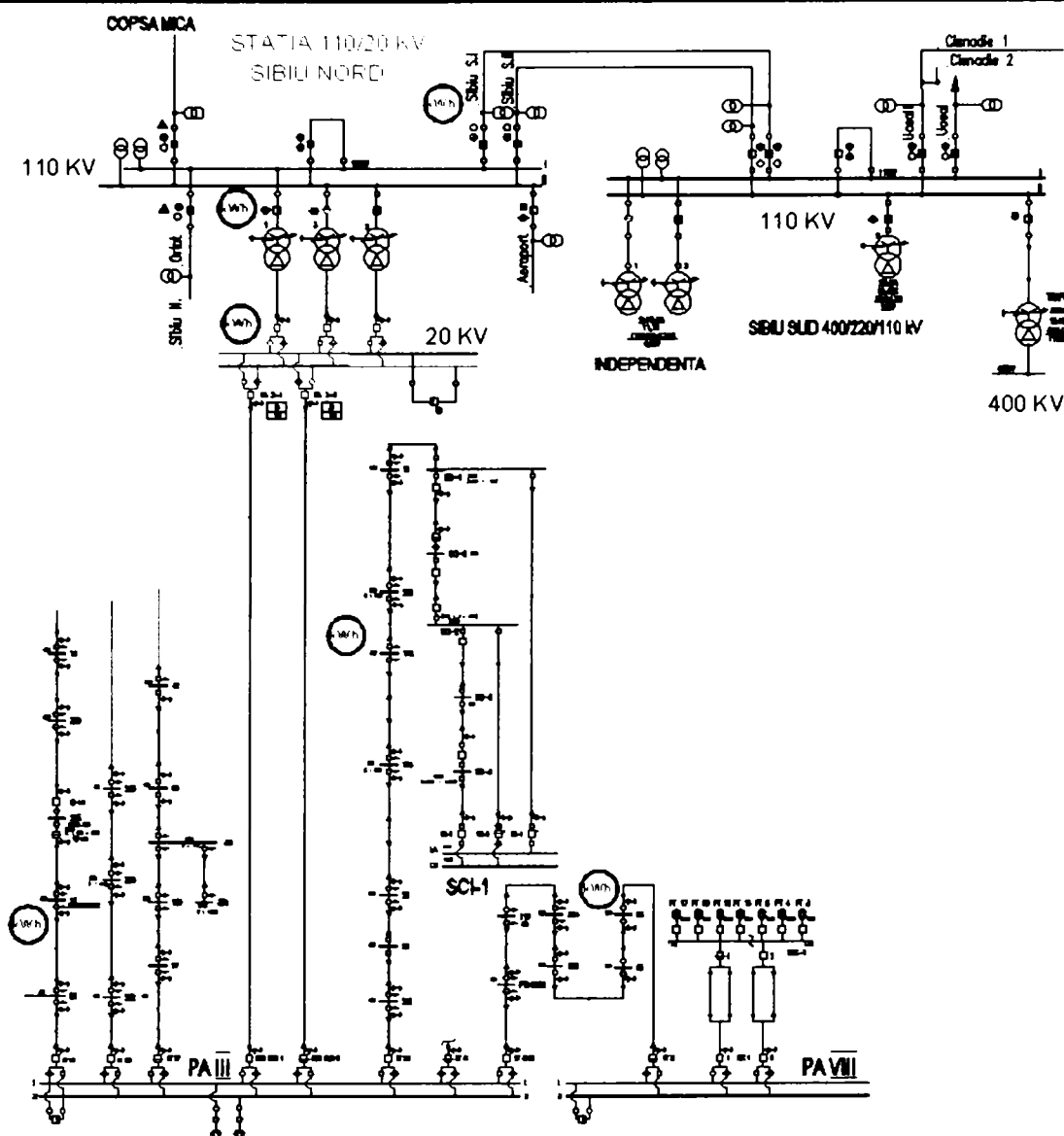


Figura 4.16 Zona de rețea de 110 și 20 kV în care s-a efectuat analiza cu indicarea grupurilor de măsură utilizate

Rezultatele măsurătorilor efectuate sunt prezentate în Anexele 9-17. Pentru fiecare nod al rețelei care a fost inclus în analiză sunt prezentate sub formă grafică curba de sarcină și valorile înregistrate pentru THD_U pentru U_{RS} și U_{TS} și THD_I pe faze. Pentru graficul care reprezintă evoluție THD_U a fost indicată limita de 3%.

În figurile 4.16- 4.17 se exemplifică numai rapoartele obținute pentru THD_U pe calea de alimentare de la stația de transformare 400/110kV Sibiu Sud la consumatorul final alimentat la MT.

Graficele pentru consumatorii analizați prezintă aceleași particularități ca în cazul prezentat în Figura 4.19 și anume:

- Se constată diferențe importante între THD_U pentru U_{RS} și U_{TS} .
- Pentru U_{TS} factorul de distorsiune măsurat intantaneu depășește sistematic valoarea de 3%.
- Această caracteristică se regăsește în toate nodurile analizate din rețea.
- Măsurătorile efectuate în acest caz au produs rezultate similare cu analiza anterioară localizată doar la nivelul de 110kV.
- Se impune concluzia că în rețelele de distribuție analizate prezența regimului deformant este o realitate care nu poate fi neglijată.

- Nivelul ridicat al factorului de distorsiune de tensiune pentru U_{TS} se transmite dinspre rețeaua de 110kV spre rețeaua de distribuție de MT.

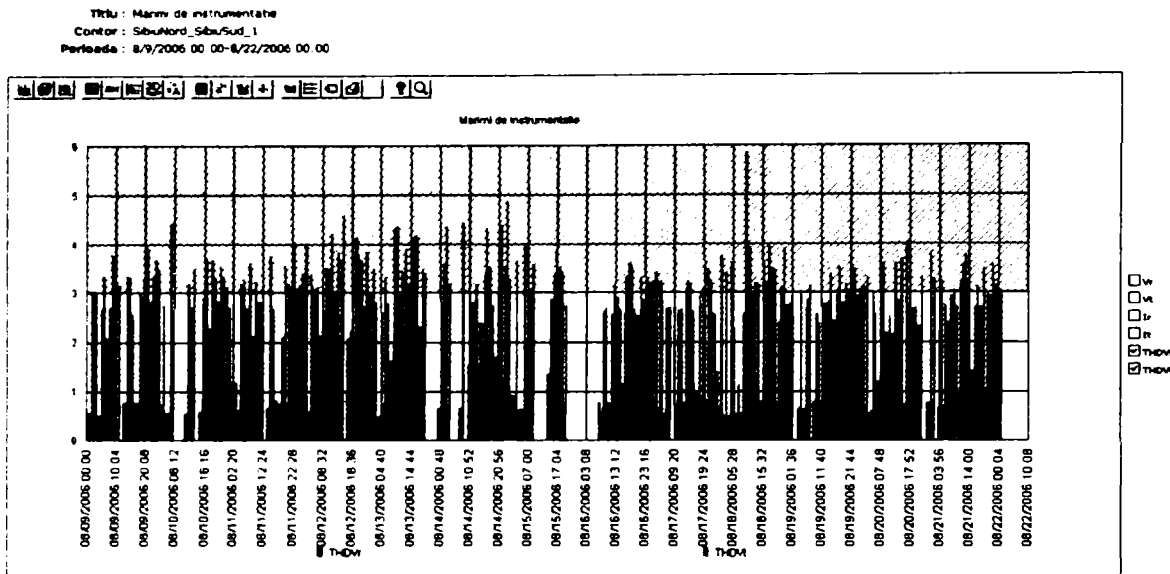


Figura 4.17 Valorile THD_U pe calea de alimentare LEA 110kV Sibiu Sud – Sibiu Nord

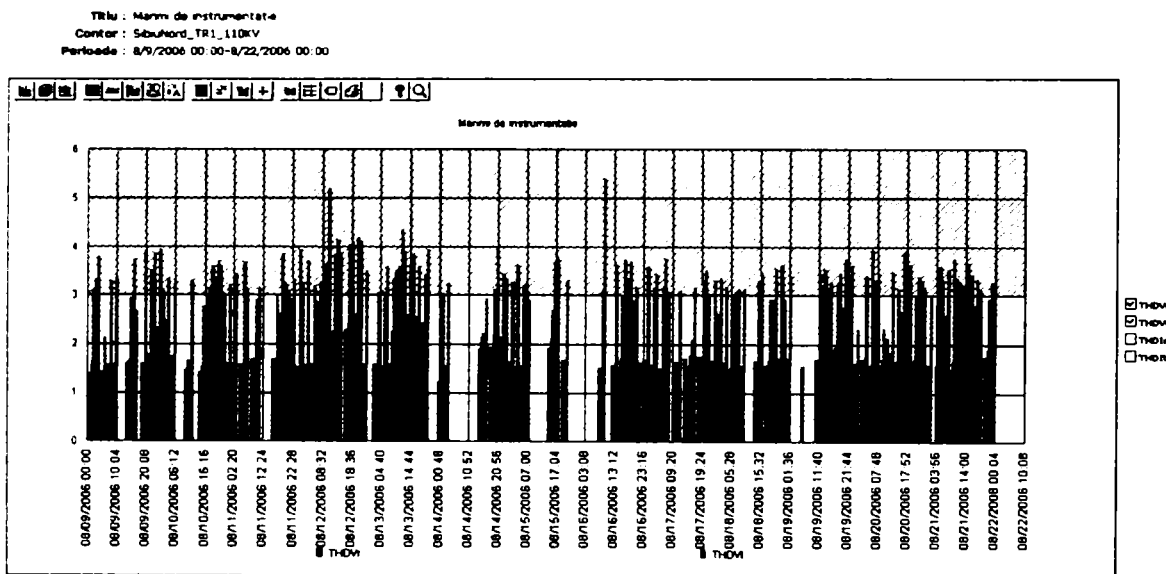


Figura 4.18 Valorile THD_U pe TRAF01 110/20kV Sibiu Nord

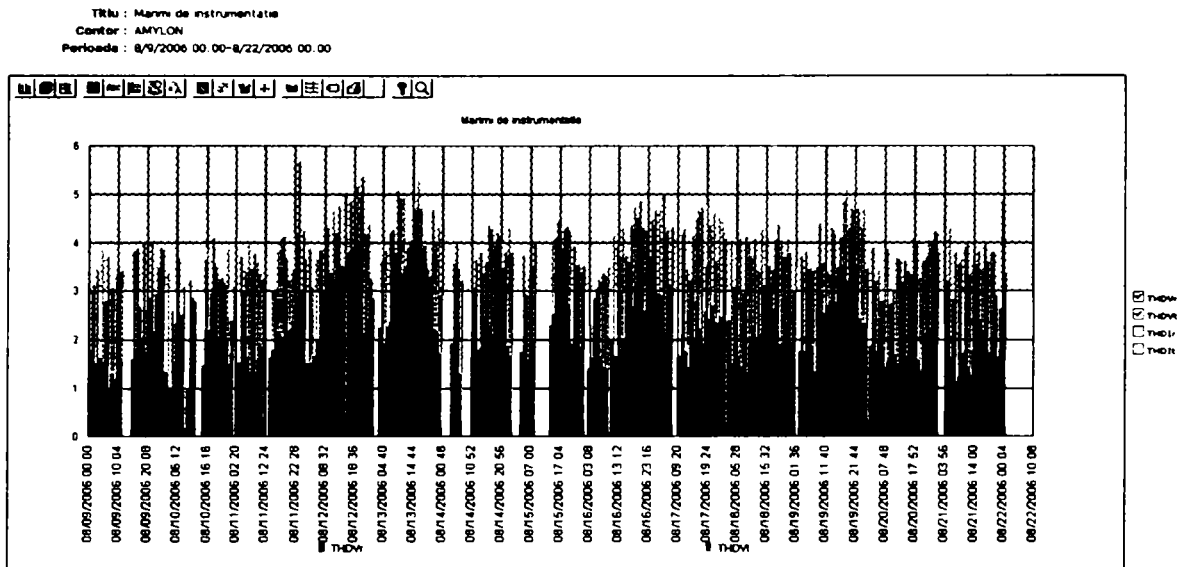


Figura 4.19 Valorile THD_U înregistrate la consumatorul final pe MT

4.8 Concluzii, contribuții personale

Acest capitol a fost introdus în cadrul tezei pentru a sublinia importanța studiului regimurilor reale de funcționare ale rețelei de distribuție la evaluarea pierderilor de energie.

Sunt evidențiate aspectele teoretice tratate în literatură [3] și în studiile de specialitate desfășurate în special la UPT București [49], [66].

Se constată că regimul nesimetric și deformant produce pierderi suplimentare în rețea pe de o parte și conduce la creșterea erorii de măsurare a energiilor vehiculate pe de altă parte. Ambele efecte au o influență negativă în actualul mod de determinare a pierderilor comerciale. De asemenea, în ambele cazuri efectele sunt amplificate odată cu deprecierea indicatorilor de calitate a energiei electrice.

Metodele și algoritmi utilizați în mod curent pentru calculul pierderilor în rețelele de distribuție pornesc de la ipoteza funcționării acestora în regim ideal. Unul dintre motivele care au condus la acest mod de abordare a fost acela că, până la apariția echipamentelor electronice inteligente, indicatorii regimului nesimetric și deformant erau practic imposibil de determinat pentru ansamblul rețelei analizate.

În ultimul subcapitol se propune o metodă de estimare pentru o parte dintre acești indicatori prin utilizarea informațiilor disponibile în sistemul de telegestiune.

Se analizează o zonă de rețea de 110kV și o zonă de rețea de distribuție care conține atât tronsoane la 110kV cât și la 20kV până la consumatorul final la MT.

În ambele cazuri s-au efectuat măsurători simultane și pe o perioadă de timp de peste o săptămână. Rezultatele au fost apoi prelucrate și pe baza lor au fost întocmite rapoarte sub formă grafică.

Principala concluzie este aceea că în rețeaua de distribuție gestionată de SDFEE Sibiu nivelul armonicilor de tensiune are un nivel ridicat și că acest fenomen se observă în întreaga rețea.

Sunt necesare însă studii suplimentare care să utilizeze analizoare dedicate pentru determinarea indicatorilor de calitate a energiei electrice în scopul localizării cu exactitate sursa perturbațiilor.

Capitolul 5. Informatica de Proces

Sistemul de distribuție a energiei electrice a fost reorganizat în anul 1997 astfel încât dispecerii energetici zonali și locali au fost transformați în dispeceri energetici de distribuție cu responsabilități de conducere operativă asupra rețelelor de distribuție de 110 kV și de medie tensiune aflate în gestiunea Sucursalelor de distribuție corespunzătoare teritoriilor județelor, iar pentru exploatarea și întreținerea rețetelor electrice de medie și de joasă tensiune, în cadrul fiecărei sucursale de distribuție s-au organizat mai multe "*Centre de Exploatare și Mentenanță*". Dispecerii de distribuție (DED) stabilesc regimurile de funcționare și coordonează manevrele pentru instalațiile și rețelele electrice din raza lor de activitate. Conducerea operativă în timp real la nivel de DED constă în:

- supravegherea și asigurarea continuității în funcționare a instalațiilor de 110kV și de MT;
- reglajul curbei de sarcină;
- urmărirea bilanțului de energie electrică pe conturul SD;
- optimizarea funcționării instalațiilor de distribuție de 110 kV și MT;
- reglajul tensiunii în rețelele de distribuție de 110 kV și MT și a nivelului de compensare a circulației de putere reactivă;
- urmărirea regimului de tratare a neutrilor în rețelele de MT;
- comanda pornirii și opririi de grupuri ale microhidrocentralelor;
- comanda nemijlocită a instalațiilor de 110 kV și de MT și a automatizărilor de rețea.

În afara acestor funcțiuni principale, care se fac în timp real, la DED se realizează și funcțiuni în afara timpului real și anume:

- planificarea exploatării;
- pregătirea regimurilor de funcționare pe zi și săptămână;
- elaborarea ghidului operator;
- actualizarea schemelor rețelei de distribuție la 110 kV și MT;
- analiza post-factum a funcționării rețelei;
- analiza incidentelor;
- evaluarea siguranței în funcționare pe baza calculului indicatorilor de stare.
- dezvoltarea software de aplicație pentru timp real și în afara timpului real.

5.1 Impactul tehnologiilor informatice asupra exploatării și funcționării sistemelor electroenergetice

Conducerea operativă prin dispecer a Sistemului Energetic Național se realizează pe mai multe nivele de competență. Odată cu separarea activităților de producere, transport, distribuție și furnizare a energiei electrice, în condițiile economiei de piață [25] această activitate trebuie să asigure practic, prin exploatare ON-LINE și în timp real condițiile optime de alimentare a consumatorilor din punct de vedere etnic și economic, atât pentru furnizor cât și pentru client. Complexitatea acestei sarcini este reliefată și de schema simplificată prezentată în Figura 5.1.

EMS(Energy Management System), DMS (Distribution Management System) și SCADA (Supervisory Control And Data Aquisition) reprezintă instrumente bazate pe calculator destinate asistării dispecerilor și personalului de planificare operativă în luarea deciziilor pentru asigurarea regimurilor de funcționare sigure și economice în rețelele electrice de transport și distribuție a energiei electrice[25].

Baza întregului eșafodaj care concură la supravegherea, controlul și monitorizarea echipamentelor electrice din stațiile și rețelele electrice o constituie echipamentele de achiziție și comandă. Totodată, între instrumentele enumerate mai sus există o strânsă colaborare; practic nu putem concepe funcțiuni EMS sau DMS, fără a avea la dispoziție un sistem SCADA care să ofere, pe de o parte, informații din procesul tehnologic, iar pe de altă parte, posibilitatea comenzii de la distanță a procesului tehnologic.

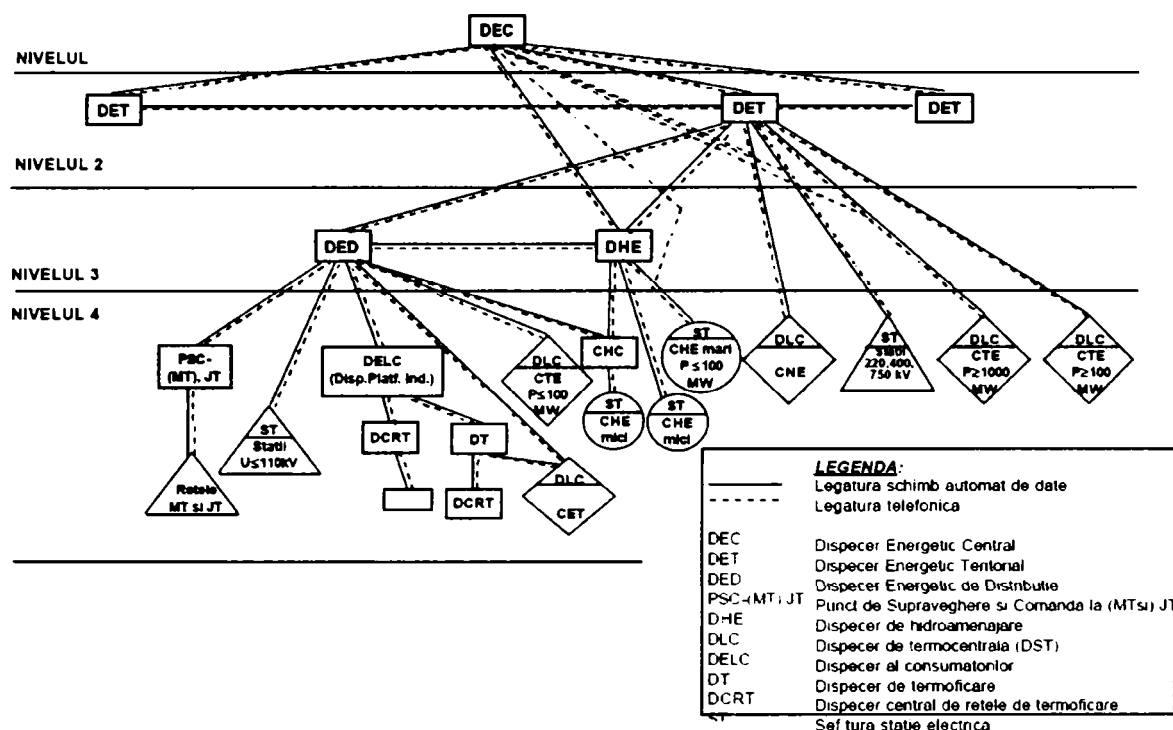


Figura 5.1 Structura Conducerei Operative a instalațiilor din SEN. Subordonare ierarhica.

Există două categorii de funcții EMS incluse în aplicațiile pentru transportul energiei electrice, și anume funcții de analiză a rețelei în timp real și funcții pentru studii de analiză a rețelei în afara timpului real.

- *Funcții pentru analiza rețelei în timp real:* prelucrarea topologiei; estimatorul de stare; adaptarea parametrilor rețelei; analiza contingențelor; reglajul de tensiune; analiza scurtcircuitelor
- *Funcții pentru studii de analiză a rețelei:* calculul circulației de puteri; optimizarea circulației de puteri; analiza contingențelor; planificarea conectărilor/deconectărilor de echipamente; analiza scurtcircuitelor

Aceste funcții sunt intercorelate prin intermediul fluxului de date utilizat de acestea, conform figurii. Datele primare sunt preluate de la sistemele de achiziții de date și prelucrate apoi de diversele funcții ale sistemului.

În continuare se prezintă pe scurt [4] câteva dintre aceste funcții, și anume cele mai bine conturate și care au un grad de generalitate mai mare.

A) Prelucrarea topologiei

Funcția de prelucrare a topologiei unei rețele electrice construiește modelul de rețea, reprezentată prin noduri și laturi conectate conform situației reale din teren pe baza datelor achiziționate în timp real din stațiile electrice. La baza construirii acestui model stau informațiile telemăsurate în timp real (starea întreruptoarelor și separatoarelor) ca și datele despre starea normală a echipamentelor. De obicei această funcție se execută în „regim de actualizare”, în sensul că sunt prelucrate doar informațiile care s-au schimbat, dar și ori de câte ori se produce un

eveniment, ca de exemplu schimbarea stării unui întrerupător. Funcția de prelucrare a topologiei furnizează, totodată date pentru funcțiile estimatorul de stare, calculul circulației de puteri și altele.

B) Estimatorul de stare

Estimatorul de stare este o funcție complexă care oferă o soluție completă a rețelei considerate, soluție reprezentată de un set consistent de vectori ai tensiunilor și puterilor injectate (consumate) în noduri. Ca mărimi de intrare pentru estimatorul de stare se utilizează setul de măsurii accesibile (puteri active și reactive pe laturi și injectate /sau consumate în noduri, tensiunile măsurate pe bare, etc), datele furnizate de funcția de prelucrare a topologiei și setul de pseudo-măsurători necesar a fi introdus pentru a face observabilă întreaga rețea. Estimatorul de stare permite astfel validarea sau invalidarea unor mărimi telemăsurate.

Mărimile estimate, ce constituie soluții complete a rețelei date, sunt utilizate apoi ca mărimi de intrare pentru alte funcții cum ar fi analize de contingente, reglaj de tensiune, analiza scurtcircuitelor, sensibilitatea rețelei, etc.

C) Analiza contingentelor

Contingentele sunt evenimente (planificate sau intempestive) prin care o componentă de rețea sau mai multe (contingente multiple) sunt scoase din funcțiune. Funcția de analiză a contingentelor verifică dacă o anumită contingentă ar putea conduce la regimuri de supraîncărcare a unor elemente de rețea, sau la tensiuni în afara limitelor admisibile ale acestora.

Analiza de contingente se poate face atât în timp real cât și ca analiză de studiu, în afara timpului real. În timp real, analizele de contingente se efectuează pentru un set de contingente prestabilit, cu o periodicitate redusă, (de obicei o dată la 15 minute), în funcție de modificările de regim ale rețelei. Funcția primește date de la „*Estimatorul de stare*” și de la „*Calculul circulației de puteri*” și furnizează date pentru aproape toate celelalte funcții.

D) Reglajul de tensiune

Reglajul de tensiune determină valorile optime de consemn (setările) pentru pozițiile prizelor transformatoarelor, încărcările cu putere reactivă ale generatoarelor, starea bateriilor de condensatoare, etc. Aceste setări vizează minimizarea pierderilor de putere activă pe elementele de rețea, fără a se supraîncărcă echipamentele și fără ca tensiunea din noduri să iasă din limitele admisibile. Algoritmii uzuali de reglaj de tensiune este similar cu cel de optimizare al circulațiilor de putere pentru minimizarea pierderilor. De obicei, această funcție are rol de ghid - operator, recomandând dispecerului măsurile operative necesare, fără ca să intervină direct asupra elementelor de reglaj a tensiunii și puterii reactive.

E) Analiza scurtcircuitelor

Funcția de analiza a scurtcircuitelor este utilizată pentru a determina nivelul curenților de scurtcircuit în rețelele electrice de transport și de distribuție. În mod normal sunt considerate doar scurtcircuiturile trifazate, deoarece conduc la cele mai mari valori ale curenților de scurtcircuit. Pentru studii de analiză se consideră însă și scurtcircuiturile nesimetrice.

F) Calculul circulației de puteri

Calculul circulației de puteri se execută doar la cererea utilizatorului, pentru a analiza diverse regimuri de funcționare ce pot fi anticipate pe baza curbei de sarcină a sistemului sau a programului de conectări și deconectări de echipamente planificate. Calculul circulației de puteri furnizează datele necesare analizelor de contingente și de scurtcircuit ca și cele pentru optimizarea circulației de puteri.

G) Optimizarea circulației de puteri

Funcția de optimizare a circulației de puteri este din mai multe puncte de vedere similară cu calculul circulației de puteri. Totuși, spre deosebire de aceasta, optimizarea oferă o soluție de circulație de puteri rezultată pe baza îndeplinirii unui criteriu de performanță, cum ar fi: minimizarea costului puterii active generate în sistem; minimizarea pierderilor totale de putere activă pe liniile electrice de transport. Optimizarea se realizează intervenind asupra unor variabile de control cărora li se atașează diferite nivele de prioritate și diferite ponderi. Dintre aceste variabile de control menționăm: puterile active și reactive injectate în noduri, pozițiile prizelor transformatoarelor, încărcările compensatoarelor sincrone, a bateriilor de condensatoare sau a bobinelor de compensare reactivă.

5.2 Sisteme SCADA aplicate la distribuția energiei electrice

Având în vedere structura de organizare a S.C. Electrica S.A. în anul 2004 a fost adoptată [25] o structură de conducere operativă a rețelei de distribuție (Figura 5.2) care prevede existența în cadrul FDFEE a unui Centru Dispecer Energetic de Distribuție – DED(F) care are la nivelul fiecărei sucursale un centru de comandă operativă Dispecer Energetic de Distribuție DED(Z). Personalul DED(Z) este subordonat administrativ FDFEE și are în autoritatea de decizie toate instalațiile de 110kV din aria sa de activitate care pot funcționa în buclă și care nu intră în aria de activitate a DET. La nivelul fiecărei sucursale există un centru Dispecer Energetic de Distribuție Local- DED(L). Acesta are în autoritatea de decizie instalațiile de 110kV radiale și toate instalațiile de medie tensiune din aria sa de activitate.

În cadrul centrelor de exploatare, mentenanță din sucursale există puncte de supraveghere și comandă –PSC –CDEE, [25].

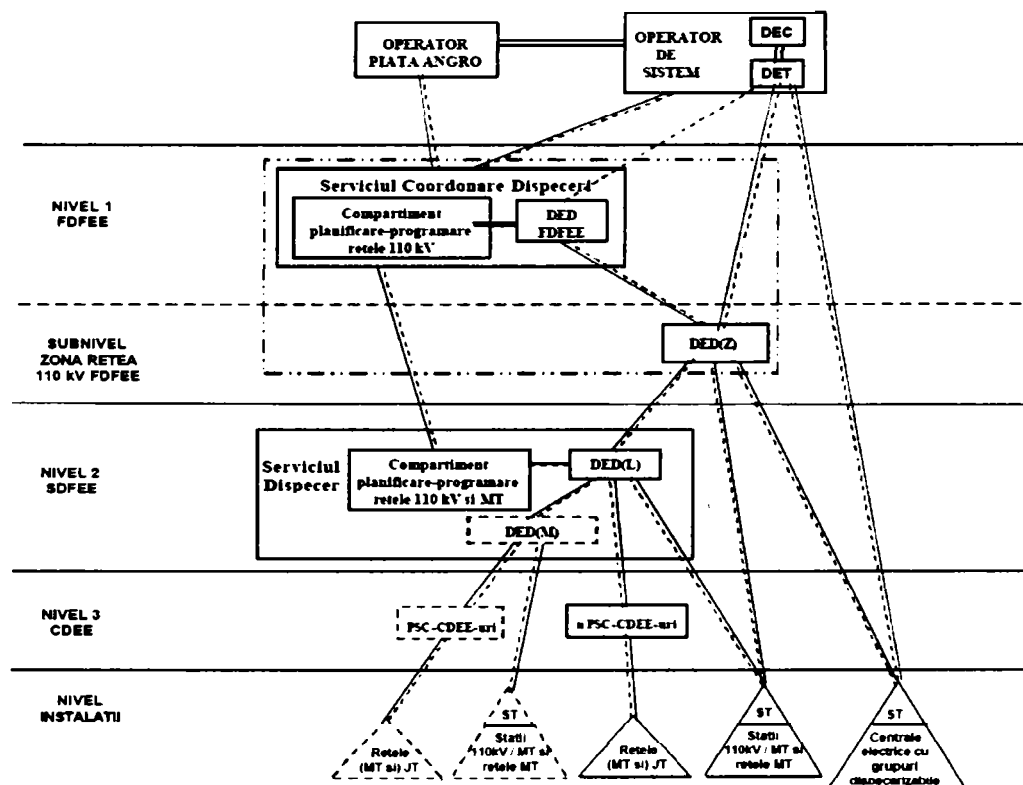


Figura 5.2 Organizare a Conducerii Operative a instalațiilor de 110 kV, MT și JT din gestiunea unei FDFEE.

În cazul FDFEE Transilvania Sud, SDFEE Sibiu structura de organizare a conducerii operative este prezentată în Figura 5.3. Trebuie subliniat faptul că la nivelul DED(L) de execută comenzi

nemijlocite în rețeaua de distribuție prin utilizarea sistemului de teleconducere. Telecomenzile de realizare se realizează cu ajutorul sistemelor SCADA din stațiile de transformare 110/20kV fără personal de conducere operativă. Există de asemenea și echipamente de comutație amplasate în rețeaua de medie tensiune care sunt comandate de la distanță și care alcătuiesc Sistemul de Automatoizare al Distribuției –SAD.

Dezvoltarea actualului sistem de teleconducere s-a realizat în mai multe etape și cu utilizarea de echipamente din generații tehnologice diferite[15],[16]. În ultimii ani necesitatea înlocuirii sistemului centralizat dezvoltat între anii 1967-1975 devine tot mai acută. Dacă între anii 1995 și 2004 au fost re tehnologizate doar două sisteme SCADA din stațiile de transformare, în ultimii doi ani dezvoltarea rețelei de distribuție a impus efectuarea de lucrări de modernizare și extindere în alte trei stații de transformare[54]. În aceste condiții devine absolut necesar să se pună bazele pentru implementarea unui sistem DMS care să fie în acord cu dezvoltarea tehnologiilor informatice actuale[29].

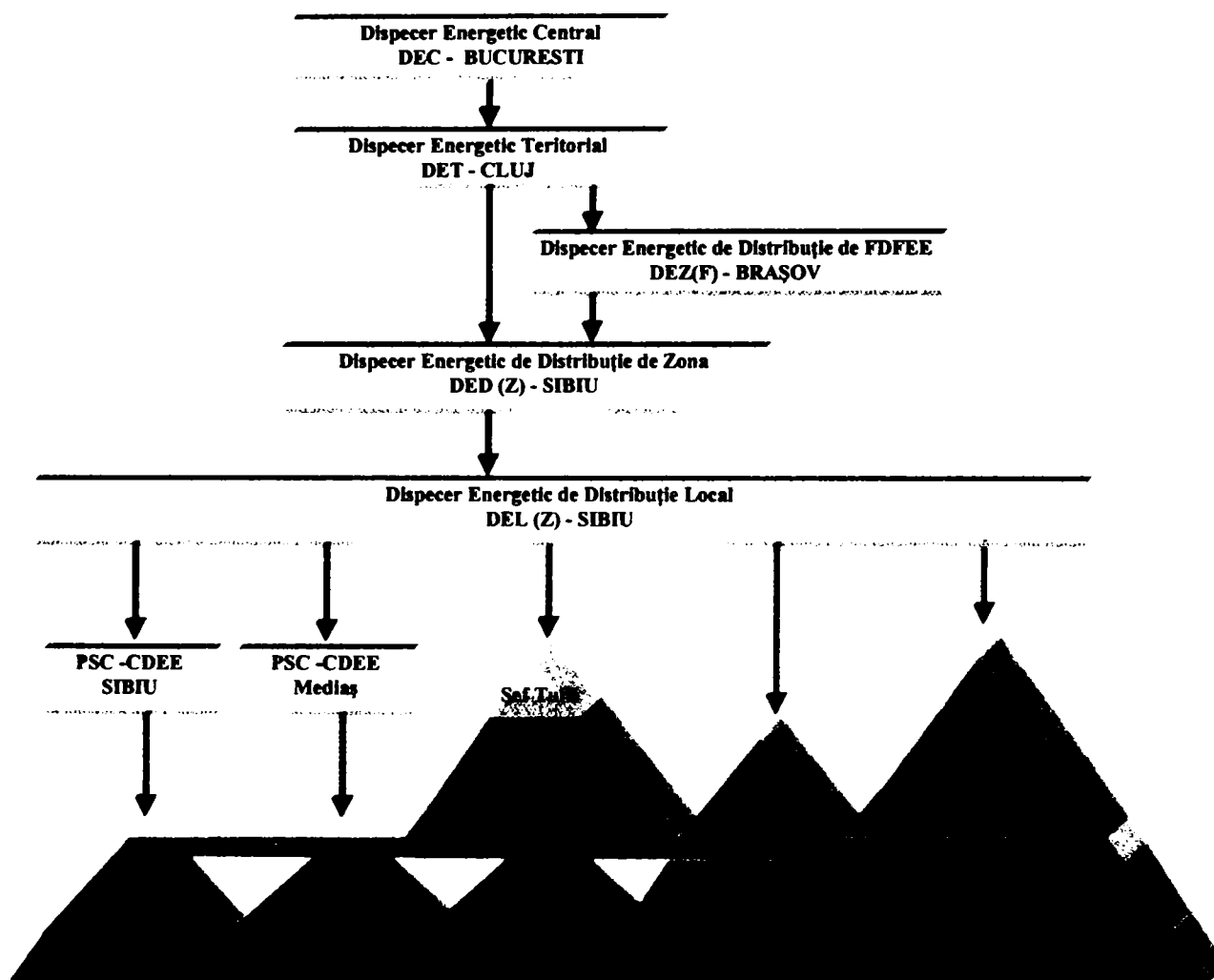


Figura 5.3 Structura de organizare a conducerii operative a rețelelor de distribuție de 110 kV, MT și JT din județul Sibiu.

Sistemele moderne de Achiziție și Schimb de Date din/spre stații electrice pentru sisteme de tip DMS/SCADA destinate conducerii operative a instalațiilor de distribuție sunt bazate pe echipamente numerice integrate sau integrabile, ale căror componente de tip numeric asigură realizarea tuturor funcțiilor de comandă, control, protecție, automatizare, achiziție și schimb de date, necesare conducerii operative locale și de la distanță[24].

Sistemele informatice aferente centrelor de conducere ale DED (Dispecerilor Energetici de Distribuție), organizate pe structura sistemelor SCADA, îndeplinesc pe lângă funcțiile specifice

acestora și funcții DMS. Aceste funcții sunt mai slab conturate și nu beneficiază de o „standardizare” de nivelul funcțiilor de aplicații pentru rețelele electrice de transport. Din acest motiv, funcțiile care vor fi prezentate, succint în continuare, trebuie considerate ca o colecție de posibilități funcționale ce sunt incluse sau considerate de interes pentru aplicații DMS.

În sistemele DMS un interes deosebit îi reprezintă funcțiile care asigură reprezentarea geografică a informațiilor (pe hărți), și care permit adăugarea sau eliminarea interactivă de componente, funcții bazate pe produsele Geographical Information System - GIS (Sistemul informatic geografic)[17],[18].

Câteva dintre funcțiile de aplicații pentru rețelele de transport, cum ar fi: analizele de scurtcircuit; reglajul de tensiune și putere reactivă; etc, pot fi considerate și pentru rețelele de distribuție.

Funcțiile complexe din cadrul DMS [64] necesită un model detaliat și în timp real al sistemului de distribuție. Modelul de rețea în timp real pentru un astfel de sistem constă în încărcările curente pe plecări, amplitudinile și fazele tensiunilor pe barele de sistem și în orice alt punct de interes. Configurația sistemului este de asemenea parte a informațiilor date prin modelul de rețea. Aceasta nu se schimbă atât de frecvent ca și sarcinile și este actualizată de fiecare dată când apare o schimbare în starea echipamentelor de comutație și protecție. Interesul pentru implementarea din ce în ce a mai multor funcții DMS este determinat de tendințele recente de descentralizare și privatizare a întreprinderilor de electricitate. În consecință, acestea acordă o atenție tot mai mare calității energiei electrice livrate.

Dintre funcțiile specifice sistemelor DMS menționate mai frecvent de literatura[24], [25], de specialitate, prezentăm, pe scurt, în continuare:

1) Prelucrarea conectivităților (a topologiei),

Este o funcție similară cu prelucrarea topologiilor rețelelor de transport, prin care periodic, se citește stările aparatului de comutație și se actualizează schemele electrice ale rețelei. Informațiile generate de această funcție sunt prezentate sub diverse forme și criterii de grupare, cum ar fi: toate elementele care aparțin unei plecări, toate plecările alimentate la un anumit transformator într-o stație, schemele stațiilor, etc.

2) Analiza conectărilor/deconectărilor.

Această funcție se execută atunci când se are în vedere o operațiune de conectare/deconectare a unui separator sau întreruptor pentru a verifica dacă această manevră conduce sau nu la supraîncărcarea unor elemente de rețea sau la depășirea limitelor tensiunii admisibile în unele noduri;

3) Reglajul automat tensiune - putere reactivă

Funcția este utilizată pentru a menține tensiunile în noduri într-o bandă specificată, prin telecomandarea comutatoarelor de ploturi ale transformatorului de distribuție și ale întreruptoarelor bateriilor de condensatoare.

4) Prognoza consumului pe termen scurt.

Prognozele de consum pe termen scurt au în vedere determinarea consumurilor totale orare probabile în rețeaua supravegheată pentru o perioadă de timp dată (de regulă pentru următoarele 7 zile). În determinarea acestor prognoze se va avea în vedere factorii meteorologici probabili pentru aceea perioadă, particularitățile perioadei respective, sezonul, etc.

5) Achiziții de date.

Această funcție citește datele prelevate de echipamentele de calcul (de tip RTU), pe care le depune în baza de date a sistemului DMS. Funcția poate fi abilitată cu stabilirea automată a legăturilor telefonice pentru achiziția datelor din stații, de asemenea cu preluarea, prin sistem de întreruperi, a informațiilor ce trebuie tratate imediat.

6) Calculul circulației de puteri

Calculul circulației de puteri permite dispecerului să efectueze analize de circulații de puteri pe anumite plecări sau pe o anumită zonă selectată de rețea. Metodele de calcul sunt diferite de circulațiile de puteri în rețelele de transport. Aici se ia în considerare funcționarea radială a acestor rețele, iar în unele cazuri, calculele se fac considerând rețele trifazate nesimetrice și neechilibrate, inclusiv rețele mono și bifazate.

7) Minimizarea pierderilor.

Această funcție este apelată de către utilizator ori de câte ori se impune o modificare majoră a regimului de funcționare în rețea, cum ar fi izolarea unor elemente de rețea, conectarea/deconectarea unor consumatori importanți, schimbarea topologiei rețelei, etc. Funcția de minimizare a pierderilor oferă dispecerului lista de manevre pe care trebuie să le execute acesta pentru a obține schema și regimul optim de funcționare a rețelei.

8) Analize de scurtcircuit

Determinarea prin calcul a curenților de scurtcircuit în diferite puncte ale rețelei de distribuție este necesar în faza de proiectare pentru stabilirea caracteristicilor tehnice principale pentru elementele componente ale rețelei. Din punct de vedere al conducerii operative valoarea curenților de scurtcircuit prin diferite laturi ale rețelei permite stabilirea pragurilor de reglaj a protecțiilor pentru asigurarea sensibilității și selectivității. Posibilitatea determinării la executarea unei manevre, pentru noua valoare a curenților de scurtcircuit este una dintre cele mai importante funcții DMS. Dispecerul poate stabili cu ajutorul acestei funcții dacă este necesar să se modifice caracteristica de declanșare a întrerupătoarelor din zona de rețea respectivă.

9) Coordonarea echipelor de intervenție.

Această activitate, realizată de către dispecer în mod curent, poate fi substanțial îmbunătățită prin dezvoltarea unui DMS care să integreze informațiile gestionate de GIS. Localizarea automată prin GPS pe harta digitală a poziției relative a echipelor de intervenție față de locul defectului permite operatorului să determine cel mai adecvat mod de acțiune. Hărțile digitale permit localizarea zonei în care se execută intervenția iar informațiile tehnice atașate pot asista echipele în efectuarea lucrărilor necesare.

10) Identificarea automată a tronsoanelor de MT defecte și conectarea automată a tronsoanelor sănătoase

Aceasta este una dintre funcțiile principale a Sistemului de Automatizare a Distribuției (SAD) care este parte integrantă a DMS.

11) Emiterea de diagnostic

Funcția presupune existența unui Sistem Expert(SE) care să utilizeze datele achiziționate în timp real din rețeaua condusă în timpul unei avarii și, pe baza unor reguli prestabilite, să ofere informații despre cauza probabilă a acesteia. Prin construirea modelului digital al rețelei această funcție permite localizarea automată a defectului.

12) Analiza apelurilor telefonice în caz de avarie

Această funcție presupune existența unui centru de preluarea automată a apelurilor telefonice (Call Center). Gestiunea apelurilor telefonice oferă informații importante despre zonele afectate de avarii în rețelele de alimentare cu energie electrică, în special pentru zonele rezidențiale.

13) Supravegherea calității alimentării consumatorilor

Monitorizarea indicatorilor de calitate a energiei electrice a devenit o necesitate pentru operatorii de distribuție odată cu includerea în Codul Tehnic al RED a limitelor admise pentru aceștia. În același timp monitorizarea indicatorilor pentru funcționarea în regim nesimetric și deformant permite estimarea pierderilor suplimentare în rețele.

14) Gestiunea operativă la nivel de DED(F)/DED(L) a energiei electrice

Această funcție a apărut recent prin introducerea mecanismelor de piață concurențială în domeniul producerii, transportului și distribuției de energie electrică. Se impune asigurarea cantităților de energie electrică livrate consumatorilor și care sunt stipulate prin contracte comerciale. Nerespectarea acestor cantități conduce la penalități financiare.

15) Gestiunea clienților.

Gestiunea clienților se realizează prin sisteme informatice dedicate care permit societăților de furnizare urmărirea consumurilor pentru fiecare client și emiterea centralizată a facturilor. Din punctul de vedere al unui DMS aceste sisteme pot oferi informații importante referitoare la structura consumului de energie electrică și repartizarea acestuia pe zone geografice.

Pentru aplicarea practică a acestor funcțiuni în timp real și în afara timpului real se prevede realizarea unor Sisteme Informatice Integrate (S.I.I.) la nivelul Sucursalelor de Distribuție, care să cuprindă informatizarea celor două tipuri de activități (funcțiuni) utilizând un sistem informatic de tip DMS/SCADA, respectiv un sistem informatic de tip MIS. Intre cele două sisteme informatice se impune, de asemenea, realizarea unei interfețe, din considerente tehnologice, deoarece o serie de informații de bază necesare celor două sisteme informatice sunt comune, iar rezultatele unor prelucrări din sistemul DMS/SCADA (timp real) constituie informații de bază pentru sistemul MIS [52].

Toate aceste funcții se bazează pe achiziția de date din sistem clasificate în funcție de intervalul dintre două actualizări succesive astfel:

- Date cu rata mare de actualizare
- Date cu rata medie de actualizare
- Date cu actualizare zilnică
- Date ON-LINE

Pentru datele actualizate ON-LINE și cele actualizate zilnic structura lanțului de achiziție este :

- Proces>echipament de achiziție> transmisie la distanță>utilizare>arhivare

5.3 Tendințe actuale în realizarea sistemelor integrate de protecție comandă și control

Tehnologiile actuale, precum și tot mai puternicele microprocesoare, uneltele software, dispozitivele VLSI (Very Large Scale Integrated - integrate pe scară foarte largă) sofisticate sunt elemente care forțază schimbarea în toate ramurile tehnologiei informației. Există de asemenea factori - cum sunt schimbarea legislației, problemele de mediu, financiare - care împreună cu creșterea pretențiilor față de servicii conduc la necesitatea îmbunătățirii performanțelor sistemelor de achiziție și comandă de la distanță a proceselor tehnologice - SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition - supraveghere, control și achiziția datelor) [24].

Procesul de modernizare a sistemului energetic românesc implică investiții substanțiale în reabilitarea și re tehnologizarea instalațiilor și presupune o durată mare de realizare. Una dintre cele mai importante preocupări este aceea de a alege cea mai bună strategie, și implicit planificarea optimă a investițiilor în tehnologii noi. Datorită dinamismului deosebit al tehnologiilor în domeniu în general și în mod particular în domeniul tehnologiei informației, este necesar ca pentru sistemele de comandă - control (SCADA) să se adopte o arhitectura

corespunzătoare, care să permită extinderea și să fie adaptabilă la cerințele viitoare. În acest context, un atare sistem trebuie să răspundă la următoarele cerințe fundamentale:

- sa suporte o mare varietate de echipamente electrice primare (întreruptoare, separatoare, transformatoare de putere) respectiv secundare (protecții, automatizări), instalate într-o perioadă mare de timp și realizate în tehnologii diverse - varietate care evident se extinde odată cu adoptarea noilor tehnologii;
- să se adapteze schimbărilor viitoare în structura și organizarea conducerii prin dispecer a instalațiilor electroenergetice precum și a altor schimbări structurale viitoare cum ar fi deregularizarea producerii, transportului și distribuției energiei electrice prin privatizare.

Integrarea tot mai strânsă a funcțiilor de supraveghere și control, a protecției și automatizării, precum și a monitorizării este o necesitate izvorâtă din simpla constatare ca aceste obiective au surse comune de informații dinspre echipamentele electrice primare, iar în economia informației colectarea și transportul datelor este una dintre cele mai costisitoare componente. Utilizarea unor echipamente de achiziție, prelucrare și comandă care să se conformeze conceptului de sistem deschis (open systems) într-un mediu de prelucrare distribuită este fără îndoială singura alternativă viabilă la problemele de mai sus.

Funcțiile EMS (Energy Management System) pe care le includ sistemele SCADA moderne și posibilitatea utilizării datelor colectate de acestea în conjuncție cu sistemul informatic al filialei permit luarea de decizii în domeniul gestiunii economice. Acest lucru duce la îmbunătățirea activității economico-financiare a întreprinderii.

Structura funcțională pentru stațiile de transformare este prezentată schematic în Figura 5.4 și cuprinde trei nivele de ierarhizare:

1. Nivelul inferior este reprezentat de echipamentele primare. Din punct de vedere informațional la acest nivel se află "sursa" de date privind procesul de transport și distribuție al energiei electrice (poziția elementelor de comutație, valorile curenților vehiculați, nivelul de tensiune, etc.)
2. Al doilea nivel îl constituie circuitele secundare de comandă și control din celulele de înaltă și medie tensiune. Aici se face prelucrarea primară a informațiilor și se iau deciziile cele mai importante în cea ce privește protecția împotriva defectelor, chiar dacă este vorba de relee de protecție clasice sau numerice.
3. La nivelul superior de la nivelul stației de transformare sunt prelucrate informațiile generale din instalație și se asigură protecțiile și automatizările complexe care asigură funcționarea corespunzătoare a stației în ansamblu.

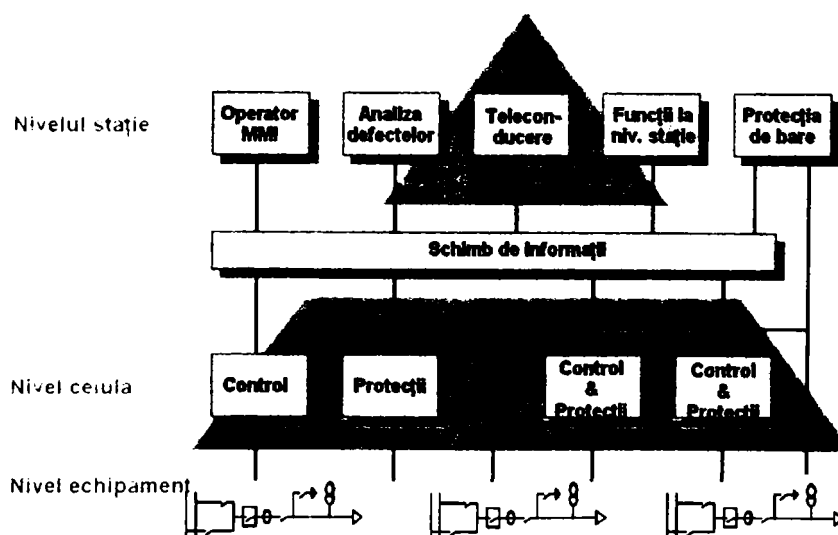


Figura 5.4

În cazul stațiilor de transformare realizate cu relee clasice pentru transmiterea semnalelor, mărimilor analogice, a semnalizărilor și comenzilor se utilizează legături fizice (Figura 5.5) între diferitele subsisteme care compun sistemul de protecție-comandă-control. Dacă o anumită stare sau mărime din proces trebuie transmisă la mai multe echipamente atunci este nevoie de relee suplimentare pentru multiplicarea semnalelor culese din proces și de dimensionarea corespunzătoare a cablurilor de comanda și semnalizare care asigură distribuția către celelalte subsisteme din stația de transformare.

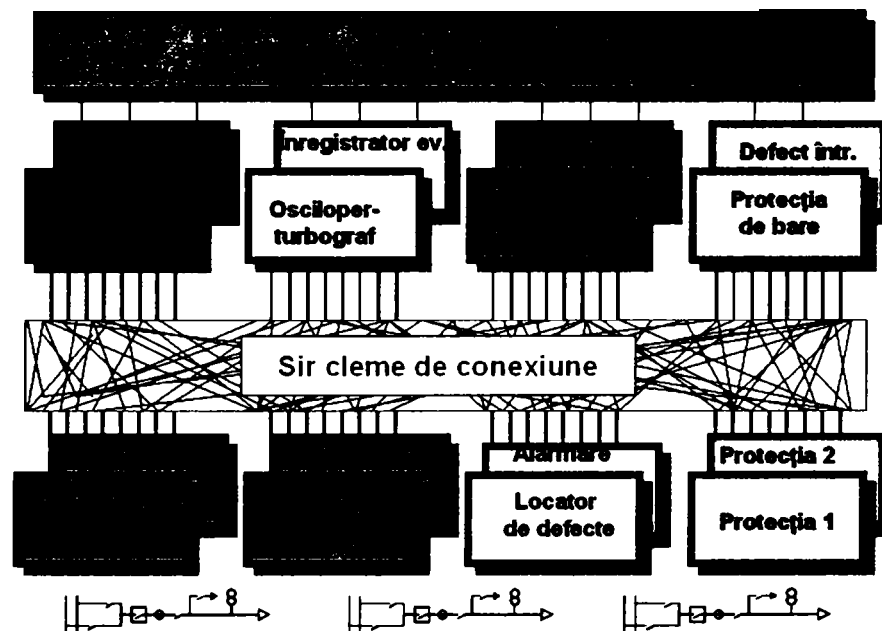


Figura 5.5 Structura convențională a sistemelor de comandă protecție și control

Apariția echipamentelor numerice care utilizează transmisii de date prin interfețe de comunicație de tip serial a determinat o schimbare a concepției de proiectare a sistemului de circuite secundare din stație. Semnalul numeric sau analogic din proces este achiziționat numai de echipamentul aferent celei respective și transmis apoi pe cale digitală spre nivelele superioare. În cele mai multe cazuri la nivelul echipamentului din celulă se execută și prelucrarea primară a informațiilor în scopul minimizării traficului pe canalul de comunicație.

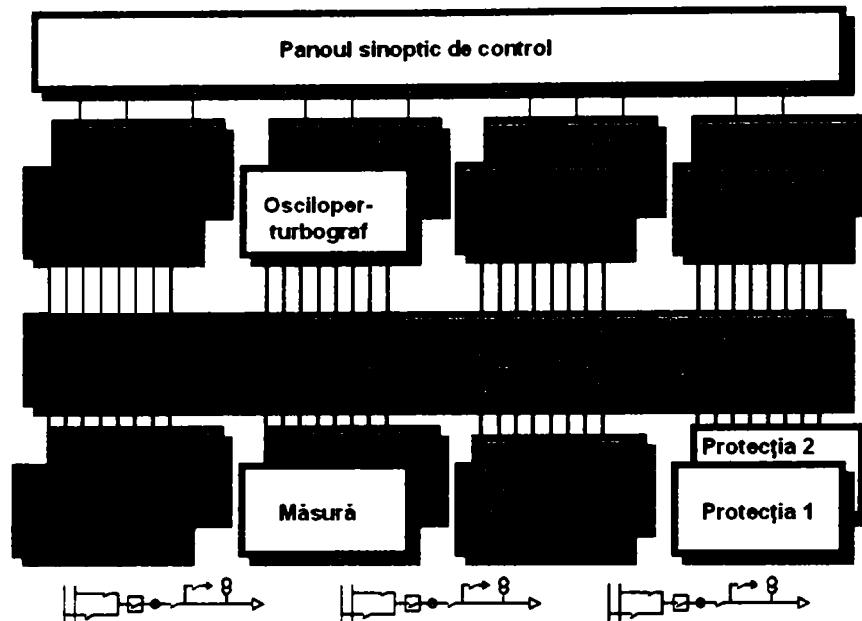


Figura 5.6 Structura actuală a sistemelor de comandă protecție și control

Trebuie să menționăm faptul că din punct de vedere al structurii descrise anterior sistemele existente nu diferă în mod fundamental de cele care utilizează echipamente clasice. Diferența se regăsește însă în modul de prelucrare, transmitere și distribuire a informațiilor între echipamentele care alcătuiesc sistemul de protecție, comandă și control.

În Tabelul 5.1 se prezintă o scurtă trecere în revistă a diferențelor aduse de evoluția în timp a sistemelor de comandă și control în stațiile de transformare

Tabelul 5.1 Evoluția sistemelor de comandă control

Subiectul	Sisteme de protecție comandă și control în stațiile de transformare	
	Sisteme convenționale	Sisteme numerice
Tipul constructiv	Relee electromecanice	Echipamente conduse de microprocesor
Funcționalitate	Sisteme neintegrate (fiecare funcție este îndeplinită de câte un aparat dedicat)	Sisteme integrate (un echipament poate îndeplini mai multe funcții simultan)
Cablare și conexiuni fizice	Cabluri de circuite secundare numeroase, același semnal trebuind multiplicat. Șiruri de cleme extinse, conexiuni numeroase.	Număr redus de conexiuni, semnalele se achiziționează, de regulă de către un singur echipament.
Dimensiuni de gabarit	Dimensiuni mari, necesită un spațiu corespunzător, de obicei un dulap pentru protecții și un altul pentru comandă pentru fiecare celulă	Dimensiuni mici, toate circuitele secundare aferente unei celule se realizează într-un singur dulap
Caracteristici tehnice	Consum propriu ridicat Timp mare de răspuns Precizie redusă a reglajelor Supuse uzurii mecanice	Consum propriu redus Timp mare de răspuns Precizie ridicată a reglajelor, posibilitatea de includere a mai multor seturi de reglaj Programabile Se pot integra într-un sistem unitar de comandă control local sau de la distanță

Această evoluție a determinat modificări spectaculoase în modul de transmitere, prelucrare și gestionare a informațiilor în stațiile de transformare. După cum se observă în Figura 5.6 cablurile și clemele de conexiune au fost înlocuite de o rețea locală pentru transmiterea datelor. Acest fapt permite distribuirea informațiilor acolo unde este nevoie, atunci când este nevoie.

Reducerea spațiului necesar pentru instalarea acestui tip de sisteme se datorează pe de o parte dimensiunilor reduse ale IED-urilor și, pe de altă parte înlocuirii conexiunilor clasice cu rețele de comunicație locale (LAN) așa cum se arată în Figura 5.7.

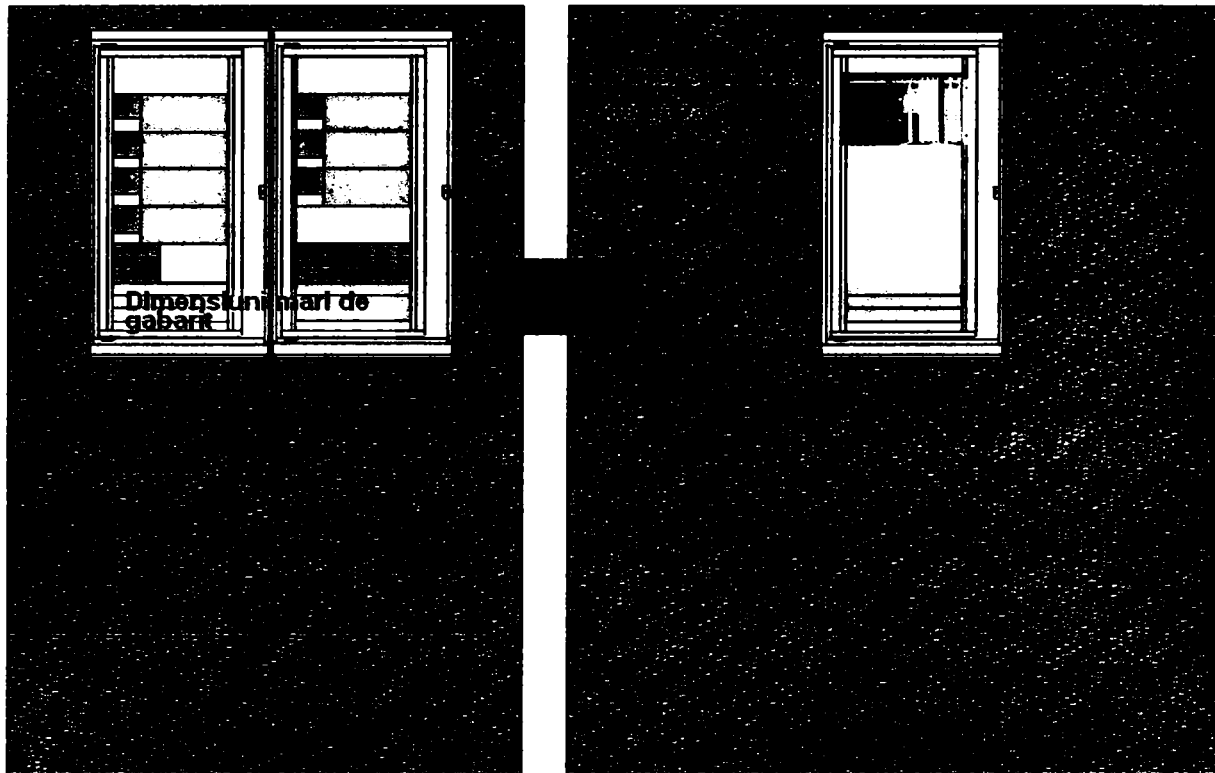


Figura 5.7 Comparație între sisteme clasice și sisteme cu logică programată

Din punctul de vedere al lucrării de față este important de subliniat că majoritatea echipamentelor numerice actuale au incluse și facilități de programare. Elementele evidențiate cu culoarea verde în Figura 5.6 au în principiu incluse astfel de facilități.

5.3.1 Funcțiile sistemelor SCADA

Sistemele SCADA moderne au o structură ierarhică și distribuită și trebuie să îndeplinească funcțiile tipice pentru supravegherea, controlul și achiziția de date prin îndeplinirea următoarelor funcțiuni de bază:

- Executarea de manevre (controlul) de la distanță (de la DED) și local (de la PLC) pentru echipamentele primare de comutație;
- indicarea poziției echipamentelor primare de comutație, inclusiv pentru separatoarele de legare la pământ.
- măsurarea marimilor electrice;
- contorizare energie electrică;
- monitorizarea, prelucrarea și gestiunea alarmelor;
- reglajul tensiunii și controlul comutatoarelor de ploturi;
- arhivarea datelor pe durată de minim 45 de zile;
- înregistrarea evenimentelor;
- interblocaje echipamente de comutație;
- secvențe de comutație și controlul sincronismului.
- transmisie de date la distanță la Punctul Central de Comandă de la DED;

O arhitectura posibilă pentru un sistem integrat de protecție comandă și control care utilizează echipamente numerice este prezentată în Figura 5.8 și permite identificarea fluxului de informații dinspre proces spre nivelul de conducere operativă.

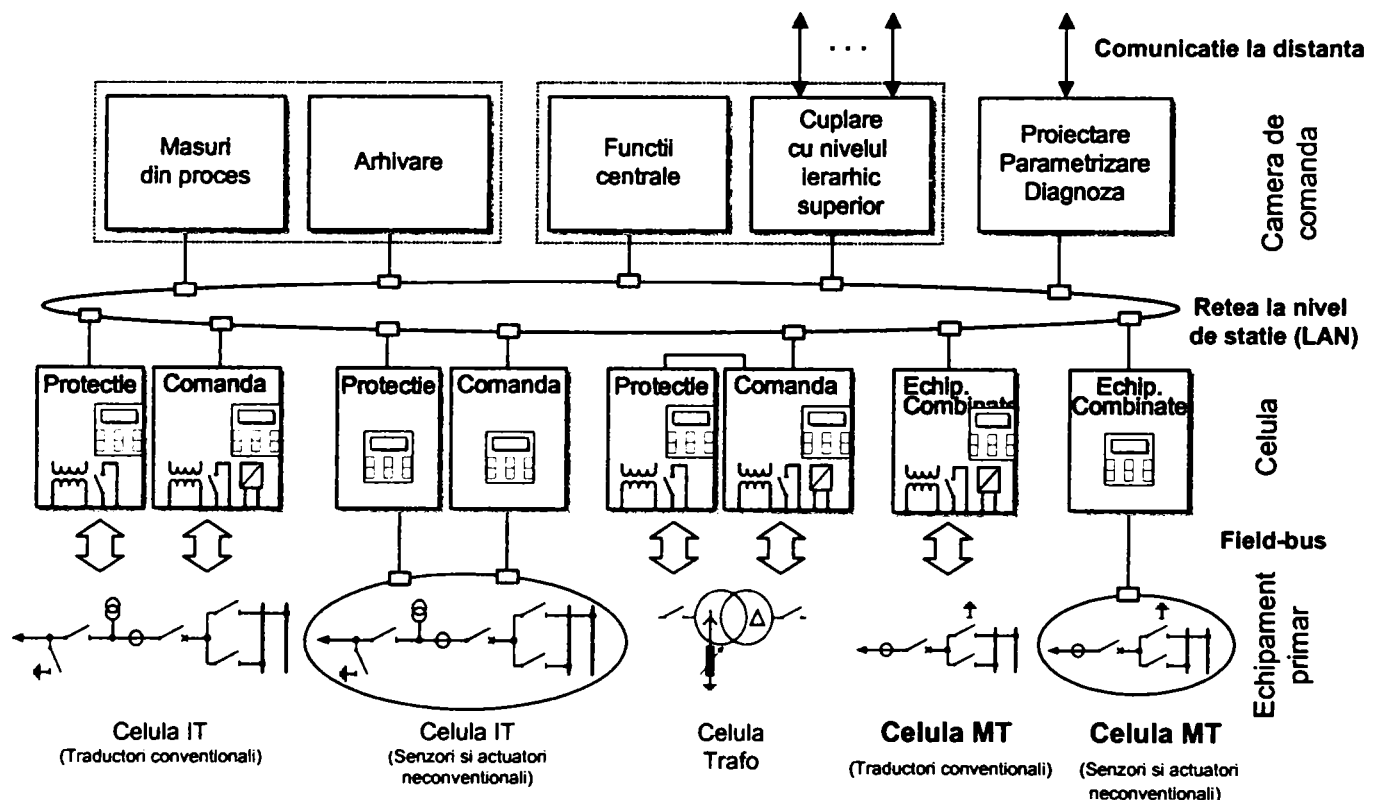


Figura 5.8 Sistem integrat de protecție comandă și control

Pentru echipamentele de înaltă tensiune din stațiile de transformare din rețeaua de distribuție se utilizează, de regulă, câte două echipamente numerice : unul îndeplinește funcția de protecție de bază iar al doilea preia rolurile de protecție de rezervă și achiziție semnale analogice și numerice care trebuie transmise către nivelurile superioare.

Comunicația se realizează prin rețele locale de transmisie de date. Se utilizează de regulă o rețea dedicată conducerii operative a stației pentru comunicație serială prin fibră optică și o rețea ETHERNET pentru accesarea funcțiilor suplimentare disponibile.

Pentru celulele de medie tensiune se adoptă în cele mai multe cazuri soluția utilizării unor echipamente numerice care integrează funcțiile de comandă, protecție și control. Acest echipament unic la nivelul celulei de medie tensiune, este prevăzut cu interfețe proprii de comunicație care permit transmiterea datelor achiziționate atât pe inelul de comunicație serială cât și pe rețeaua locală de mentenanță.

Cuplarea cu nivelul ierarhic superior se realizează, de regulă, prin intermediul unui echipament dedicat –Gateway care permite adaptarea protocoalelor de comunicație și a mediului utilizat pentru aceasta.

Pe lângă funcțiile de bază sistemele SCADA actuale oferă un set de funcții de procesare extinse, cum ar fi :

- setare limite, indicarea depășirii limitelor (limite programabile);
- interpretarea automată a alarmelor;
- afișarea semnalizărilor de defect;
- înregistrarea evenimentelor în timp real și cu etichetă de timp;
- funcții de arhivare de date.

Monitorizarea continuă presupune de asemenea implementarea unor funcții de autodiagnoză care să supravegheze:

- sursa de alimentare de bază;
- sursa de alimentare auxiliară;
- modulele operaționale;
- confirmarea execuției comenzilor;
- interfețele seriale,
- secvențe software;
- corespondența dintre poziția echipamentelor de comutație și informațiile afișate;

5.3.2 Echipamente utilizate

Echipamentele numerice actuale posedă, pe lângă funcțiile de protecție, și capacitatea de a achiziționa tot volumul de informații necesar sistemului de comandă-control inclusiv valorile mărimilor electrice din sistem.

Echipamentele de protecție-comandă-control pot calcula puterile vehiculate în timp real și contoriza energiile tranzitate. La nivelul fiecărui echipament primar se calculează aceste mărimi pe baza curenților și tensiunilor preluate de pe înfășurările de măsurare ale transformatoarelor de măsurare. Curenții sunt furnizați de transformatoarele de curent din celula echipamentului respectiv. Pentru liniile de 110 kV, tensiunile sunt furnizate de transformatoarele de tensiune montate în celulele de linie. Pentru celulele de 110 kV ale transformatoarelor de putere, tensiunile sunt furnizate de transformatoarele de tensiune montate în celulele de linie ținând cont de configurația alimentării pe 110 kV. Pentru celulele de 20 kV, tensiunile sunt furnizate de transformatoarele de tensiune montate în celulele de măsurare ale barelor colectoare, de la care sunt alimentate, prin bucle de tensiuni secundare.

Blocurile funcționale pentru un echipament cu funcții integrate de comandă control sunt prezentate în Figura 5.9

Modul combinat de Protecție, Comanda și Supraveghere

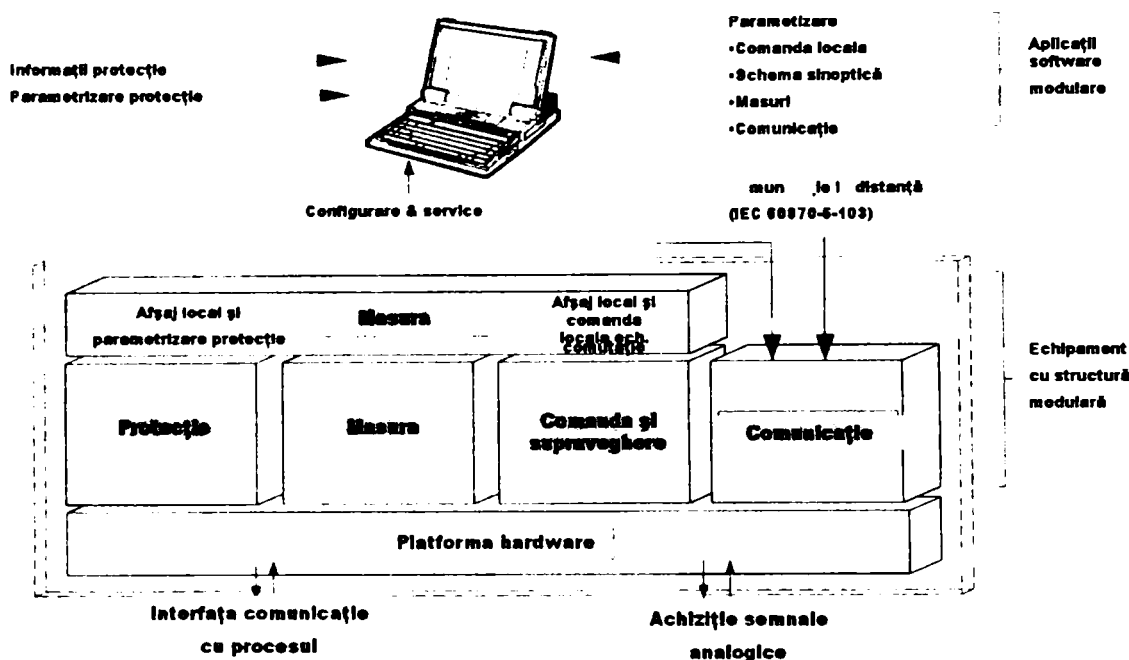


Figura 5.9

În

Figura 5.10 se exemplifică modul de conectare în secundarul transformatoarelor de măsură pentru un echipament utilizat în celulele de medie tensiune. Se observă faptul că se utilizează numai o înfășurare secundară a transformatorului de măsurare de curent.

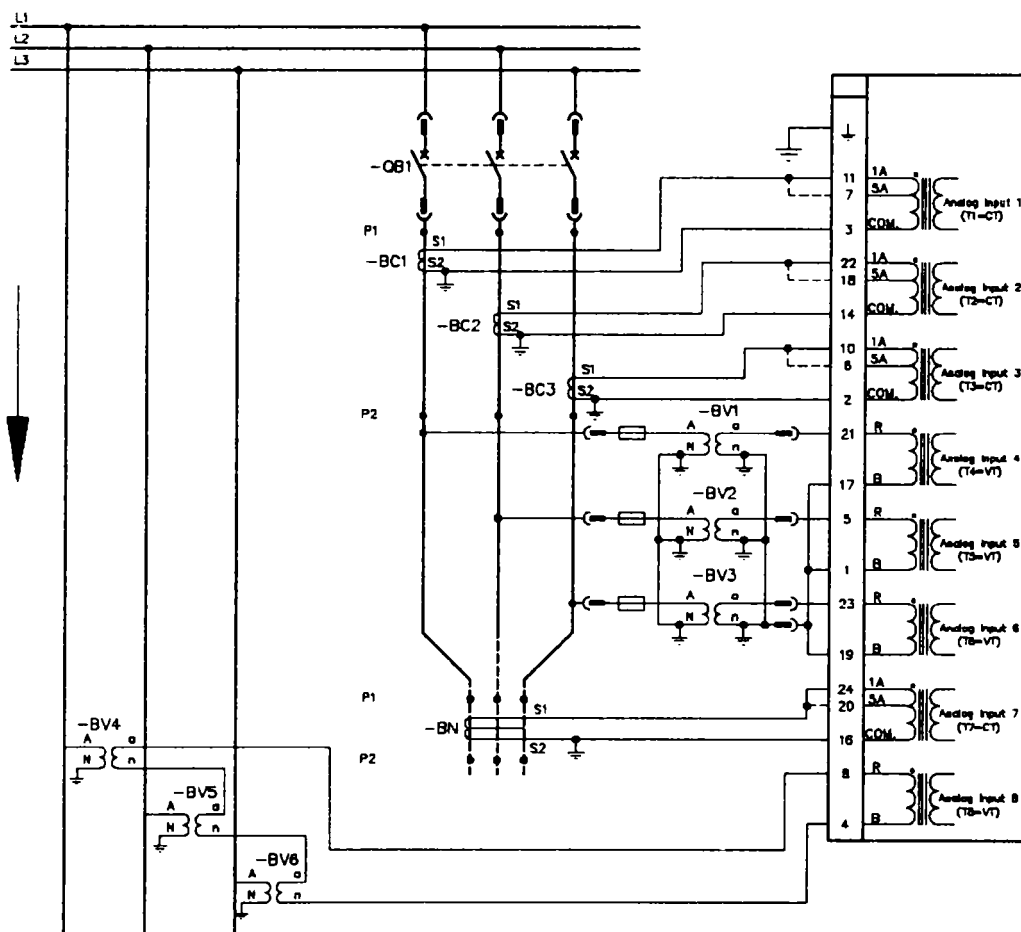


Figura 5.10 Conectarea echipamentelor numerice

În cazul în care echipamentul este integrat într-un sistem scada mărimile analogice achiziționate din proces sunt arhivate în baza de date istorică a sistemului și pot fi utilizate la evaluarea pierderilor de energie în rețelele de distribuție.

Mărimi disponibile sunt:

- Valorile tensiunilor și a curenților de linie
- Valorile maxime pe un anumit interval prestabilit.
- Puterile vehiculate
- Energiile vehiculate
- Poziția închis/deschis a întrerupătorului – durata de funcționare

5.3.3 Standardizarea protocoalelor de comunicație

Echipamentele numerice de protecție-comandă-control posedă cel puțin 2 porturi de comunicație. Unul dintre aceste porturi de comunicație este dedicat exclusiv transferului de informații necesar pentru conducerea stației de transformare și utilizează ca suport fibra optică. Parametrizarea locală și de la distanță, extragerea informațiilor suplimentare (osciloperturbograme, istoric evenimente, s.a.m.d) se realizează prin utilizarea porturilor de comunicație suplimentare.

Tipul porturilor și tipul rețelelor locale sunt astfel alese încât transmisia de date se poate efectua în condiții de mediu severe (perturbații electromagnetice, alte surse de perturbații sau de paraziți care afectează calea de transmisie). Asigurarea unei integrități ridicate în transmisia datelor se realizează prin limitarea influenței perturbațiilor electromagnetice, supravegherea nivelului și calității semnalului conform CEI 870-5-1.

Cea mai mare problemă în implementarea acestui tip de sistem o constituie compatibilitatea protocoalelor de comunicație utilizate de echipamentele care îl compun.

Din motive care țin de politica de promovare a produselor proprii, marile companii producătoare de echipamente integrabile în sisteme SCADA au dezvoltat protocoale de comunicație conform standardelor de firmă interne. În cele mai multe cazuri pentru aceste protocoale de tip proprietar nu se pun la dispoziție specificațiile tehnice. Din acest motiv este deosebit de dificilă dezvoltarea de convertoare de protocol necesară pentru integrarea echipamentelor provenite de la furnizori diferiți, și uneori chiar pentru generații diferite de echipamente provenite de la același producător. Această politică s-a întors însă chiar împotriva furnizorilor de echipamente deoarece beneficiarii acceptă cu greu produse noi pe care nu le pot integra în sistemele existente. Ca urmare a apărut necesitatea standardizării protocoalelor de comunicație, susținută atât de producători cât și de beneficiari.

În momentul actual există două protocoale recomandate de Comitetul IEEE pentru comunicația între IED-uri și RTU la nivelul stațiilor de transformare: IEC 870-5 și DNP 3.0. Se constată însă că în ultimii ani a început să se aplice tot mai mult și protocolul Modbus, specific echipamentelor cu logică programată, mai ales pentru aplicații unde este necesară o viteză mare de transmisie.

5.3.4 Impactul volumului de date asupra concepției Sistemelor de Automatizare

Sistemele SCADA clasice, în arhitectură concentrată, funcționează în prezent pe principiul colectării datelor la nivel central de la un singur RTU. Volumul de date este limitat de capacitatea acestui RTU și cuprinde în principal numai datele strict necesare pentru conducerea operativă a stației de transformare. În anexa 3 este indicat volumul minim de informații necesar pentru conducerea unei stații de transformare de la distanță.

Pentru noile sisteme bazate pe IED-uri volumul de date disponibil crește de 10-100 de ori. Un studiu efectuat de către compania ABB determină volumul de date disponibil în cazul în care se

consideră numai informațiile provenite de la 10 plecări de MT dintr-o stație de transformare (Tabelul 5.2)

Tabelul 5.2

	Sistem cu RTU clasic	Sistem cu IED
Mărimi analogice	53	430
Semnale de stare	20	270
Semnale de comandă și control	20	180

Pentru construirea bazei ar fi deci nevoie fie de un timp proporțional mai mare fie de creșterea corespunzătoare a numărului de specialiști care să se ocupe de această sarcină. Aceste alternative nu pot fi luate în considerare din motive de eficiență economică.

Prin definirea de obiecte standard cu aceeași structură a bazei de date atașată se creează module predefinite care sunt apoi utilizate la configurarea fiecărui terminal inteligent în parte.

În Tabelul 5.3 se prezintă principalele diferențe între modul de abordare clasic și alternativa sugerată mai sus pentru concepția sistemelor de automatizare [7].

Tabelul 5.3

Subiectul	Automatizarea Distribuției	
	Abordarea tradițională	Abordarea actuală
Integrarea echipamentelor	Se utilizează protocoale de tip proprietar	Utilizarea protocoalelor standardizate de tip deschis cum ar fi MODBUS, IEC-870 sau DNP3
Procesarea datelor	Utilizarea de numeroase convertoare de protocol necesită un volum mare de activități pentru implementare, mentenanță și testare	Diferitele Echipamente utilizează aceleași cu protocoale de comunicații deschise, minimizează activitatea de parametrizare și structurare a datelor
Comunicația cu aplicații de automatizare aflate la distanță	Necesită soluții scumpe pentru comunicația între sistemele SCADA dedicate și sistemul de automatizare	Folosesc programe care rulează pe calculatoare industriale compatibile PC sau pe automate programabile pentru aplicații la distanță. Pot utiliza comunica pe rețele radio și GSM.
Comunicația cu echipamentul din cadrul celulei	Necesită soluții costisitoare pentru realizarea rețelei de comunicație între echipamentele din celulă și concentratorul de date la nivelul stației de transformare.	Utilizează soluții integrate pentru nivelul stației și nivelul celulei care necesită doar un canal de comunicație. Se minimizează costurile pentru asigurarea comunicației.

5.4 Sistemul de Automatizare al Distribuției (SAD)

În conformitate cu reglementările ANRE, cerințele privind indicatorii de calitate ai energiei electrice furnizate precum și calitatea serviciului de furnizare impun măsuri urgente pentru limitarea numărului de consumatori deconectați și a duratei întreruperilor în alimentarea consumatorilor în cazul incidentelor care apar în rețeaua de distribuție de 20kV.

Situațiile cele mai defavorabile din acest punct de vedere se întâlnesc în cazul liniilor electrice aeriene a căror lungime totală (ax plus derivații) depășește 50km. Eliminarea defectelor pe aceste linii se realizează prin declanșarea prin protecții a întreruptorului de pe plecarea corespunzătoare. Dacă defectul a fost de natură pasageră el este eliminat prin funcționarea RAR. În cazul defectelor cu punere la pământ după numărul de cicluri RAR stabilit întreruptorul rămâne în poziția deschis.

Gradul de disponibilitate al alimentării cu energie electrică a unui consumator poate fi apreciat prin:

- numărul evenimentelor ce conduc la întreruperi ale alimentării produse pe parcursul unui an,
- durata medie a întreruperilor,
- timpul total, dintr-un an, în care alimentarea este indisponibilă.

Conform SR EN 50169, întreruperile accidentale pot fi clasificate ca fiind:

- întreruperi de lungă durată (durata mai mare decât 3 minute) cauzate de defecte permanente,
- întreruperi de scurtă durată (durata până la 3 minute) cauzate de defecte pasagere.

Pentru încadrarea în limitele stabilite de norme în ceea ce privește indicatorii de performanță referitori la rețelele de distribuție, s-a impus conceptul de Sistem Automatizat de Distribuție – SAD.

Sistemele de Automatizare a Distribuției (SAD) pot fi definite succint ca fiind totalitatea echipamentelor primare, secundare și de telecomunicații integrate într-un ansamblu coerent de identificare și izolare selectivă a defectelor din rețelele de distribuție.

Acest sistem combină tehnologiile de comutație moderne (în SF6 sau vid) cu performanțele sistemelor moderne de comunicație în scopul creșterii flexibilității în exploatarea rețelelor de MT, a reducerii timpului necesar pentru reconfigurarea rețelei și nu în ultimul rând pentru achiziția de date relevante referitoare la durata și natura defectelor.

Implementările SAD pe plan european urmează două direcții diferite de abordare și anume:

1. SAD centralizat care utilizează separatoare de sarcină telecomandate.
2. SAD descentralizat care utilizează reanclanșatoare.

5.4.1 SAD centralizat

Echipamentele primare utilizate îndeosebi în cadrul SAD au fost și sunt și în prezent *separatoarele de sarcină* telecomandate [32]. Acestea sunt echipamente primare ce au capacitatea de a rupe curenți de sarcină precum și capacitatea (în general limitată) de a închide pe scurtcircuit. Separatoarele de sarcină nu pot rupe curenți de scurtcircuit.

SAD realizate cu separatoare de sarcină implică existența unui sistem de telecomunicații propriu (de transmitere date) pentru a se putea iniția reconfigurarea sistemului de distribuție (prin

telecomenzi emise de la un Punct Central de Comanda - PCC). "Inteligența" necesară funcționării componentelor unui astfel de SAD rezidă în mare parte într-o locație centralizată și anume la PCC. Din acest motiv aceste sisteme sunt cunoscute și sub denumirea generică de *SAD centralizate*.

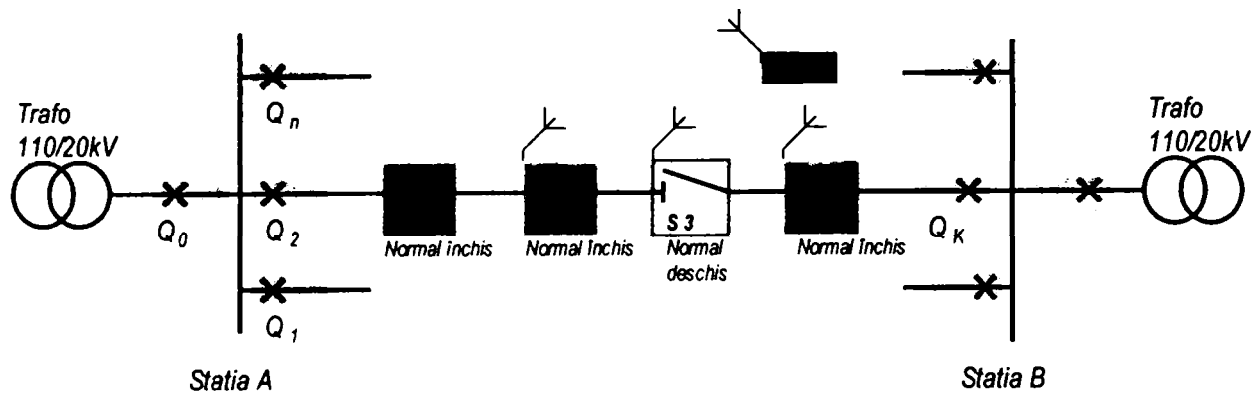


Figura 5.11 SAD centralizat

Într-un SAD centralizat, scenariul tipic de reconfigurare a unei linii electrice prin utilizarea separatoarelor de sarcină constă din următoarele:

A) Izolarea porțiunii de rețea cu defect:

- La apariția scurtcircuitului în K, întreruptorul de MT din stație va declanșa prin protecție și va executa secvența programată de RAR.
- Se realizează transferul de date (telesemnalizări) între separatoare și Punctul Central de Comanda (PCC).
- La PCC se constată faptul că separatorul de sarcină S1 a fost străbătut de curentul de defect.
- De la PCC se emite o telecomandă pentru deschiderea separatorului de sarcină S1.
- La PCC se constată faptul că separatorul de sarcină S2 nu a fost străbătut de curentul de defect.
- De la PCC se emite o telecomandă pentru deschiderea separatorului de sarcină S2.
- În acest timp toți consumatorii aflați între întreruptor și separatorul de sarcină S3 vor suferi întreruperi.

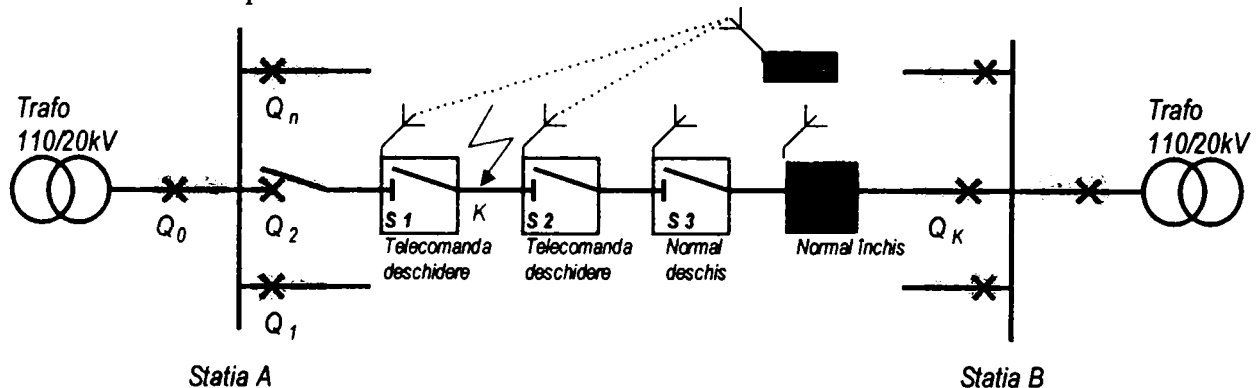


Figura 5.12 Izolarea defectului

B) Realimentarea porțiunii de rețea cu defect:

- De la PCC se emite o telecomandă pentru închiderea întreruptorului din stația de transformare și se realimentează tronsonul de la stația A la S1.
- De la PCC se emite o telecomandă pentru închiderea separatorului de sarcină (de buclare) S3. Consumatorii de pe tronsonul S2 la S3 sunt preluați din stația B.
- Rămân nealimentați, până la remedierea defectului, numai consumatorii alimentați de pe tronsonul de rețea cuprins între S1 și S2.

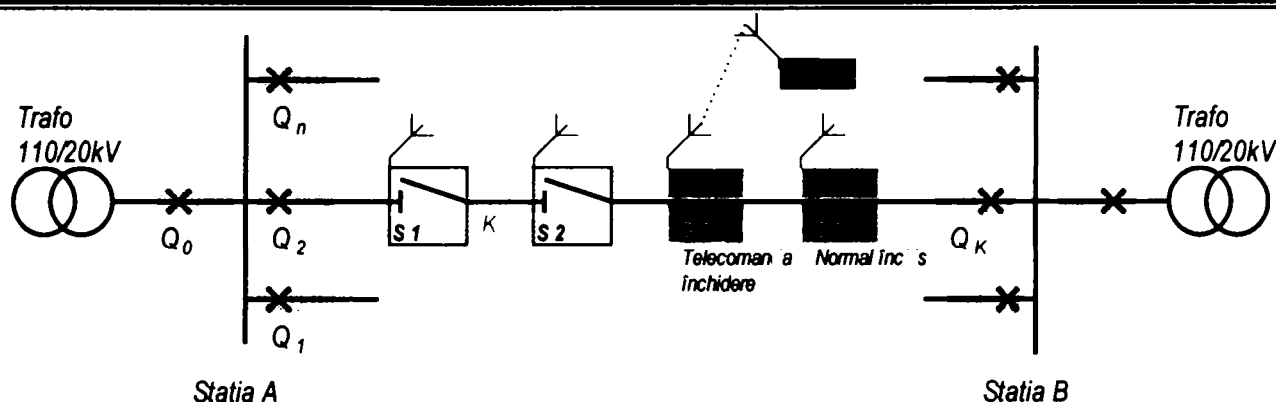


Figura 5.13 Realimentarea consumatorilor

Porțiunea de linie cu defect este izolată între separatoarele de sarcină S1 și S2. Pentru asigurarea restaurării rapide a alimentării consumatorilor este necesară existența unui sistem de transmisiuni de date fiabil.

În SAD centralizate, toate deciziile prin telecomenzi sunt luate la PCC de către operator, sau eventual în mod automat, fiind apoi transmise la echipamentele primare aflate în rețeaua de distribuție prin intermediul sistemului de telecomunicații.

SAD centralizate sunt utilizate atunci când devine prea costisitoare utilizarea echipamentelor autonome "inteligente" sau atunci când o resursă costisitoare existentă - ca de exemplu un sistem de calcul centralizat - poate ajuta operatorul în luarea unor decizii corecte.

5.4.2 SAD descentralizat

Reanclanșatoarele (cunoscute în literatura de specialitate de limba engleză sub denumirea de *recloser*) [27] sunt echipamente primare autonome, care pe lângă capacitatea de a rupe curenți de sarcină au și capacitatea de a rupe curenți de scurtcircuit și de a închide pe scurtcircuit, într-un mod similar întreruptoarelor.

Reanclanșatoarele sunt destinate pentru protejarea rețelei de distribuție de medie tensiune la expunerea la valori periculoase ale curentului. De asemenea elimină defectele cu punere la pământ pentru reducerea riscului de electrocutare al oamenilor și animalelor. Aceasta se realizează prin monitorizarea curentului și a tensiunii pe cele trei faze.

Reanclanșatorul este compus din două părți, carcasa care conține întreruptorul cu camere de stingere în vid, și cutia de comandă legate prin cablul de circuite secundare. Cele două componente sunt concepute pentru a funcționa împreună și se amplasează în rețeaua de medie tensiune pe același stâlp de susținere.

Acest tip de echipamente au fost prezente în instalațiile de distribuție de aproape 50 de ani însă evoluția tehnologiei, atât în ceea ce privește echipamentele primare de comutație cât și relele numerice de protecție, au condus la realizarea de performanțe deosebite din punct de vedere al fiabilității și siguranței în exploatare [27],[31].

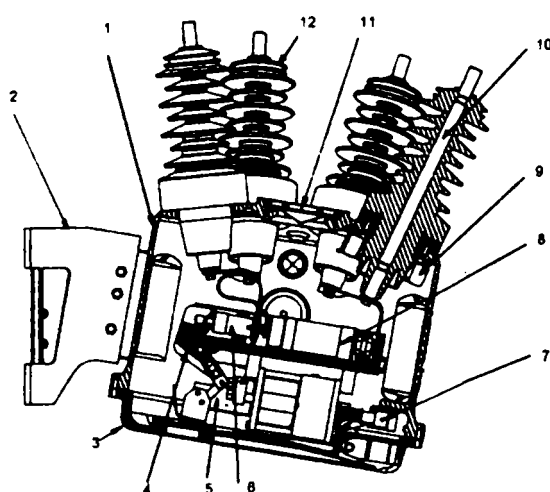
Reanclanșatorul automat de tip GVR 24kV (Figura 5.14) conține un întreruptor cu vid și mecanism de acționare electromagnetic încorporate într-o carcasă etanșă de aluminiu umplută cu SF6. Acesta constituie mediul de izolație între părțile aflate sub tensiune și menține un mediu controlat pentru componentele electrice și mecanice.

Deoarece stingerea arcului electric la comutație se realizează în vid, nu vor exista produse de descompunere specifice comutației în SF6.

Sistemul de acționare, de tip magnetic, este deosebit de fiabil și necesită o putere redusă pentru acționare.

Trecerile izolante pentru circuitele primare sunt realizate din cauciuc siliconic.

Pentru măsurarea curenților și protecție sunt prevăzuți reductori de curent toroidali.



1. Carcasă etanșă de aluminiu
2. Armătură pentru fixare pe stâlp
3. Capac inferior
4. Bielă de acționare
5. Senzor pentru detectarea poziției
6. Arc pentru asigurarea presiunii de contact
7. Dispozitiv magnetic de acționare
8. Capsula întreruptorului cu vid
9. Transformatori de curent
10. Calea de curent
11. Supapă tip disc pentru suprapresiune
12. Trecere izolantă din cauciuc siliconic

Figura 5.14 Reanclanșator tip GVR 24kV

Cutia de comandă, de tip etanș cu grad de protecție IP 55, se conectează la întreruptorul propriu-zis printr-un cablu ecranat prin care se comandă mecanismul de acționare, se supraveghează starea și tensiunea de alimentare, împreună cu semnalele de la transformatoarele de curent. Cablul este conectat la întreruptor printr-o fișă debroșabilă care permite instalarea ușoară a ansamblului

Cutia de comandă este echipată astfel:

a) Releul digital POLARR cu următoarele caracteristici:

- Protecții maxime de curent pe toate cele 3 faze cu caracteristici dependente de tip invers, având și posibilitate de reglaj pentru declanșare instantanee.
- Protecție maximală de curent homopolar cu caracteristici dependente de tip invers, având de asemenea posibilitate de reglaj pentru declanșare instantanee.
- Protecție maximală de curent homopolar temporizată sensibilă pentru eliminarea defectelor cu pământul în cazul utilizării bobinelor de stingere pentru tratarea neutriului.
- Protecție împotriva declanșărilor eronate la conectarea liniei, datorate curenților de magnetizare.
- Secvența automată de protecție. Determină și activează o secvență preprogramată de acționare pentru rețele buclate sau interconectate.
- Protecția la dispariția unei faze este implementată pentru protejarea consumatorilor trifazați.
- O memorie non-volatilă capabilă să înmagazineze până la 20 de secvențe de operare (de exemplu 80 de evenimente conținând 20 de grupe a câte 4 acționări de reanclanșare).
- Display cu cristale lichide pentru afișarea informațiilor și parametrizare
- Tastatură din folie de plastic pentru comanda și configurare locală
- Interfață serială de comunicație cu calculator portabil compatibil IBM- PC

b) Bateriile de acumulatori

- Un set de acumulatori pentru asigurarea tensiunii operative necesare dispozitivului de acționare.
- Un sistem de alimentare circuite secundare compus din redresor și baterie de acumulatori.

Operarea întreruptorului împreună cu echipamentul de protecție și control, se efectuează fără folosirea unei surse externe de alimentare. O baterie asigură necesarul de putere pentru întrerupător, iar a doua pentru echipamentul de protecție și control. Bateriile sunt monitorizate de

un micro-procesor pe întreaga durată a funcționării, pentru a verifica tensiunea și a calcula curentul în Ah rămas. Conform cărții tehnice bateriile asigură funcționarea aparatului în condiții normale de lucru, timp de 5 (cinci) ani, fără altă sursă de alimentare.

Modul de funcționare tipic al unui reanclanșator este următorul:

- Protecțiile asociate reanclanșatorului sesizează defectul și comandă deschiderea contactelor principale ale reanclanșatorului după un timp prestabilit, întrerupându-se astfel alimentarea defectului.
- Reanclanșatorul își închide contactele principale după un interval de timp prestabilit și execută ciclurile de RAR (până la maximum 4 cicluri de RAR). Dacă defectul este permanent, în final reanclanșatorul se blochează în poziția deschis.
- Dacă defectul a fost pasager, reanclanșatorul revine în starea inițială avută înainte de apariția defectului.

Deoarece reanclanșatorul și modul de control și protecție sunt proiectate unitar acestea pot suporta condițiile deosebit de vitrege de exploatare datorate perturbațiilor din rețea și fenomenelor atmosferice de mare intensitate. Materialele utilizate la construcția reanclanșatoarelor actuale permit funcționarea acestora în condiții de mediu extreme.

Datorită faptului că acest tip de echipamente sunt amplasate în locuri izolate sunt astfel realizate încât trebuie să necesite activități de mentenanță cât mai reduse. Singurele elemente care trebuie înlocuite sunt bateriile de acumulare după o durată de 3-5 ani care depinde de condițiile de funcționare.

Aceste caracteristici constructive ale reanclanșatoarelor de exterior montate pe stâlpii rețelei de medie tensiune trebuie să asigure că ansamblul își îndeplinește scopul principal de a elimina defectele și a asigura realimentarea consumatorilor cât mai repede posibil.

Prezența unui echipament capabil să detecteze și să elimine un defect în mai puțin de o secundă reduce semnificativ riscul producerii de incendii datorate punerilor la pământ. Spre deosebire de reanclanșatoarele cu izolație în ulei cele cu izolație în SF₆ sau din rășini epoxidice reduc și riscul de incendiu datorat unui defect intern.

Reanclanșatoarele fiind echipamente primare cu funcționare autonomă, pot fi folosite în așa numitele *SAD descentralizate*.

Astfel de sisteme utilizează "inteligenta" locală a echipamentelor primare pentru a se putea reconfigura în mod automat sistemul de distribuție afectat de defect; o "inteligenta" locală ce este practic independentă de sistemul de telecomunicații.

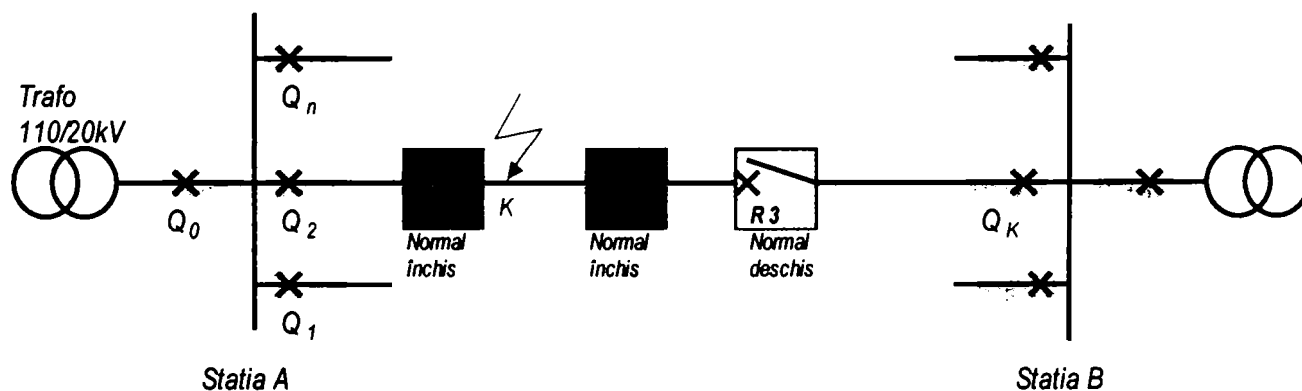


Figura 5.15 SAD descentralizat

Scenariul tipic de reconfigurare a unui linii electrice prin utilizarea reanclanșatoarelor constă din următoarele:

- La apariția scurtcircuitului în K, reanclanșatorul R1 declanșează prin protecția proprie și efectuează ciclurile de RAR. În cazul în care defectul este permanent R1 se blochează în poziția deschis. Este de notat faptul că întreruptorul din stație nu declanșează deoarece prin alegerea corespunzătoare a caracteristicilor de declanșare se asigură selectivitatea protecțiilor.
- Reanclanșatorul R2 își modifică secvența de funcționare și reglajele protecțiilor proprii la sesizarea lipsei tensiunii la borne.
- Reanclanșatorul normal deschis R3 se închide la sesizarea lipsei tensiunii la borne.
- Reanclanșatorul R2 declanșează datorită sesizării curentului de defect de către protecția proprie și rămâne blocat în poziția deschis.
- Porțiunea de linie cu defect este izolată între reanclanșatoarele R1 și R2. Pentru asigurarea restaurării rapide a alimentării consumatorilor nu este necesară existența unui sistem de transmisiuni de date.

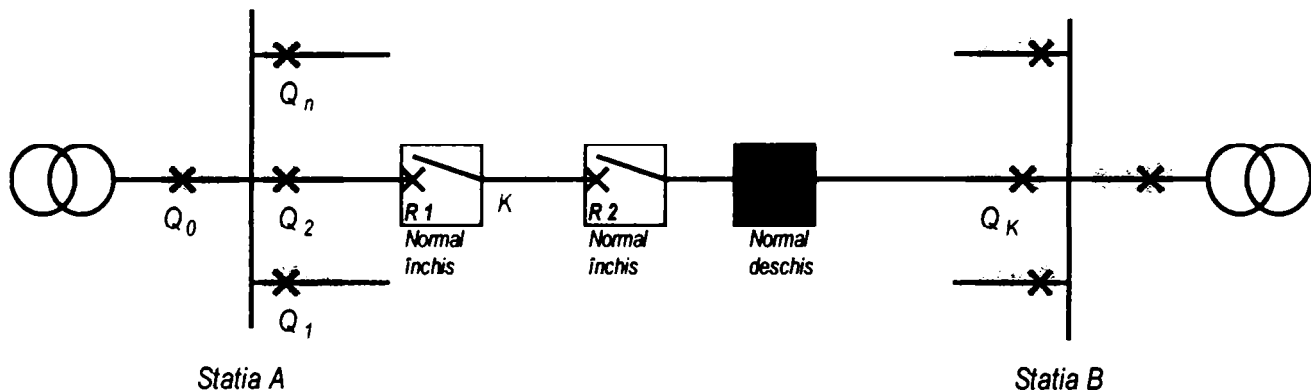


Figura 5.16 Configurația rețelei după eliminarea defectului

Utilizarea reanclanșatoarelor autonome în cadrul sistemelor de distribuție asigură izolarea automată a defectelor și îmbunătățirea fiabilității sistemului de distribuție atât în cazul defectelor permanente cât și în cazul defectelor pasagere.

5.4.3 SAD – dezvoltări actuale

Soluțiile adoptate pentru SAD, sistem centralizat sau sistem descentralizat au avantaje și dezavantaje care sunt determinate în principal de tehnologiile utilizate[54]. În tabelul 5.3 se analizează comparativ cele două tipuri de sisteme.

Tabelul 5.4 Comparație între SAD centralizate și SAD descentralizate

Subiectul	SAD - solutia centralizata	SAD - solutia descentralizata
Eliminarea defectului	<ul style="list-style-type: none"> • Pentru eliminarea defectului apărut pe linia de distribuție este necesară existența unui întreruptor în stația de transformare. • Toate defectele vor fi eliminate prin protecțiile care declanșează întrerupătorul. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reanclanșatoarele elimină cea mai mare parte a defectelor montate pe linia de distribuție • Întreruptorul din stație declanșează numai la defectele apropiate, în tronsonul de rețea dintre întrerupător și reanclanșator.
Consumatori afectați de întreruperile de	<ul style="list-style-type: none"> • Toți consumatorii alimentați din linia de distribuție vor fi afectați de întreruperile de scurtă durată. 	<ul style="list-style-type: none"> • Numai consumatorii aflați în zona afectată de defect vor fi afectați de întreruperile de scurtă

scurtă durată (pauza de RAR),		durată. (selectivitate mult îmbunătățită)
Sensibilitatea protecțiilor	<ul style="list-style-type: none"> Sensibilitatea față de valorile minime ale curenților de scurtcircuit polifazat sau față de valorile minime ale curenților de defect la pământ este determinată de reglajele protecțiilor asociate întreruptorului din stație. 	<ul style="list-style-type: none"> Se obține o sensibilitate mărită a protecțiilor prin micșorarea valorii reglajelor, prin prevederea suplimentară a unor protecții mult mai sensibile, prin mărirea zonei de protecție a liniei.
Fiabilitate	<ul style="list-style-type: none"> Sistemele centralizate pentru izolarea defectelor bazate pe separatoare de sarcină, impun sistemului de transmisiuni date un grad de fiabilitate ridicat. 	<ul style="list-style-type: none"> Fiabilitatea inerentă sistemului este îmbunătățită datorită utilizării dispozitivelor independente.
Manevrabilitate	<ul style="list-style-type: none"> Separatoarele de sarcină se pot deschide numai atunci când nu este depășită capacitatea de rupere nominală a acestora sau în perioadele în care linia este scoasă de sub tensiune. 	<ul style="list-style-type: none"> Capacitatea de rupere a curenților de scurtcircuit, proprie reanclanșatoarelor, asigură o creștere a siguranței în funcționarea sistemului de distribuție.
Sistemul de comunicații	<ul style="list-style-type: none"> Este necesară existența unui sistem de transmisiuni de date și care trebuie să asigure un timp de răspuns rapid pentru a se putea obține izolarea eficientă a defectelor (sesizate de protecțiile asociate întreruptorului din stație). 	<ul style="list-style-type: none"> Nu este neapărat necesară existența unui sistem de transmisiuni de date pentru izolarea imediată a defectului. Sistemul de transmisiuni de date poate fi adăugat pentru a se completa sistemul de protecții, de exemplu pentru a se putea efectua analize post-factum.
Costuri	<ul style="list-style-type: none"> Costurile necesare realizării sistemului se compun din costurile aferente echipamentelor primare și din costurile aferente sistemului de transmisiuni de date. 	<ul style="list-style-type: none"> Costurile necesare realizării sistemului se confundă practic cu costurile aferente echipamentelor primare. Trebuie ținut cont de faptul că prețul unui reanclanșator este de 3-4 ori mai mare decât cel al unui separator telecomandat

După cum se observă în tabelul 5.3 condiția principală pentru implementarea cu succes a SAD centralizat este existența unui punct central de comandă –PCC- și a sistemului de comunicație pentru transmiterea datelor. Cele mai simple configurații presupun de asemenea existența la PCC a unei console de operare care să permită transmiterea de comenzi către separatoarele din rețea.

În cazul SAD descentralizat, sistemul de transmisiuni de date are rolul de a îmbunătăți performanțele globale ale sistemului de distribuție și poate fi utilizat dacă se dorește efectuarea telecomenzilor în cazul situațiilor necritice sau pentru transmiterea la PCC a telemăsurilor. Utilizarea complementară a unui sistem de transmisiuni de date în cadrul unei abordări descentralizate a SAD asigură atât transmiterea la un PCC a telemăsurilor și a datelor în timp

real (de exemplu a telesemanalizărilor), cât și optimizarea funcționării sistemului de distribuție în situațiile normale (fără defect).

Introducerea echipamentelor specifice SAD la SDFEE Sibiu a început în anul 1998 prin montarea cu titlu experimental a trei reanclanșatoare în axul liniilor de medie tensiune. Aceste reanclanșatoare au fost configurate să funcționeze autonom, fără a fi comandate de la distanță.

După depășirea dificultăților inerente legate de parametrizarea corectă a protecțiilor ambele reanclanșatoare si-au dovedit eficiența în eliminarea cu succes a defectelor pasagere prin efectuarea ciclurilor de RAR programate. De asemenea faptul că declanșarea definitivă în cazul unui defect permanent afectează numai o parte din consumatorii alimentați de plecarea din stație a condus la reducerea numărului de consumatori afectați de întreruperile de tensiune și la reducerea energiei nelivrate.

Pentru a determina modul în care prezența reanclanșatoarelor influențează exploatarea rețelei de MT am efectuat o analiză comparativă privind situația incidentelor înainte și după montarea reanclanșatoarelor, în intervalul 1997-2001. În Tabelul 5.5 sunt prezentate valorile medii pentru timpul de întrerupere și cantitatea de energie nelivrată în ambele situații. De asemenea acestea sunt comparate cu valorile medii pentru același interval calculate pentru întreaga rețea de MT aflată în exploatarea SDFEE. În cele trei cazuri investigate (cel puțin un an de funcționare pentru reanclanșator) se constată scăderea semnificativă a timpilor de întrerupere și al energiei nelivrate[54].

Tabelul 5.5 Evaluarea performanțelor SAD cu reanclanșatoare

Denumirea	Timp mediu intrerupere / incident <i>h</i>		Energie nelivrată / incident <i>kWh</i>	
	Fără reanclanșator		Fără reanclanșato	
LEA 20kV Sibiu Nord-Ocna	2,41		448,18	
LEA 20kV Medias - Teba	3,48		502,00	
LEA 20 kV Orlat -Sebes	3,74		623,33	
Valori medii rețea 20kV	2,14		706,71	

Așa după cum se observă în Figura 5.17 și Figura 5.18 pentru ambii indicatori urmăriți se constată o îmbunătățire substanțială. Scăderea valorii pentru energia medie nelivrată este însă cel mai semnificativ aspect deoarece pentru zonele protejate cu reanclanșatoare acest indicator a fost adus la 50% față de valoarea medie la nivelul rețelei de medie tensiune.

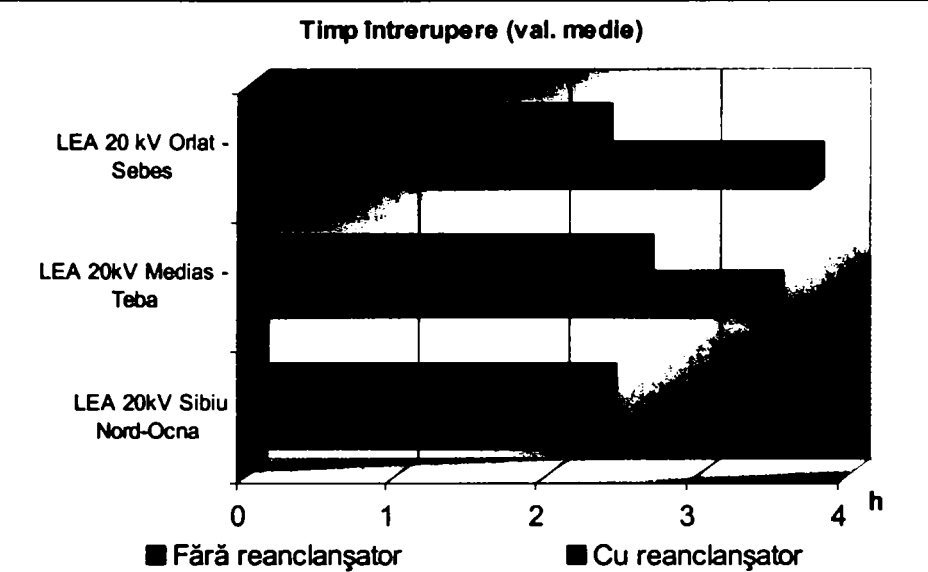


Figura 5.17 Scăderea timpului mediu de întrerupere pe incident după montarea reanclanșatoarelor

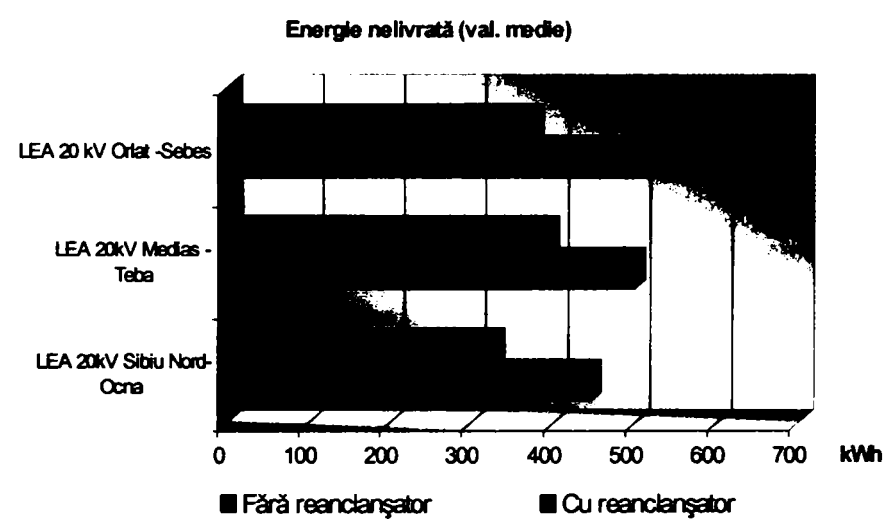


Figura 5.18 Scăderea valorii medii pentru energia nelivrată pe incident

Deși rezultatele obținute au fost încurajatoare s-au evidențiat și o serie de deficiențe apărute în exploatarea reanclanșatoarelor. Acestea se datorează în principal faptului că rețelele de medie tensiune din țara noastră funcționează debuclat și prezintă câteva particularități care impun o abordare specială pentru implementarea SAD și anume:

- Existența unor LEA cu lungime de peste 50 km alimentate radial. Pentru aceste linii SAD poate asigura numai deconectarea selectivă a porțiunii de linie în aval de echipamentul de comutație. Aceasta înseamnă că în cazul utilizării SAD descentralizat cu reanclanșatoare secvența de restaurare automată nu poate fi utilizată. Izolarea automată a tronsonului cu defect și realimentarea consumatorilor de pe tronsoanele sănătoase din aval nu este posibilă. Se pierde astfel principalul avantaj oferit de SAD descentralizat și anume autonomia.
- În stații sunt instalate întreruptoare de tip IO cu un număr redus de acționări pe curenți de scurtcircuit, și fiabilitate redusă a mecanismului de acționare. În cazul adoptării soluției SAD centralizat cu separatoare de sarcină întreruptoarele de pe plecările din stații vor fi supuse aceluiași solicitări ca și până în prezent și deci fiabilitatea și disponibilitatea sistemului în ansamblu nu vor suferi îmbunătățiri semnificative.

- Manevrelor de izolare a defectului implică fie utilizarea întrerupătorului din stație fie acționarea manuală de la fața locului a reanclanșatorului. Dacă se utilizează întrerupătorul din stație vor fi deconectați toți consumatorii deci se pierde principalul avantaj oferit de SAD descentralizat. Dacă se utilizează comanda manuală a reanclanșatorului pentru izolarea defectului sunt necesare două echipe de intervenție
- În cazul apariției unui defect permanent, eliminat prin declanșarea definitivă a reanclanșatorului dispecerul nu este informat operativ despre faptul că există porțiuni de rețea nealimentate.

În urma observațiilor prezentate mai sus s-a impus efectuarea unei analize tehnico economice care să fundamenteze dezvoltarea ulterioară a SAD.

Această analiză s-a concretizat în elaborarea, de către autorul prezentei teze, a studiului de fezabilitate și a caietului de sarcini pentru implementarea SAD la SDFEE Sibiu.

Studiul a pornit de la analiza condițiilor specifice și anume:

- Existența unui sistem SCADA de conducere de la distanță a rețelei de IT și a 8 stații de transformare.
- Numărul de consumatori și cantitatea de energiei electrice consumată sunt repartizate neuniform pe lungimea liniei. În general se constată concentrarea consumului pe porțiunea de linie dinspre plecarea din stație. În schimb defectele sunt localizate îndeosebi pe porțiunea dinspre capătul opus care de obicei prezintă și caracteristici tehnice inferioare. Prin amplasarea corespunzătoare a reanclanșatoarelor se poate obține un optim în ceea ce privește numărul de consumatori deconectați raportat la numărul de incidente.
- Necesitatea conducerii de la distanță a reanclanșatoarelor

Studiul a propus o structură proprie pentru SAD la SDFEE Sibiu, și anume utilizarea de reanclanșatoare de MT telecomandate (Figura 5.19) pentru eliminarea selectivă a tronșoanelor cu defect și de separatoare de sarcină telecomandate pentru reconfigurarea rețelei și izolarea defectului.

Studiul realizat de către autor la SDFEE Sibiu a fost primul care a abordat montarea reanclanșatoarelor într-un sistem și a servit drept model pentru implementări ulterioare[51]. Au fost enunțate criteriile pentru alegerea locului de montare a reanclanșatoarelor și au fost determinate soluții concrete de montaj.

O altă temă de interes abordată în cadrul studiului a fost comanda de la distanță a reanclanșatoarelor. Inițial, S.C. Electrica S.A. a recomandat montarea de reanclanșatoare autonome conform principiilor SAD descentralizat. Prezentarea, în cadrul studiului și în cadrul ședințelor de analiza a stadiului de implementare al SAD a soluțiilor propuse pentru telecomanda reanclanșatoarelor a condus la adoptarea în prezent la scară națională a acestora[54].

Reanclanșatoarele sunt montate în axul liniilor de medie tensiune și sunt prevăzute cu protecții digitale performante care permit alegerea unui set de reglaje care să asigure selectivitatea în raport cu protecția întrerupătorului din stația de transformare. Prin configurarea corespunzătoare a caracteristicii de declanșare se definesc două zone de protecție:

- Zona I, și anume tronșonul de rețea dintre întrerupător și reanclanșator. Defectele care apar în această zonă sunt eliminate de întrerupătorul din stație.
- Zona II, tronșonul din aval de reanclanșator. Atât defectele pasagere cât și cele permanente sunt detectate și eliminate de reanclanșator.

Separatoarele telecomandate sunt utilizate în principal pentru reconfigurarea rețelei de medie tensiune și sunt amplasate de regulă astfel:

- În axul liniilor de medie tensiune la limita de competență între centrele de exploatare sau sucursalele învecinate ca de exemplu S1. Ele sunt în poziție normal deschis la funcționarea la schemă normală. În caz de necesitate ele pot fi închise prin telecomandă pentru preluarea consumurilor dintr-o stație adiacentă.
- Pe derivațiile importante pentru efectuarea de la distanță a manevrelor de izolare a defectului

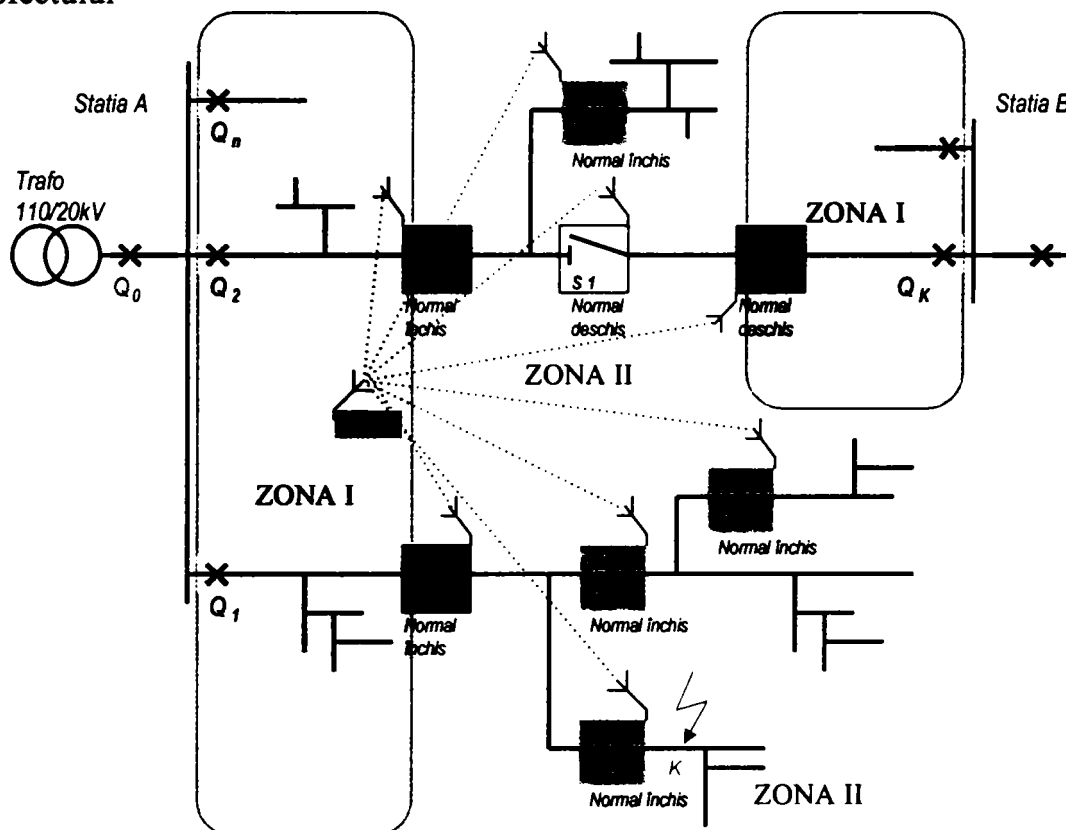


Figura 5.19 SAD cu reanclanșatoare și separatoare telecomandate

Această soluție prezintă următoarele avantaje:

- Întreruperile în alimentare vor afecta un număr redus de consumatori (Zona II).
- Deoarece ciclul (ciclurile) RAR se efectuează de către reanclanșator eliminarea defectelor pasagere se realizează fără a afecta consumatorii din amonte (Zona I).
- În cazul defectelor în aval de reanclanșator manevrele necesare identificării locului cu defect se vor face prin comanda de la distanță a reanclanșatorului. În acest fel se reduce semnificativ solicitarea întreruptorului din stație și timpul necesar pentru eliminarea defectului.
- Este asigurată selectivitatea la declanșarea prin protecții
- Sensibilitatea protecțiilor este mult îmbunătățită, reglajul protecției maxime de curent și reglajul protecției homopolare se poate face la valori mai mici astfel încât pot fi detectate defecte apropiate de capătul liniei (Zona II)

Reanclanșatoarele telecomandate permit operații de deconectare-conectare și reconfigurare a rețelei foarte rapide. Astfel se elimină timpul necesar pentru deplasarea echipelor operative, uneori pe distanțe de zeci de kilometri. Se reduce, de asemenea și timpul de întrerupere.

5.5 Sisteme implementate la SDFEE Sibiu

Preocupările în domeniul teleconducerii stațiilor de transformare la Sucursala de Distribuție Sibiu datează din anii 1970 și au dus la rezultate deosebite dacă se ia în considerare nivelul tehnologic disponibil în acea perioadă bazat în principal pe echipamente tip TELESTAT. Punerea în funcțiune și exploatarea unui sistem de conducere de la distanță al stațiilor de transformare a constituit o realizare deosebită mai ales dacă specificăm faptul că sistemul respectiv a fost utilizat pentru *conducerea operativă nemijlocită* a rețelei de distribuție 110kV și 20 kV.

Topologia rețelei de 110kV, amplasarea stațiilor de transformare și împărțirea lor în funcție de modul de conducere local sau de la distanță pe teritoriul județului Sibiu sunt reprezentate în Figura 5.20:

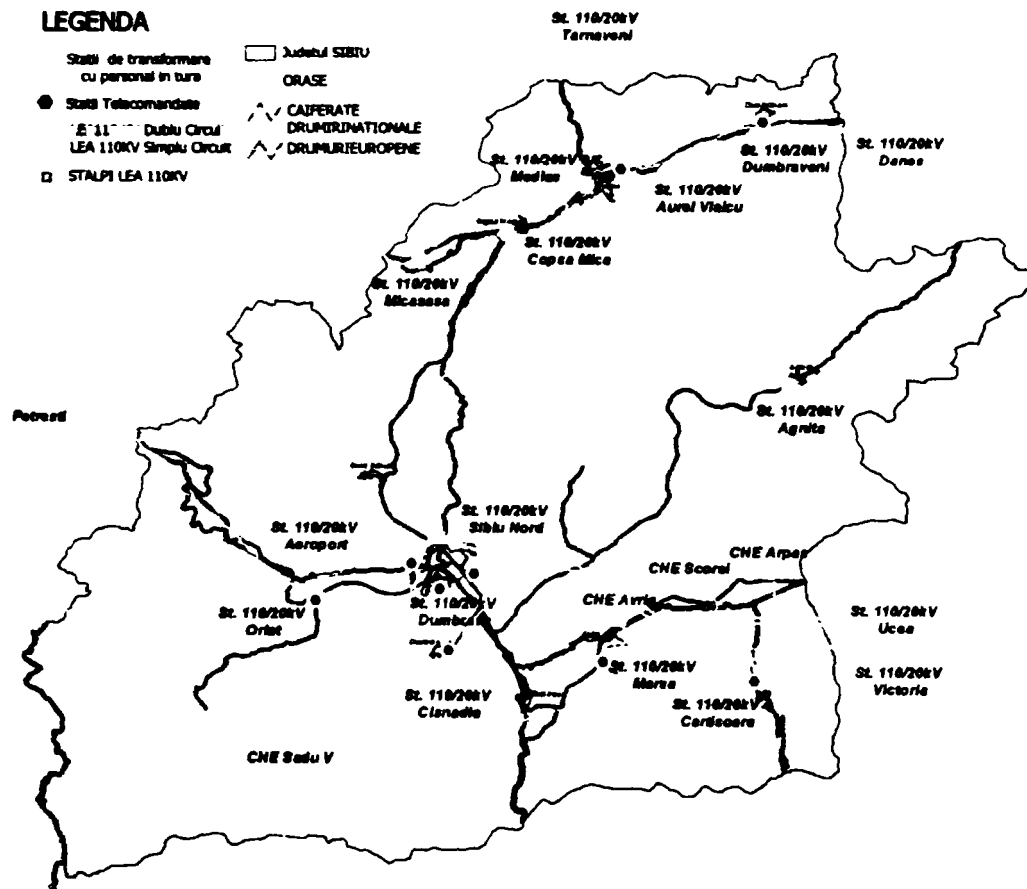


Figura 5.20 Rețeaua de 110kV și amplasarea stațiilor de transformare pe teritoriul județului Sibiu

Datorită gradului ridicat de uzură morală și fizică menținerea în funcțiune a sistemului TELESTAT necesită eforturi financiare și de personal destul de importante. În plus, funcțiile oferite de acest sistem nu mai corespund cerințelor actuale în domeniul sistemelor de teleconducere.

Soluția ideală este înlocuirea în totalitate a actualului sistem cu unul nou, cu arhitectură distribuită și cu integrarea funcțiilor de control și protecție. Pentru aplicarea în practică a acestei soluții sunt însă necesare fonduri substanțiale, a căror procurare este deosebit de dificilă.

Din acest motiv se impune o abordare realistă a modului de dezvoltare și modernizare al sistemului SCADA, stabilirea corectă a priorităților precum și o preocupare continuă pentru utilizarea celor mai noi tehnologii disponibile [54].

Prima etapă în procesul de modernizare a sistemului SCADA a constituit-o implementarea unui sistem SCADA cu arhitectură distribuită în stația de transformare 110/20kV Cisnădie.

Concomitent a fost modernizat și Punctul Central de Comandă de la Dispecer. Sistemul respectiv va fi prezentat în detaliu în cadrul acestui capitol.

Experiența acumulată în exploatarea sistemului SCADA din stația Cisnădie a permis ulterior aplicarea sistemului pentru stația de transformare 110/20kV Cîrțișoara. Această lucrare a fost realizată într-un timp record (3 luni) deoarece se impunea înlocuirea sistemului bazat pe calculator de proces ECAROM aflat la limita duratei de viață.

A doua etapă de implementare a noilor concepte și funcțiuni SCADA a constituit-o integrarea noului sistem cu cel existent pentru alte 6 stații de transformare. Integrarea s-a realizat doar la nivelul superior al prelucrării și gestiunii datelor din proces pentru obținerea unui sistem de management al distribuției energiei electrice DMS (Distribution Management System), integrat la nivel de sucursală.

Achiziția datelor din proces se efectuează tot cu echipamentele TELESTAT existente în stația de transformare. Interfața cu aplicația software este asigurată de un echipament specializat pentru conversia de protocol de tip ACE-TLM. Acesta utilizează aceeași platformă hardware și software ca și echipamentele de achiziție de date (RTU) de tip ACE 28S. Concentrarea tuturor datelor se face la sediul SDFEE Sibiu printr-un multiplexor.

Integrarea sistemului TELESTAT (la care comenzile se efectuau de la un panou de comandă prevăzut cu chei și lămpi de semnalizare) cu sistemul bazat pe conducere prin calculator a permis realizarea la dispecer a unei interfețe comune cu procesul indiferent de tipul echipamentelor utilizate în stațiile de transformare.

În cursul anului 2006 a fost pus în funcțiune un sistem SCADA modern în stația Aeroport, cu ocazia lucrărilor pentru mărirea capacității de distribuție pe platforma din nord-vestul orașului Sibiu.

Prelucrarea și gestionarea datelor, precum și efectuarea telecomenzilor este asigurată de o aplicație software specifică pentru dispecer care rulează pe un server de aplicație conectat în rețeaua de calculatoare locală de la nivelul DEZ+DED. Interfața cu utilizatorii (Dispeceri de tură, inginer de sistem, ingineri PRAM) se realizează prin stațiile de lucru conectate în aceeași rețea.

Trebuie subliniat faptul că în prezent în cadrul SDFEE Sibiu sunt teleconduse 8 stații de transformare în care *nu există personal de deservire operativă*. Aceste stații sunt indicate în Tabelul 5.6. În același tabel se poate observa că în sistem sunt integrate și echipamente din rețeaua de medie tensiune : 2 stații de conexiuni de 20kV și 14 reanclanșatoare.

O caracteristică importantă a acestui sistem este că oferă o dispecerului o interfață standard cu procesul condus indiferent de tipul echipamentelor utilizate pentru achiziția de date. Mai mult aceste echipamente folosesc tehnologii și arhitecturi complet diferite.

Pentru dispecer modul de operare este același pentru o stație cu arhitectură SCADA concentrată care utilizează echipamente cu tanzistoare de siliciu de tip TELESTAT realizat în urmă cu 30 de ani sau pentru o stație care utilizează terminale integrate de protecție-comandă-control.

Tabelul 5.6

Denumirea	Tipul echipamentelor	Nr.	Anul PIF	Observații
STAȚII DE TRANSFORMARE				
Stația 110/20kV Cislădie	ACE 28S	13	1999	Sistem SCADA cu arhitectură distribuită Înlocuiește sistemul ECAROM cu arhitectură concentrată
Stația 110/20kV Cârțișoara	ACE 28S	4	2000	
Stația 110/20kV Mârșă	TELESTAT + ACE-TLM	1 +1	1975	Sistem SCADA cu arhitectură distribuită în stație, integrat în HELIOS la PCC
Stația 110/20kV Aeroport	AREVA - PACIS	1	2006	
Stația 110/20kV Orlat	TELESTAT +ACE-TLM	1 +1	1975	Stație în curs de re tehnologizare
Stația 110/20kV Dumbrava	TELESTAT +ACE-TLM	1 +1	1983	
Stația 110/20kV Aurel Vlaicu	TELESTAT	1	1983	Telecondusă din Stația 110/20kV Mediaș
Stația 110/20kV Dumbrăveni	TELESTAT	1	1983	Telecondusă din Stația 110/20kV Mediaș
PUNCTE DE ALIMENTARE				
PA Veștem	EPAM 100	5	2002	
PA 1 Ocna Sibiului	ACE 28S	1	1999	
REANCLANSATOARE				
R1 Ocna LEA 20kV Sibiu Nord-Ocna	ACE 28SR	1	2000	Mai 2004 introducere pos. Parametrizării de la distanță
R3 LEA 20kV Sadu-Tălmăciu (Deriv. Tălmăciu - Râul Vadului)	ACE 28SR	1	2000	
R15 Daia LEA Daia - Sibiu Sud PT179	ACE 28SR	1	2004	Mai 2004 introducere pos. Parametrizării de la distanță
R2; R4;R5;R6;R7; R8;R9;R10; R12;R13; R19	11xACE28SR	11	2006	

5.5.1 Structura Sistemului de Teleconducere în stația Cislădie.

Stația de transformare 110/20kV Cislădie este amplasată în partea de sud-est a orașului Cislădie și asigură alimentarea cu energie electrică a acestuia. De asemenea permite preluarea energiei electrice de la microhidrocentralele de pe râul Sadu prin linia de 20kV Sadu-Cislădie.

Odată cu creșterea semnificativă a performanțelor echipamentelor de calcul, în paralel cu dezvoltarea de sisteme de operare orientate spre rețele de calculatoare și mod de lucru multitasking, au apărut și aplicații suficient de puternice pentru îndeplinirea condițiilor complexe, pe care le necesită un sistem SCADA performant.

Pentru implementarea sistemului SCADA în stația Cislădie se folosește ca RTU echipamentul ACE-28 al firmei TELECOMM S.R.L. Acest RTU a fost proiectat și realizat pentru a putea fi utilizat în sisteme SCADA cu arhitectură distribuită pentru controlul proceselor electroenergetice [22].

Schema bloc a ACE-28M poate fi urmărită în Figura 5.21 și se compune din[22]:

- Blocul interfețelor de proces - conține traductoarele de curent și tensiune de tip LEM, adaptoarele pentru intrări numerice și ieșiri numerice.
- Blocul procesor de semnal construit în jurul unui DSP. Conține multiplexorul analogic dual, memoria RAM și ROM, ceasul de timp real și circuitul watch-dog.
- blocul de interfață om-mășină, construit în jurul unui microcontroler de 8 biți. Are rolul de a gestiona tastatura și afișajul de pe panoul frontal al echipamentului, precum și comunicatia serială cu un calculator local.
- blocul de comunicație - echipat cu un controler de comunicație specializat, pentru interfațarea cu magistrala de comunicație pe fibră optică a stației.
- blocul de alimentare

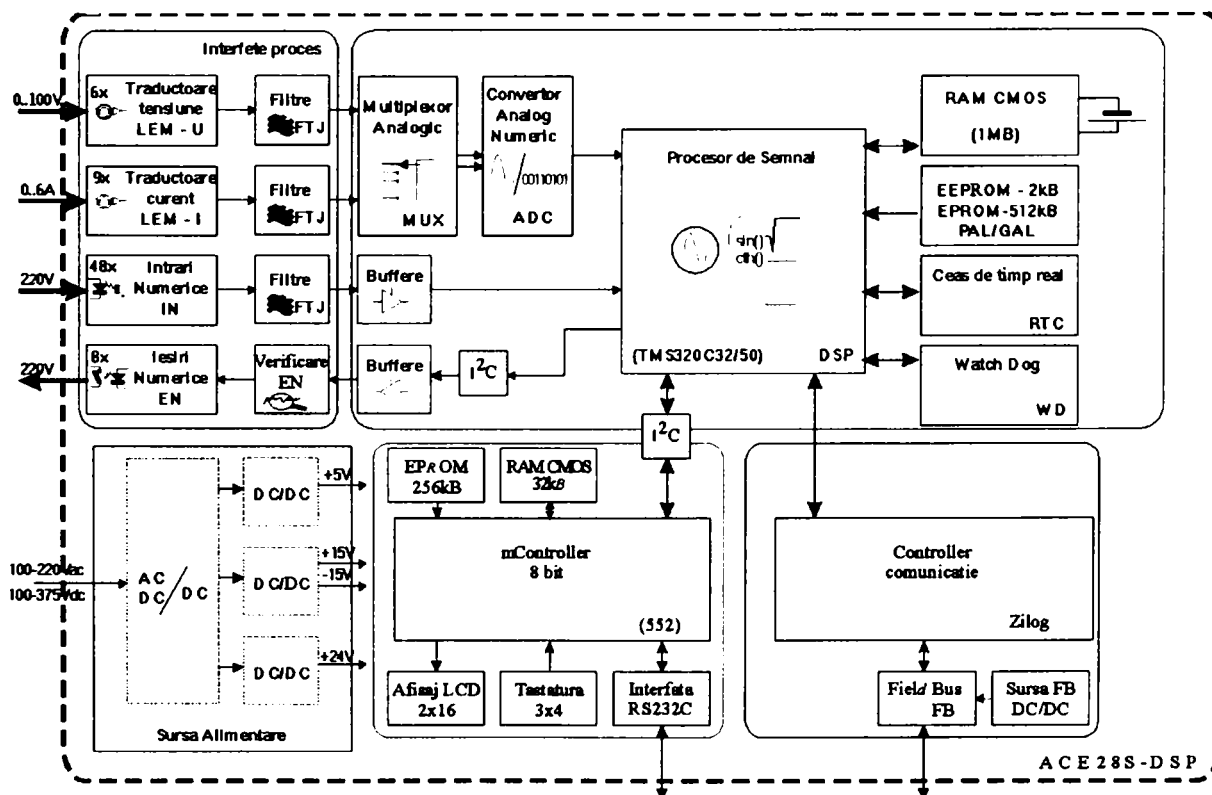
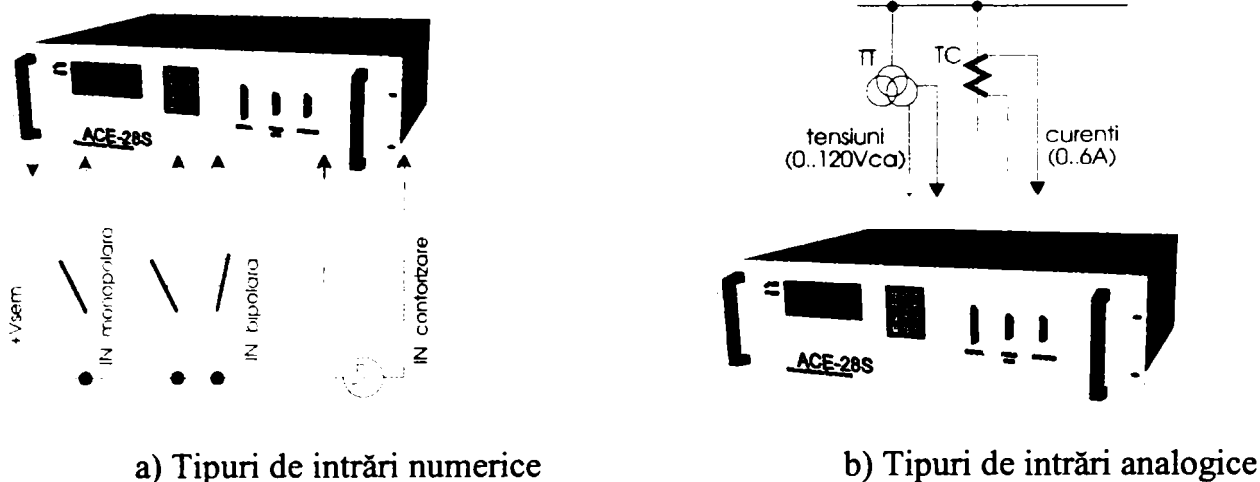


Figura 5.21. Schema bloc a echipamentului ACE28

În cele ce urmează sunt descrise mai detaliat câteva din interfețele echipamentului.



a) Tipuri de intrări numerice

b) Tipuri de intrări analogice

Figura 5.22

Intrări numerice (Figura 5.22): maxim 32 intrări pentru semnale provenite de la contacte libere de potențial, sau de la contori cu generatoare de impulsuri. Toate intrările sunt separate galvanic prin otocuplor. Intrările pot fi configurate de la distanță după cum urmează:

- intrări numerice monopolare - pentru semnalele din proces a căror stare poate fi citită pe un singur bit.
- intrări numerice bipolare - pentru semnale din proces a căror stare trebuie citită pe doi biți (ex. întreruptor) pentru mai multă siguranță.
- intrări de contorizare - care acceptă impulsuri de la contori cu generatoare de impulsuri. Pentru fiecare intrare de contorizare se întreține intern un index, care poate fi citit de la distanță.

Intrări analogice. ACE-28 asigură, în varianta standard, un număr de 6 canale de intrare tensiune și 6 canale de intrare de curent. Acestea pot avea ca sursă secundarele transformatoarelor de măsură de tensiune, respectiv curent, fără a fi nevoie de traductoare intermediare. ACE-28 eșantionează, convertește din analogic în numeric și calculează:

- 6 valori efective ale tensiunilor;
- 6 valori efective ale curenților;
- 6 puteri active (provenite din perechi U,I);
- 6 puteri reactive (idem);

Așa cum rezultă de mai sus, ACE-28 include, virtual, un număr de 24 instrumente de măsurare.

Ieșiri numerice. În varianta standard, sunt asigurate 18 ieșiri numerice de tip open-colector care pot comanda relee intermediare de 24Vcc. Există două tipuri de ieșiri numerice:

- 10 ieșiri de comandă în impuls, cu durata impulsului programabilă.
- 8 ieșiri de comandă cu automenținere, utilizate la comanda punerii/scoaterii din funcție a automatizărilor.

Pe baza volumului de informații și a caracteristicilor tehnice ale ACE 28S s-a determinat ca fiind necesare un număr de 13 echipamente de achiziție de date care au fost repartizate astfel:

A fost alocat câte un echipament pentru fiecare dintre celulele de 110kV. În cazul celulelor de trafa același echipament preia și informațiile din celula aferentă de 20kV. A rezultat un necesar de 4 echipamente. Acestea au fost montate deasupra panourilor de protecție aferente celulelor respective.

În cazul celulelor de 20kV a fost alocat câte un echipament la două celule (numărul de intrări disponibile permite acest lucru). A rezultat un necesar de 8 echipamente. Echipamentele au fost montate pe ușa celulei, în exterior.

Pentru achiziția și comanda sistemelor auxiliare din stație, (Bobine de Stingere, Servicii Interne de c.c. și c.a., automatizări), a fost alocat un echipament suplimentar. Comunicația între echipamente și cu punctul local de comandă se realizează printr-o rețea locală în cablu coaxial.

Repartizarea echipamentelor în instalație a dus la structura distribuită prezentată în Figura 5.23

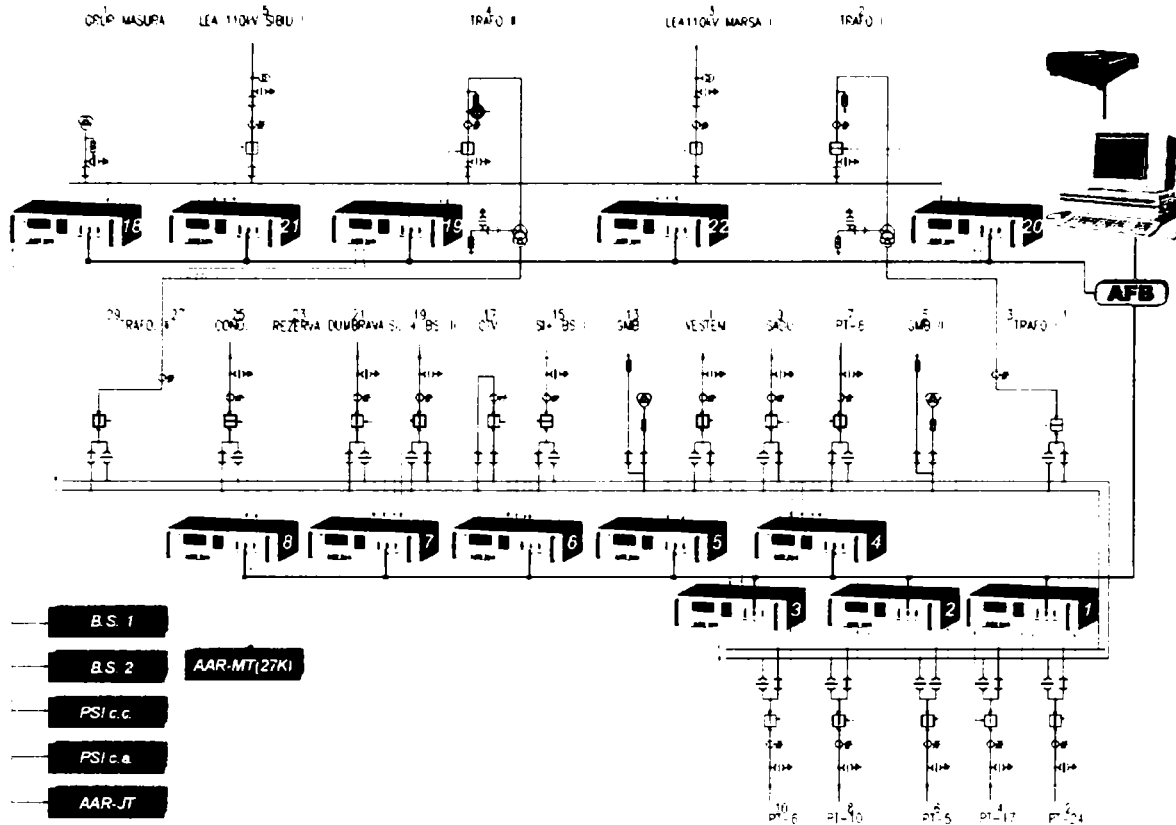


Figura 5.23 Topologia sistemului SCADA în stația Cisnădie

5.5.2 Configurația sistemului SCADA într-o stație re tehnologizată

Cu ocazia lucrărilor de extindere a capacității de distribuție a stației de transformare Aeroport, a fost necesar să se modernizeze și sistemul de protecție comandă control.

Autorul a participat la întocmirea studiului de fezabilitate și caietului de sarcini pentru investiția respectivă și a avut ca responsabilitate definirea arhitecturii, principiilor și cerințelor pentru sistemul de comandă control.

Soluțiile adoptate pentru realizarea sistemului SCADA din stație au la bază principiile enunțate la începutul acestui capitol și au determinat utilizarea unor echipamente realizate cu tehnologii de vârf.

O atenție specială a fost acordată integrării sistemului din stația modernizată cu sistemul de teleconducere aflat în funcție la SDFEE Sibiu. Sarcina cea mai dificilă a fost aceea de a găsi un mod de abordare care să permită integrarea unor sisteme construite pe platforme hardware și software diferite.

Soluția acestei probleme a fost introducerea în caietul de sarcini a unui capitol dedicat descrierii cerințelor care trebuie îndeplinite pentru integrarea unui sistem SCADA în ansamblul sistemului de teleconducere. Acest mod de abordare a permis specificarea condițiilor concrete care trebuie îndeplinite de sistemul SCADA din stația de transformare chiar dacă nu se cunoșteau la acea dată caracteristicile tehnice ale echipamentelor utilizate.

De asemenea s fost solicitată întocmirea unui proiect tehnic care să cuprindă lucrările necesare pentru integrarea celor două sisteme, și care să conțină devizul pentru determinarea costurilor pe care aceste lucrări le implică. Separarea costurilor pentru integrarea sistemului din stație cu cel existent a permis cuprinderea costurilor lucrărilor de programare software efectuate la implementarea convertorului de protocol.

Sistemul de comandă-control la nivelul stației de transformare are o arhitectură descentralizată structurată pe două paliere. Primul palier este compus din terminalele de protecție-comandă-control amplasate în celulele de înaltă tensiune respectiv cele de medie tensiune. Pe al doilea palier se află concentratoare de date cu porturi multiple de comunicație și echipamentul central de achiziție de date. Adoptarea acestei structuri stratificate a fost necesară deoarece au fost utilizate terminale fabricate de producători diferiți. Pentru conexiunea de 110kV sunt instalate terminale din familia MICOM produse de firma AREVA iar celulele de medie tensiune sunt prevăzute cu terminale din familia REF, produse de ABB.

La nivelul fiecărei celule de 110kV există terminale numerice care oferă funcții integrate de protecție și comandă-control pentru achiziția de date din proces. Pentru fiecare celulă acestea sunt montate într-un singur dulap care înlocuiește panourile de comandă și protecție clasice. Dulapurile pentru conexiunea de 110 kV realizează următoarele funcțiuni:

- comanda locală a echipamentului de comutație primară din celulă;
- protecții specifice fiecărui tip de celulă
- semnalizarea poziției echipamentului de comutație primară din celulă, pe schema sinoptică.
- semnalizarea optică a demarării și funcționării fiecărui tip de protecție.
- măsura principalelor mărimi electrice;
- interblocarea electrică și soft a echipamentului de comutație primară din celulă față de echipamentul din celelalte celule;

Conectarea releelor digitale la echipamentul central este realizată prin intermediul fibrei optice. Pentru comunicația dintre concentratorul dedicat conexiunii de înaltă tensiune și releele de protecție, în interiorul stației, sunt utilizate protocoalele standard IEC 60870-5-103 și IEC 60850.

Informațiile de la terminalele de protecție-comandă-control montate în celulele de 20kV sunt transmise către concentratorul de date pe rețeaua locală de comunicație pe fibră optică care are o structură de tip stea. Comenzile pentru acționarea întrerupătoarelor din celulă și semnalele pentru actualizarea poziției întrerupătoarelor respective sunt achiziționate direct de către echipamentul central prin conexiuni realizate prin cabluri de circuite secundare.

Echipamentele de achiziție de date pentru informațiile și mărimile care nu sunt disponibile la nivelul releelor de protecție (poziții echipamente de comutație cuplă, telecomunicații, sisteme antiefracție, servicii proprii de c.a și c.c, automatizări la nivel de stație) sunt montate într-un dulap suplimentar care constituie echipamentul central de achiziție la nivel de stație.

Principalele componente ale sistemului SCADA ce pot fi identificate în Figura 5.24, sunt:

- Echipamentul central la nivelul stației care asigură și funcții generale ca interblocaje la nivel de stație, arhivare date pe termen lung, administrare și configurare locală inclusive software-ul aferent;
- echipamente de interfață pentru procesare și transmisie de date de la releele de protecție digitale și de la RTU.
- echipamente de interfață pentru achiziție și transmisie de date la Punctul Central de comandă de la DED Schimbul de date se efectuează prin utilizarea protocolului standard IEC 60870-5-101.
- Terminalul operatorului (ecran, tastatura, imprimantă, mouse) pentru punctul local de comandă și pentru Punctul Central de Comandă la DED;

- Interfețe de rezervă pentru comunicație la distanță;
- Modul sincronizare GPS.

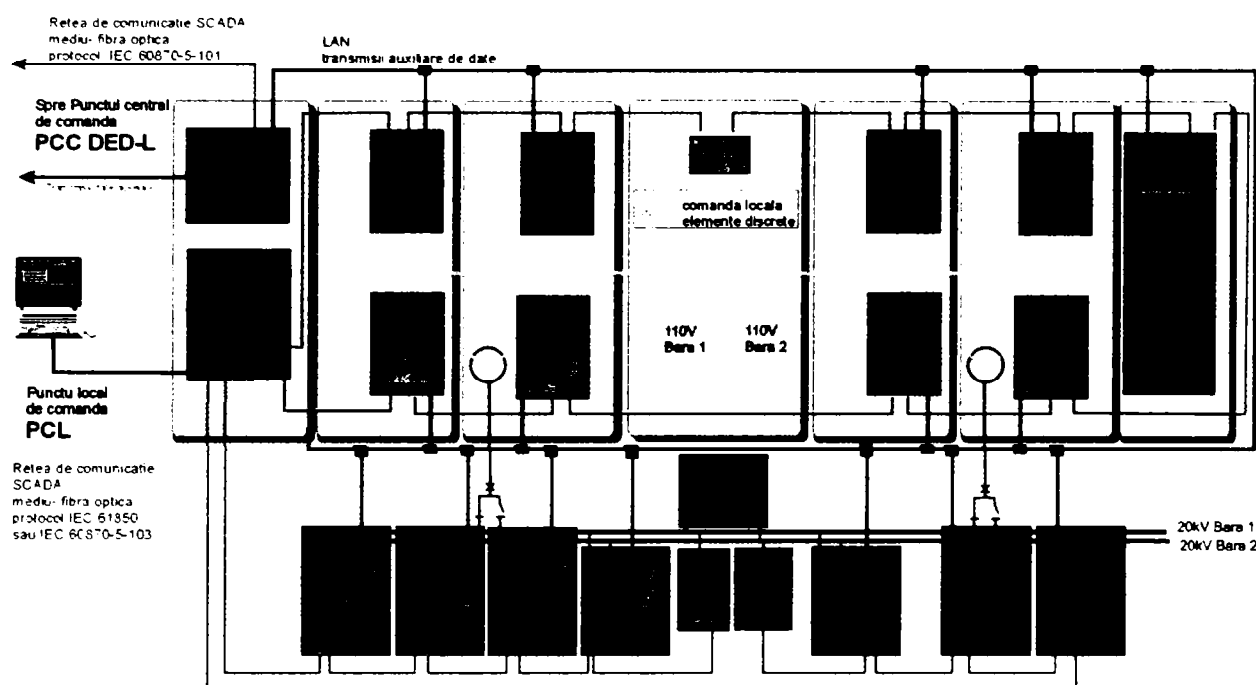


Figura 5.24 Arhitectura sistemului de comandă control

Concentratoarele de date conferă un caracter unitar sistemului SCADA la nivelul stației de transformare prin utilizarea aceluiași principii pentru comunicație, aplicații software utilizate, și structuri de date pentru echipamente pentru ambele nivele de tensiune 110kV și 20kV. În Figura 5.25 se observă arhitectura sistemului de comunicație.

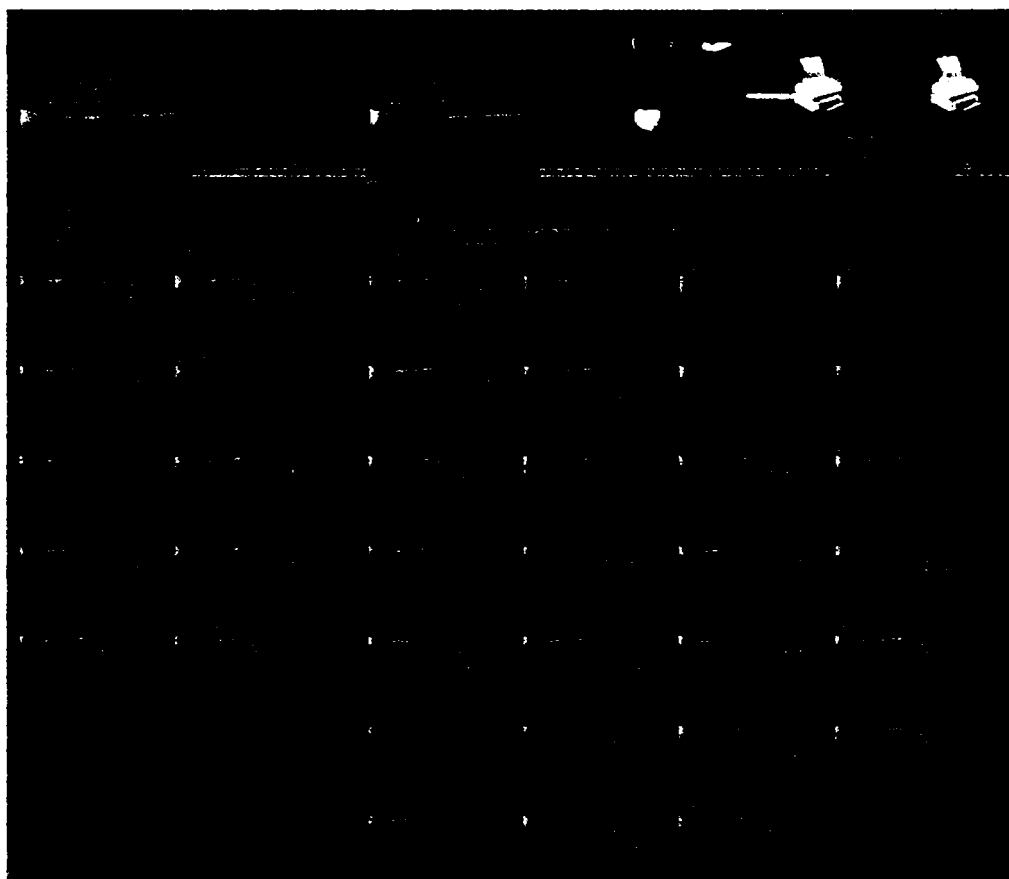


Figura 5.25 Arhitectura sistemului de comunicație

În stația de transformare există un Punct Local de Conducere – PLC dotat cu un terminal numeric (computer de tip industrial) prevăzut cu ecran, tastatură și mouse pentru conducerea operativă a stației. Un sistem de parole permite accesul utilizatorilor pe trei nivele:

- nivel operator (personalul de servire operativă):
 - din stație
 - de la distanță
- nivelul de mentenanță a sistemului de protecție-comandă
- nivelul administratorului de sistem SCADA pentru upgrade.

Operatorul are la dispoziție în aplicația locală de conducere o serie de ferestre cu imagini tehnologice ale instalației conduse. În Figura 5.26 și

Figura 5.27 sunt prezentate ferestrele cu schema rețelei de 110kV din stație, respectiv o porțiune din schema rețelei de 20kV.

Valorile mărimilor electrice achiziționate din proces sunt afișate în timp real pe ecranul terminalului. În același timp, în funcție de configurarea sistemului aceste valori sunt arhivate pe suport magnetic la intervale de timp prestabilite. Aceste informații pot fi apoi accesate și utilizate cu programe specifice.

Pentru LEA 110kV mărimile disponibile sunt: tensiunea pe linie, curentul, puterea activă și reactivă vehiculată

Pentru TRAFU 110/20kV mărimile disponibile sunt: poziția plotului pentru reglajul tensiunii curentul, puterea activă și reactivă vehiculată.

Pentru celulele de 20kV mărimile disponibile sunt tensiunea pe linie., curentul, puterea activă și reactivă vehiculată.

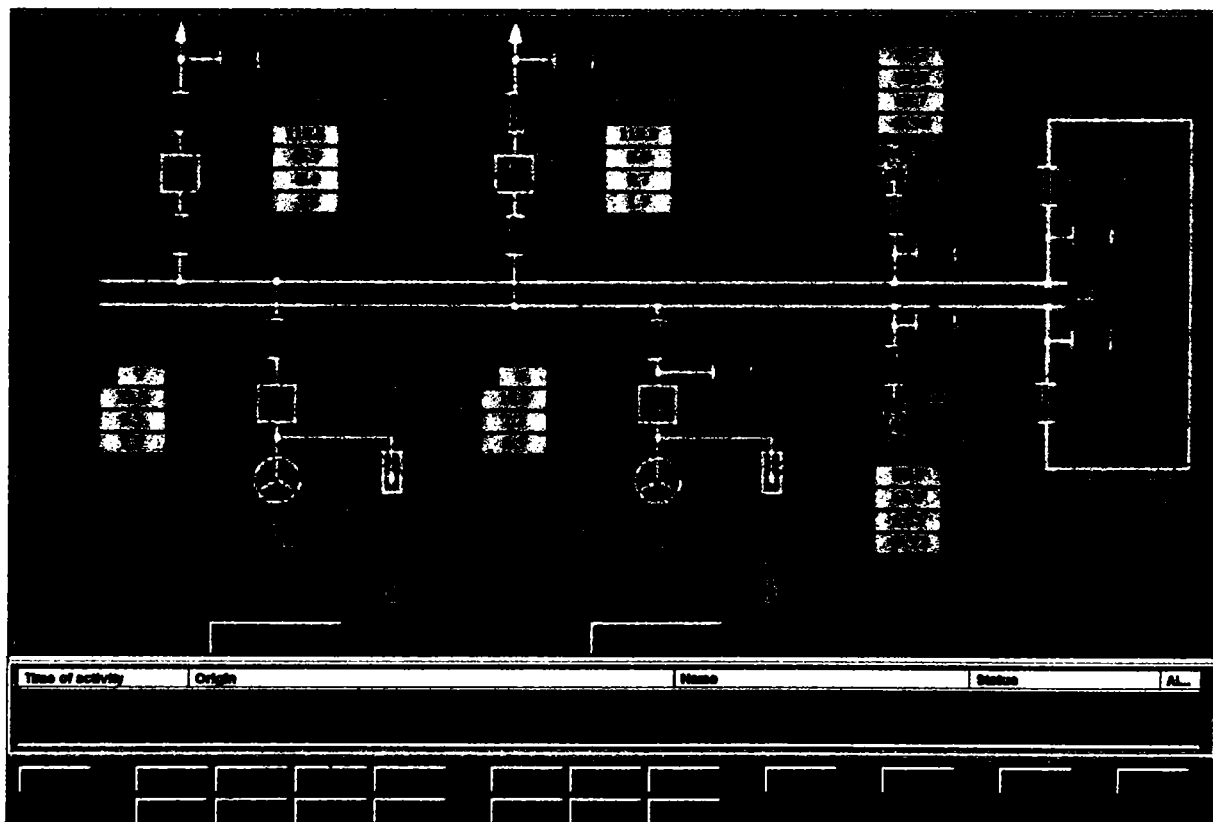


Figura 5.26 Schema de comandă pentru conexiunea 110kV

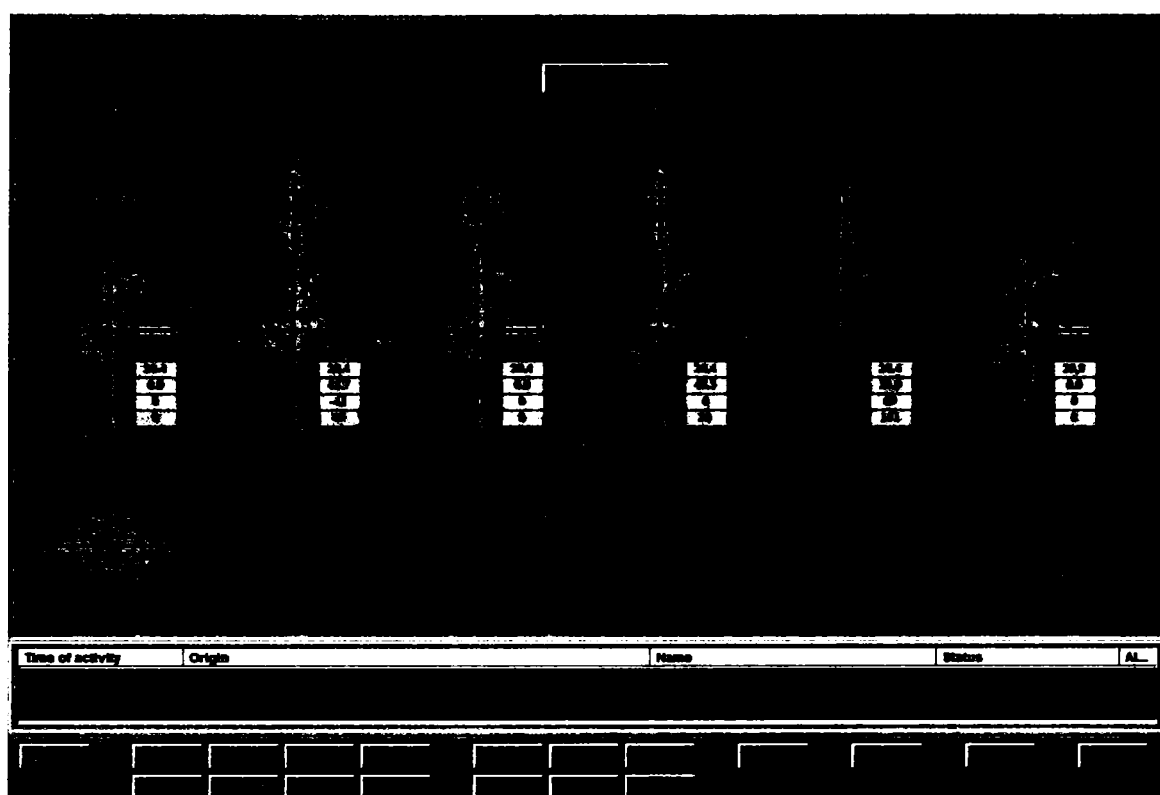


Figura 5.27 Schema de comandă pentru conexiunea 20kV.

Stația fără personal este deservită operativ prin teleconducere de la punctul central de comandă aflat la dispecerul energetic DED Sibiu. Punctul de comandă local din stație asigură rezervarea conducerii în cazul indisponibilității sistemului de conducere de la distanță. Pentru îndeplinirea condițiilor de siguranță în exploatare și siguranță în funcționare sistemul de control este divizat în mai multe nivele de competență:

- nivelul 1: celulă (supraveghere și comandă locală);
- nivelul 2: stație (supraveghere centrală, comenzi din camera de comandă a stației);
- nivelul 3: telecomanda (din Punctul de Comandă Central de la DED).

Din punctul de vedere al realizării unui sistem DMS cea mai importantă realizare este includerea noului sistem SCADA din stația Aeroport în sistemul de teleconducere existent la SDFEE Sibiu.

Stația modernizată va fi telecondusă prin intermediul aceleiași aplicații software, împreună cu celelalte stații și puncte de conexiuni deja teleconduse. Interfațarea între sistemul de comandă control din stația modernizată și cel existent se realizează cu un server de comunicație care asigură comunicația la PCC, actualizarea bazei de date de pe server cu volumul de informații din stația modernizată și oferă o interfață om-mașină unică pentru dispecer generată prin Sistemul HELIOS. La punctul central au fost utilizate următoarele echipamente de calcul:

- Server de comunicație pe care rulează componenta software de adaptare între protocolul de comunicație IEC 60870-5-101/RS232 utilizat de subsistemul PACiS instalat în stația Aeroport și cel utilizat la PCC de sistemul Helios (Modbus/RS232)
- Mediul de comunicație utilizat este constituit, între Serverul de comunicație și echipamentul MICOM C264 de interfață a sistemului PACiS, în ordine: tronson Ethernet, media -convertor Ethernet/FO, tronsoane de FO pe traseul stație -PCC, media-convertor FO/Ethernet, tronson Ethernet, media-convertor Ethernet/RS232.

5.5.3 SAD - Soluția mixtă adoptată la SDFEE Sibiu

Montarea reanclanșatoarelor face parte din strategia SDFEE Sibiu privind implementarea Sistemului de Automatizare a Distribuției (SAD) și preconizează realizarea unui *sistem mixt care utilizează reanclanșatoare pentru deconectarea porțiunii de linie cu defect și separatoare telecomandate care permit manevre rapide pentru izolarea defectului*[51].

Reanclanșatoarele actuale sunt prevăzute cu module inteligente de protecție și control care preiau informații de la transformatoarele de curent incluse și de la transformatoarele de tensiune externe.

Posibilitatea arhivării listei de evenimente permite urmărirea în detaliu atât al propriei funcționări cât și a fenomenelor care apar în rețea. Monitorizarea parametrilor energiei vehiculate și a duratelor de întrerupere accidentală permite inginerilor de sistem să optimizeze modul de exploatare al rețelei.

Pentru realizarea telecomenzii reanclanșatoarelor este necesară montarea unui transformator de tensiune bifazat protejat cu siguranțe de MT care să asigure alimentarea echipamentelor suplimentare (RTU și modem GSM). În Figura 5.28 este exemplificată una dintre soluțiile posibile de montaj.

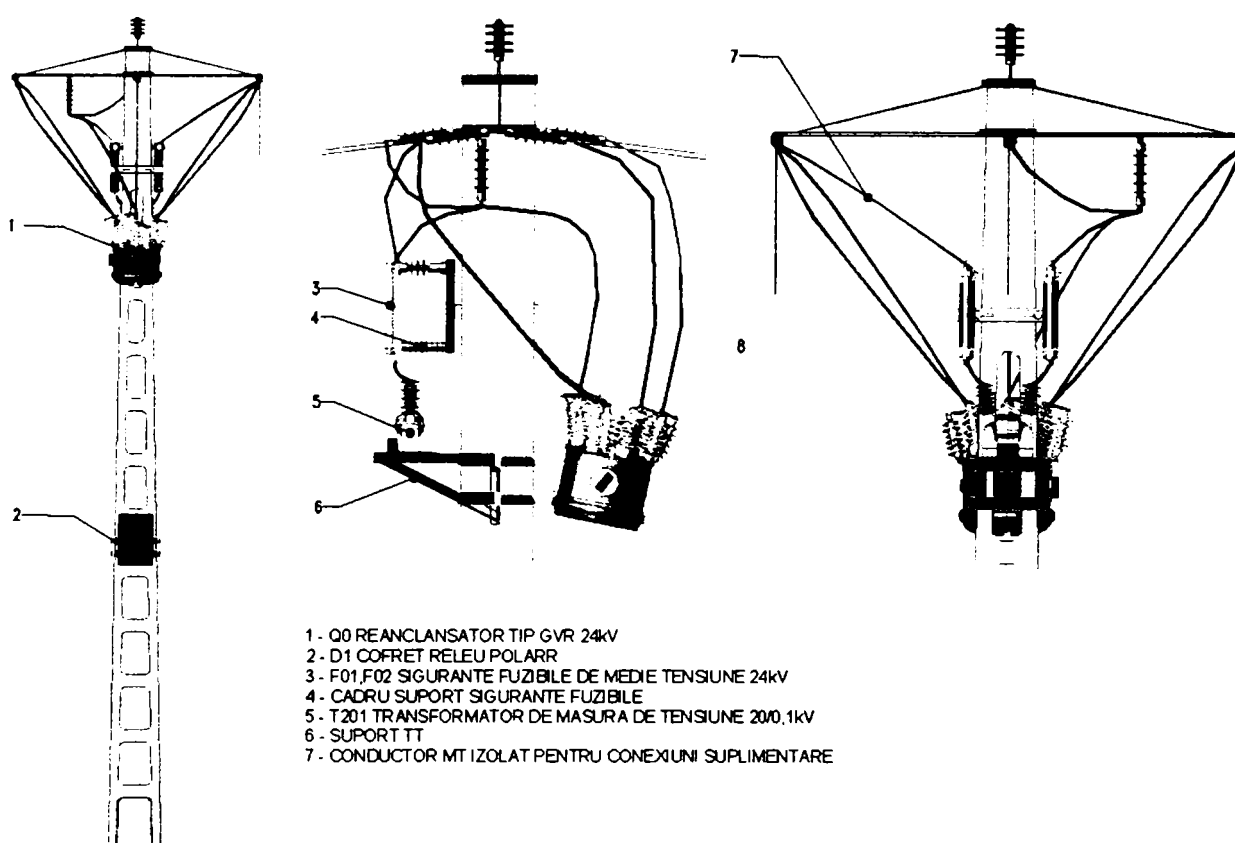


Figura 5.28 Reanclanșator telecomandat

Pentru realizarea funcției de teleconducere în cutia de comandă a fost necesară instalarea unui echipament de tip RTU pentru achiziție de semnale numerice și analogice care să îndeplinească următoarele condiții[54]:

- Gabarit redus pentru a putea fi montat în spațiul disponibil din cutia de comandă
- Să funcționeze corect într-o gamă extinsă de temperatură : -30°C la + 70°C
- Consum propriu redus

A fost utilizat un echipament de tip RTU care are la bază echipamentul ACE 28S, utilizat și în stațiile de transformare. Acesta a fost denumit ACE 28SR (Figura 5.29), se montează în interiorul cutiei de comandă și are următoarele funcții principale:

- conducerea modulară și distribuită a reanclanșatoarelor și separatoarelor de sarcină montate pe liniile electrice de medie tensiune ;
- configurarea și parametrizarea software a funcționării intrărilor numerice sau analogice
- Comunicație prin modem GSM
- Sursa de tensiune încorporează și redresorul pentru alimentare baterie circuite de comandă

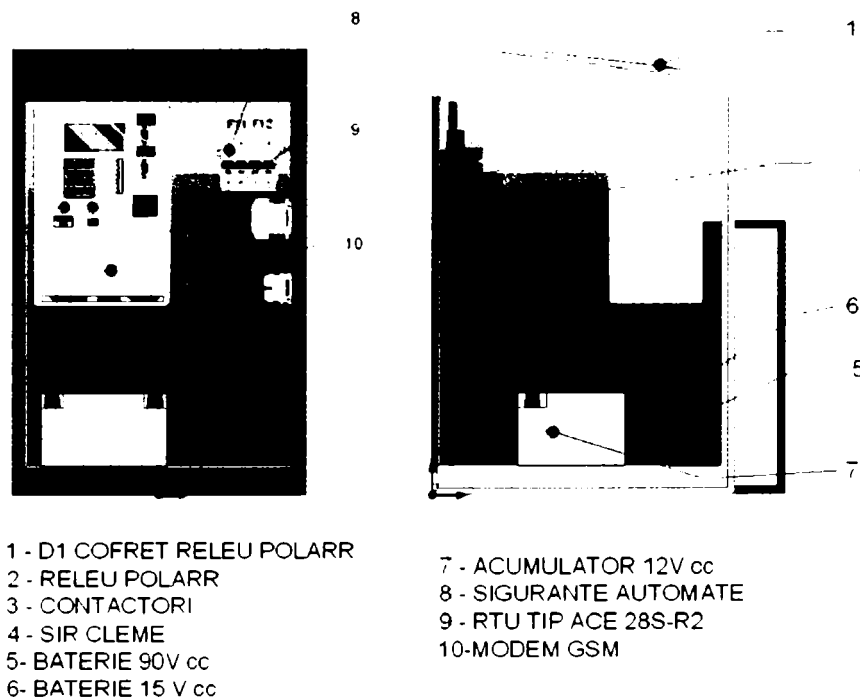


Figura 5.29 Amplasarea ACE28 SR în interiorul cutiei de comandă

Principalele caracteristici tehnice ale echipamentului ACE28 SR :

8 Intrări numerice:

- poziție închis reanclanșator (separator);
- poziție deschis reanclanșator (separator);
- validare protecții;
- mod de lucru local/automat;
- 4 intrari de rezervă (configurate de beneficiar)

2 Intrări analogice:

- măsură tensiune linie $U_{linie}=100 Vca$;
- măsură tensiune baterie $U_{bat}=12 Vcc$

8 Ieșiri numerice de comandă în impuls , cu durata impulsului programabilă:

- conectare reanclanșator;
- deconectare reanclanșator;
- punere în funcție protecție;
- scos din funcție protecție;
- punere în funcție RAR;
- scos din funcție RAR

Tastatură și afișaj local:

- Tastatură matricială: 3x4 taste;

- Afișor local: LCD 2x16 caractere;
- Interfață serială RS 232 C (CCITT V24).

Pentru asigurarea tensiunii de alimentare a circuitelor suplimentare (RTU și modem GSM) a fost necesar să se monteze și un transformator de măsurare de tensiune 20kV/100V. Pe lângă această funcție acest transformator permite monitorizarea tensiunii primare 20kV la locul de montare al reanclanșatorului.

Prin însuși natura lui SAD presupune răspândirea echipamentelor care îl compun pe o arie geografică extinsă. În cele mai multe cazuri, amplasamentul optim din punct de vedere al eficienței reanclanșatoarelor este în afara localităților, departe de canalele clasice de comunicație.

Schimbul de date se realizează prin rețeaua de telefonie mobilă GSM cu ajutorul unui modem GSM cu antena aferentă pentru fiecare reanclanșator. Suplimentar a fost creat un grup închis de utilizatori pentru protejarea datelor și pentru a beneficia de un tarif redus.

Spre deosebire de echipamentele clasice ACE-28S din stațiile de transformare, care sunt interogate periodic la interval de 4s, în cazul reanclanșatoarelor a fost adoptat un alt tip de actualizare a datelor.

Datorită modului de funcționare al reanclanșatoarelor nu este necesară monitorizarea acestora în mod continuu ci doar semnalizarea la dispecer în cazul apariției unui defect permanent. Din acest motiv RTU-ul de tip ACE 28SR are posibilitatea de a lua inițiativa pentru stabilirea căii de comunicație. Aceasta se realizează prin transmiterea unui mesaj SMS (short messages) care conține sub formă codificată principalele mărimi și semnale supravegheate. La recepționarea mesajului serverul de teleconducere inițializează comunicația serială de date cu reanclanșatorul de la care a primit mesajul și actualizează toate informațiile aferente. Pentru supravegherea funcționării corecte a ansamblului reanclanșator – protecție – comunicație se efectuează însă și o interogare inițiată de programul de la dispecer la interval de 6 ore.

Sistemul de automatizare al distribuție se extinde în prezent prin montarea unui număr sporit de reanclanșatoare. În cursul anului 2006 vor fi montate și primele separatoare telecomandate.

5.5.4 Sistemul de Teleconducere pentru rețeaua de distribuție

Configurația sistemului de teleconducere aflat la Punctul Central de Comandă (PCC) situat la sediul SDFEE Sibiu permite conducerea operativă de la distanță a rețelei de distribuție.

În comparație cu sisteme similare realizate în țară sistemul de teleconducere existent la SDFEE Sibiu a avut mai multe etape de dezvoltare, pe parcursul mai multor decenii. Acest fapt a condus la conturarea unor caracteristici specifice:

- Sunt telecomandate atât echipamente primare din stațiile de transformare de 110/20kV cât și echipamente primare amplasate în rețeaua de 20kV.
- Echipamentele de achiziție de date din stațiile de transformare sunt realizate în tehnologii diverse, pornind de la echipamentele Telestat care funcționează cu tranzistoare din siliciu și până la terminale numerice cu funcții integrate de protecție-comandă control care folosesc procesoare digitale de semnal și microprocesoare.
- Se utilizează diverse suporturi de comunicație, linii telefonice închiriate, GSM și fibra optică.
- S-a reușit până în prezent integrare tuturor acestor componente într-un sistem care permite conducerea în mod unitar a rețelei de distribuție.
- Dezvoltările sau extinderile ulterioare au o platformă de bază comună pentru echipamentele teleconduse până în prezent.

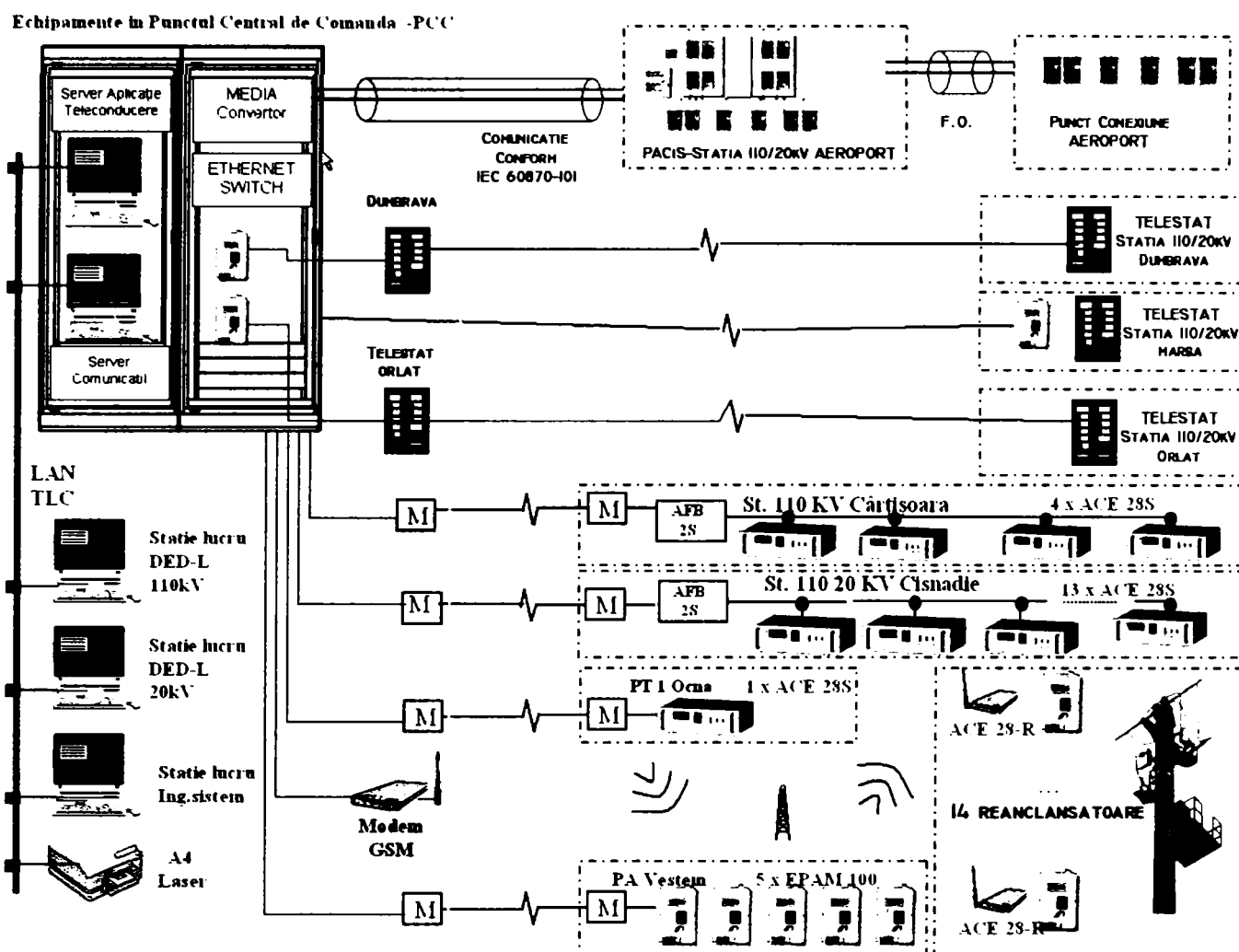


Figura 5.30 Structura Sistemului de teleconducere și Punctul Central de Comandă.

Configurația Punctului Central de Comandă (PCC), a rețelei de calculatoare precum și modul de comunicație la distanță sunt prezentate schematic în Figura 5.30 și se compun din:

- Serverul de teleconducere – Pentium IV, 3.0 GHz, 1GB RAM, Windows XP
- Serverul de comunicații – Pentium IV, 3.0 GHz, 1GB RAM, Windows XP
- 5 stații de lucru
- Serverul este conectat la stațiile de lucru prin rețeaua dedicată pentru teleconducere, complet separată de LAN-ul întreprinderii
- Baza de date folosită - SQL Server 7
- Pe toate aceste calculatoare funcționează aplicația HELIOS produsă de TELECOMM București
- Interfațarea echipamentelor de tip TELESTAT cu aplicația HELIOS se realizează prin echipamente ACE-TLM.

Funcția de aplicație și de prelucrare operativă este asigurată de pachetul software multitasking Helios produs de firma TELECOMM București. Acest pachet de programe rulează pe un sistem de operare Windows 2003 server, având ca suport o bază de date SQL Server.

Modulele software sunt integrate, din punctul de vedere al operatorului, prin task-ul *T_MMI* care reprezintă interfața om-mașină. Acest task permite de fapt conducerea procesului

tehnologic, realizează afișarea stării *actuale* a echipamentelor de comutație și permite interacțiunea cu acesta (emiterea de comenzi).

Conducerea procesului se realizează la DED prin intermediul stațiilor de lucru. Următoarele funcții standard sunt asigurate de către task-ul de interfațare cu utilizatorul:

- afișarea schemei electrice reale, a abaterilor de la schema normală, starea semnalizărilor (casete virtuale), starea și valorile tensiunilor, curenților, puterilor. În funcție de importanța instalațiilor pot fi definite o multitudine de ecrane grafice care pot fi puse la dispoziția utilizatorului. Trecerea de la un ecran grafic la altul se efectuează foarte ușor, fiecare ecran grafic (stație, echipament, etc.), fiind instantaneu actualizat .
- Comanda efectivă de anclanșare/declanșare pentru întrerupătoarele din stațiile de transformare.
- afișarea de rapoarte (lista abaterilor de la schema normală, lista evenimentelor cu caracter de avarie, lista evenimentelor cu caracter preventiv, lista ultimelor evenimente, istoricul evenimentelor dintr-o zi precizată, dintr-o anumită perioadă, oră zi luna an, lista pe o perioadă a anumitor evenimente etc.). Aceste rapoarte pot fi listate ulterior la imprimantă, sau pot fi înregistrate sau copiate pe suport extern.
- afișarea, la cerere, a unui grafic cu evoluția în ultimele 2 minute pentru fiecare mărime analogică;
- selectarea și emiterea de comenzi către procesul comandat, în baza unei parole valide pentru fiecare operator.
- Blocarea informațiilor (ignorarea) de la anumite intrări numerice sau analogice, aferente unui echipament, informații devenite ne semnificative sau deranjante la un moment dat (la o revizie de echipamente), precum și deblocarea acestora.
- Alarmarea optică și acustică în caz de avarie sau alarmă preventivă din proces, evidența luării la cunoștință a acestor stări.
- Afișarea informațiilor cu privire la starea de funcționalitate a sistemului de teleconducere precum și alarmarea acustică în cazul stărilor anormale survenite (defectare echipamente ACE28, întrerupere comunicație cu stația electrică, etc.)
- Administrarea bazei de date
 - Stocarea datelor brute
 - Verificarea datelor și înlocuirea datelor incorecte
 - Stocarea datelor verificate
 - Prelucrarea datelor;
- Administrarea accesului utilizatorilor
 - Identificarea și drepturile de acces la sistem ale utilizatorilor
 - Coordonarea între utilizator și datele "sale"

La lansarea aplicației se afișează un ecran ce conține schema generală principală a sistemului (Figura 5.31) cea de pe nivelul 3 ierarhic. Din această imagine se poate naviga în adâncime pentru trecerea pe nivelul următor al ierarhiei unde se afișează o nouă imagine care conține schema detaliată a instalației accesate.

Pe scheletul bazei de date pusă la dispoziție de către furnizorul echipamentelor specialiștii SDFEE Sibiu au creat pentru fiecare stație în parte structura informațională proprie (imagini grafice și date alfanumerice) în strânsă corelație cu echipamentele instalate.

Organizarea ierarhică a ferestrelor care conțin schemele instalațiilor teleconduse are trei nivele principale:

Nivel 3: Nivel SUCURSALĂ (DEZ, DED); La acest nivel este reprezentată schema normală pentru LEA 110kV și barele stațiilor de transformare, inclusiv transformatoarele de putere. Această schemă oferă imaginea de ansamblu pentru sistemul telecondus cu indicarea poziției actuale a aparatului de comutație. Pentru fiecare stație de transformare există o zonă sensibilizată care permite trecerea rapidă spre nivelul ierarhic inferior.

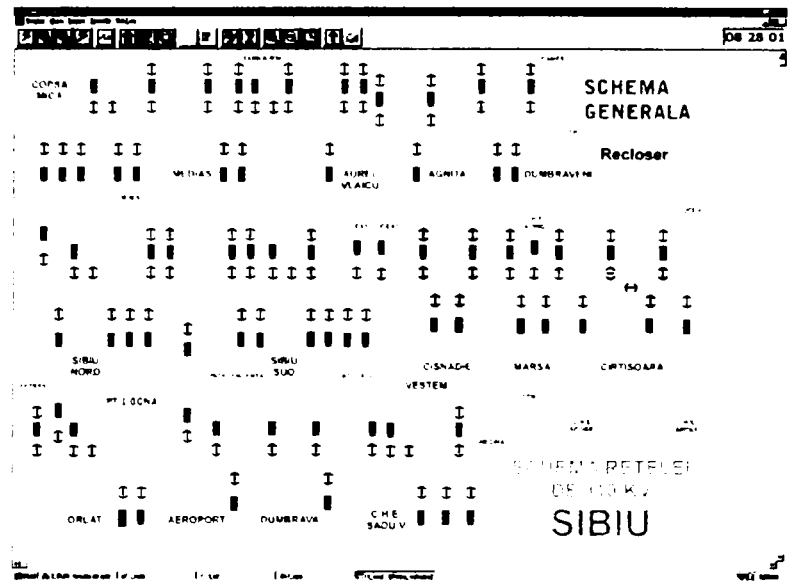


Figura 5.31

Nivel 2: Nivel stație electrica; La acest nivel este reprezentată schema electrică monofilară a stației respective, inclusiv plecările de 20kV. Sunt afișate de asemenea principalele mărimi analogice precum și semnalizările generale la nivelul stației.

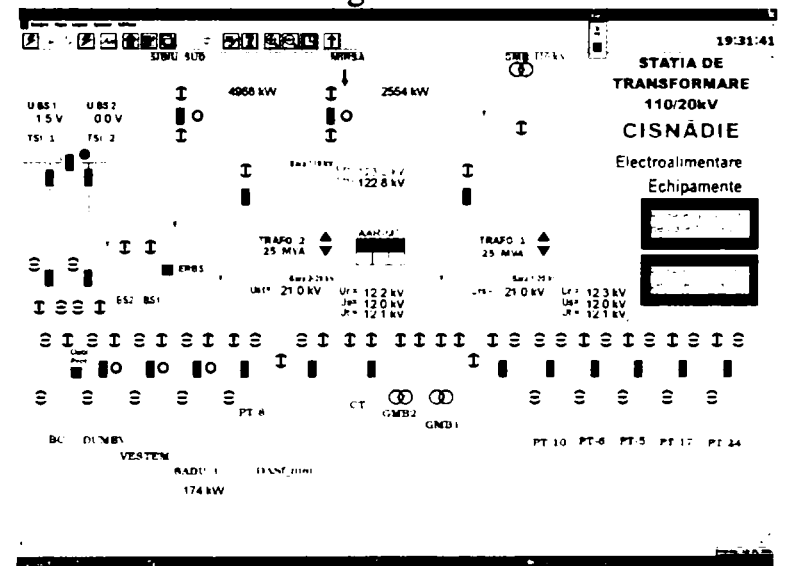


Figura 5.32

Nivel 1: Nivel celula de înaltă sau medie tensiune; Fiecare celulă de IT sau de MT are alocată o fereastră proprie care, pe lângă schema monofilară, afișează mărimile analogice măsurate sau calculate precum și casetele de semnalizare (Figura 5.33).

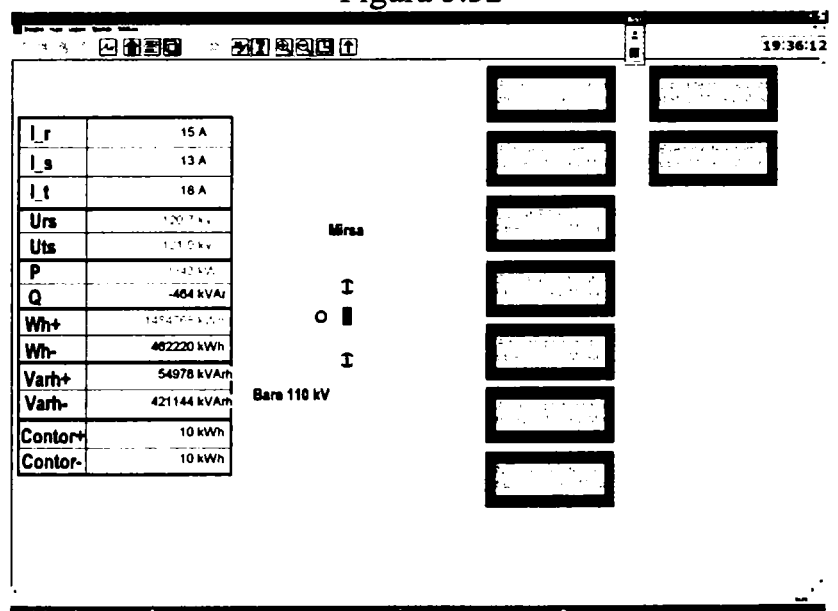


Figura 5.33

Figurile 5.31 la 5.33 reprezintă copii de ecran realizate pe una dintre stațiile de lucru cu sistemul aflat în funcțiune.

După cum am menționat mai sus o realizare recentă și care are o importanță deosebită este integrarea unui sistem SCADA dezvoltat de o companie internațională cum este AREVA cu sistemul existent la SDFEE Sibiu , dezvoltat în România.

Serverul de comunicație amplasat la PCC îndeplinește rolul principal pentru integrarea celor două sisteme deoarece asigură comunicația serială cu stația Aeroport și realizează conversia de protocol necesară pentru interpretarea corectă a datelor.

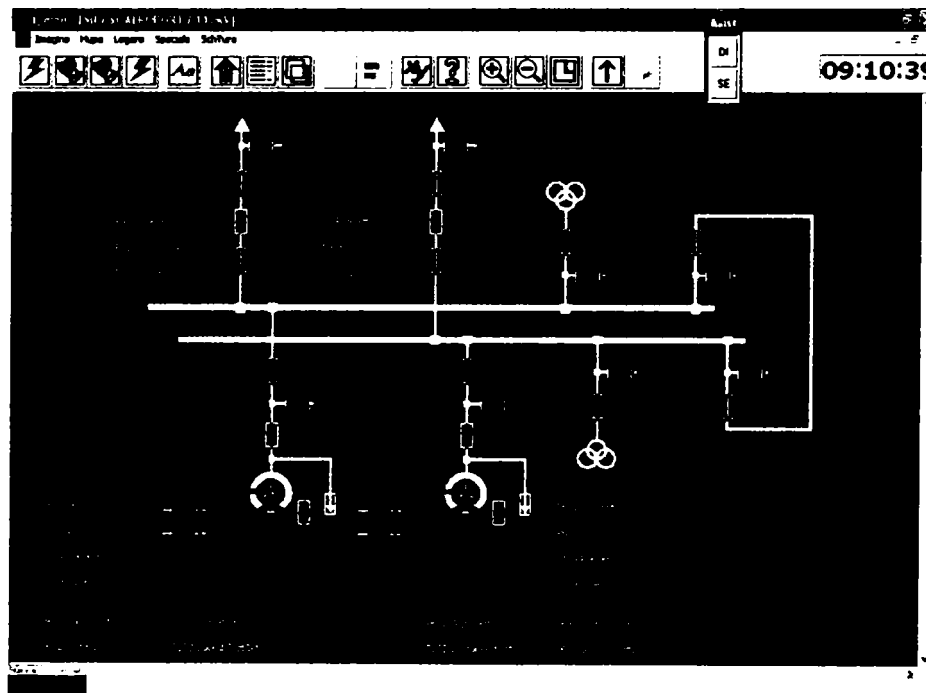


Figura 5.34 Ecranul de comandă pentru Stația Aeroport;
Schema monofilară pentru conexiunea 110kV

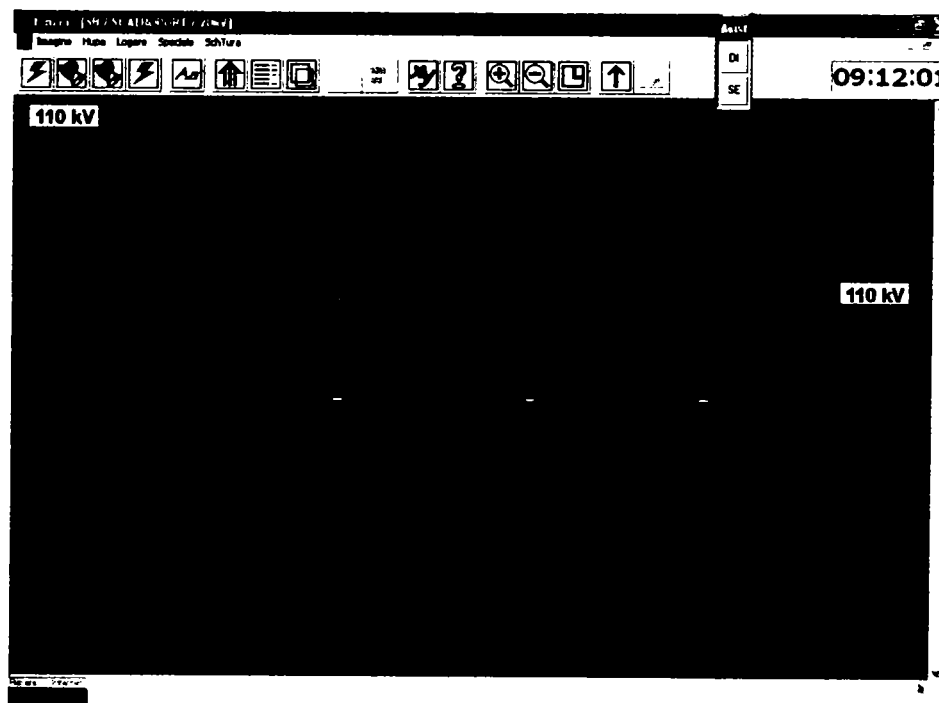


Figura 5.35 Ecranul de comandă pentru Stația Aeroport;
Schema monofilară pentru conexiunea 20kV

Serverul de comunicație este dotat cu o placă multiport pentru comunicație serială. Comunicația între stația Aeroport și serverul de comunicație utilizează protocolul standard IEC 60870 –5-101. Ca suport de comunicație se utilizează fibra optică.

După realizarea conversiei datele sunt transmise către baza de date SQL pe serverul de telecomducere.

Pentru comanda efectivă de la distanță au fost create ecranele care conțin schemele monofilare pentru stația Aeroport. A fost respectat modul de organizare al informațiilor folosit la dezvoltarea sistemului SCADA din stație, și anume ecrane separate pentru partea de 110kV și cea de 20kV a stației (Figura 5.26 și Figura 5.27).

După cum am precizat anterior, telecomanda reanclanșatoarelor este considerată ca unul dintre principalii factori în atingerea obiectivelor SAD prin integrarea la nivelul consolei de operare de la DED a sistemului SCADA existent cu sistemul de telecomducere al separatoarelor și reanclanșatoarelor. Principalul motiv pentru această opțiune a fost acela că, în lipsa unui sistem de telecomandă, la depistarea locului de defect sunt necesare fie două formații de lucru (una care se deplasează în teren și una la locul de montare al reanclanșatorului), fie se mărește foarte mult timpul de depistare al defectului de către o singură formație. De asemenea, în cazul reanclanșatoarelor netelecomandate dispecerul local nu este informat de faptul că o porțiune din rețea a rămas nealimentată în cazul în care reanclanșatorul a efectuat toate cele patru cicluri de RAR programate.

La nivelul punctului central de comandă SAD este complet integrat cu sistemul de telecomducere existent prin includerea schemei simplificate a rețelei de MT supravegheate cu poziționarea reanclanșatoarelor din axul liniilor care sunt telecomduse (Figura 5.36).

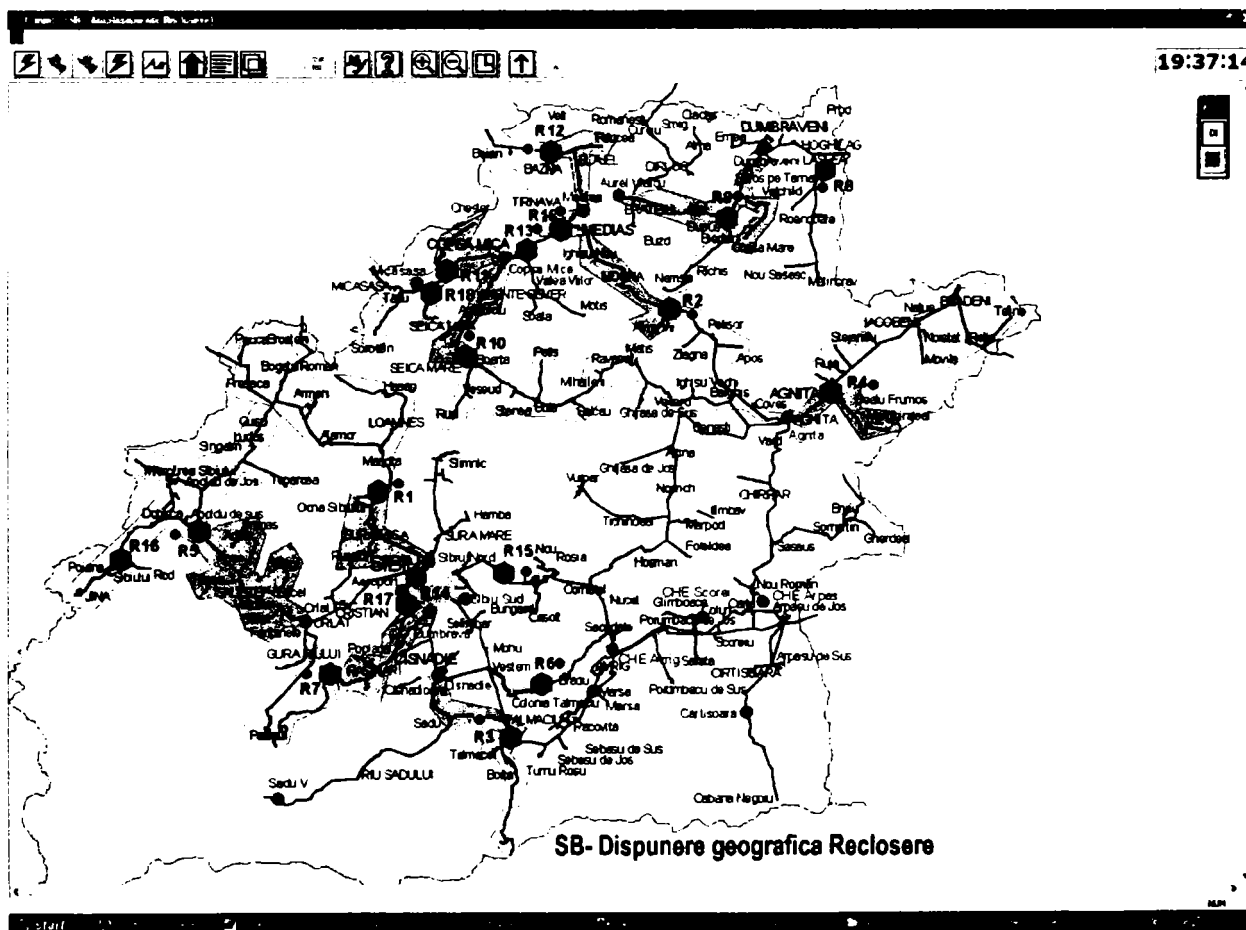


Figura 5.36 Integrarea în aplicația HELIOS

După cum se observă în Figura 5.37 telecomanda reanclanșatoarelor se realizează cu aceeași aplicație software ca și în cazul stațiilor de transformare, și anume HELIOS. Acest fapt permite afișarea în timp real și în aceeași fereastră de lucru a informațiilor referitoare la reanclanșator împreună cu starea echipamentelor de comutație de pe plecările din stațiile de transformare.

Trebuie subliniat faptul că soluția aleasă permite comanda de la distanță și pentru alte echipamente amplasate în rețeaua de distribuție de medie tensiune, în cazul SDFEE Sibiu punctele de conexiune 20kV PT1 Ocna și PA Veștem. Dispecerul are astfel la dispoziție, pe un singur sistem, toate informațiile necesare conducerii operative a rețelei de medie tensiune

O altă facilitate deosebit de importantă oferită de sistem este utilizarea căii de comunicație prin GSM pentru parametrizarea de la distanță a protecției digitale Polarr. Această funcție este deosebit de utilă pentru adaptarea caracteristicilor de declanșare la condițiile de funcționare ale rețelei de MT. Aceeași cale de comunicație este utilizată pentru descărcarea arhivei care conține evenimentele înregistrate în memoria locală a releului de protecție.

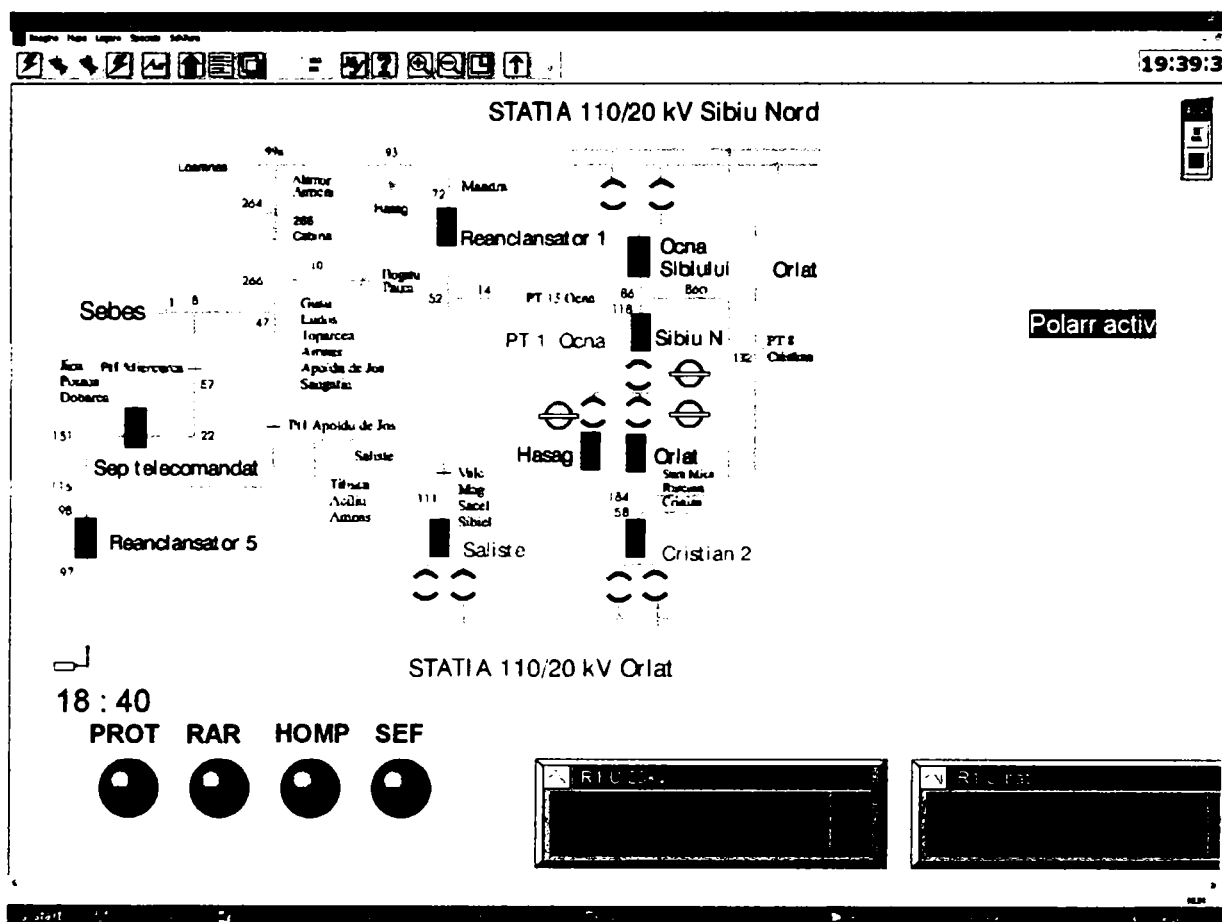


Figura 5.37 Zona de rețea aferentă reanclanșatorului

5.5.5 Utilizarea arhivelor generate de sistemele SCADA

Pachetul de programe **HELIOS** este special conceput pentru a realiza teleconducerea stațiilor electrice și reprezintă vârful piramidei sistemului de teleconducere-teleprotecție a sistemelor electroenergetice, dezvoltat de **TELECOMM**.

HELIOS este realizat în conformitate cu cele mai noi concepte informatice, fiind un software de tip deschis care rulează pe platforme deschise care suportă sistemul de operare multitasking preemptiv WINDOWS-NT, WINDOWS XP, WINDOWS 2003 SERVER.

Pachetul nu oferă în forma actuală toate funcțiile specifice DMS, dar fiind un sistem deschis, în continuă dezvoltare, se poate integra într-un sistem DMS, prin utilizarea de convertoare de protocol, sau va putea realiza el însuși funcții DMS suplimentare, prin reconfigurarea bazei de date și adăugarea altor pachete software.

O schemă simplificată pentru fluxul de informații vehiculate între diversele task-uri care compun pachetul HELIOS este reprezentată în Figura 5.38.

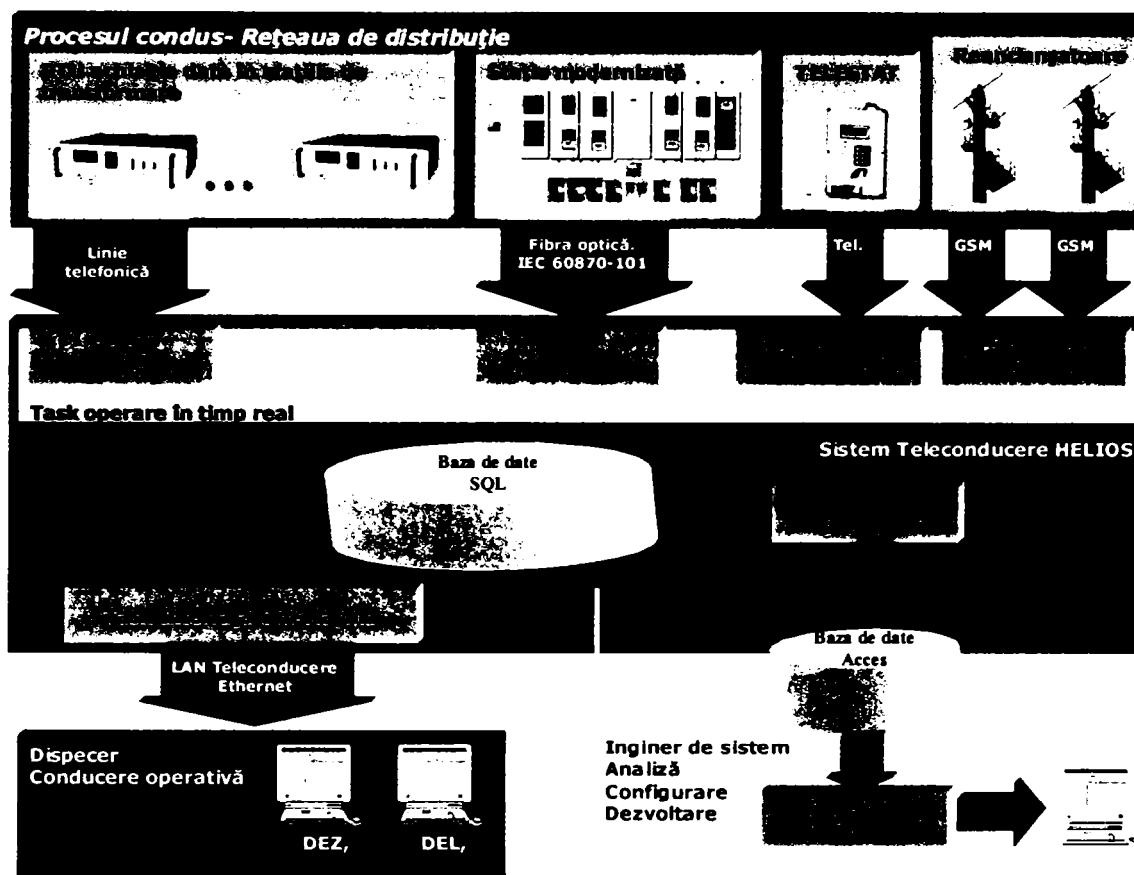


Figura 5.38 Fluxul de informații în Sistemul de Teleconducere HELIOS

Pentru a răspunde cerințelor de operare în timp real sarcina de arhivare a datelor achiziționate din proces este îndeplinită de un task special denumit t_{arh} . Acest task poate rula pe oricare dintre calculatoarele din rețeaua de teleconducere de la PCC pe care rulează pachetul de programe HELIOS.

Acest program este destinat salvării marimilor analogice și evenimentelor care apar în procesul monitorizat. Salvarea se realizează în format .mdb (accesibil cu MSAccess) în două baze de date, separat pentru mărimi analogice și respectiv pentru evenimente.

Baza de date pentru mărimile analogice conține valorile acestora la intervale de timp care pot fi configurate de către utilizator. Valorilor le sunt asociate indexul (pentru identificare în baza de date de timp real SQL), precum și o etichetă de timp care conține data și ora (cu precizie de ms) la care s-a efectuat arhivarea .

Baza de date pentru evenimente conține valorile binare ale acestora la apariție. Valorilor le sunt asociate indexul (pentru identificare în baza de date de timp real SQL), precum și o etichetă de timp.

Stabilirea intervalelor de salvare pentru mărimile analogice, în timpul funcționării programului de arhivare, se realizează prin configuratorul ON-LINE. Lansarea în execuție a acestei funcții se face prin intermediul submeniului Configurare analogice din meniul File al ferestrei asociate programului de arhivare.

După o perioadă de timp în care programul încarcă informațiile necesare din baza de date de configurare a sistemului (marcat de mesajul "INCARC DIN BAZA DE DATE"), se deschide o

fereastră de dialog care conține un arbore al mărimilor analogice existente organizat pe trei nivele: sisteme tehnologice, categorii de mărimi analogice, mărimi analogice. Această secvență este ilustrată în Figura 5.39.

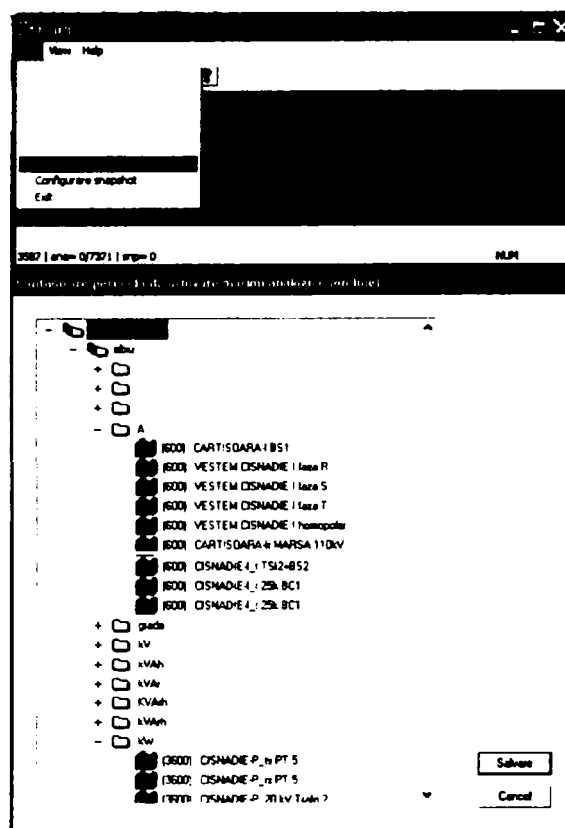


Figura 5.39 Configurarea mărimilor analogice arhivate

Categoriile de mărimi analogice se definesc pe baza denumirii unităților de măsurare declarate la configurarea bazei de date Helios. De aceea se recomanda acuratețe în scrierea acestora.

Mărimile analogice disponibile sunt identificate prin denumirea afișată în clar. În fața denumirii este precizată între paranteze perioada, în secunde, la care mărimea respectivă se arhivează. Valoarea zero semnifică faptul că mărimea nu se arhivează.

Tipul, precizia, și numărul de mărimile analogice disponibile în sistemul de teleconducere depind de arhitectura SCADA din stațiile de transformare.

În cazul stațiilor realizate în arhitectură concentrată cu echipament Telestat numărul mărimilor analogice este limitat de viteza de transmisie foarte redusă și de posibilitățile tehnice ale echipamentului.

Pentru stațiile de transformare cu arhitectură distribuită care utilizează pentru achiziția de date RTU de tipul ACE28S sunt disponibile o gamă mult mai largă de mărimi analogice și anume:

Pentru LEA 110kV și pentru transformatoarele de putere 110/20kV:

- Tensiunile de linie și tensiunile de fază în cazul în care celula respectivă este echipată cu trei transformatoare de măsurare de tensiune, sau tensiunea de fază dacă celula este echipată cu un singur transformator de măsurare.
- Curenții pe fiecare dintre cele trei faze.
- Puterile active și reactive vehiculate pe fiecare fază
- Puterea activă și reactivă trifazată măsurată la nivelul RTU.
- Puterea aparentă determinată prin calcul.
- Energiile vehiculate calculate de sistem la punctul central.

Pentru LEA 20kV și LES 20kV:

- Tensiunile de fază măsurate la grupul de măsurare de pe bara de 20kV.
- Curentul pe una dintre faze.
- Puterea activă și reactivă trifazată calculată.
- Puterea aparentă determinată prin calcul.
- Energiile vehiculate calculate de sistem la punctul central.

Vizualizarea datelor arhivate se realizează cu ajutorul unui program de raportare. Acest program utilizează baza de date arhivată MSAccess și permite generarea de rapoarte pentru evenimente sau pentru evoluția în timp a mărimilor achiziționate.

În cazul mărimilor analogice este posibilă selectarea mărimilor și a intervalului de timp pentru afișare. Pentru exemplificare în Figura 5.40 și Figura 5.41 se prezintă valorile curenților în stația de transformare Cisnădie pentru partea de ÎT respectiv MT.

Reprezentarea graficelor se poate face pentru toate valorile din arhivă sau se poate opta pentru reprezentarea valorilor medii înregistrate pentru anumite intervale (15 minute, o oră, o zi). De asemenea există posibilitatea afișării valorilor minime și maxime înregistrate pentru fiecare din curbele afișate.

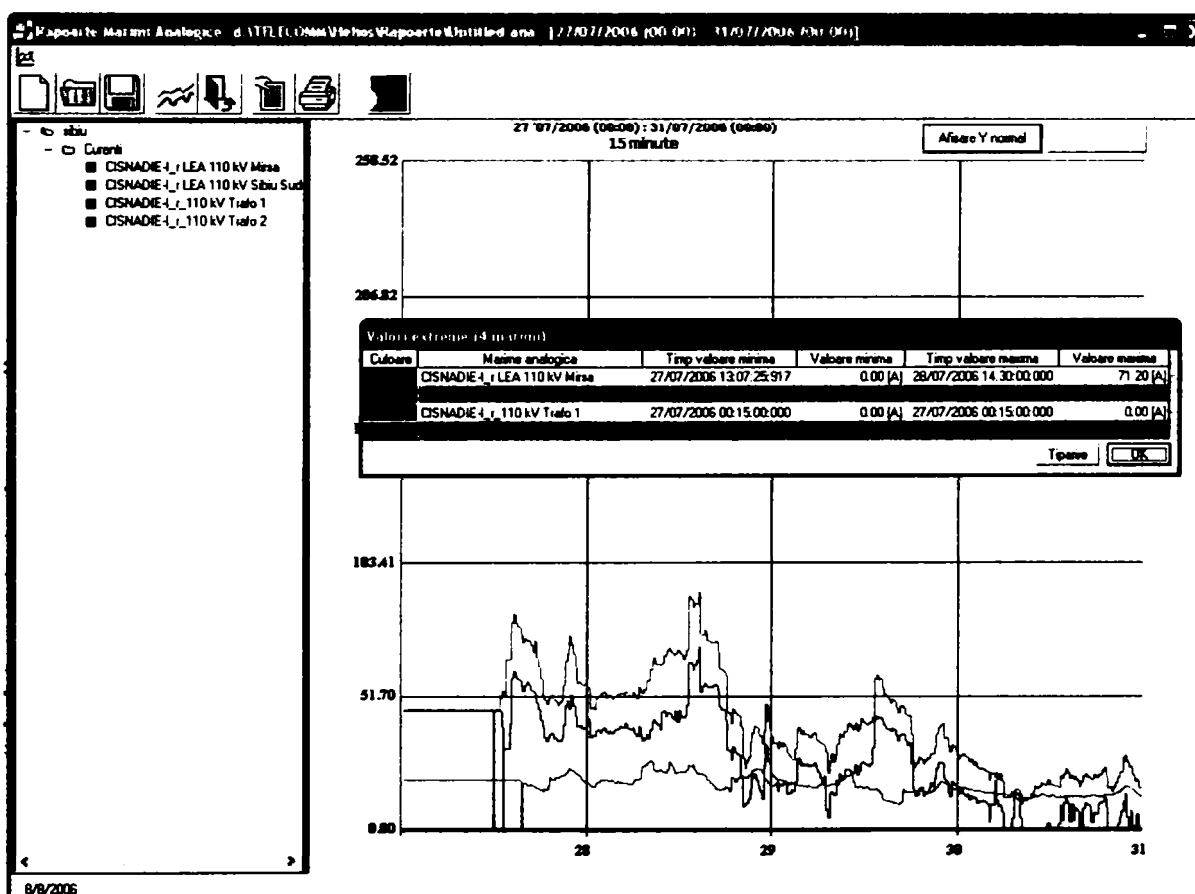


Figura 5.40 Graficul de evoluție al curenților în conexiunea 110kV

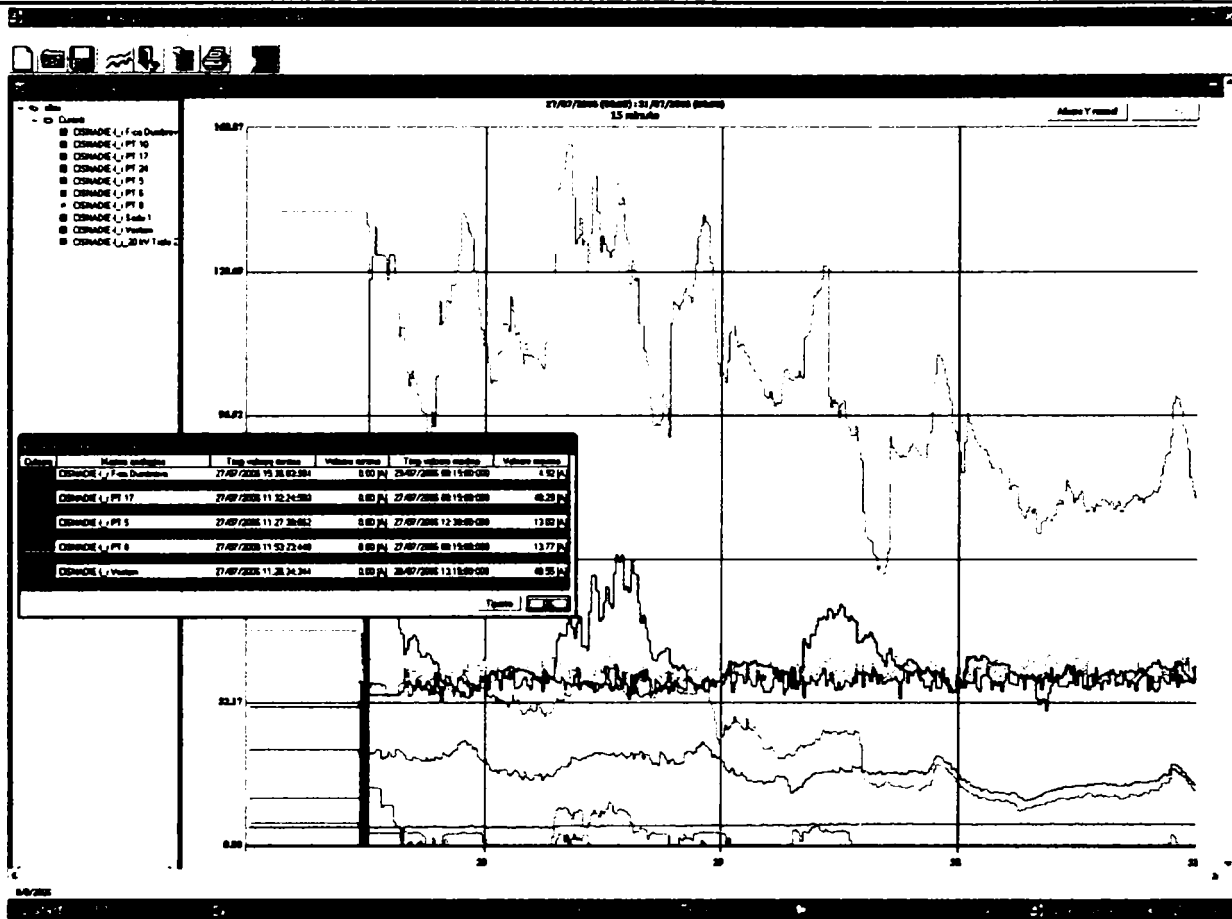


Figura 5.41 Graficul de evoluție al curenților în conexiunea 20kV

Pentru instalațiile în care se utilizează terminale numerice cu funcții integrate de protecție-comandă control cum este de pildă cazul PA 20kV Veștem puterea activă, reactivă și aparentă precum și energia vehiculată sunt măsurate direct de echipamentul de achiziție prin intermediul modulelor de măsurare hardware și software proprii. Valorile astfel obținute sunt mult mai precise. Modul de variație al puterilor vehiculate pe liniile de medie tensiune în PA Veștem este ilustrat în Figura 5.42.

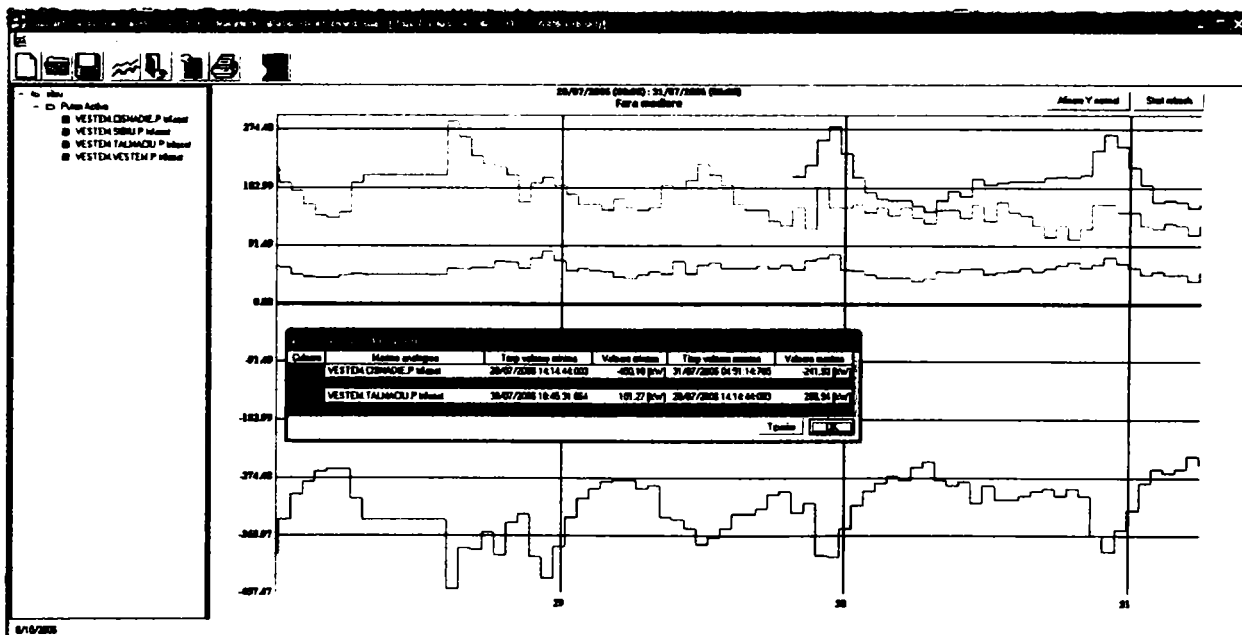


Figura 5.42 Graficul de evoluție al puterilor vehiculate pe linii de MT

Pe lângă afișarea graficelor de evoluție ale mărimilor analogice arhivate în baza de date programul permite generarea de rapoarte sub formă tabelară. Aceste tabele conțin valorile numerice înregistrate, sunt generate în format HTML și pot fi vizualizate cu un browser de Internet.

De asemenea, aceste tabele pot fi salvate și transferate într-o zonă de acces public. Aici rapoartele pot fi consultate de alți utilizatori în scopul întocmirii de analize și studii pentru optimizarea regimurilor de funcționare.

5.6 Sistemul de Telegestiune a energiei electrice

Sistemele de Telegestiune asigură citirea automată a datelor de la echipamentele de contorizare, stocarea datelor în baze de date, prelucrarea datelor și transformarea lor în informații precum și afișarea informațiilor obținute sub formă de rapoarte.

Managementul energiei electrice este bazat pe citirea de la distanță a datelor memorate în contoare, după un program predefinit sau la cerere, folosind infrastructuri de comunicație din cele mai diverse. Datele sunt transmise pentru stocare și gestionare unui sistem de gestiune al bazelor de date relaționale. Diferite tipuri de rapoarte configurabile de către utilizator pot fi accesate local sau de la distanță de mai mulți utilizatori. Echipamentele din componența sistemului pot fi distribuite geografic sau instalate în același loc.

Introducerea sistemelor de Telegestiune în cadrul sistemelor informatice de proces este justificată de faptul că structura funcțională a acestor sisteme nu diferă fundamental față de cea a sistemelor SCADA de exemplu.

Contoarele electronice pot fi asimilate cu echipamente digitale inteligente (IED-Intelligent Electronic Device) care achiziționează din proces valorile mărimilor electrice înregistrate într-un nod al rețelei, le memorează și le transmit apoi prin căi de comunicație digitală către un punct central unde se realizează arhivarea lor de către un server de baze de date. Acest server este conectat la o rețea locală LAN care permite accesul utilizatorilor la rapoartele și informațiile gestionate de sistem.

Există totuși deosebiri fundamentale între cele două tipuri de sisteme.

O mare parte din volumul de date vehiculat de sistemele SCADA sunt semnale numerice pe când sistemele AMR vehiculează în principal valori ale mărimilor electrice.

Sistemele SCADA utilizează schimbul de date în timp real, în scopul conducerii operative a rețelei. Mărimile analogice nu sunt memorate la nivel local ci sunt achiziționate și stocate în baza de date de la punctul central

Sistemele AMR comunică cu contoarele la intervale prestabilite, uzual o singură dată pe zi, pentru transferul datelor memorate în memoria internă a contorului.

Pentru sistemele SCADA comunicația trebuie să fie bidirecțională pentru a permite efectuarea de comenzi în instalațiile supravegheate.

În cazul sistemelor AMR este suficientă interogarea echipamentelor aflate în câmp.

În pofida acestor diferențe se constată însă utilitatea informațiilor achiziționate de către sistemele AMR la dezvoltarea și implementarea funcțiilor de tip DMS, în special a celor care nu se efectuează în timp real, cum ar fi: optimizarea circulațiilor de puteri, calculul pierderilor în rețelele electrice de distribuție, efectuarea de prognoze pe termen scurt și mediu.

De asemenea, în urma dezvoltării pieței de energie se constată creșterea exponențială a numărului de contoare electronice dotate cu facilități suplimentare cum ar fi memorarea curbelor de sarcină. De obicei aceste sunt montate în noduri ale rețelei în care nu există, sau nu se justifică

montarea altor IED pentru achiziții de date. Faptul că se poate urmări evoluția consumului de energie electrică la intervale orare în mult mai multe noduri ale rețelei decât până acum permite rafinarea metodelor de calcul de regimuri și obținerea unor rezultate mai precise. O parte dintre contoarele electronice sunt prevăzute cu funcții speciale de măsură a mărimilor electrice din rețeaua de distribuție. Valorile tensiunilor, curenților, puterilor active și reactive precum și coeficienții de distorsiune armonică pentru tensiune și curent pot fi măsurăți și transmiși la distanță la intervale prestabilite. Analiza ulterioară a acestor mărimi permite monitorizarea încadrării în limitele prescrise pentru parametrii de calitate ai energiei electrice, sau validarea modelelor matematice de calcul utilizate în aplicațiile informatice.

O parte importantă a măsurătorilor prezentate în cadrul tezei provin din prelucrarea datelor cuprinse în sistemul de telegestiune aflat în funcție la SDFEE Sibiu. În cursul anului 2005 a fost definitivat sistemul de telegestiune pe contur al sucursalei Sibiu. În ultima etapă au fost montate contoare electronice cu curbă de sarcină și comunicație la distanță pe toate transformatoarele de putere 110/20kV din stațiile de transformare. În stadiul actual sistemul permite achiziția, arhivarea și generarea de rapoarte pentru toate liniile electrice aeriene de 110kV și transformatorul 110kV din rețelele SDFEE Sibiu. Acest fapt permite măsurarea mai precisă a energiilor vehiculate precum și întocmirea de balanțe pentru conexiunea de 110kV a stațiilor de transformare. Determinarea cantităților de energie se realizează lunar prin calculul diferenței dintre indecșii autocitiți în data de întâi a fiecărei luni la ora 00:00. Se elimină astfel erorile introduse de citirea contoarelor de către personalul de servare operativă. Sincronizarea automată a contoarelor cu ora oficială a României prin receptorul GPS conectat la serverul de telegestiune asigură creșterea preciziei de citire.

Principalele funcțiuni oferite de software-ul de achiziție sunt:

- Citire automată. Sistemul este capabil să citească contoarele pe baza unui orar predefinit. Pentru fiecare contor se poate defini un orar de citire format din reguli. Regulile sunt caracterizate de o anumită frecvență și o perioadă de valabilitate. Există posibilitatea definirii de reguli de citire singulară sau repetată.
- Citire la cerere. Utilizatorul are posibilitatea să pornească sau să oprească procesul de comunicație pe orice canal de comunicație și să genereze cereri de citire manuală pentru un contor sau un grup de contoare.
- Citire în paralel. Pentru scurtarea timpului necesar achiziției datelor, sistemul este capabil să citească mai multe contoare în paralel, folosind pentru aceasta mai multe porturi seriale.
- Sincronizarea ceasurilor contoarelor. Sincronizarea ceasului intern al calculatoarelor de achiziție cu ajutorul unui echipament de sincronizare (receptor GPS) oferă posibilitatea sincronizării ceasului intern al fiecărui contor din sistem. Sincronizarea se realizează atunci când diferența dintre ceasul sistemului și cel al contorului se află între niște limite definibile, în pași de dimensiune stabilită de administratorul sistemului.

Sistemul de management al bazelor de date gestionează stocarea datelor citite de la contoare în baza de date de tip Microsoft SQL Server

Alte funcții opționale:

- introducerea manuală a datelor,
- import de date din fișiere ,
- exportul de date, replicarea datelor între sisteme.

Sistemul de citire de la distanță a contoarelor de energie electrică – Telegestiune- implementat la SDFEE Sibiu oferă informații asupra consumului de energie electrică, bazate pe datele furnizate de contoarele instalate în punctele de măsură de interes.

Din punct de vedere al echipamentelor, sistemul este alcătuit din :

- Contoare electronice tip ALPHA A1R-AL+ și A1R-L+ (Figura 5.43) care masoară energia activă primită și cedată precum și energia reactivă în toate cele 4 cadrane, evidențiind componenta inductivă, respectiv capacitivă a acesteia. Aceste contoare memorează informația privind energia electrică și puterea cedată sau primită folosind 4 canale de curbe de sarcină. Sunt înregistrate: energia activă (primită, cedată) și energia reactivă (inductivă și capacitivă). Intervalul de înregistrare a curbei de sarcină poate fi ales 15 sau 60 min.
- Echipamentele de comunicație la distanță cu contoarele, modemuri pe linii telefonice comutate, modemuri GSM, multiplexoare precum și modulele lor de alimentare
- Sistemul informatic, amplasat la punctul central, compus din serverele de achiziție și raportare împreună cu modulele software pentru comunicația cu contoarele, gestionarea bazei de date referitoare la contoare, gestionarea bazei de date istorice și generare de rapoarte pe baza acestor date.

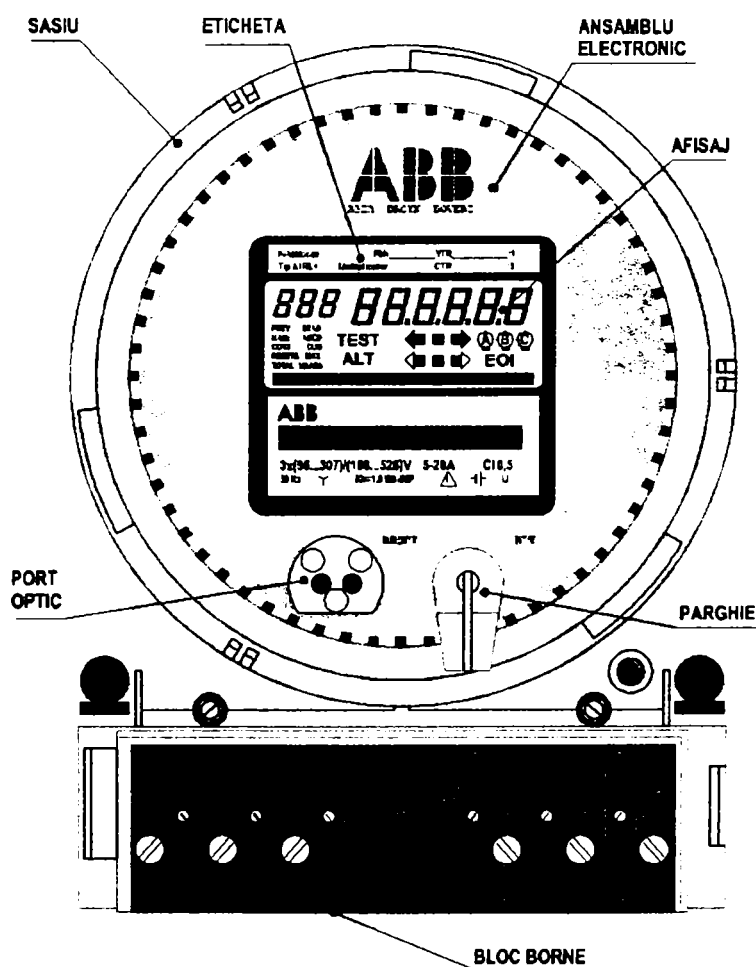


Figura 5.43 Contorul electronic tip Alpha A1R-L

Pentru includerea în sistemul de telegestiune sunt necesare contoare electronice care măsoară energia activă primită și cedată precum și energia reactivă în toate cele 4 cadrane, evidențiind componenta inductivă, respectiv capacitivă a acesteia. Aceste contoare memorează informația privind energia electrică și puterea, cedată sau primită, folosind 4 canale de curbă de sarcină. Sunt înregistrate: energia activă (primită și cedată) și energia reactivă (inductivă și capacitivă). Intervalul de înregistrare a curbei de sarcină este variabil 15 – 60 minute și se stabilește la programarea contorului. Perioada de stocare a curbei de sarcină depinde de mărimea intervalului de memorare și numărul de canale alese. O mare parte dintre contoarele utilizate dispun de facilități suplimentare și anume:

- verificarea continuă a corectitudinii modului de conectare a contorului în circuit.
- afișarea mărimilor specificate (instrumentație).
- monitorizarea calității energiei electrice, dispunând de un jurnal de evenimente în care sunt stocate evenimentele care au afectat calitatea energiei electrice cum ar fi căderile de tensiune, tensiunea prea mare, factorul de putere, scăderea sau dispariția curentului pe una din faze, depășirea unui prag de putere prescris pentru distorsiunile armonice ale curentului sau tensiunii. Toate aceste evenimente au și un contor al lor.

Măsurătorile de instrumentație oferă o colecție de mărimi ce pot fi afișate în oricare din secvențele de lucru ale contorului: normal, alternant, sau test și pot fi citite și raportate fie prin citire locală cu aplicația utilizată la programarea contoarelor fie de la distanță prin sistemul de telegestiune. Formatul valorilor instantanee afișat pe contor și unitățile lor de măsurare sunt:

▪ frecvența sistemului	SYS xx.xxHZ
▪ puterea activă a sistemului	SYS xxx.xxx
▪ puterea reactivă (aritmetica) a sistemului	SYS xxx.xxx
▪ puterea reactivă (vectoriala) a sistemului	SYS xxx.xxx
▪ puterea aparentă (aritmetica) a sistemului	SYS xxx.xxx
▪ puterea aparentă (vectoriala) a sistemului	SYS xxx.xxx
▪ factorul de putere (aritmetic)	SYS xxx.xPF
▪ factorul de putere (vectorial)	SYS xxx.xPF
▪ tensiunea pe fiecare fază	Phx xxx.x U
▪ curentul pe fiecare fază	Phx xxx.x A
▪ defazajul fiecărei tensiuni referită la faza A(R) de tensiune	Phx xxx.x oU
▪ defazajul fiecărui curent referit la faza A(R) de tensiune	Phx xxx.x oI
▪ factorul de putere de pe fiecare fază	Phx x.xxPF
▪ unghiul dintre tensiune și curent pe fiecare fază	Phx xxx.x o
▪ puterea activă pe fiecare fază	Phx xxx.xxx
▪ puterea aparentă pe fiecare fază	Phx xxx.xxx
▪ puterea reactivă pe fiecare fază	Phx xxx.xxx
▪ indicatorul distorsiuni totale armonice de tensiune pe faze	THx xxx.xdU
▪ indicatorul distorsiuni totale armonice de curent pe faze	THx xxx.xdA
▪ indicatorul distorsiuni armonică a doua de tensiune pe faze	THx xxx.xdU
▪ indicatorul distorsiuni armonică a doua de tensiune pe faze	THx xxx.xdA

Contoarele sunt echipate cu module de comunicație prin interfață serială RS232 pentru transmiterea datelor la serverul de achiziție de la punctul central.

Comunicația cu contoarele se realizează prin rețeaua de telefonie publică prin intermediul modemurilor GSM și a MSU-urilor (modem sharing unit).

Datorită numărului mare de contoare integrate în sistemul existent punctul central de achiziție date este dotat cu un server de comunicație și un server de raportare care permit accesul concurrent al tuturor utilizatorilor. În regim normal de lucru serverul de achiziție interoghează pe rând fiecare contor la intervale programabile de timp (de obicei zilnic) atât pentru citirea curbei de sarcină pentru ziua anterioară, cât și pentru sincronizarea ceasurilor interne a tuturor echipamentelor.

Pentru realizarea comunicației la distanță este necesară montarea echipamentelor de comunicație în locația în care se află și grupul de măsurare. În cazul în care în respectiva locație se află montat un singur contor de decontare schema de principiu care trebuie realizată cuprinde un adaptor activ (pentru conversia de la interfața în buclă de curent a contorului la RS232), modemul GSM și circuitele lor de alimentare (siguranțe automate și prize bipolare cu contact de protecție).

Dacă în locația respectivă se află mai multe contoare de decontare la o distanță de maxim 100 m acestea se pot conecta la un multiplexor și pot fi citite cu ajutorul unui singur modem GSM.

Stația de achiziție comunică direct cu contoarele și gestionează baza de date de referință. Stațiile de raportare utilizează baza de date achiziționate permit generarea rapoartelor. Stațiile de lucru accesează informațiile de pe server prin intermediul browserului de internet. Tehnologia Client-Server permite conectarea simultană pentru mai mulți utilizatori.

Achiziția datelor de la contoare se face prin citirea directă a datelor stocate de contoare: indecși curenți și autocitiți, curbe de sarcină, parametri de configurare (constante), informații de stare (evenimente, avertismente, erori), informații privind calitatea energiei (jurnale de evenimente, contori de evenimente), mărimi de instrumentație. Datele citite sunt stocate într-o bază de date de tipul Microsoft SQL Server.

Citirea se va face:

- automat, pe baza unui orar definit
- manual, la cererea utilizatorului.

Sistemul asigură sincronizarea ceasurilor echipamentelor (calculatoare, contoare) cu o referință obținută de la satelit (GPS).

Pe lângă citirea directă a datelor de la contoare, este posibilă achiziția datelor prin importarea fișierelor obținute cu ajutorul aplicațiilor de citire locală a contoarelor cu ajutorul calculatorului portabil. Acest mod de achiziție permite funcționarea sistemului chiar și în condițiile în care comunicația cu contoarele este întreruptă. De asemenea, această funcție permite achiziția datelor de la contoarele care nu se pot citi de la distanță.

Sistemul oferă posibilitatea exportului datelor în fișiere text (ASCII). Formatul datelor exportate este același cu cel al fișierelor generate de aplicația AlphaPlus.

Datele stocate în baza de date sunt prelucrate pentru obținerea de rapoarte. Sistemul oferă câteva tipuri predefinite de rapoarte configurabile de utilizator, în forme tabelare și grafice. Rapoartele sunt prezentate sub formă de pagini HTML și pot fi vizualizate și tipărite cu ajutorul unui navigator (browser).

Sistemul permite accesul mai multor utilizatori locali (în rețeaua locală – LAN), aflați la distanță (rețea largă –WAN) sau prin Internet. Accesul acestora este restricționat prin parole. Utilizatorii au drepturi diferite la funcțiile și datele oferite de sistem.

Utilizatorii conectați la sistem sunt informați continuu de apariția de noi evenimente privind:

- comunicația cu contoarele.
- schimbarea stării contoarelor – detectarea unor evenimente, avertismente sau erori.

- accesele neautorizate.

La apariția unui eveniment nou, o alarmă vizuală și sonoră este declanșată. Alarma rămâne activată până ce unul din utilizatorii conectați ia la cunoștință de noile evenimente apărute.

Pentru configurarea elementelor componente: contoare, linii de comunicație, baza de date, rapoarte, utilizatori, sunt disponibile module software specifice fiecărei sarcini. Accesul la aceste funcții este permis doar utilizatorilor autorizați (administrator).

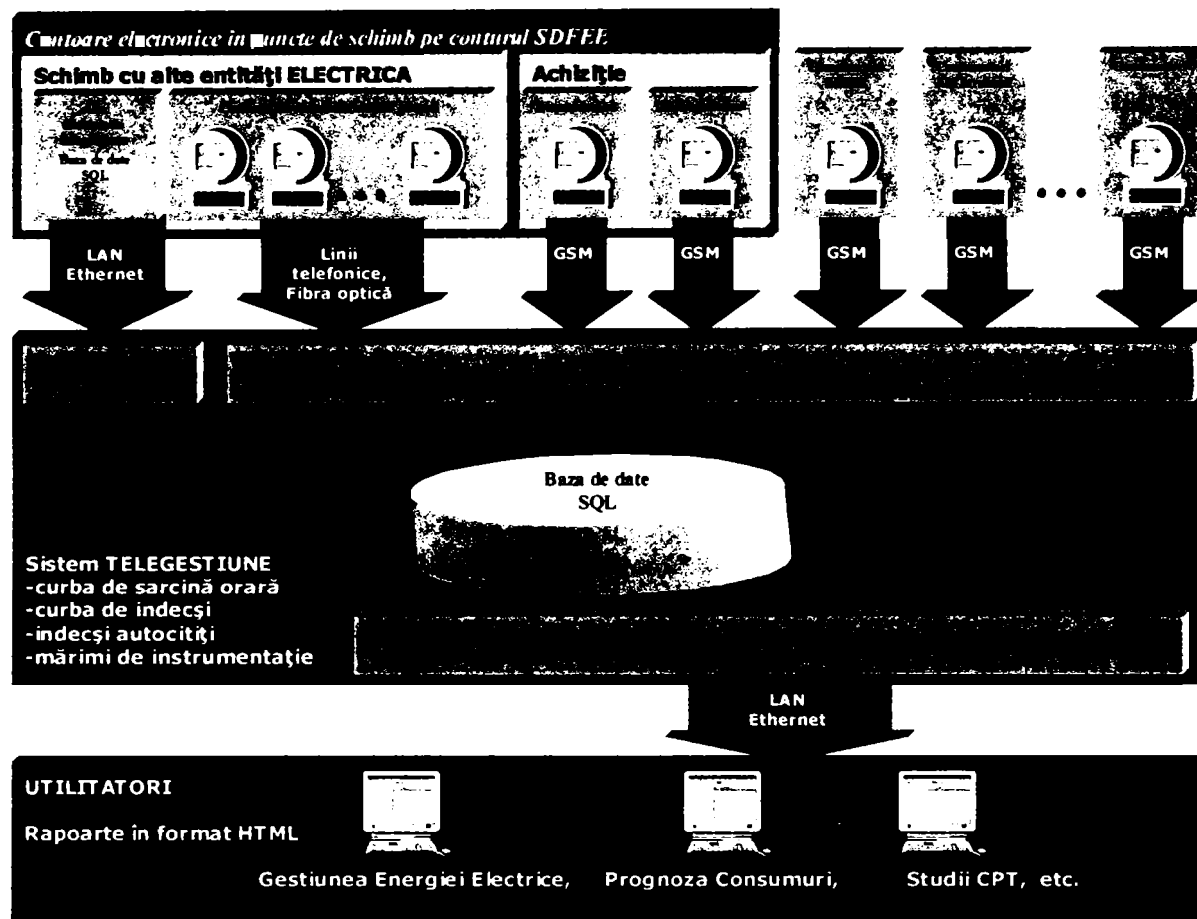


Figura 5.44 Fluxul de informații aferent sistemului de telegestiune

Pot fi generate următoarele tipuri de rapoarte:

1. Rapoarte standard. Sunt rapoarte zilnice, lunare sau anuale generate de baza informațiilor de curbă de sarcină. Ele sunt configurabile de administrator și sunt reprezentate sub formă tabelară sau grafică.
2. Rapoarte cu indecși Sistemul oferă mai multe tipuri de rapoarte care prezintă informații privind indecșii și energia înregistrată de contoare într-o perioadă selectată.
3. Curbe de sarcină Aceste rapoarte permit afișarea sub formă grafică sau tabelară a curbei de sarcină a contoarelor sau contoarelor virtuale (suma algebrică a mai multor contoare). Se poate afișa pentru o perioadă selectată energia activă/reactivă/aparentă livrată/primită și factorul de putere cu rezoluții de la un minut la mai multe zile.
4. Mărimi de instrumentație. Aceste rapoarte evidențiază într-o formă grafică sau tabelară variația mărimilor de instrumentație: frecvență, putere, tensiune, curent, factor de putere, factor de distorsiuni armonice pe curent și tensiune, într-o perioadă selectată.
5. Informații generale Raportul oferă posibilitatea monitorizării unui grup de contoare. Mărimile afișate se actualizează continuu. Se pot selecta și afișa următoarele mărimi:

- puterea pe ultimul interval

- indexul de la ultima citire
- energia orară la data/ora selectată
- indexul la data/ora selectată

6. Informații detaliate. Raportul prezintă toate informațiile disponibile despre un contor: parametri programați (constante), date curente și autocitite, contori de evenimente.

7. Topologie. Topologia sistemului se poate afișa sub forma unor pagini HTML. Prin intermediul lor se pot obține direct informații detaliate despre contoare.

8. Prognoze. Raportul oferă o predicție a consumului de energie electrică pentru perioada următoare sub forma unor rapoarte tabelare sau grafice cu rezoluții de o oră sau o zi. Algoritmul de previzionare este bazat pe o rețea neuronală care necesită antrenament pe un set de date anterior colectate.

9. Jurnale de evenimente. Sistemul stochează date privind evoluția stării sale în jurnale de evenimente. Pe baza acestor date stocate se pot genera rapoarte privind:

- evenimentele de comunicație
- întreruperile de tensiune
- schimbarea stării contoarelor
- evenimente privind calitatea energiei
- accesul utilizatorilor

Un aspect important este acela că sistemul poate fi configurat să genereze automat, la intervale predefinite rapoartele necesare în mod uzual. Deoarece acestea au ca suport formatul HTML, pot fi utilizate apoi prin adresare pe intranet.

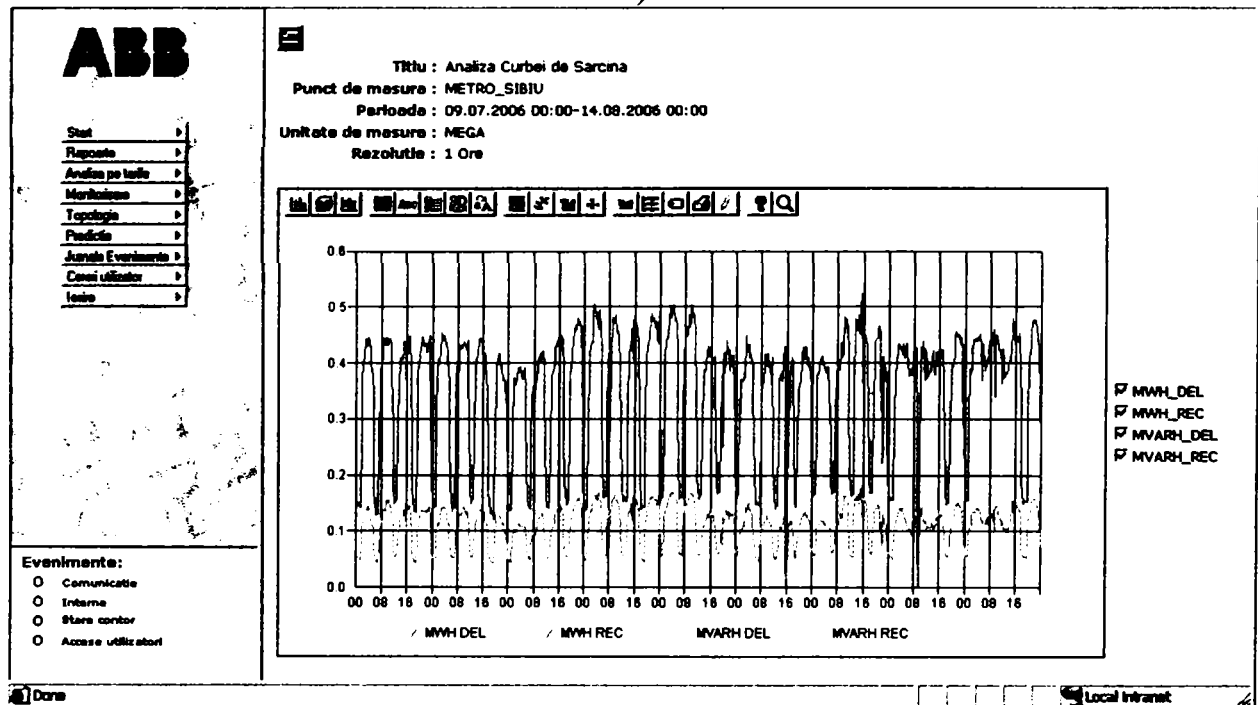
Pentru exemplificare am ales ilustrarea informațiilor care pot fi oferite de sistemul de telegestiune cu capturi de ecran realizate la analiza detaliată a funcționării unui consumator eligibil din punctul de vedere al nivelului de armonici prezente în rețeaua de alimentare de medie tensiune. Pentru obținerea acestor date a fost necesar ca citirea contoarelor să se realizeze la interval de o oră.

- Curbele de sarcină permit analiza evoluției în timp a energiei active / reactive / aparente, livrate / primite, și a factorului de putere, pentru contoare sau contoare virtuale, în formă tabelară sau grafică cu rezoluții de la un minut la o zi ilustrate în Figura 5.45

09.08.2006 00:00-
 Perioada : 14.08.2006 00:00
 Unitate de masura : MEGA
 Rezolutie : 1 Ore

Perioada	MWH_DEL	MWH_REC	MVARH_DEL	MVARH_REC
09.08.2006 00:00-01:00	0,170	0,000	0,060	0,000
09.08.2006 01:00-02:00	0,148	0,000	0,054	0,000
09.08.2006 02:00-03:00	0,155	0,000	0,056	0,000
09.08.2006 03:00-04:00	0,151	0,000	0,054	0,000
09.08.2006 04:00-05:00	0,152	0,000	0,055	0,000
09.08.2006 05:00-06:00	0,284	0,000	0,091	0,000
09.08.2006 06:00-07:00	0,380	0,000	0,100	0,000
09.08.2006 07:00-08:00	0,396	0,000	0,107	0,000
09.08.2006 08:00-09:00	0,392	0,000	0,109	0,000
09.08.2006 09:00-10:00	0,407	0,000	0,116	0,000
09.08.2006 10:00-11:00	0,409	0,000	0,123	0,000
09.08.2006 11:00-12:00	0,452	0,000	0,146	0,000
09.08.2006 12:00-13:00	0,459	0,000	0,147	0,000
09.08.2006 13:00-14:00	0,455	0,000	0,149	0,000
09.08.2006 14:00-15:00	0,448	0,000	0,146	0,000
09.08.2006 15:00-16:00	0,449	0,000	0,150	0,000
09.08.2006 16:00-17:00	0,452	0,000	0,153	0,000
09.08.2006 17:00-18:00	0,434	0,000	0,143	0,000
09.08.2006 18:00-19:00	0,445	0,000	0,147	0,000
09.08.2006 19:00-20:00	0,446	0,000	0,145	0,000
09.08.2006 20:00-21:00	0,431	0,000	0,140	0,000
09.08.2006 21:00-22:00	0,372	0,000	0,121	0,000
09.08.2006 22:00-23:00	0,288	0,000	0,107	0,000
09.08.2006 23:00-00:00	0,288	0,000	0,091	0,000

a)



b)

Figura 5.45 Rapoarte generate pe baza curbei de sarcină

- Pentru mărimile de instrumentație este disponibilă, de asemenea raportarea valorilor înregistrate (în momentul în care se execută citirea) sub formă tabelară a) sau sub formă de evoluție în timp b), ilustrate în Figura 5.46

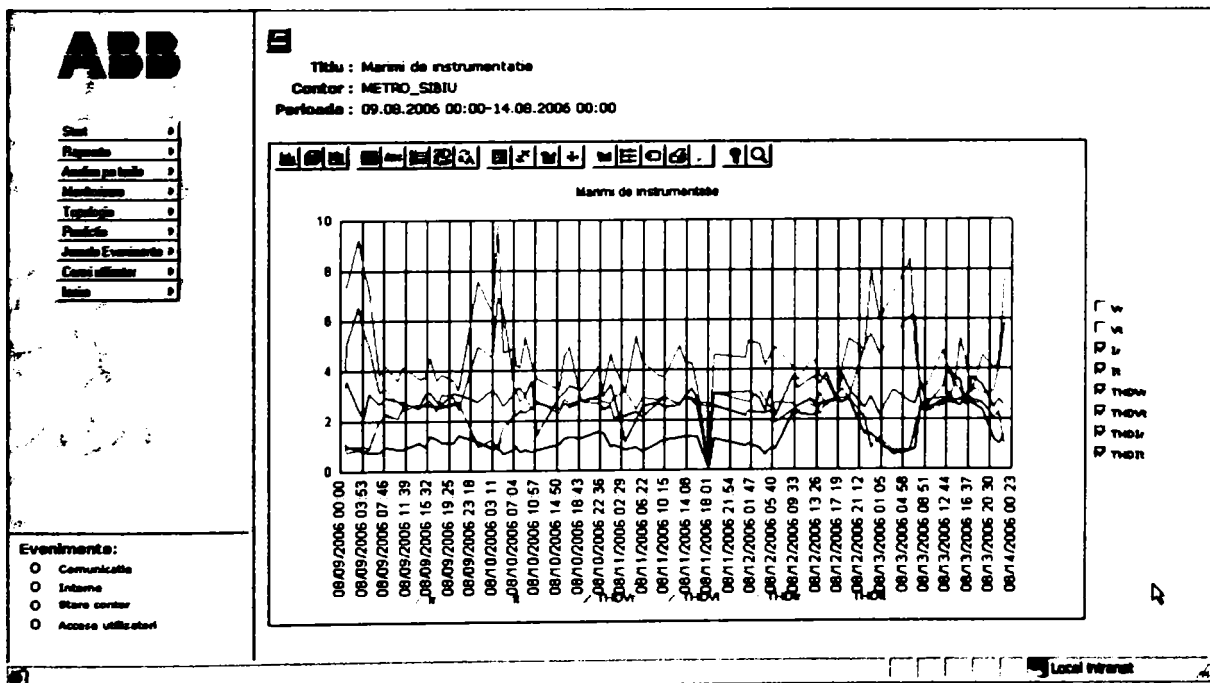
ABB

Titlu : Mărimi de instrumentație
 Contor : METRO_SIBIU
 Perioada : 09.08.2006 00:00-14.08.2006 00:00

Data/Timp	Transformator pe fază F	Transformator pe fază R	Capacitate pe fază F	Capacitate pe fază R	Stabilitate capacitate pe fază F	Stabilitate capacitate pe fază R	Stabilitate capacitate pe fază F	Stabilitate capacitate pe fază R
09.08.2006 00:00	58.44	58.81	1.05	0.91	1.07	3.39	4.05	7.39
09.08.2006 03:53	58.54	58.87	0.94	0.77	0.99	3.57	5.04	7.35
09.08.2006 07:46	58.86	59.24	1.00	0.85	0.85	2.46	6.52	9.23
09.08.2006 11:39	58.66	58.98	1.00	0.89	0.77	2.13	5.52	8.08
09.08.2006 15:32	58.67	59.02	0.96	0.85	0.76	3.09	4.98	7.25
09.08.2006 19:25	58.60	58.93	2.03	2.02	0.76	2.66	3.11	3.84
09.09.2006 03:18	58.35	58.59	2.26	2.33	0.95	2.93	3.24	4.18
09.09.2006 07:11	58.27	58.52	2.11	2.11	0.89	2.77	2.76	3.56
09.09.2006 11:04	58.88	59.17	2.59	2.45	0.87	2.62	2.73	4.13
09.09.2006 15:00	58.34	58.61	2.65	2.66	1.10	2.60	2.46	3.66
09.09.2006 18:53	58.68	58.97	2.64	2.66	0.95	3.05	2.72	3.72
09.09.2006 22:46	58.73	58.99	2.64	2.72	1.37	3.13	2.77	4.51
09.10.2006 00:39	58.94	59.13	2.55	2.62	1.29	2.78	2.36	3.59
09.10.2006 04:32	58.99	59.40	2.53	2.62	1.12	2.65	3.02	3.85
09.10.2006 08:25	58.54	58.96	2.66	2.74	1.11	3.06	2.90	3.58
09.10.2006 12:18	58.32	58.65	2.70	2.80	1.40	3.05	2.43	3.19
09.10.2006 16:11	57.97	58.37	1.09	0.97	1.16	2.73	4.97	7.55
09.10.2006 20:04	58.45	58.86	0.99	1.29	0.89	3.26	4.48	6.31
09.11.2006 03:57	58.50	58.96	1.07	0.86	0.94	2.97	6.90	9.80
09.11.2006 07:50	58.80	59.10	1.76	1.42	0.65	2.60	6.37	4.71
09.11.2006 11:43	58.35	58.71	2.35	2.43	0.89	3.07	3.18	4.87
09.11.2006 15:36	58.18	58.54	2.20	2.25	1.00	3.26	3.23	4.21

Local Intranet

a)



b)

Figura 5.46 Mărimi de instrumentație

5.7 Contribuții personale

În cursul anului 1998 am făcut parte din colectivul care a întocmit Proiectul Directiv pentru Circuite Secundare în Stațiile de Transformare. Acest proiect directiv a fost apoi supus dezbaterii specialiștilor din toată țara și aprobat la nivel național în CTE Electrica București. În cadrul studiului respectiv au fost stabilite direcțiile strategice pentru implementarea sistemelor integrate de protecție comandă control pentru stațiile de transformare. Lucrarea a constituit un sprijin important la acea dată pentru specialiștii implicați în proiectarea și implementarea acestui tip de sisteme. Principiile stabilite atunci au rămas valabile chiar dacă pe parcursul ultimilor ani a evoluția tehnologică în domeniu a înregistrat salturi spectaculoase.

De la acel proiect inițial am avut ocazia să particip la dezvoltarea unor aplicații importante în ceea ce privește implementarea sistemelor care pun bazele pentru dezvoltarea DMS. Cele mai importante contribuții au fost aduse prin:

- Realizarea Studiului pentru implementarea SAD la SDFEE Sibiu. Importanța acestui studiu derivă din faptul că a constituit prima abordare a acestui subiect ca sistem pe plan național. Deși în alte filiale de distribuție au fost montate atât reanclanșatoare cât și separatoare telecomandate studiul a reliefat importanța integrării reanclanșatoarelor în sistemul de teleconducere și a servit drept model pentru implementări ulterioare. Soluțiile tehnice prezentate au fost validate de funcționarea SAD în ultimii 5 ani (anul 2000).
- Realizarea studiului și a caietului de sarcini pentru implementarea noilor sisteme SCADA în stațiile Aeroport (anul 2004) și Dumbrava (anul 2005). Stabilirea corectă din faza de proiectare a condițiilor și cerințelor pentru sistemele SCADA actuale dezvoltate în cadrul lucrărilor de investiții sau modernizare are o importanță deosebită pentru finalizarea cu succes a acestora
- Contribuțiile autorului la definirea și structurarea sistemului integrat de teleconducere la SDFEE Sibiu care au fost amintite în cuprinsul capitolului
- Realizarea studiului de fezabilitate și a caietului de sarcini pentru extinderea sistemului de telegestiune la consumatorii eligibili (anul 2006).

În cadrul capitolului se face o sinteză a principiilor actuale de dezvoltare și implementare pentru sisteme SCADA care utilizează echipamente cu funcții integrate de protecție, comandă și control.

În continuare se prezintă pe larg arhitectura și modul de realizare al sistemelor SCADA din stațiile de transformare ale SDFEE Sibiu, precum și echipamentele utilizate.

O atenție specială a fost acordată SAD deoarece implementarea acestui tip de sistem reprezintă condiția pentru realizarea obiectivelor DMS în viitorul apropiat. Au fost evidențiate prioritățile SDFEE Sibiu, în special integrarea SAD cu sistemele SCADA din stațiile de transformare pentru obținerea unui sistem unic de conducere de la distanță a rețelei de distribuție. Sunt prezentate arhitectura, funcțiile și modul de utilizare al sistemului de teleconducere instalat la Punctul Central de Comandă de la DED(L) care permit conducerea operativă de la distanță a instalațiilor electroenergetice, una dintre principalele funcții DMS.

Pentru completare funcțiilor DMS existente cu cele care permit analiza regimurilor de funcționare este prezentat modul de achiziție și arhivare a datelor achiziționate din proces.

Capitolul 6. Sistemul GIS (Geographical Information System)

6.1 Necesitatea apariției GIS

Tehnologiile GIS au apărut în urmă cu 30 de ani din necesitatea de a facilita operații complexe de analiză geografică pentru care sistemele existente (CAD, DBMS) nu ofereau nici o posibilitate ori necesitau un mare consum de timp sau proceduri foarte anevoioase.

Ca în orice domeniu tehnic, există diverse variante privind prioritatea în acest domeniu. Deși există o serie de preocupări și chiar o definiție a unui GIS încă de la începutul anilor '60, este în prezent evident faptul că dezvoltarea unui sistem informatic geografic real este direct dependentă de resursele hardware și software disponibile.

În prezent, când performanțele în domeniul procesoarelor, al sistemelor grafice, al dispozitivelor de memorare și stocare sunt uimitoare chiar și pentru cei aflați în mijlocul tehnologiilor informatice, este greu de acceptat faptul că un sistem cu funcționalitate reală în tehnologia GIS ar fi putut exista mai devreme de deceniul '80. Cert este faptul că piața de GIS are în ultimii 10 ani o dinamică anuală constantă de 15%. Creșterea fără precedent a performanțelor sistemelor din clasa PC a asigurat accesul la tehnologiile GIS a unor noi categorii de utilizatori.

Preocuparea pentru reprezentarea grafică a lumii înconjurătoare există din cele mai vechi timpuri când pe pereții peșterilor de lângă Lascaux, Franța, vânătorii Cro-Magnon au pictat animale vâdate de ei cu 35 000 ani în urmă. În plus, la desenele animalelor apar liniile ce reprezintă rutele migrațiilor împreună cu informațiile aferente. Aceste înregistrări timpurii au precedat cele două elemente ce compun sistemele de informații geografice moderne: un fișier grafic legat de o bază de date cu atribute.



a) Grup de cerbi (pictura rupestră), Lascaux Caves, France (Art Resource, NY)



b) Urmele traseelor de caribu în Alaska între Aprilie 1985 și Decembrie 1986 (U.S. Fish and Wildlife Service)

Figura 6.1

În zilele noastre, biologii folosesc transmisoare radio și antene satelitare pentru a trasa rutele migrațiilor de caribu (Unul dintre cei mai mari cerbi din America de Nord) și urși polari, pentru a susține programul de protecție a animalelor. În GIS rutele migrațiilor au fost indicate de diferite culori pentru fiecare lună timp de 21 luni.

Cercetătorii au folosit apoi GIS pentru a suprapune traseele migrației pe harta planului de dezvoltare al exploatărilor petroliere pentru a determina posibilitatea interferenței cu traseele animalelor.

Tehnologia GIS își dovedește utilitatea în orice domeniu de activitate care se bazează pe tratarea informațiilor spațiale.

În continuare sunt enunțate câteva dintre cele mai cunoscute domenii în care tehnologia GIS se aplică în mod natural:

1. **URBANISM, SISTEMATIZARE ȘI ADMINISTRATIE LOCALĂ** (cadastru urban, optimizări transport urban, stabilirea amplasării optime a noilor obiective, spațiu locativ, studii de urbanism, acordarea autorizațiilor de construcție/demolare, evidența folosinței terenurilor, organizarea colectării și depozitării deșeurilor menajere, reorganizarea intervențiilor de urgență, evidențe necesare poliției, pompierilor, circumscripțiilor financiare)
2. **CARTOGRAFIE** (realizarea și actualizarea de hărți și planuri topografice, realizarea și actualizarea de hărți tematice integrarea în conținutul hărților a datelor de teren, fotometrice și satelitare)
3. **CADASTRU** (integrarea completă a procesului cadastral, pornind cu măsurătorile de teren și încheind cu editarea planurilor și registrelor de evidență cadastrală, facilități de comunicație cu sistemul de taxare a Ministerului Finanțelor, cu alte organisme publice sau persoane fizice îndreptățite la date cadastrale)
4. **DOTARI EDILITARE** (planificarea lucrărilor de întreținere a rețelei și echipamentelor din sistemul de distribuție a apei și de canalizare, inventarierea cerințelor consumatorilor, cartarea și supravegherea rețelei de distribuție a apei și de canalizare, înregistrarea defecțiunilor, planificarea lucrărilor de intervenție și identificarea consumatorilor afectați în caz de avarie, identificarea traseelor afectate de infiltrarea unor substanțe poluante, localizarea surselor de poluare și avertizarea consumatorilor, planificarea lucrărilor de extindere a rețelei de distribuție a apei și de canalizare)
5. **SERVICII PUBLICE Aplicații în domeniul producerii și distribuției de energie electrică:** (aplicații AM/FM – Automated Mapping/Facilities Management – pentru companii de distribuție de energie electrică, gaze, apă, etc.)
 - cartografierea dotărilor electrice
 - inventarierea, analiza și supravegherea dotărilor electrice
 - identificarea amplasamentului optim pentru un nou obiectiv
 - planificarea operațiilor de întreținere, reparații
 - proiectarea, întreținerea și optimizarea rețelelor electrice
 - analize demografice pentru planificarea distribuției și anticiparea vârfurilor de sarcină
 - planificarea operațiilor de rezolvare a reclamațiilor și sesizărilor consumatorilor
 - optimizarea activității de citire a contoarelor și încasare a facturilor prin arondarea consumatorilor
 - analiza zonelor unde apar frecvente disfuncționalități
 - identificarea și înștiințarea promptă a tuturor consumatorilor afectați de întreruperea temporară a furnizării de energie electrică din diverse motive (avarie, lucrări)
 - analiza încărcării rețelelor electrice
6. **TRANSPORTURI ȘI TELECOMUNICAȚII** (proiectare, întreținere și optimizare rețele transport, optimizări trasee transport, supravegherea traficului)
7. **PROTECȚIA MEDIULUI** (supravegherea rezervațiilor naturale, analiza poluării solului, urmărirea efectelor produse de diverși agenți poluanți, analiza zonelor afectate de diferiți poluanți, analiza zonelor afectate de dezastre naturale)

8. *AGRICULTURĂ, SILVICULTUĂA ȘI ÎMBUNĂTĂȚIRI FUNCiare* (cadastru silvic, supravegherea stării de sănătate a pădurilor, supravegherea culturilor, proiectarea și supravegherea sistemelor de irigație)
9. *PETROL ȘI GAZE NATURALE* (inventarierea, cartarea și supravegherea zăcămintelor, proiectare, întreținere și optimizare conducte)
10. *COMERT* (amplasarea magazinelor en-gros in functie de acces auto, concurenta, consumatori)
11. *APLICAȚII SPECIALE* (cartare topografica, hidrografica, aeronautica, cadastru militar, strategie militara, sprijin in operatii de baza, navigatie, tactica militara, control de frontiera, analiza terenului, informatii contra-informatii,)
12. *GEOLOGIE* (cartarea formatiunilor geologice, studii tectonice, cartarea, inventarierea si supravegherea zăcămintelor)
13. *HIDROLOGIE, OCEANOGRAFIE* (cartarea cursurilor și corpurilor de apă, studiul zonelor litorale, urmărirea poluării apelor de suprafață și de adâncime)
14. *STATISTICĂ, EVIDENȚA POPULAȚIEI, RECENSĂMINTE, DEMOGRAFIE* (registrul populației, analiza în teritoriu a datelor recensămintelor, analiza mișcărilor demografice, realizarea și diseminarea anualelor statistice)
15. *FINANȚE-BĂNCI* (zonarea pe circumscripții financiare, colectarea taxelor și a impozitelor, gestionarea împrumuturilor, inventarierea clientilor)
16. *POLITICĂ* studii diverse (interacțiuni, zone de influență, etc.)

6.2 Aplicații GIS în domeniul producerii și distribuției de energie electrică

Introducerea unui sistem GIS AM/FM (Automate Mapping/Facilities Management) competitiv și performant într-o societate comercială care are ca obiect de activitate distribuția de energie electrică are drept obiective principale:

- Reducerea cheltuielilor rezultate din operarea și optimizarea rețelelor – rezolvarea operativă a problemelor de strictă actualitate.
- Planificarea și optimizarea lucrărilor de dezvoltare a rețelei de distribuție.
- Adaptarea la normele și cerințele solicitate prin integrarea în structurile Vest Europene, conform planului de restructurare și reformă din sectorul energetic.

Posibilitățile oferite de tehnologia sistemelor geografice pentru modelarea informatică a managementului instalațiilor de distribuție, fac din aceasta un instrument vital organizării și conducerii moderne, în conformitate cu principiul conform căruia valoarea unei decizii este direct proporțională cu valoarea informațiilor care o determină.

Un sistem informatic poate fi definit ca ansamblul de proceduri și procese desfășurate prin intermediul tehnicii de calcul care asigură circuitul informațional și prelucrarea datelor într-o organizație pentru eficientizarea activității și îndeplinirea obiectivelor strategice.

GIS face parte din categoria sistemelor informaționale de importanță strategică și are ca principală particularitate faptul că utilizează ca principiu de bază reprezentarea datelor în context geografic. Datele alfanumerice pot fi astfel asociate diferitelor tipuri de obiecte și prezentate într-un sistem de coordonate bi sau tridimensional. GIS s-a impus ca soluție optimă pentru reprezentarea în format digital a caracteristicilor specifice pentru diferitele mijloace fixe

din gestiunea societăților comerciale, în special dacă acestea trebuie corelate cu localizarea lor pe arii întinse.

GIS nu se concentrează numai pe o documentare a rețelei, ci pe modelare, analiză și managementul resurselor relaționate geografic conform principiului conectivității. Beneficiile pentru consumatori, ca urmare a implementării GIS, sunt legate de eficiența pe care GIS o conferă localizării și cunoașterii exacte a consumatorilor dar și a rețelelor din exploatare.

Strategia SC Electrica SA în domeniul Informaticii de Gestiune (MIS) –caracterizează Implementarea Sistemului Geografic ca făcând parte din categoria sistemelor informatice de importanță strategică care au ca obiectiv obținerea eficienței economice în toate activitățile desfășurate, obiectiv considerat strategic fundamental pentru companie.

Implementarea unui sistem informatic GIS AM/FM pentru rețelele de distribuție, rezultă din obligativitatea asigurării în sectorul energetic a unui cadru tehnic și organizatoric unitar. Documentațiile de specialitate recomandă acest mod de abordare pentru sisteme informatice mari precum Electrica.

Poziția strategică a GIS în companiile din țările dezvoltate a fost evidențiată într-un studiu de caz – „GIS-ul este un lux?” - pe un număr de 2500 de organizații, statistica fiind explicitată în tabelul de următor:

Tabelul 6.1

Organizatia	Folosinta GIS
Companii de Utilitati	67%
Companii de Transport si Comunicatii	58%
Companii Comerciale	47%

Necesitatea acestei investiții a fost evidențiată în plus de o serie de constatări și studii, după cum urmează:

- Starea actuală necorespunzătoare a evidenței tehnice, supuse permanent unui proces de depreciere fizică și de conținut a documentelor primare, fapt care afectează calitatea și promptitudinea deciziei
- Nevoia de operativitate într-un sistem de management bazat pe indicatori de performanță cum ar fi: disponibilitatea rețelelor, continuitatea în alimentarea cu energie a clienților, pierderi în rețeaua de distribuție, este o necesitate care nu mai poate fi acoperită de prelucrările sistemului clasic PAD. Prin promovarea tehnologiei de prelucrare geografică a informației, se va asigura gestiunea spațială a datelor asupra instalațiilor și clienților precum și simularea structurilor fizice reale ale sistemului energetic
- Demersurile similare ale celorlalți factori ce administrează mediul de existență a rețelelor electrice, pentru crearea unor baze de date comune (Primării, Unități Economice, Oficiul de Cadastru, etc)
- Respectarea legislației și a actelor normative interne în vigoare: PE 029/1997 – de proiectarea sistemelor informatice pentru conducerea prin dispecer a instalațiilor energetice din sistemul energetic național cap.5.3; Ordinul MIC nr. 1645/17.11.1997; OG-İp 79/97.

Precizările legii 453/2001 - art.4.1 și 37.1 și ale legii 350/2001 - art.27, obligă posesorii de rețele tehnico-edilitare supra și subterane să transmită planurile cadastrale cu traseele rețelelor

existente pe teritoriul județului și al localităților, precum și să furnizeze gratuit și prompt toate informațiile necesare desfășurării activității de amenajare a teritoriului și de urbanism la nivel local.

Scopul final al întregii activități din SC Electrica SA este asigurarea unui serviciu de calitate superioară consumatorilor de energie electrică, iar prin implementarea sistemului geografic de gestiune informatică se va obține operativitate și promptitudine în colaborarea cu Primăriile locale, venind astfel atât în întâmpinarea clientului cât și a prevederilor legislative. Un efect secundar al acestei acțiuni va fi îmbunătățirea remarcabilă a imaginii publice a societății, fapt care nu poate fi cuantificat valoric, dar care face parte dintre obiectivele planului de acțiuni derivate din strategia SC Electrica SA.

Încă din anii 1994 în Electrica și în filialele sale există preocupări în utilizarea tehnologiei GIS ca suport pentru luarea de decizii în planificarea curentă sau de viitor a activităților specifice pe care le desfășoară. În acest scop, au fost desemnate persoane specializate pentru achiziția, organizarea, prelucrarea și valorificarea datelor spațiale și dezvoltarea de aplicații dedicate. Rezultatele obținute au evidențiat necesitatea și utilitatea acestei tehnologii atât la nivel Electrica cât și în toate filialele din țară.

Experiența acumulată a condus la reliefarea unor concluzii care trebuie să stea la baza modului de organizare și desfășurare în continuare al acestei activități:

- Dezvoltarea, actualizarea și chiar utilizarea acestui tip de sistem informatic de importanță strategică necesită o solidă pregătire interdisciplinară pentru specialiști din diferite domenii de activitate:
 - Energetică* – cunoașterea instalațiilor electroenergetice atât din punct de vedere teoretic cât și al experienței de exploatare
 - IT* – administrarea rețelelor de calculatoare, programare orientată pe obiecte, metode numerice de calcul, administrare baze de date SQL
 - Topografie* – sisteme de georeferențiere, cadastru industrial.
- Experiența acumulată poate fi valorificată la analiza și selectarea aplicațiilor cu potențial de generalizare.
 - Realizarea acestui tip de sistem informatic implică descentralizarea activității de culegere, introducere și actualizare a datelor.
- Pentru ca tehnologia GIS să-și poată oferi toate valențele și să fie un instrument vital în managementul societății, este **necesară extinderea / implementarea acestei tehnologii într-un concept unitar pe întreaga societate.**

6.3 Descrierea funcțională și tehnologică

Sistemul GIS este o alternativă la modelul informatic tradițional și are un avantaj esențial în faptul că utilizează o rețea arborescentă într-un sistem de referențiere geografic.

Aceasta permite creșterea substanțială a vitezei de lucru în următoarele direcții principale:

- Simularea proceselor din rețea și identificarea rapidă a elementelor implicate într-un eveniment;
- Accesarea și editarea documentației grafice primare (planuri geografice, detalii cadastrale, secțiuni prin instalații, scheme tehnice);
- întreținerea și consultarea datelor tehnice și statistice referitoare la instalațiile din gestiune;
- interfață prietenoasă cu utilizatorul

Un GIS trebuie să includă facilități pentru a răspunde următoarelor 5 întrebări generice:

- LOCALIZARE: "Ce se află la...?". Această întrebare urmărește identificarea obiectelor/fenomenelor amplasate la o anumită poziție geografică specificată prin denumire, adresa poștală, sau coordonate geografice (de exemplu de pe care circuit este alimentat un consumator dacă i se cunoaște adresa)
- CONDIȚIE: "Unde se află...?". Această întrebare urmărește aflarea poziției exacte a unui obiect/fenomen sau a unui ansamblu de cerințe specificate (de ex: Stația de transformare X sau postul de transformare Y amplasat la mai puțin de 1000m de o șosea).
- TENDINȚE: "Ce s-a modificat de când...?". Aceasta întrebare urmărește evidențierea modificărilor survenite într-o zonă geografică de-a lungul unei perioade de timp.
- PARTICULARITĂȚI : "Ce particularități se manifestă în zona...?". Această întrebare presupune o analiză complexă căutând corelații de tipul cauză-efect (de ex: care este locația posibilă pentru amplasarea unui nou centru de consum într-o anumită zonă cu investiții minime?) sau anomalii apărute la un moment dat într-o zonă cu caracteristici cunoscute (care este cauza scăderii consumului sau a creșterii pierderilor într-o anumită zonă).
- MODELARE: "Ce s-ar întâmpla dacă...?". Această întrebare presupune o analiză complexă urmărind anticiparea impactului unui eveniment (adaugarea, eliminarea, transformarea unui obiect/fenomen) asupra sistemului modelat (de ex: ce se poate întâmpla dacă se construiește o rețea nouă, o centrală nouă sau se mărește capacitatea unei stații de transformare etc.? sau care sunt daunele potențiale în cazul indisponibilizării unor capacități?

Implementarea unui sistem informatic GIS pentru managementul tehnic al instalațiilor electrice de distribuție permite realizarea următoarelor obiective:

- conversia hărților și descrierea digitală geografică a instalațiilor;
- eficientizarea achiziției / reactualizării datelor tehnice;
- reducerea duratei de răspuns la defecte/deranjamente sau alte analize în rețea;
- răspuns mai precis și mai rapid la solicitările clienților precum și localizarea lor;
- creșterea fiabilității alimentării cu energie electrică;
- reducerea costurilor de exploatare.

Această tehnologie informatică aduce o serie de particularități noi, atipice unui proces clasic de prelucrare automată, care trebuie avute în vedere în planificarea fazelor de realizare, după cum urmează:

- utilizarea unui sistem standard de coordonate geografice;
- volumul resurselor de muncă și financiare necesare la implementare (70% pentru culegere de date, 30% proiectare software) este inversat față de sisteme clasice;
- documentele primare preluate în aplicații acoperă toată gama de format fizic: date tabelare, date grafice georeferențiate (hărți și planuri), schițe tehnice (scheme electrice, vederi în plan și secțiuni), imagini, diagrame, simboluri, etc.;
- operații de culegere/editare date specifice (scanare, digitizare, localizări topografice ale instalațiilor existente, desene în format digital);
- spațiul geografic virtual fiind realizat prin procese de concatenare (mapare) a datelor culese din documente de dimensiuni limitate, solicită un nivel de

eroare dat de scările de reprezentare a acestor documente, care nu poate coborî sub o valoare standard de 0,5 mm raportată la scara de lucru.
ANEXA 1 GIS

- volumul mare al datelor grafice utilizat într-un software de bază GIS necesită capacități de prelucrare considerabile și de calitate, respectiv echipamente de înaltă performanță;
- costurile de achiziție a produselor soft gis și nivelul ridicat al resurselor necesare implementării sale se justifică numai în ideea implementării la nivelul unui sistem informatic unitar, care să înglobeze baza de date și aplicațiile deja existente și să ofere un instrument unic de gestiune și analiză a instalațiilor.

6.4 Structura tehnologiei GIS și integrarea ei în cadrul sistemului informatic

GIS este un sistem deschis, a cărui arhitectură prezintă avantajul că oferă soluții complete de rețea într-un mediu client-server. Componentele cheie ale acestei structuri sunt Mediul de Dezvoltare Deschis (ODE), Bazele de Date Deschise și Tehnologia Modelului Obiectelor Componente (COM).

GIS trebuie să fie un sistem aflat într-o strânsă conexiune cu celelalte sisteme informatice dezvoltate în cadrul SC Electrica. Aceasta se va materializa prin schimbul reciproc de date alfanumerice și grafice cu celelalte sisteme: MIS, SCADA, sistemul de management al documentelor.

Necesitatea soluției integrate GIS într-o companie de utilități publice este evidențiată în graficul următor, grafic ce detaliază principalele activități specifice, precum și principalele sisteme funcționale cu interconectarea acestora.

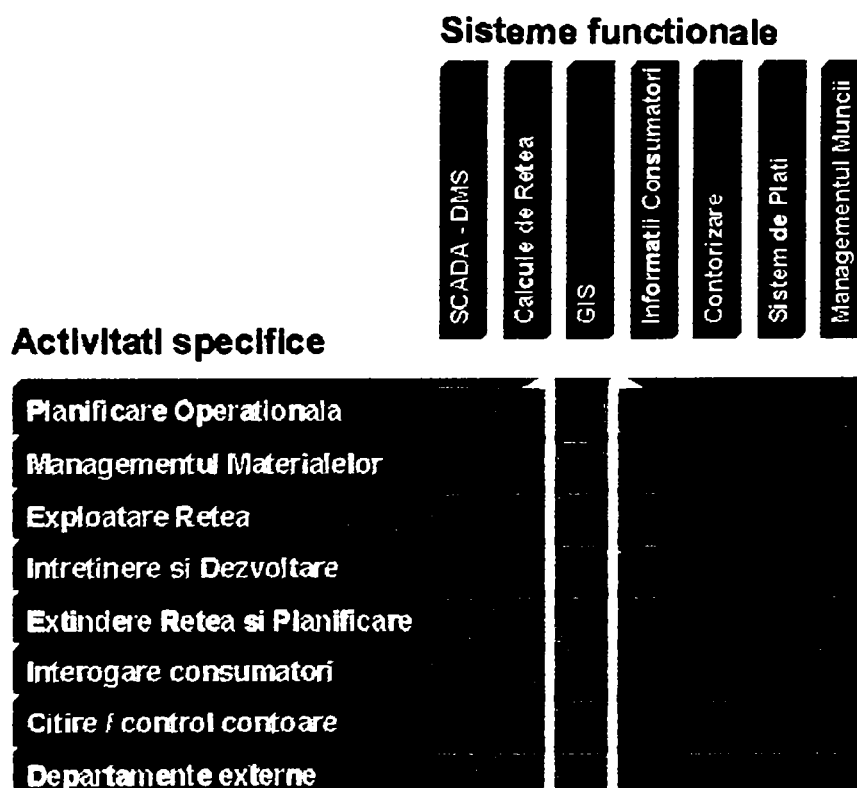


Figura 6.2 Distribuția categoriilor de informații în cadrul MIS

După cum se observă, diferitele categorii de informații pot fi gestionate de unul sau mai multe subsisteme informatice. În același timp însă datele respective trebuie transmise spre utilizare și celorlalte subsisteme.

Tabelul 6.2 Distribuția categoriilor de informații necesare subsistemelor informaționale în cadrul MIS

<i>Subsistem informatic</i>	<i>Informații economice</i>	<i>Informații contractuale</i>	<i>Topologie Rețele</i>	<i>Caracteristici tehnice rețele</i>	<i>Măsurători P,Q,U,I</i>	<i>Suport geografic</i>
SAP						
Management documente						
Evidența consumatori						
SCADA						
GIS						
CAD						

Legenda:

	Gestionează
	Utilizează
	Ambele

Indiferent de tipul de subsistem informatic pentru care au fost dezvoltate, aplicațiile software de pe piață includ și module cu funcții specifice celorlalte subsisteme. Din acest motiv există tendința de a considera că implementarea unui singur tip de subsistem informatic va rezolva în întregime problematica MIS. Această abordare conduce însă la blocaje inevitabile pe parcursul construirii și utilizării bazelor de date aferente. De exemplu modulele care oferă suport geografic pentru sistemele SCADA nu vor fi niciodată capabile să gestioneze volumul impresionant de date aferent GIS. În același timp posibilele implementări SCADA care pornesc de la funcțiile de analiză oferite în cadrul aplicațiilor GIS se vor lovi inevitabil de problematica comunicației în timp real, precum și de restricțiile de acces pe care le implică gestiunea operativă a rețelei.

Soluția valabilă pe termen lung este aceea de a dezvolta simultan diferitele subsisteme informatice pornind de la următoarele considerente:

- Pentru realizarea unui sistem informatic integrat este necesară identificarea și plasarea diferitelor tipuri de date în gestiunea subsistemului informatic dedicat pentru prelucrarea lor.
- Stabilirea unei concepții unitare privind platformele hardware și software utilizate
- Asigurarea unor interfețe de transfer de date compatibile pentru toate subsistemele.

Se observă că subsistemul GIS trebuie să fie astfel conceput încât să poată pune la dispoziția celorlalte subsisteme în principal datele referitoare la topologia rețelelor și la suportul geografic aferent.

6.5 GIS Componentele principale

Sistemul GIS are ca suport pachetul de programe specifice care permite generarea, întreținerea și corelarea datelor, platforma hardware (calculatoare, rețea, periferice) precum și echipa de specialiști care trebuie să asigure funcționalitatea acestuia.

Din punct de vedere al structurării informației se disting următoarele grupe principale de date:

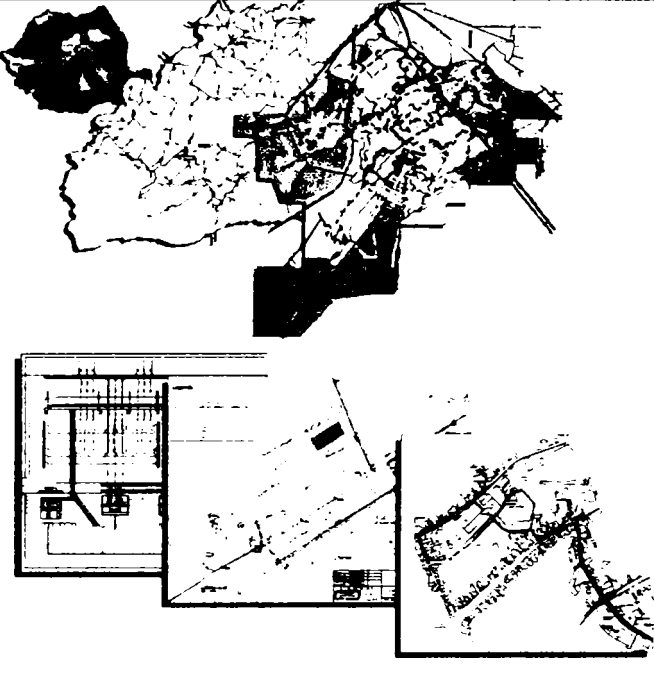
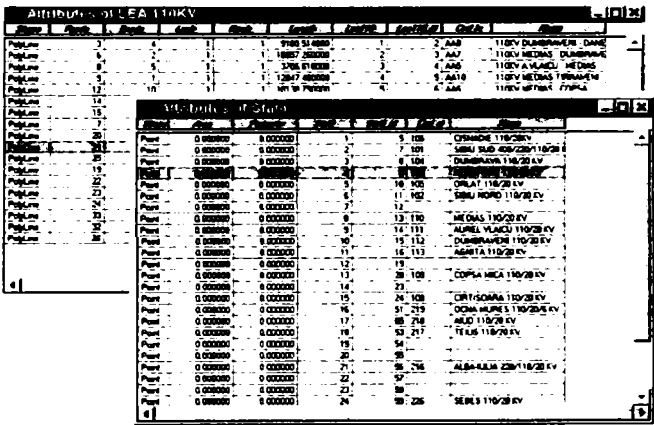
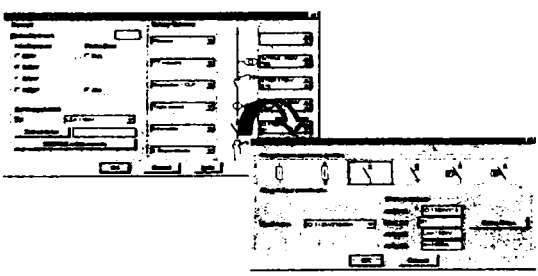
<p>A) Elemente grafice.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Harți geografice în format digital care să respecte anumite cerințe impuse prin legislație (sistem de georeferențiere STEREO 70) la diferite scări de reprezentare. Acestea pot fi atât în format raster cât și în format digital. • Peste aceste harți trebuie reprezentate instalațiile specifice poziționate prin ridicări topometrice. • Pentru definirea completă a instalațiilor baza de date grafică trebuie completată cu scheme și desene explicative care însă nu trebuie să îndeplinească aceleași condiții 																																																																																																																																																																																																																		
<p>B) Baza de date alfanumerică</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conține totalitatea informațiilor nongrafice structurate și corelate în conformitate cu elementele grafice. Pe lângă datele care au o corespondență directă în nivelul grafic această bază de date trebuie să conțină și informații de sinteză precum și un istoric al evoluției în timp a anumitor parametrii. • O importanță deosebită trebuie acordată informațiilor de ordin financiar în perspectiva efectuării de analize tehnico economice. 	 <table border="1" data-bbox="940 1108 1603 1358"> <caption>Attributes of LEA 110KV</caption> <thead> <tr> <th>Line</th> <th>Code</th> <th>Year</th> <th>Length</th> <th>Capacity</th> <th>Cost</th> <th>Notes</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>20000</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>JAB 110KV DUMBRĂVENI - DAC</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>20000</td> <td>3</td> <td>4</td> <td>JAB 110KV MEDAS - DUMBRĂVENI</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>20000</td> <td>3</td> <td>4</td> <td>JAB 110KV VLASCU - MEDAS</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>20000</td> <td>4</td> <td>5</td> <td>JAB 110KV MEDAS - TÂMBULEA</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>20000</td> <td>4</td> <td>5</td> <td>JAB 110KV TÂMBULEA - CRINA</td> </tr> </tbody> </table> <table border="1" data-bbox="940 1208 1603 1532"> <caption>Attributes of Station</caption> <thead> <tr> <th>Station</th> <th>Code</th> <th>Year</th> <th>Capacity</th> <th>Cost</th> <th>Notes</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>1</td> <td>2</td> <td>CRINA 110/20KV</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>7</td> <td>101</td> <td>SEBU SUD 110/20KV</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>9</td> <td>102</td> <td>DUMBRĂVENI 110/20KV</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>11</td> <td>103</td> <td>CRINA 110/20KV</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>7</td> <td>12</td> <td>SEBU NORD 110/20KV</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>8</td> <td>13</td> <td>13</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>9</td> <td>14</td> <td>14</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>10</td> <td>15</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>11</td> <td>16</td> <td>16</td> </tr> <tr> <td>10</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>12</td> <td>17</td> <td>17</td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>13</td> <td>18</td> <td>18</td> </tr> <tr> <td>12</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>14</td> <td>19</td> <td>19</td> </tr> <tr> <td>13</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>15</td> <td>20</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>14</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>16</td> <td>21</td> <td>21</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>17</td> <td>22</td> <td>22</td> </tr> <tr> <td>16</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>18</td> <td>23</td> <td>23</td> </tr> <tr> <td>17</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>19</td> <td>24</td> <td>24</td> </tr> <tr> <td>18</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>20</td> <td>25</td> <td>25</td> </tr> <tr> <td>19</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>21</td> <td>26</td> <td>26</td> </tr> <tr> <td>20</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>22</td> <td>27</td> <td>27</td> </tr> <tr> <td>21</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>23</td> <td>28</td> <td>28</td> </tr> <tr> <td>22</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>24</td> <td>29</td> <td>29</td> </tr> <tr> <td>23</td> <td>1</td> <td>1987</td> <td>100000</td> <td>25</td> <td>30</td> <td>30</td> </tr> </tbody> </table>	Line	Code	Year	Length	Capacity	Cost	Notes	1	1	1987	20000	1	2	JAB 110KV DUMBRĂVENI - DAC	2	1	1987	20000	3	4	JAB 110KV MEDAS - DUMBRĂVENI	3	1	1987	20000	3	4	JAB 110KV VLASCU - MEDAS	4	1	1987	20000	4	5	JAB 110KV MEDAS - TÂMBULEA	5	1	1987	20000	4	5	JAB 110KV TÂMBULEA - CRINA	Station	Code	Year	Capacity	Cost	Notes	1	1	1987	100000	1	2	CRINA 110/20KV	2	1	1987	100000	7	101	SEBU SUD 110/20KV	3	1	1987	100000	9	102	DUMBRĂVENI 110/20KV	4	1	1987	100000	11	103	CRINA 110/20KV	5	1	1987	100000	7	12	SEBU NORD 110/20KV	6	1	1987	100000	8	13	13	7	1	1987	100000	9	14	14	8	1	1987	100000	10	15	15	9	1	1987	100000	11	16	16	10	1	1987	100000	12	17	17	11	1	1987	100000	13	18	18	12	1	1987	100000	14	19	19	13	1	1987	100000	15	20	20	14	1	1987	100000	16	21	21	15	1	1987	100000	17	22	22	16	1	1987	100000	18	23	23	17	1	1987	100000	19	24	24	18	1	1987	100000	20	25	25	19	1	1987	100000	21	26	26	20	1	1987	100000	22	27	27	21	1	1987	100000	23	28	28	22	1	1987	100000	24	29	29	23	1	1987	100000	25	30	30
Line	Code	Year	Length	Capacity	Cost	Notes																																																																																																																																																																																																												
1	1	1987	20000	1	2	JAB 110KV DUMBRĂVENI - DAC																																																																																																																																																																																																												
2	1	1987	20000	3	4	JAB 110KV MEDAS - DUMBRĂVENI																																																																																																																																																																																																												
3	1	1987	20000	3	4	JAB 110KV VLASCU - MEDAS																																																																																																																																																																																																												
4	1	1987	20000	4	5	JAB 110KV MEDAS - TÂMBULEA																																																																																																																																																																																																												
5	1	1987	20000	4	5	JAB 110KV TÂMBULEA - CRINA																																																																																																																																																																																																												
Station	Code	Year	Capacity	Cost	Notes																																																																																																																																																																																																													
1	1	1987	100000	1	2	CRINA 110/20KV																																																																																																																																																																																																												
2	1	1987	100000	7	101	SEBU SUD 110/20KV																																																																																																																																																																																																												
3	1	1987	100000	9	102	DUMBRĂVENI 110/20KV																																																																																																																																																																																																												
4	1	1987	100000	11	103	CRINA 110/20KV																																																																																																																																																																																																												
5	1	1987	100000	7	12	SEBU NORD 110/20KV																																																																																																																																																																																																												
6	1	1987	100000	8	13	13																																																																																																																																																																																																												
7	1	1987	100000	9	14	14																																																																																																																																																																																																												
8	1	1987	100000	10	15	15																																																																																																																																																																																																												
9	1	1987	100000	11	16	16																																																																																																																																																																																																												
10	1	1987	100000	12	17	17																																																																																																																																																																																																												
11	1	1987	100000	13	18	18																																																																																																																																																																																																												
12	1	1987	100000	14	19	19																																																																																																																																																																																																												
13	1	1987	100000	15	20	20																																																																																																																																																																																																												
14	1	1987	100000	16	21	21																																																																																																																																																																																																												
15	1	1987	100000	17	22	22																																																																																																																																																																																																												
16	1	1987	100000	18	23	23																																																																																																																																																																																																												
17	1	1987	100000	19	24	24																																																																																																																																																																																																												
18	1	1987	100000	20	25	25																																																																																																																																																																																																												
19	1	1987	100000	21	26	26																																																																																																																																																																																																												
20	1	1987	100000	22	27	27																																																																																																																																																																																																												
21	1	1987	100000	23	28	28																																																																																																																																																																																																												
22	1	1987	100000	24	29	29																																																																																																																																																																																																												
23	1	1987	100000	25	30	30																																																																																																																																																																																																												
<p>C) Colecția de aplicații orientate pe domenii specifice. Aceste aplicații trebuie să fie disponibile la subunități pentru îndeplinirea sarcinilor curente de serviciu și să poată accesa numai la acele date care interesează în mod direct.</p>																																																																																																																																																																																																																		

Figura 6.3 Componente GIS

6.5.1 Crearea hărților digitale

Hărțile au fost folosite în mod tradițional la explorarea Pământului și exploatarea resurselor sale. Tehnologia GIS, ca extindere a științei cartografiei, a mărit eficiența și puterea de analiză a cartografiei tradiționale. Printr-o funcție cunoscută sub numele de vizualizare, un GIS poate fi folosit pentru a produce imagini - nu doar hărți, ci reprezentări, animații și alte produse cartografice. Aceste imagini permit specialiștilor să vadă obiectele muncii lor în moduri în care nu au putut fi văzute mai înainte. Imaginile sunt deseori de ajutor în reprezentarea conceptelor tehnice ale obiectelor de studiu ale unui GIS pentru persoane non-tehnice.

Dacă datele ce urmează a fi utilizate nu sunt încă în format digital, adică într-o formă recunoscută de către calculator, există mai multe tehnici prin care aceste informații pot fi capturate. Dispozitivele electronice de scanare pot de asemenea converti liniile și punctele de pe o hartă în format digital.

GIS poate fi utilizat pentru a evidenția corelațiile spațiale existente între obiectele ce sunt reprezentate pe hartă în vreme ce un sistem CAD tradițional utilizat în mapping reprezintă un drum ca o simplă linie, un sistem GIS poate recunoaște acest drum ca și granița între terenuri extravilane și dezvoltările urbane.

Captura datelor - introducerea datelor în sistem - este componenta cu cele mai mari cerințe din punctul de vedere al resurselor de timp din cadrul unui GIS. Fiecare apariție a obiectelor dintr-o hartă trebuie specificată; la fel și relațiile spațiale dintre ele. Editarea informației capturate automat poate fi, de asemenea, dificilă. Scanerile electronice înregistrează petele de pe o hartă cu aceeași acuratețe cu care capturează elementele interesante de pe hartă. De exemplu, o astfel de pată poate duce la conectarea a două linii care nu ar trebui să se întâlnească. Astfel de informații nedorite trebuie editate sau eliminate din fișierul de date.

GIS poate face posibilă legarea, sau integrarea, unor informații dificil de reprezentat în orice altă formă. Deci poate utiliza combinații ale variabilelor cartografiate pentru a construi sau analiza noi variabile.

Un GIS permite integrarea datelor achiziționate la momente de timp diferite, la scări și cu rezoluții diferite prin diverse metode, elementul de legatură fiind dat de localizarea geografică, în teritoriu.

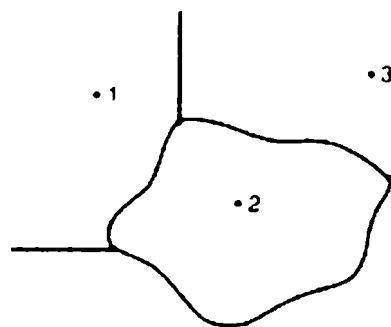
Surse de date GIS:

- fișe și carnete de teren;
- digitizarea hărților (manuscrite);
- scanarea hărților (manuscrite) și vectorizarea lor;
- conversia datelor CAD;
- fotogrametrie (fotograme aeriene);
- teledetecție (imagini multispectrale aeriene sau satelitare);
- GPS

Harta digitală (baza de date GIS) este o reprezentare la **scara 1:1** a unui teritoriu geografic bine delimitat, informațiile fiind localizate prin coordonate reale (de teren).

Imaginile satelitare sau scanate care au fost interpretate cu ajutorul computerului pentru a produce o hartă a utilizării terenului pot fi "citite" de GIS într-un format raster. Fișierele de tip raster constau în rânduri de celule uniforme codificate în funcție de valoarea datelor (Figura 6.4). Un exemplu ar putea fi clasificarea acoperirii terenului.

1	1	1				3	3	3
1	1	1	3	3	3	3	3	3
1	1	2	2	2	2	3	3	3
1	1	2	2	2	2	2	3	3
1	2	2	2	2	2	3	3	3
3	3	3	2	2	2	3	3	3
3	3	3	3	2	3	3	3	3



a) Exemplu de fișier de tip raster (1-zona rezidențială, 2-apa, 3-teren agricol).

b) Exemplu de fișier de tip vector (1-zona rezidențială, 2-apa, 3-teren agricol).

Figura 6.4

Fișierele de date de tip raster pot fi manipulate cu ușurință de computer, dar ele sunt adesea mai puțin detaliate și pot fi mai slab vizualizate în comparație cu fișierele de date de tip vector (Figura 6.5), care pot aproxima mai bine hărțile tradiționale. Datele vectoriale digitale au fost capturate ca puncte, linii (serii de puncte de coordonate), sau suprafețe (forme mărginite de linii).



Figura 6.5 Vedere mărită a aceluiași fișier GIS, văzut atât în format raster (stânga) și convertit în format vectorial.

6.5.2 Sisteme de coordonate

O problemă importantă la utilizarea GIS apare datorită folosirii unor documente primare (hărți și planuri) realizate în sisteme de coordonate diferite. La suprapunerea unei hărți digitizate recent folosind un anumit sistem de coordonate, zona de teren reprezentată nu coincide întotdeauna cu cea presupusă a fi pe o hartă existentă, dacă cele două sisteme de coordonate nu coincid.

Pentru a utiliza corect diferite hărți, sunt necesare câteva noțiuni de bază despre geodezie. Altfel erorile de poziționare pe hartă pot depăși câteva sute de metri.

Știm că Pământul este rotund dinainte de Magelan. Dar cât de rotund este în realitate? Încercarea de a descrie forma Pământului a fost întotdeauna o știință imprecisă. Câteva metode diferite au fost folosite de-a lungul secolelor pentru a descrie cât de exact era posibil forma adevărată a Pământului. Geoidul reprezintă o aproximare a acestei forme.

Într-o situație ideală, prelungirea suprafețelor mărilor și oceanelor, (mediate și racordate) ar reprezenta o aproximare a suprafeței pământului care a fost denumită prin analogie cu cuvântul grecesc care definea Pământul, GEOID (Figura 6.6).

Un geoid poate fi definit ca o figură matematică, dar cu un grad limitat de acuratețe. Aceasta și datorită faptului că distribuția maselor în interiorul Pământului nu este uniformă și prin urmare suprafețele marilor și oceanelor nu se potrivesc exact cu această descriere a suprafeței geoidului.

Deși diferă de suprafața actuală a Pământului, geoidul poate fi definit teoretic ca un corp a cărui suprafață intersectează liniile câmpului gravitațional sub un unghi drept.

Geoidul este folosit ca suprafață de referință pentru măsurarea înălțimilor. De exemplu punctul de referință pentru măsurarea înălțimilor în Elveția este "Repere Pierre du Niton" (RPN - 373,600 m) în bazinul portului Geneva. Aceasta înălțime provine din măsurători de la punct la punct, începând de la portul Marseilles considerat cu înălțimea 0 m față de nivelul mării.

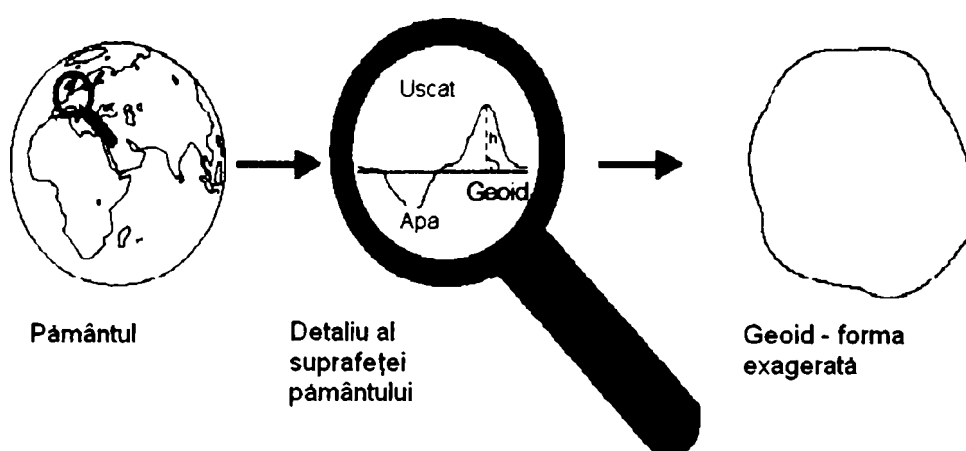


Figura 6.6– Aproximarea suprafeței Pământului cu un geoid

Geoidul este întotdeauna o formă greu de manipulat atunci când se efectuează calcule. De aceea este necesară utilizarea unei forme mai simple de definit pentru efectuarea calculelor în determinările de poziție curente. O astfel de suprafață care substituie geoidul este sferoidul de rotație. Acesta este obținut prin rotirea unei elipse în jurul axei de simetrie a polilor N – S (Fig.22). Un sferoid este definit prin doi parametri:

- semiaxa mare a (în plan ecuatorial);
- semiaxa mică b (pe axa polilor N -S).

Mărimea prin care această formă diferă față de o sferă este definită ca aplatizare $f = \frac{a-b}{a}$.

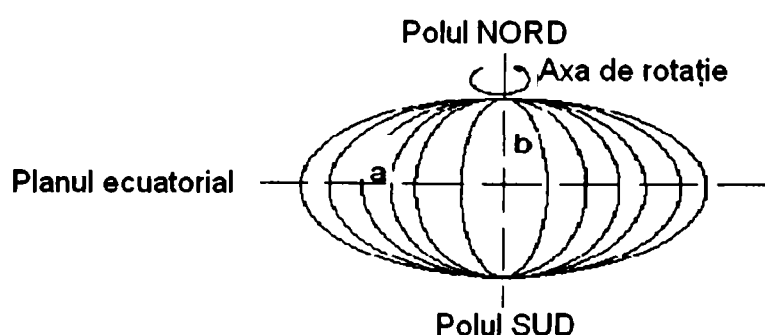


Figura 6.7 Obținerea unui sferoid

Când lucrăm cu sferoidul trebuie să ținem cont de faptul că perpendiculara normală la suprafață nu intersectează verticala în același punct pentru elipsoid și geoid. Prin urmare perpendiculara normală la suprafața elipsoidului și verticala nu coincid, ele diferă prin unghiul numit "deflecția verticalei" (Figura 6.9), și ca efect suprafața Pământului este incorect proiectată. Pentru această deviație minimă, fiecare țară și-a dezvoltat propriul sistem non-geocentric adaptat ca suprafață de referință pentru operațiile de topografie și cartografie (Figura 6.8). Cele două semiaxe și punctul de mijloc sunt selectate în așa fel încât geoidul și elipsoidul să se potrivească cu suprafața teritoriului național cât mai bine posibil.

Sistemele naționale și internaționale de referință pentru hărți bazate pe anumite tipuri de elipsoide de referință se numesc DATUM. Câteva exemple pentru astfel de sisteme de referință selectate din cele peste 120 existente, sunt CH-1903 pentru Elveția, WGS-84 ca standard global și NAD 83 pentru America de Nord.

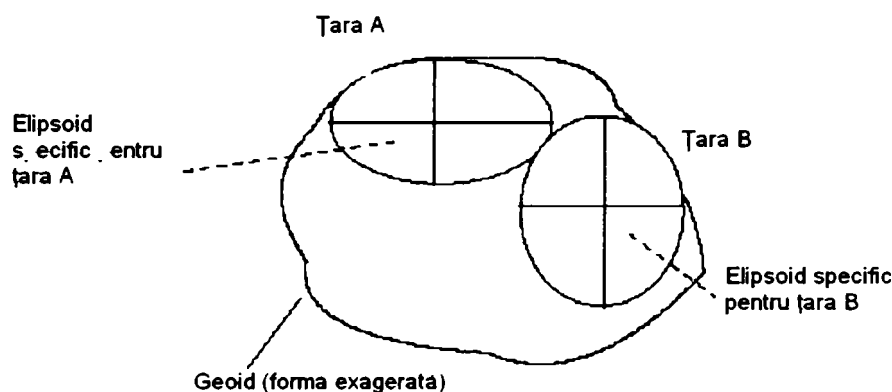


Figura 6.8 Adaptarea sistemului local de referință

Sferoidul este potrivit pentru descrierea coordonatelor unui punct în grade longitudine și grade latitudine. Informațiile de înălțime sunt bazate pe geoid sau elipsoidul de referință. Diferența dintre înălțimea orthometric măsurată H , bazată pe geoid și înălțimea elipsoidală h bazată pe elipsoidul de referință, este cunoscută ca undulația geoidului N (Figura 6.9).

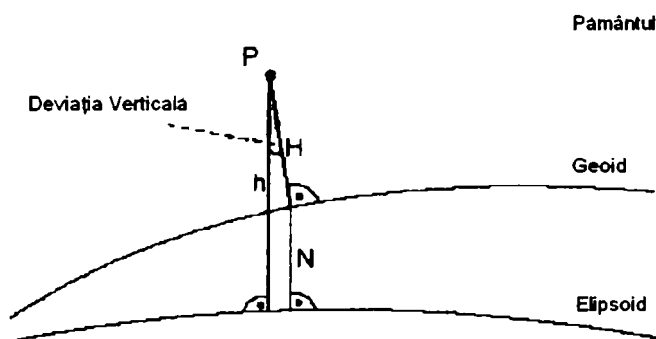


Figura 6.9 Diferența dintre geoid și ellipsoid

6.5.3 Sisteme naționale de referință

Diferite sisteme de referință sunt folosite în Europa și fiecare sistem de referință folosit pentru aplicații tehnice de topografie și cartografie are propriul nume. Elipsoizii non-geocentriци care stau la baza acestora sunt prezentați în Tabelul 6.3. Dacă acești elipsoizi sunt folosiți, ei sunt diferiți de la o țară la alta potrivit sistemelor locale de referință.

Tabelul 6.3 Sisteme naționale de referință

Țara	Nume	Elipsoid de referință	Referința locală	Semiaxa majoră (m)	Aplatizarea (1: ...)
Germania	Potsdam	Bessel 1841	Rauenberg	6377397,155	299,152128
Franța	NTF	Clarke 1880	Pantheon, Paris	6378249,145	293,465
Italia	SI 1940	Hayford 1928	Monte Mario, Roma	6378388,0	297,0
Olanda	RD/NAP	Bessel 1841	Amersfoort	6377397,155	299,158128
Austria	MGI	Bessel 1841	Hermannskogel	6377397,155	299,158128
Elveția	CH1903	Bessel 1841	Berna	6377397,155	299,158128
România	Stereo 70	Krassovsky	Pulcovo 42	6378245,00	298,3
Internațional	Hayford	Hayford	independent	6378388,00	297,00

Detaliile afișate și calculele efectuate de un receptor GPS se bazează în prima fază pe sistemul de referință WGS-84. Sistemul WGS-84 este geocentric. Un astfel de sistem se numește ECEF (Pământul în Centru - Pământul Fix). Sistemul WGS-84 este un sistem de coordonate tridimensionale, Cartesian, cu originea în centrul de masă al elipsoidului cu aproximativ aceeași masă cu cea a Pământului.

Axa pozitivă X a elipsoidului se află în planul ecuatorial și în planul meridianului Greenwich (Meridianul 0).

Axa Y se așează tot pe planul Ecuatorului și este perpendiculară spre estul axei X.

Axa Z se așează perpendicular pe axele X și Y și se întinde spre polul geografic N.

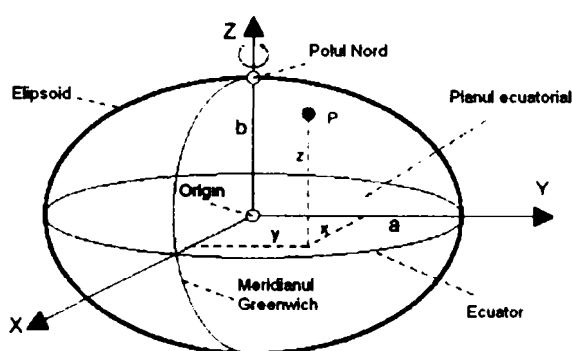
Coordonatele elipsoidale (ϕ , λ , h) în comparație cu coordonatele carteziene (X, Y, Z) sunt folosite în general pentru procese mai îndepărtate:

ϕ – latitudinea;

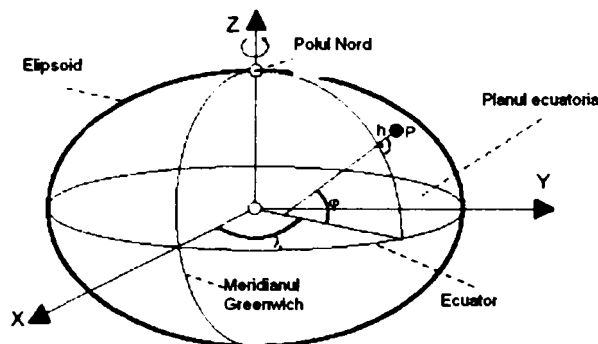
λ – longitudinea;

h – înălțimea;

P – lungimea liniei verticale până la elipsoid.



a) Ilustrarea coordonatelor carteziene



b) Ilustrarea coordonatelor elipsoidului

Figura 6.10 Tipuri de coordonate

Tabelul 6.4– Elipsoidul WGS – 84

Parametrii elipsoidului de referință WGS-84		
Semiaxa mare a(m)	Semiaxa mică b (m)	Aplatizare (1:)
6.378.137.00	6.356.752.31	298,257223563

Ca regulă, sistemele de referință locale sunt în general elipsoidele geodezice. Relația între un sistem geodezic local și unul global este denumită DATUM GEODEZIC. În cazul în care axele elipsoidului local și global sunt paralele sau pot fi considerate ca fiind paralele sunt necesari pentru tranziția de DATUM trei parametri, cunoscuți ca fiind constantele datum ΔX , ΔY , ΔZ .

Trei unghiuri de rotație ϕ_x , ϕ_y , ϕ_z și un factor scalar m , pot fi adăugate astfel încât formula finală de transformare să conțină 7 parametri. Datum geodezic specifică localizarea unui sistem local tridimensional cartezian cu privire la sistemul global. Tabelul următor exemplifică diferiți parametri datum utilizați.

Tabelul 6.5 Parametrii Datum utilizați în diferite țări.

Țara	Nume	ΔX (m)	ΔY (m)	ΔZ (m)	$\phi_x()$	$\phi_y()$	$\phi_z()$	$m(\text{ppm})$
Germania	Potsdam	586	87	409	-0,52	-0,15	2,82	9
Franta	NTF	-168	-60	320	0	0	0	1
Italia	SI 1940	-225	-65	9	-	-	-	-
Olanda	RD/NAP	565,04	49,91	465,84	0,4094	-0,3597	1,8685	4,0772
Austria	MGI	-577,326	-577,326	-463,919	5,1366	1,4742	5,2970	-2,4232
Elveția	CH1903	660,077	13,551	369,344	0,8065	0,5789	0,9542	5,66
Stereo 70	Pulkovo 42	28	-121	-77	0	0	0	1

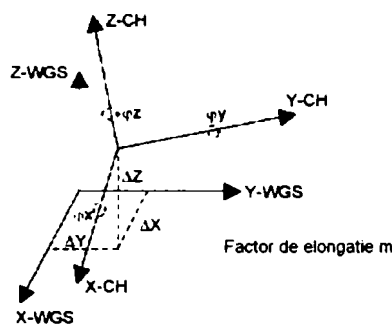


Figura 6.11 Datum geodetic

Conversia unui DATUM înseamnă prin definiție convertirea unui sistem de coordonate local în altul. Formulele de conversie pot fi găsite în literatura de specialitate sau datele pot fi prelucrate direct prin aplicații software, coordonatele carteziene putând fi transformate în coordonate elipsoidale.

Cele mai multe hărți au un tabel care permite ca un punct să fie ușor localizat oriunde pe glob. Proiectarea unei elipse pe un plan nu este posibilă fără deformarea acestor coordonate, dar este posibil să se opteze pentru o metodă de proiecție care păstrează o deformare minimă. Tipurile standard ale proiecției includ proiecția cilindrică sau Mercator, proiecția Gauss-Krüger, proiecția UTM și proiecția conică Lambert.

Proiecția Gauss-Krüger este o proiecție tangențială, transversală. Un cilindru eliptic este poziționat în jurul unei sfere astfel încât vine în contact cu ea de-a lungul întregului meridian Greenwich și în apropierea polilor. Pentru a păstra deformarea longitudinală și de suprafață, trei zone de 3° latitudine sunt luate din elipsa Bessel. Lățimea zonei este poziționată în jurul primului meridian. Cilindrul este situat în unghi transversal cu elipsa, rotit cu 90°(Fig. 27).

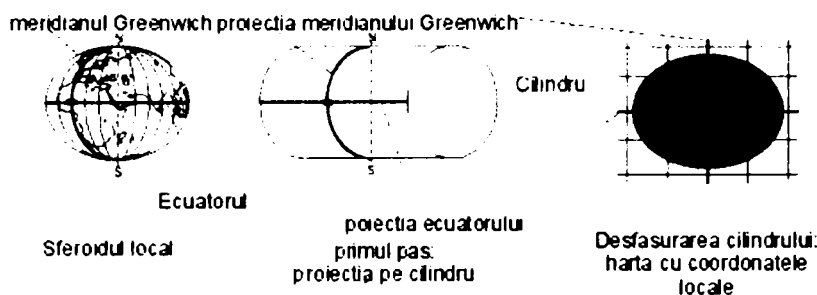


Figura 6.12 Proiecția Gauss- Krüger

Proiecția UTM (Proiecția transversal universală aleator) este virtual identică cu proiecția Gauss-Krüger. Singura diferență este aceea că meridianul Greenwich nu este corect exprimat în longitudine, dar a fost proiectat la scară constantă de 0,9996 și zona are 6° lățime.

Proiecția unei elipse Bessel pe un plan are loc în 2 etape. Elipsa este proiectată inițial pe o sferă și apoi sfera este proiectată pe un plan printr-un cilindru așezat în unghi oblic. Pe unele hărți apar două seturi diferite de coordonate:

- coordonate terestre (X și Y în kilometri) proiectate pe un plan cu un grilaj de însoțire;
- coordonate geografice (longitudine și latitudine în grade și secunde) bazate pe elipsa Bessel.

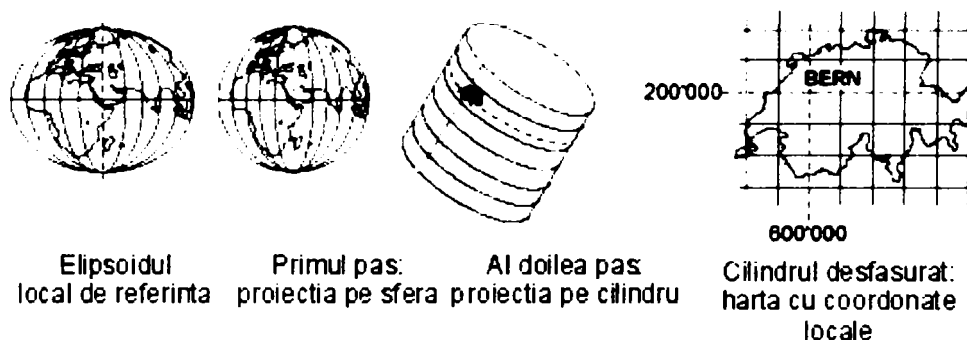


Figura 6.13 Principiul dublei proiecții

6.5.4 Sisteme de referințe utilizate în România

Orice aplicație GIS debutează firesc cu operația de georeferențiere – adică poziționarea corectă a tuturor entităților reprezentate din punct de vedere geodezic sau cartografic. Din acest motiv prezentarea pe scurt a sistemelor de coordonate utilizate în România este necesară pentru obținerea unei implementări de calitate a GIS.

Sistemele de proiecție sunt de fapt rețele de meridiane și paralele care se obțin din proiectarea punctelor de pe elipsoid pe plan. Fiecare sistem de coordonate folosește un model matematic propriu pentru a realiza această reprezentare. Dacă se combină date care provin din sisteme de coordonate diferite se vor obține rezultate incompatibile și imprecise. De aceea datele trebuie reprezentate într-un singur sistem de coordonate. Prin decretul 305 din 1971 se specifică faptul că “lucrările geodezice, topofotogrammetrice și cartografice necesare economiei naționale se execută în proiecție stereografică –1970 și sistem de coordonate cu plan de referință Marea Neagră”. În limbajul cotidian acest sistem de proiecție stereografică, definit în 1970, este

cunoscut sub numele de "Stereo 70". În Tabelul 6.6 sunt descrise principalele sisteme de coordonate utilizate în România.

Tabelul 6.6 Sisteme de coordonate utilizate în România

Sisteme de coordonate	Elipsoid	Datum	Unități	Origine-Longitudine (grade)	Origine-Latitudine (grade)	Factor de scară	Estul Fals (m)	Nordul Fals (m)
Gauss, Zona 34 N	Krassovsky	Pulkovo 42	m	21	0	1	500000	0
Gauss, Zona 35 N	Krassovsky	Pulkovo 42	m	21	0	1	500000	0
Stereo 70	Krassovsky	Pulkovo 42 (DI.Piscului)	m	25	46	0,99975	500000	500000
UTM, Zona 34 N	WGS 84	WGS 84	m	21	0	0,9996	500000	0
UTM, Zona 35 N	WGS 84	WGS 84	m	27	0	0,9996	500000	0
Longitudine/Latitudine	Krassovsky, WGS84	Pulkovo 42, WGS84	grade	0	0	-	-	-

Pe lângă sistemul de coordonate o altă caracteristică importantă a hărților tipărite este scara la care acestea sunt executate. Scara de reprezentare reprezintă raportul dintre distanța măsurată pe hartă și distanța existentă pe teren în realitate. De exemplu o clădire patrată cu latura de 10m (comparativă ca dimensiune cu un post de transformare) va fi reprezentată pe o hartă executată la scara 1:1000 printr-un pătrat cu latura de 10mm.

Este evident faptul că reprezentarea pe o hartă clasică tipărită pe hârtie a unor astfel de detalii ar necesita o suprafață extrem de mare. Din acest motiv hărțile tipărite se execută pe foi separate, de dimensiuni care pot fi manevrate, cu suprafața de aproximativ 1m². Aceste foi sunt denumite în practică trapeze și pentru a putea fi utilizate a fost instituit un sistem de identificare constituit din litere și cifre pe nivele corespunzătoare diferitelor scări de reprezentare.

Teritoriul României este acoperit în proporție de 97% de trapezele L-34 și L-35. Acestea conțin la rândul lor alte trapeze, după cum se observă în Figura 6.14

Numerotarea foilor de hartă în funcție de scara la care este acesta realizată respectă următoarea structură:

Scara 1:200000	L-35-XXXVI
Scara 1:100000	L-34-1
	L-35-73
Scara 1:50000	L-35-73
Scara 1:25000	L-35-73-C-b
Scara 1:10000	L-35-73-C-b-3-II-2-b

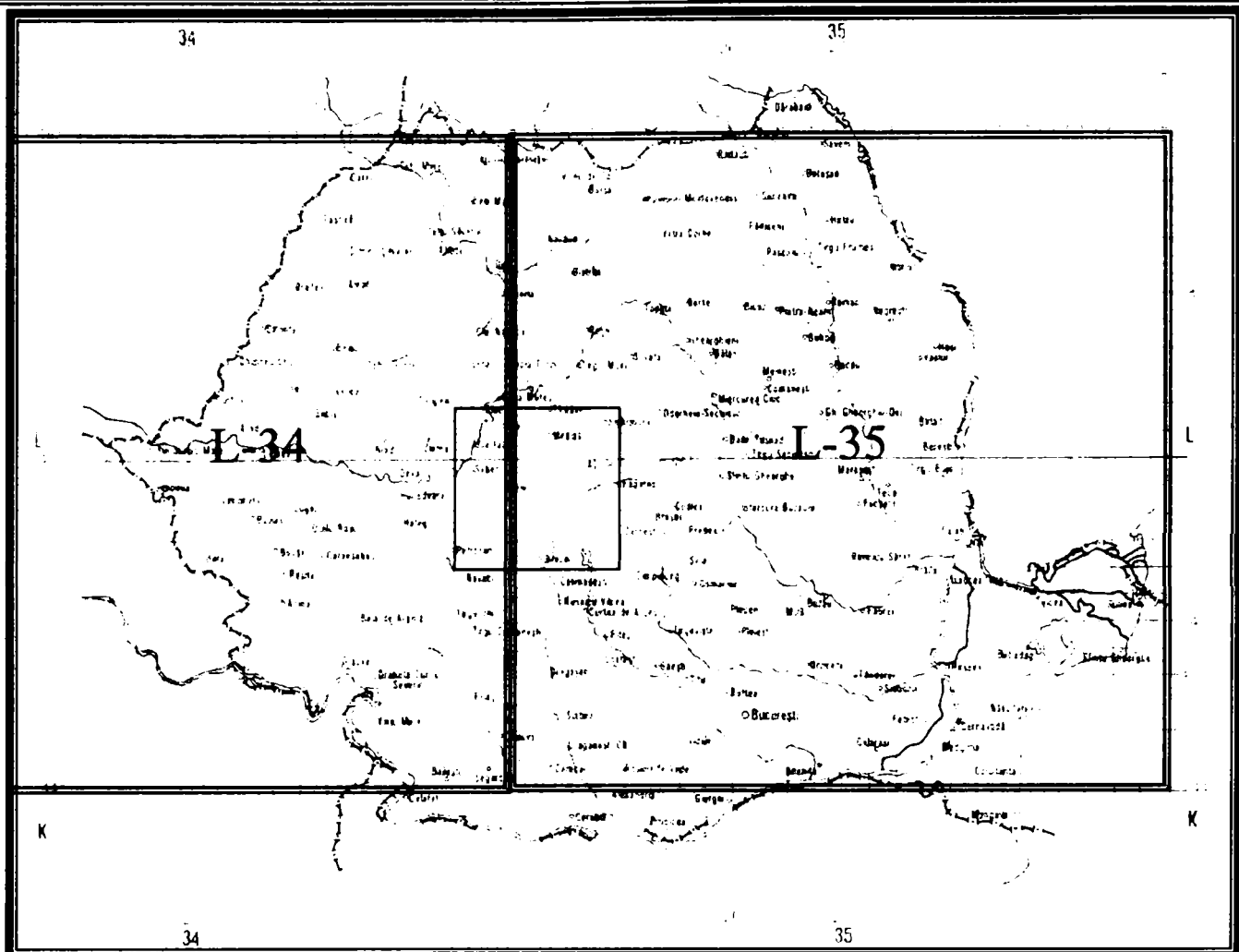
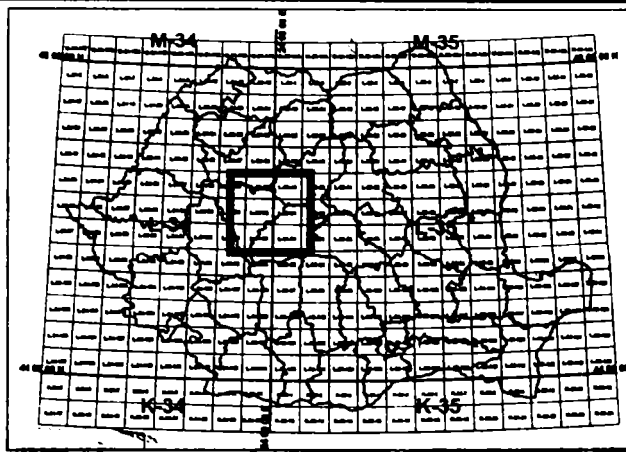


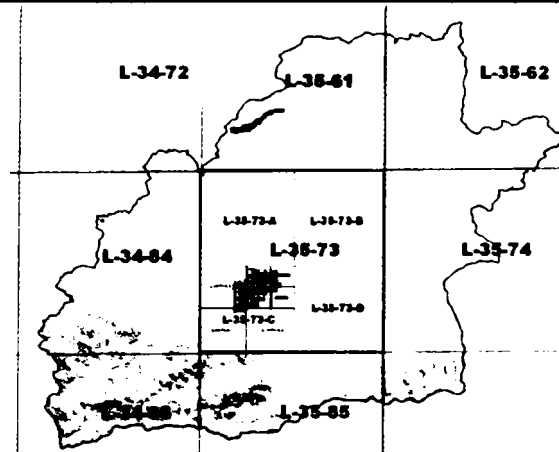
Figura 6.14 Acoperirea teritoriului României cu foi de hartă

Principala diferență la utilizarea hărților tipărite pe hârtie și a celor digitale este aceea că în cadrul GIS acestea se pot alătura, suprapune și combina între ele. De asemenea facilitățile oferite de majoritatea programelor permit afișarea pe ecranul calculatorului sau tipărirea la imprimată la o altă scară decât cea la care au fost realizate inițial hărțile utilizate. Folosirea în cadrul aceluiași sistem de hărți executate în sisteme diferite de coordonate și la scări diferite presupune o activitate laborioasă de translatare și georeferențiere.

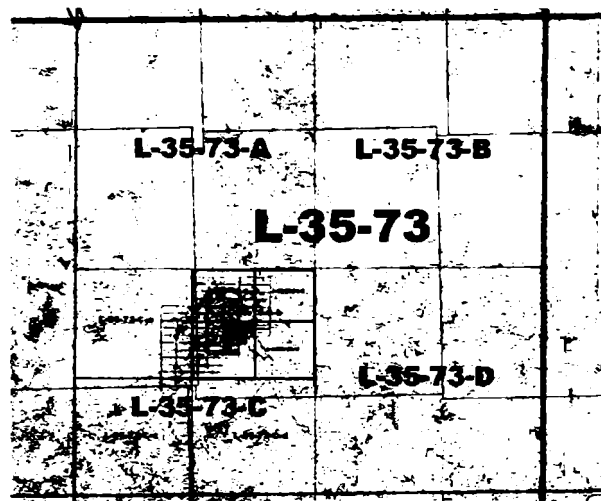
În Figura 6.15 se utilizează rezultatul acestei acțiuni pentru exemplificarea modului de notare a foilor de hartă. Se remarcă utilizarea hărților digitale tip raster provenite din scanarea foilor de hartă tipărite pe hârtie. După cum se observă trapezele la o scară mai mare de reprezentare se obțin prin alăturarea foilor de hartă realizate la o scară inferioară. Identificarea se realizează însă în sens invers pornind în cazul României de exemplu de la trapezul L-35 spre foaia de hartă de detaliu, realizată la scara 1:1000, denumită L-34-A-b-1-II-3-d.



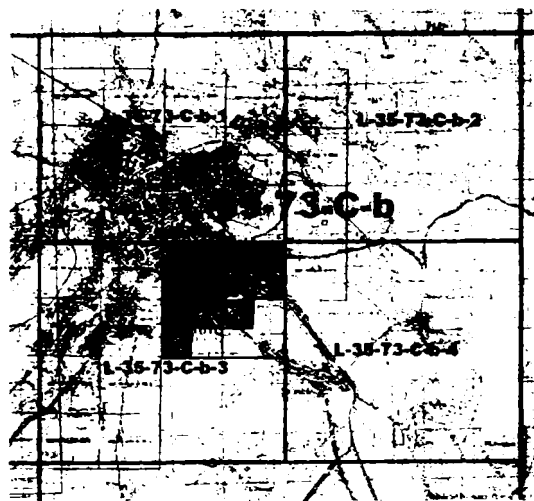
a) Acoperirea teritoriului României cu foi de hartă 1:100000 în proiecție Gauss- Krüger



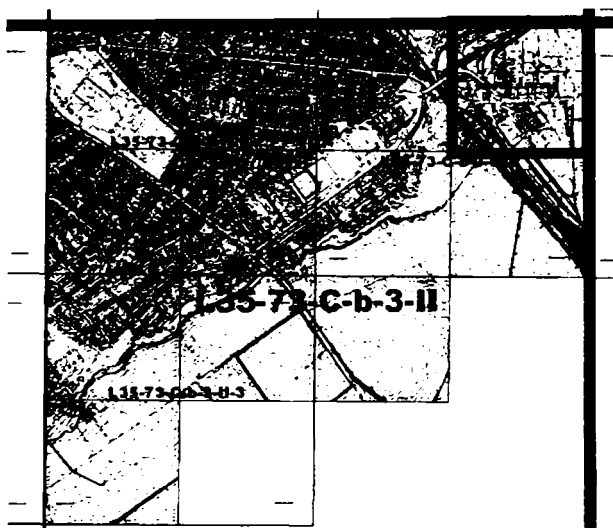
b) Acoperirea județului Sibiu cu foi de hartă 1:50000



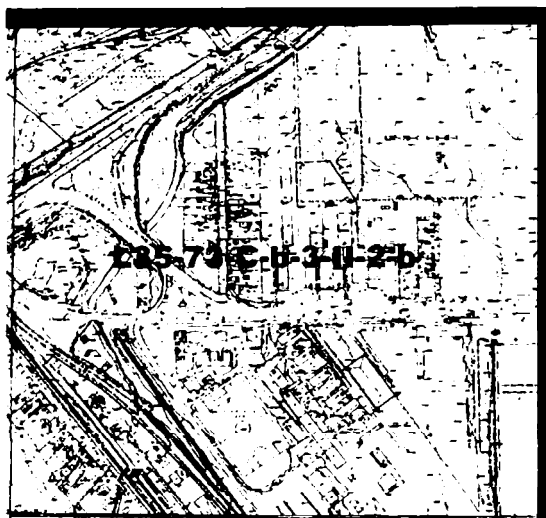
c) Foaia de hartă L-35-73 scara 1:50000



d) Acoperirea Municipiului Sibiu cu foi de hartă 1:1000



e) Detaliu foi de hartă 1:1000 careul L-35-73-C-b-3-II



f) Foaia de hartă 1:1000 L-35-73-C-b-3-II-2-b

Figura 6.15 Modul de identificare al foilor de hartă

6.5.5 Volum de informații

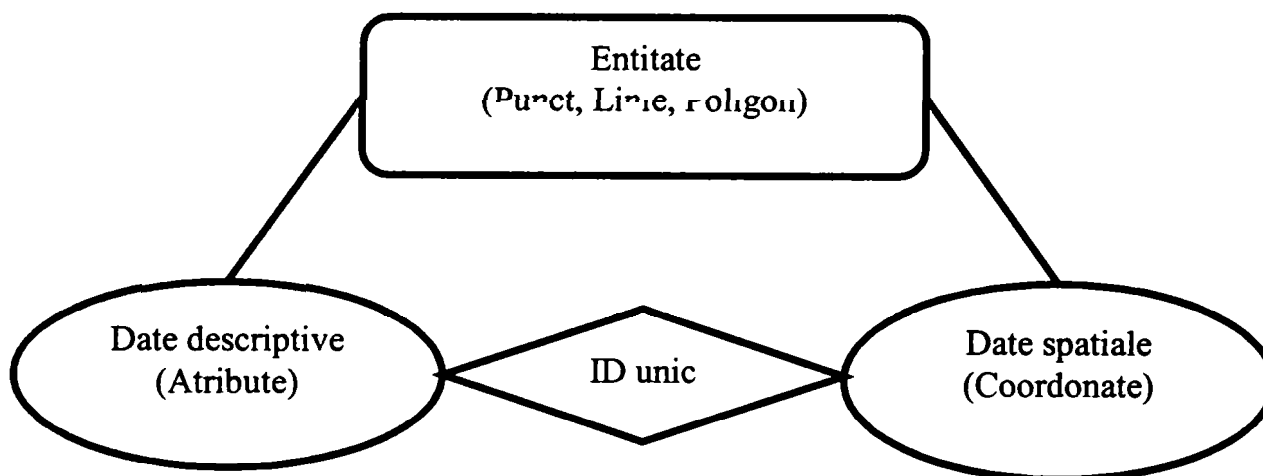
Sistemul GIS utilizează un volum foarte mare de informații de natură diferită, de aceea el trebuie structurat astfel încât să se realizeze o corespondență biunivocă între reprezentarea grafică și datele tehnice ale instalațiilor.

Pentru a modela lumea înconjurătoare, GIS utilizează obiecte și relații spațiale. Obiectele GIS (în limba engleză features) sunt obiecte sau fenomene geografice localizate pe/sau în apropierea suprafeței pământului. Acestea pot fi naturale (râuri, vegetație), construite (drumuri, conducte, clădiri) sau convenționale (frontiere, limite de parcele, unități administrative). Un obiect GIS se caracterizează printr-o poziție și o formă în spațiul geografic și printr-o serie de atribute descriptive. Relațiile spațiale dintre obiecte (vecinătate, interconexiune, continuitate, incidență, etc.) ajută la înțelegerea situațiilor și luarea deciziilor.

Harta este o reprezentare grafică a unei porțiuni din suprafața pământului în care puncte, linii și poligoane indică poziția și forma spațială a obiectelor geografice iar simboluri grafice și texte descriu aceste obiecte. Relațiile spațiale dintre obiectele geografice sunt implicit reprezentate și trebuie interpretate de către cel cărui i se adresează harta.

Un GIS gestionează două tipuri de date: spațiale (grafice) și descriptive (negrafice)

- datele spațiale reprezintă poziția și forma obiectelor (fenomenelor) terestre utilizând trei entități grafice:
 - puncte
 - linii
 - poligoane
- datele descriptive reprezintă informații despre obiectele (fenomenele) terestre amplasate pe o hartă utilizând:
 - atribute (întrebări)
 - valori ale atributelor (răspunsuri)



ID	Folosinta	Stare	ID	X	Y
11	industriala	buna	11
12	agricola	f. buna	12
24	industriala	medie	24

Structura datelor GIS

Punctele reprezintă obiecte GIS prea mici pentru a putea fi descrise prin linii sau poligoane, cum ar fi stâlpii de înaltă tensiune, copaci, fântâni, precum și obiecte care nu au suprafață, cum sunt vârfurile munților. Punctele se reprezintă utilizând diverse simboluri punctuale grafice și pot fi însoțite de texte explicative corespunzând valorilor atributelor aferente.

Liniile reprezintă obiecte GIS prea înguste pentru a putea fi descrise prin poligoane, cum ar fi drumuri, cursuri de apă, precum și obiecte liniare care au lungime dar nu au suprafață cum sunt curbele de nivel. Liniile se reprezintă utilizând diverse simboluri liniare grafice și pot fi însoțite de texte explicative corespunzând valorilor atributelor aferente. Din punct de vedere geometric, liniile se caracterizează prin *lungime*. Rețelele electrice sunt reprezentate pe hartă prin linii cu tipuri, grosime și culoare specifice pentru nivelul de tensiune și modul de cablare aerian sau subteran.

Poligoanele sunt suprafețe închise reprezentând forma și poziția obiectelor GIS omogene cum ar fi lacuri, unitati administrative, parcele, tipuri de vegetație. Poligoanele se reprezintă utilizând diverse simboluri liniare grafice pentru contururi, simboluri grafice de hașuri pentru interior și pot fi însoțite de texte explicative corespunzând valorilor atributelor aferente. Din punct de vedere geometric, poligoanele se caracterizează prin *arie* și *perimetru*. Poligoanele se utilizează la reprezentarea obiectivelor energetice cum ar fi stațiile și posturile de transformare, centralele și amenajările hidroelectrice etc. În cazul reprezentării acestor obiecte pe hărți la scară mai mare de 1:50000 se pot utiliza și simboluri de tip punct.

Pentru fundamentarea unui GIS de calitate este necesară utilizarea unui fond de hartă care să asigure un spațiu continuu cu nivele de scară diferite, în funcție de amplasarea în teren a obiectivelor energetice. Cerințele pentru hărți administrative, planuri de situație, planuri de amplasament trebuie să fie conforme cu Ord. Min. Ind. și Com. nr. 1645/17.11.1997 : “planul topografic digital va fi structurat pe straturi, gestionat de o platformă de tip Sistem Informatic Geografic (GIS), fiind exploatat cu produse ESRI - ARCINFO și ARCVIEW; coordonatele x,y vor fi determinate în sistem de proiecție STEREO 70, iar altitudinea în sistemul de cote Marea Neagră 1975; detaliile planimetrice vor fi determinate în teren cu precizia de ± 10 cm față de rețeaua geodezică de sprijin”. Suportul geografic necesar trebuie să conțină:

- Harta administrativă a României, scara 1:100 000
- Hărți la scara 1:50000 sau 1:25000, pentru trasarea rețelelor de MT și JT
- Hărți 1 :2000 pentru localități rurale;
- Hărți 1 :1000 sau 1 :500 pentru municipii și orașe ;
- Planuri de situație 1 :500 pentru obiectivele din patrimoniul SC Electrica SA.

Reprezentarea instalațiilor care compun rețeaua de distribuție presupune colectarea altor documente grafice necesare pentru fundamentarea bazei de date a sistemului GIS ca de exemplu:

- Scheme electrice : normale, monofilare, de măsurare-semnalizare-comandă-protecții, de rețele zonale JT, MT și IT
- Desene : vederi în plan și secțiuni ale instalațiilor (stații, posturi, celule, alte echipamente, clădiri), profile LEA, subtraversări și intersecții LES ;
- Imagini și date alfanumerice atașate echipamentelor și construcțiilor din patrimoniu ;
- Documentațiile tehnice existente pentru obiectivele energetice (construcții și rețele) ;
- Schemele tehnice ale instalațiilor existente (scheme electrice, scheme de circuite secundare, scheme zonale de rețele, vederi în plan și secțiuni ale instalațiilor, profile Z) ;
- Imagini (fotografii) ale echipamentelor sau obiectivelor energetice.
- Există posibilitatea utilizării imaginilor de satelit, cu o rezoluție de 0,5m.

Atributele atașate obiectelor GIS sunt disponibile prin importul de date din baze de date alfanumerice cum ar fi

- Documente financiar-contabile (atât pentru instalații cât și pentru clienți) ;

- Date generate de relațiile economice și juridice dintre unitățile de distribuție a energiei și mediul extern (clienți, furnizori, cadastru edilitar energetic, cadastru general) ;
- Nomenclatoare interne de referință (tarife, cataloage, consumuri, tehnologii), gestionate exclusiv la nivelul societății ;
- Date descriptive asupra instalațiilor și asupra comportării lor în exploatare
- Date cadastrale.
- Caracteristici tehnice constructive, parametrii profilactici, de gestiune a patrimoniului, financiar-contabile și statistice

Toate informațiile sunt organizate într-o structură arborescentă și relațională, baza de date astfel creată fiind orientată pe obiect, scalabilă și controlată de evenimente.

Nivelurile de structurare a bazei de date trebuie să reflecte topologia instalațiilor, iar sistemul de codificare utilizat trebuie să fie conform normativelor și ITI-urilor de specialitate din sistemul energetic de distribuție.

Pentru o eficiență maximă a utilizării informațiilor, având în vedere complexitatea acestora și larga răspândire în teritoriu atât a gestionarilor cât și a beneficiarilor de date, este preferabil ca baza de date să fie organizată într-o **structură unitară cu stocare și management centralizat, dar acces și utilizare distribuită în teritoriu**, cu posibilitatea centralizării informațiilor la treptele ierarhice superioare. Răspândirea în teritoriu a bazei de date este condiționată de dezvoltarea rețelei de comunicații proprii.

6.5.6 Caracteristici ale programelor GIS

În mediul actual, specific utilităților publice, nici un GIS nu poate să satisfacă în totalitate cerințele fiecărei companii în parte.

Ca urmare, soluția software achiziționată va trebui să conțină platforma GIS și mediul de dezvoltare, pentru a da posibilitatea customizării interfețelor conform cerințelor exprimate.

Un sistem GIS AM/FM performant trebuie să fie scalabil, deschis și integrat conceptual, astfel încât să îndeplinească necesitățile unui domeniu larg de utilizatori GIS.

Iată câteva caracteristici de bază pe care trebuie să le aibă un sistem performant GIS AM/FM:

1) Interfața grafică utilizator (GUI)

- Capacitatea de stocare predefinită a interfețelor: o combinație utilizator specificată de layere, pentru a stabili rapid cele mai comune hărți afișate.
- Bara de meniuri: derulare meniu, acces rapid prin combinații de taste (taste acceleratoare), acces la operațiile primare ale aplicațiilor, unelte (tools), etc.
- Bara de unelte trebuie să aibă aspect și context diferit depinzând de specificul aplicației, precum și posibilitatea de a fi personalizate.

2) Controlul vizualizărilor, disponibil pentru diferite funcții ca:

- Navigare de tip zoom in/out, pan, folosirea mai multor ferestre simultan, cursor cu funcții inteligente multiple etc.
- Modul de vizualizare adaptabil acordând drepturi și necesități diferitelor categorii de utilizatori. Este de dorit să ai posibilitatea să ajustezi interfața utilizator, în funcție de necesitățile de lucru, dar și pentru controlul securității. Depinzând de tipul de utilizator, va fi posibil să potrivești diferite tipuri de acces la orice obiect, să configurezi diferit meniurile și funcțiile de controlul pe ecran.
- Afișarea informațiilor adecvate în funcție de scara aleasă.
- Vizualizarea și salvarea documentelor asociate obiectelor.

- 3) Funcții de editare
 - Funcții generale de editare (Copiere, Mutare, Ștergere, Adăugare, Modificare)
 - Editare atribute. Crearea și editarea atributelor pentru obiectele individuale, adăugarea notelor asociate obiectelor.
 - Editare obiecte cu unelte de lucru specifice de mare productivitate
- 4) Versioning & long transactions – constă în capacitatea de utilizare a sesiunilor de editare concurrent pentru unul sau mai mulți utilizatori. Cu această capabilitate multiplă de editare, utilizatorii se pot conecta, vizualiza și edita în aceeași versiune și la același moment modificările făcute și salva rezultatele.
- 5) Scalabilitate – estimăm un număr mare de utilizatori
- 6) Validarea bazelor de date
- 7) Hărți – realizare de hărți tematice pe diferite criterii și evaluarea scenariilor.
- 8) Plotare – sistemul va permite definirea unui larg domeniu de locații, scări, rotații unghiulare, opțiuni de pre-vizualizare precum și includerea unei mari varietăți de dispozitive de plotare, configurabile pe acest sistem.
- 9) Interogări și analize - pentru explorarea datelor și informare
 - Afișarea atributelor pentru o caracteristică
 - Identificarea caracteristicilor prin pointarea acestora
 - Găsirea obiectelor cu caracteristici particulare
 - Examinarea atributelor pentru un layer particular
 - Atașarea și afișarea imaginilor pentru obiectul interogată
 - Măsurarea distanțelor pe hartă
 - Analize de urmărire de tip upstream și downstream

Volumul foarte mare de informații trebuie gestionat astfel încât să fie îndeplinite următoarele cerințe :

- Să se elimine redundanța datelor
- Modificările, completările și actualizările operate să fie disponibile cât mai rapid utilizatorilor interesați.
- Accesarea rapidă pentru interogarea datelor și vizualizarea fondului de hărți digitale

Soluția tehnică privind implementarea sistemului client-server și a rețelelor de comunicații va fi stabilită în mod unitar conform strategiei de dezvoltare a MIS.

Informațiile utilizate în cadrul unui proiect GIS pot fi clasificate, în acest scop, după mai multe criterii, astfel :

1. După intervalul mediu de actualizare :

- Cu durată mare de reactualizare (> 3ani). În această categorie pot fi nominalizate de exemplu teme geografice reprezentate la scări => 1 :50000.
- Cu durată medie de reactualizare (între 1 an și 3 ani) . De exemplu hărți digitale reprezentate la scări => 1 :5000, rețele de ÎT și stații de transformare împreună cu datele alfanumerice asociate.
- Cu durată redusă de reactualizare (< 1 an). De exemplu hărți digitale la scară 1 :1000, rețele de MT și JT amplasate în intravilan împreună cu datele asociate.
- Date care trebuie să fie disponibile ON-LINE. De exemplu situația incidentelor, date referitoare la circulațiile de puteri, scheme normale etc.

2. După dimensiunea fișierelor sau a bazei de date interogate :
 - Cu dimensiuni sub 250kB (pot fi accesate de la distanță într-un timp scurt)
 - Cu dimensiuni mai mari de 250kB (necesită timp mare de acces)
3. După relevanța datelor conform tipului de utilizator :
 - Date preprocesate. De exemplu statistici, istoric, date de sinteză necesare utilizatorilor de la nivelele centrale ale structurii organizatorice a SC ELECTRICA SA.
 - Date descriptive necesare la nivelul de execuție.

Acest mod de organizare permite pe de o parte reducerea traficului pe rețeaua de comunicație, și plasează informațiile cât mai aproape de utilizatorul care le folosește.

6.5.7 Utilizatori GIS în societățile de distribuție

Prin natura ei, tehnologia GIS are ca utilizatori toți angajații întreprinderii, dar și clienții pot beneficia de o parte din informații. Ținând cont de structura și funcțiile acestui sistem, rezultă că în crearea, întreținerea permanentă și consultarea bazei de date sunt implicați utilizatori cu grade diferite de instruire și responsabilitate. Aceștia pot fi clasificați după cum urmează:

1. **Nivel top management** – utilizatori cu drepturi de citire-vizualizare, în scopul luării unor decizii, realizării unor analize, prognoze și sinteze în diverse situații.
2. **Nivelul de administrator** – stabilește drepturile de acces ale celorlalți utilizatori la baza de date, administrează bazele de date, arhitectura sistemului informatic. Aprobă tranzacțiile între bazele de date specifice GIS și cele ale celorlalte sisteme informatice, monitorizează fluxul de informații din sistem. Aceștia au obligația să asigure protecția și securitatea informațiilor de serviciu.
3. **Nivelul utilizatorilor specializați** – drepturi de editare date, proiectare CAD, vizualizare, interogare și analiză.
4. **Nivelul utilizatorilor “medii”** – drepturi de citire, vizualizare fără editare, capabili să elaboreze interogări și analize complexe.
5. **Nivelul utilizatorilor “finali”** - folosesc o interfață grafică simplă și ușor de utilizat doar pentru a obține interogări, vizualizări și analize predefinite. Aici sunt incluși și beneficiarii externi (publici), cu drept de citire a unei părți limitate din baza de date, respectiv a informațiilor cu caracter public.

Utilizatorii cu drept de vizualizare a hărților și de consultare a bazelor de date pentru diverse prelucrări (statistici, calcule, simulări, etc) sunt distribuiți în toată societatea și vor fi instruiți local de către personalul calificat.

În final, informațiile GIS vor fi distribuite în compartimentele funcționale însă personalul va avea implicații diferite în actualizarea, completarea și modificarea lor. În acest scop se poate utiliza rețeaua locală de comunicație de tip LAN. Pentru operații de vizualizare majoritatea produselor software de tip GIS au incluse module care folosesc ca interfață cu utilizatorul browserele pentru internet și oferă posibilitatea generării de fișiere compatibile cu formatele HTML, XML.

6.6 Stadiul actual al Sistemului GIS la SDFEE Sibiu

Demararea activității în domeniul GIS a avut loc în anul 1995 de către un colectiv de specialiști din cadrul filialei în colaborare cu diferiți parteneri externi.

Până acum GIS a fost considerat ca un sistem de sine stătător orientat în principal spre gestiunea instalațiilor din punct de vedere tehnic. Din acest motiv baza de date concepută este alcătuită în principal din informații legate de caracteristicile tehnice ale instalațiilor (date de catalog și date legate de exploatare). Componenta economică este tratată într-un mod superficial. Structura concentrată de tip piramidal conduce la situația în care baza de date nu poate fi utilizată decât dacă este completată în întregime. Din acest motiv aplicațiile specifice (pentru care sunt necesare doar o parte dintre aceste date) sunt greu de implementat astfel că utilizatorii preferă în general aplicații proprii orientate spre sarcini precise.

Deoarece există o singură licență pentru programul ArcView utilizarea aplicațiilor GIS este restrânsă la un număr limitat de utilizatori.

Trebuie amintite totuși și principalele realizări în acest domeniu și anume: SDFEE Sibiu dispune de hărți digitale pentru cele două municipii din județ și anume Sibiu și Mediaș și pentru câteva din orașe. Aceste hărți sunt intens utilizate în activitatea de proiectare. De asemenea au fost digitizate rețelele de înaltă și medie tensiune astfel că, din acest punct de vedere (hărți digitale pentru rețelele proprii) SDFEE Sibiu se află într-un stadiu avansat în comparație cu alte sucursale.

În plus există și o bogată colecție de scheme în format digital care trebuie integrată cu sistemul existent.

Experiența acumulată până în prezent poate fi valorificată prin analiza și selectarea aplicațiilor cu potențial de generalizare.

Obiectivul principal pentru această fază de dezvoltare trebuie să fie completarea și actualizarea hărților digitale existente. Pentru aceasta vom folosi în continuare programul AutoCAD pentru care există utilizatori experimentați. Fișierele astfel obținute vor fi importate în mediul ArcView pentru atașarea datelor alfanumerice aferente. Acest mod de lucru implică însă câteva modificări conceptuale și anume:

- elementele grafice utilizate sunt entități complexe (blocuri în loc de arce și linii) care permit atașarea de atribute specifice
- dacă până acum elementele de rețea erau figurate pe careul de hartă corespunzător, în prezent acestea se regăsesc într-un singur fișier pentru a ușura operațiunile de import-export.

Un alt obiectiv de îndeplinit este acela de a distribui datele disponibile spre compartimentele interesate.

Pentru atingerea acestui scop a fost necesară identificarea unei soluții care să asigure următoarele:

- să dispună de o interfață ușor de utilizat care să poată fi configurată în funcție de necesitățile utilizatorilor
- să nu necesite aplicații specializate
- să asigure o calitate superioară pentru vizualizare
- să permită structurarea ierarhică a informațiilor și accesarea acestora prin intermediul rețelei INTRANET.
- să permită accesul concurent pentru mai mulți utilizatori în funcție de drepturile de acces ale fiecăruia
- să permită integrarea datelor de tip alfanumeric cu informații grafice

Este relativ ușor de observat că aceste condiții sunt îndeplinite în totalitate de browserele pentru internet. Din acest motiv am căutat soluții care să permită utilizarea acestei tehnologii pentru a oferi o interfață prietenoasă spre bazele de date specifice GIS.

6.6.1 Crearea suportului geografic continuu

Suportul geografic este alcătuit dintr-o mare varietate de tipuri de date, pornind de la fișiere vectoriale digitizate la scara 1 :1.000.000 până la planuri la scara 1 :1000.

Se utilizează de asemenea fișiere raster (harti digitale la scara 1 :50000) și copii scanate ale planurilor de detaliu (scara 1 :200). Toate aceste fișiere au fost georeferențiate în sistemul de coordonate aferent proiecției STEREO 70. La digitizarea temelor care reprezintă rețeaua de distribuție a fost utilizată ca suport cea mai bună hartă disponibilă.

Poziția unui obiect, ca de exemplu un stâlp al rețelei de înaltă tensiune sau limitele unei stații de transformare sunt în acest mod la fel de precise ca și harta digitală cu cea mai mare rezoluție.

S-a obținut astfel un model interconectat al rețelelor de distribuție prin suprapunerea temelor care reprezintă liniile de înaltă, medie și joasă tensiune peste acest suport geografic continuu.

Nivelul de vizibilitate al diferitelor detalii depinde de scara la care este reprezentată harta digitală. În acest fel se pot obține atât vederi de ansamblu asupra rețelelor de distribuție cât și planuri detaliate prin utilizarea aceluiași model digital pentru rețele. Principalul avantaj în cazul acesta este faptul că atributele alfanumerice sunt disponibile pentru oricare dintre reprezentări.

În Figura 6.16 se exemplifică utilizarea suportului geografic continuu pentru reprezentarea rețelelor de distribuție cu utilizarea hărților digitale de tip raster sau vectorial. Pentru reprezentări la scări diferite se utilizează suportul geografic adecvat dar temele care definesc rețeaua de distribuție sunt întotdeauna aceleași. Temele de detaliu, cum ar fi poziția stâlpilor de înaltă tensiune, apar numai la o scara la care pot fi distinse. Prin selectarea cu instrumente soft de tip lupă se poate obține o hartă detaliată la nivelul bransamentelor electrice aeriene sau subterane.

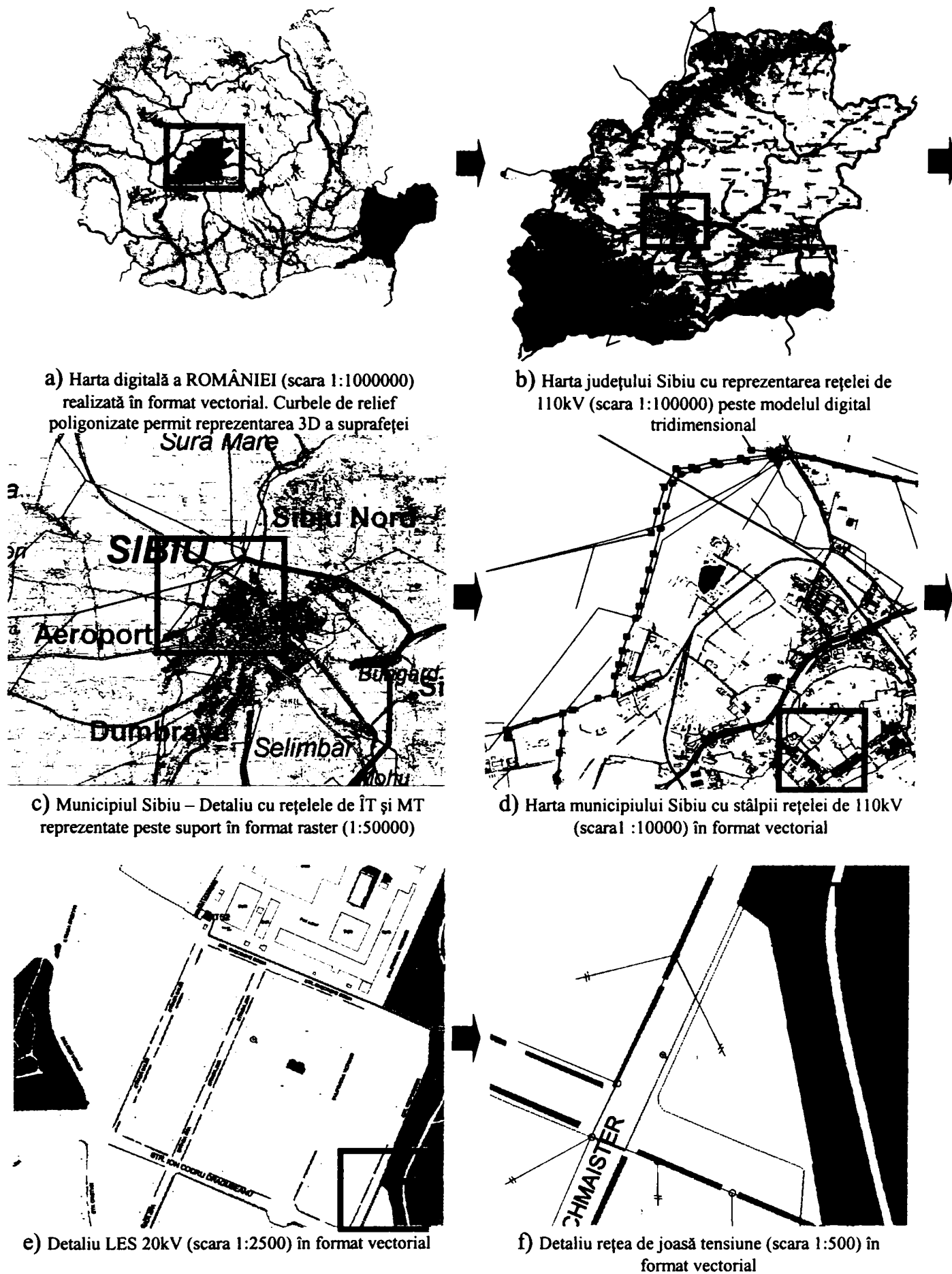


Figura 6.16 Reprezentarea rețelelor de distribuție pe harta digitală

6.6.2 Utilizarea GIS în societățile de distribuție a energiei electrice

Aceste aplicații trebuie să permită importul transparent cu/în alte sisteme informatice implementate (SCADA, SAP, metering, etc). Soluția GIS AM/FM trebuie să fie capabilă să furnizeze diferite tipuri de analize peste topologia unei rețele. Operațiile de tip tracing trebuie să includă următoarele:

- Tracing de tip upstream și downstream de la un punct specificat de utilizator la un altul, care să satisfacă câteva condiții de stop.
- Identificarea dispozitivelor de protecție, a structurilor suport și a obiectelor conectate (transformatori, dispozitive de control, etc) sau alte echipamente de interes.
- Calcularea sumei lungimilor liniilor incluse între 2 puncte specificate
- Calculul rutelor optime – cea mai bună rută între două puncte date de utilizator vor fi calculate luând în considerație reguli (bazate pe distanțe sau orice alte funcții bazate pe costuri sau timp) construite prin programele de analiză de rețea sau orice alt fel de restricții relevante impuse.

Există o gamă foarte largă de pachete software care conțin instrumente specifice de analize de rețea pentru utilități electrice. GIS AM/FM de obicei nu include în totalitate instrumente de analiză de rețea, dar ceea ce este foarte important este faptul că acesta este capabil să furnizeze datele necesare pentru analiza acestor tipuri de rețele. Acestea trebuie să țină cont de algoritmi de calcul și să respecte normativele în vigoare. Majoritatea tipurilor de calcule specifice rețelelor electrice țin cont de următoarele caracteristici:

- conectivitate
- parametri echivalenți
- date de catalog
- mărimi electrice măsurate în sistem (P, Q, U, $\cos\phi$)

GIS permite unificarea bazei de date pentru utilizarea diverselor aplicații ca de exemplu calcule de scurtcircuit, analiza sarcinilor pentru a optimiza încărcarea sistemului, calcule de balanțe energetice calculul unora dintre indicatorii de performanță, calcule de căderi de tensiune, etc.

Datele structurate în GIS sunt de o importanță deosebită pentru calculul consumului propriu tehnologic. Caracteristicile tehnice ale diferitelor elemente care compun rețeaua de distribuție sunt necesare la alcătuirea modelului matematic. GIS permite determinarea mai precisă a topologiei și a lungimii liniilor de medie și joasă tensiune cu o influență determinantă în micșorarea erorii de calcul. Cea mai importantă îmbunătățire a modului actual de lucru este recalcularea parametrilor sistemului în cazul adăugării de noi echipamente precum și la modificări ale configurației rețelei.

GIS poate contribui esențial la reducerea pierderilor comerciale prin posibilitatea pe care o oferă în determinarea mai exactă a balanței energetice pe diferite zone sau porțiuni de rețea. Această facilitate trebuie utilizată în strânsă corelație cu actualul sistem informatizat de gestiune al consumatorilor și facturare centralizată a consumurilor.

Sistemele GIS AM/FM ajută și furnizează datele necesare pentru evaluarea eficienței a operațiilor din exploatare și integrează datele în sarcinile și programele de lucru:

- Asistă managementul lucrărilor, activitățile de proiectare, mentenanță și patrimoniu
- Include informații geografice, locații, căi de acces, reprezentare grafică a elementelor care trebuiesc revizuite etc

- Conține informații de cost pe oră, costul materialelor și echipamentelor (care pot fi preluate din alte aplicații, ca de exemplu SAP etc)

Prin integrarea cu sistemele SCADA contribuie substanțial la managementul incidentelor :

- Ajută dispecerii să localizeze rapid pe baza apelurilor telefonice primite, locul deranjamentului
- Furnizează informații de calitate, online pentru echipele de intervenții
- Furnizează informații despre istoric și documentație despre intreruperi
- Permite stabilirea corectă a fluxurilor de energie în rețeaua de medie tensiune în funcție de abaterile de la schema normală de funcționare.

Realizarea acestui tip de sistem informatic implică descentralizarea activității de culegere, introducere și actualizare a datelor. Din acest punct de vedere trebuie reconsiderat modul de organizare al colectivului implicat în dezvoltarea GIS prin:

- Reconsiderarea **importanței și localizării** acestei activități.
- În contextul dezvoltării sistemului informatic al SDFEE Sibiu noile tehnologii informatice (programare orientată pe obiecte, baze de date relaționale, rețeaua intranet) permit realizarea unui important salt **CALITATIV**.
- Trecerea de la concepția potrivit căreia baza de date trebuie utilizată la **gestionarea și integrarea informațiilor**, la concepția actuală în care aceasta este parte componentă în sistemul informațional al sucursalei și servește ca platformă pentru **gestionarea și integrarea APLICAȚIILOR**.
- Restructurarea bazei de date. Aceasta trebuie configurată în jurul unui **nucleu comun** pentru aplicațiile informatice care să conțină **structurile de coduri** pentru **identificarea univocă** a fiecărei părți componente a instalațiilor SDFEE.
- Scopul final este acela de a obține un sistem în care aplicațiile să **ruleze individual, independent** una față de cealaltă dar utilizând același **model matematic și structură de codificare**. La nivel superior se vor realiza aplicații de sinteză care vor integra date din diferite domenii de activitate.
- Dacă ar fi să facem o **comparație** cu un sistem tehnic, de exemplu **SCADA**, sistemul informatic obținut ar avea o **"structură distribuită"** iar nucleul de coduri ar deveni **"protocolul de comunicație standard"**.

6.7 Contribuțiile autorului la dezvoltarea GIS

Ca responsabil de proiect GIS la SDFEE Sibiu în perioada 1998-2004 am fost implicat în dezvoltarea continuă a proiectului chiar în lipsa unui colectiv specializat în acest domeniu. Datorită acestor preocupări am fost cooptat în colectivul de redactare pentru Studiul de fundamentare GIS la nivelul S.C. Electrica S.A. Experiența autorilor în utilizarea produselor pentru dezvoltarea GIS a fost utilizată la definirea principalelor caracteristici tehnice și funcționale pentru GIS dedicat sistemului de distribuție a energiei electrice.

Pe plan local preocupare principală a fost realizarea prin georeferențiere a suportului geografic continuu necesar pentru reprezentarea corectă a rețelei de distribuție. Au fost utilizate hărți digitale în format raster și vectorial. Cele mai importante realizări, care au necesitat un volum important de muncă au fost:

- poligonizarea hărții digitale pentru municipiul Sibiu.
- digitizarea hărții vectoriale pentru orașul Cisnădie

- referențierea hărții în format raster 1:50000 a județului Sibiu și a hărții în format raster 1:1000 a municipiului Sibiu
- realizarea modelului tridimensional pentru județul Sibiu, municipiul Mediaș și orașul Cisnădie

Digitizarea și reprezentarea pe hartă a rețelelor de distribuție:

- Traseele Liniilor Electrice Aeriene simplu și dublu circuit 110kV,
- Reteaua de cablu MT în municipiile Sibiu și Mediaș și orașul Cisnădie
- Rețeaua de MT extravilană întru SDFEE Sibiu
- Referențierea rețelelor de MT și JT digitizate cu forțe proprii la Punctul de Exploatare Săliște.

Executarea, completarea, actualizarea documentelor în format electronic conform cerințelor de integrare în baza de date GIS:

- Unificarea schemelor normale pentru rețele de distribuție de MT într-un singur fișier care servește drept referință pentru interogările din GIS
- Crearea de aplicații specifice pentru dezvoltarea și întreținerea schemelor monofilare și normale.
- Executarea schemelor în format compatibil GIS pentru toate stațiile de transformare
- Executarea vederilor în plan pentru documentarea stațiilor de transformare.
- Modelul tridimensional pentru două stații de transformare.

6.7.1 Dezvoltarea de aplicații conexe pentru popularea și utilizarea bazei de date specifică GIS

În ultimul deceniu, pentru realizarea schemelor și desenelor utilizate în documentarea instalațiilor de distribuție s-a impus pachetul de programe AutoCAD al firmei AutoDESK. SDFEE Sibiu a adoptat această tehnologie încă de la începutul anilor 90, astfel încât astăzi majoritatea desenelor în format digital utilizate în mod curent sunt create cu acest produs software. Deși inițial AutoCAD a fost destinat în special desenelor tehnice de execuție pentru diferite ansamble și subansamble crearea unor biblioteci de simboluri specifice domeniului electric a permis utilizarea lui intensivă și în acest domeniu.

De fapt principalul motiv pentru care AutoCAD este lider mondial pe piața CAD este acela că oferă utilizatorului o serie de posibilități de personalizare a mediului de lucru. Pornind de la un set de funcții și comenzi comune, se pot dezvolta aplicații pentru desenarea, cu aceeași ușurință, a desenelor pentru piese mecanice, a schemelor electrice sau chiar programul poate fi utilizat cu succes la digitizarea hărților geografice.

Schemele monofilare sunt principalul mijloc de reprezentare a instalațiilor electrice de distribuție. Ele utilizează simboluri standardizate pentru reprezentarea echipamentelor din stațiile și posturile de transformare precum și a liniilor electrice. Sunt un instrument de lucru atât în activitatea de proiectare cât și în cea de exploatare.

Din acest motiv schemele monofilare sunt utilizate intensiv și în aplicațiile GIS. Ele rezează o imagine sintetică și concentrată a informațiilor referitoare la topologie rețelelor de distribuție.

În general schemele normale cu realizate cu aplicații de tip CAD. Rezultă fișiere care pot fi importate sau chiar deschise direct de către aplicațiile GIS.

Pentru a asigura compatibilitatea între cele două medii trebuie însă îndeplinite câteva condiții. Simbolurile utilizate în CAD trebuie să poată fi recunoscute ca obiecte în aplicația GIS. Mai mult, pentru ca în cadrul GIS obiectelor grafice să le poată fi asociate baze de date, obiectele

generate din CAD trebuie să aibă atașate atribute. Unul dintre atribute trebuie să îndeplinească funcția de identificator unic al elementului reprezentat. Acest identificator unic se va transmite automat în baza de date atașată în od implici obiectelor grafice reprezentate în GIS și poate servi drept cheie pentru conectarea cu baze de date generate de alte aplicații. Secvența descrisă este ilustrată în Figura 6.17 :

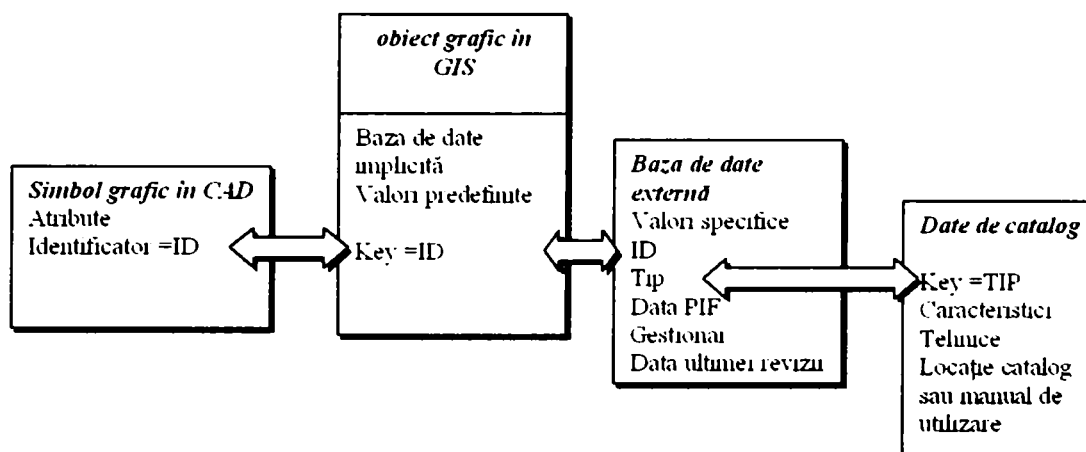


Figura 6.17 Utilizarea identificatorului unic la corelarea bazelor de date.

Pentru a asigura compatibilitatea între cele două medii de dezvoltare utilizate am realizat o serie de aplicații care utilizează facilitățile de creare de aplicații proprii în mediul de programare oferit de AutoCAD. Aceste facilități includ :

- Crearea de biblioteci de simboluri personalizate
- Crearea de meniuri personalizate
- Crearea de comenzi noi
- Crearea de aplicații conduse prin casete de dialog proprii.

Prima dintre aplicațiile dezvoltate de autor pentru asigurarea compatibilității între cele două medii de desenare utilizate CAD și GIS este un program pentru automatizarea desenării schemelor monofilare pentru stații și posturi de transformare împreună cu biblioteca de simboluri aferentă. În fereastra principală a aplicației se regăsesc mai multe zone distincte. În tab-ul "General" se aleg opțiunile principale : nivelul de tensiune, modul de succedare a simbolurilor sau se poate alege una din configurațiile salvate anterior în secțiunea "Celule predefinite".

Secțiunea "Celula-Schema" permite utilizatorului configurarea unei cellule proprii prin juxtapunerea a maxim șase simboluri. Pe fiecare nivel se poate alege reprezentarea unui tip de echipament.

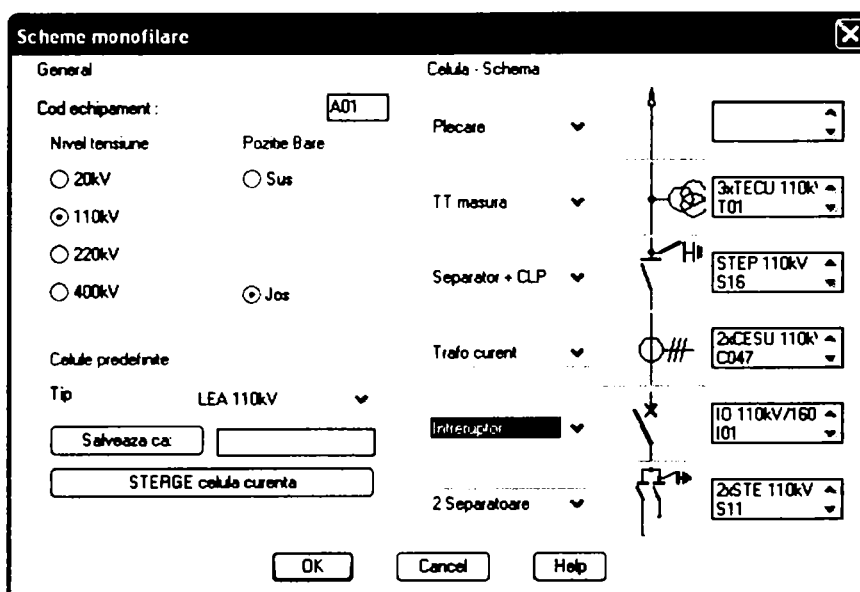


Figura 6.18 Fereastra principală a aplicației

După selectarea tipului dorit se deschide fereastra care permite definirea caracteristicilor pentru echipamentul în cauză (Figura 6.19). Se pot alege diverse simboluri disponibile pentru reprezentarea echipamentului pe lângă simbolurile ISO, de exemplu pentru compatibilitatea cu desene mai vechi.

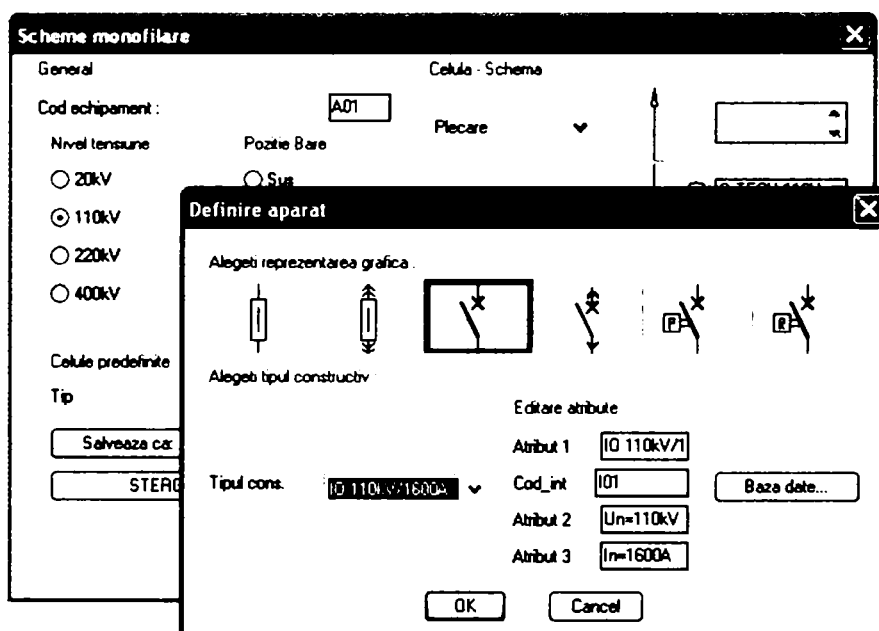


Figura 6.19 Fereastra pentru selecția simbolului utilizat

O facilitate deosebită este posibilitatea completării automate a atributelor referitoare la caracteristicile tehnice ale echipamentului respective. Prin accesarea butonului "Baza de date" se pot încărca date existente în cataloagele diferiților producători. Se alege apoi tipul constructiv dorit. Dacă este necesar atributelor pot fi editate. După configurarea schemei de celulă dorită aceasta se poate salva pentru a fi utilizată ulterior sau inserată în desen prin apăsarea butonului "OK". Trebuie precizat că desenul obținut este alcătuit din simboluri diferite care pot fi ulterior editate independent.

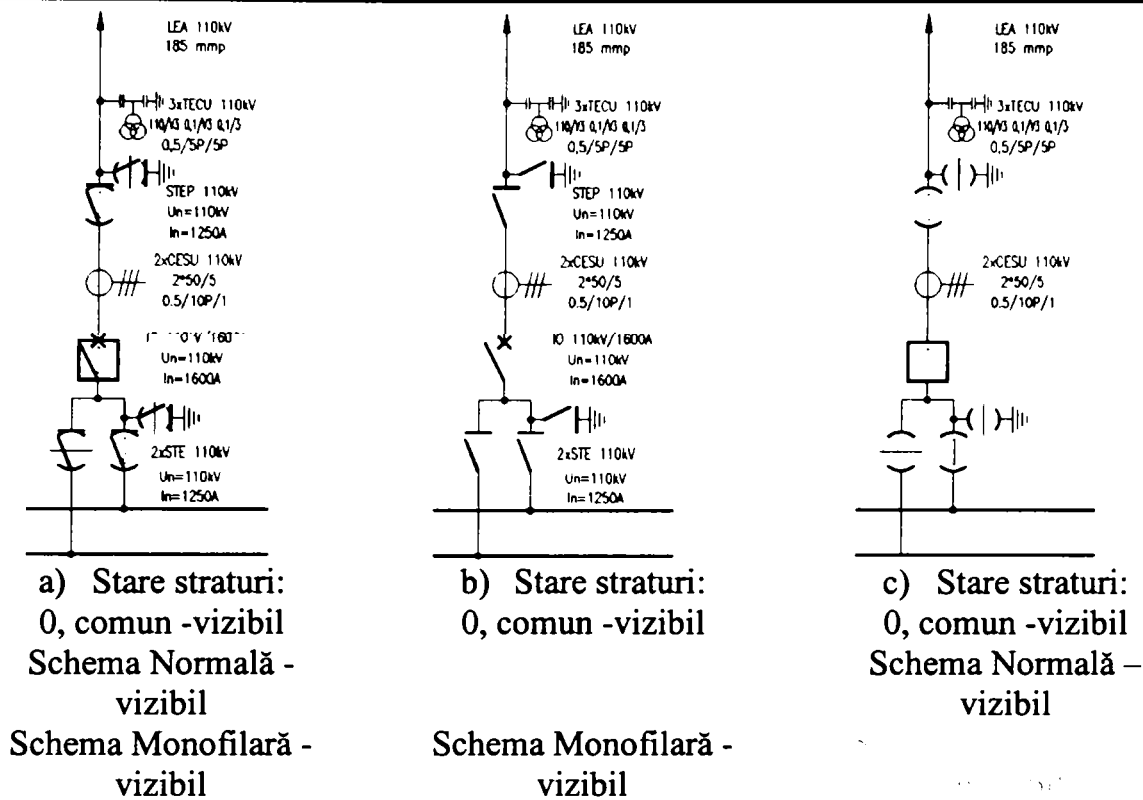


Figura 6.20 Schema realizată

Simbolurile utilizate sunt realizate folosind suprapunerea mai multor straturi (Layer în limba engleză).

După cum se observă în Figura 6.20 prin alegerea modului vizibil/invizibil pentru straturile utilizate se pot obține vederi diferite ale aceluiași element de rețea. Se pot astfel crea, într-un singur fișier CAD ambele tipuri de scheme utilizate în practică:

- 1) pentru scheme monofilare se vor afișa principalele caracteristici tehnice ale echipamentului (Figura 6.20 a). Acest mod de reprezentare este utilizat în special în proiectare și utilizează simbolurile ISO. Atributele diferitelor echipamente pot fi actualizate prin conectarea la baze de date tip SQL.
- 2) Pentru scheme normale cu afișarea poziției aparatelor de comutație. Pentru fiecare echipament reprezentat poziția este stocată sub formă de atribute care pot fi utilizate pentru reprezentarea corespunzătoare a schemei în alte programe, de exemplu în GIS. De asemenea acest mod de memorare a poziției aparatelor de comutație poate fi utilizat la generarea de fișiere de referință care să permită memorarea configurației pentru întreaga schemă. Aceste fișiere de referință vor fi apoi comparate cu starea actuală a atributelor pentru a se determina abaterile de la schema normală.

În Anexa Scheme Stații sunt ilustrate cele două moduri de reprezentare, în același fișier digital pentru schema unei stații de transformare.

Avantajele oferite de acest mod de reprezentare sunt:

- Pentru un anumit echipament obiectul grafic utilizat este unic, chiar dacă are moduri de vizualizare diferite.
- Prin asignarea de coduri unice de identificare, în mod automat la generarea schemei se asigură faptul că indiferent de modul de vizualizare acest cod rămâne unic. Aceeași situație se regăsește la asignarea celorlalte atribute.
- În cazul în care schema se modifică sau este actualizată este necesară o singură operație de editare.

- Se obține un mod unitar de reprezentare a schemelor utilizate în activitatea de distribuție care permite utilizarea unor proceduri standard de import/export în alte aplicații.
- Desenele obținute astfel nu mai reprezintă doar o copie digitală a schemelor realizate pe suport de hârtie. Fișierele generate cu această aplicație sunt de fapt desene "inteligente" care conțin informații suplimentare pe lângă obiectele grafice.

Aplicația a fost utilizată pentru realizarea schemelor normale/monofilare pentru toate stațiile de transformare ale SDFEE Sibiu. În prezent se lucrează la reprezentarea schemelor pentru posturile de transformare. Deoarece aplicația a fost dezvoltată pe plan local actualizările necesare la migrația spre noile versiuni pentru programul AutoCAD au fost realizate fără costuri suplimentare ca în cazul aplicațiilor de același gen disponibile pe piață. De asemenea utilizarea posibilităților de programare cuprinse în pachetul AutoCAD nu necesită costuri suplimentare deoarece sunt incluse în licența pentru pachetul de bază.

Următorul pas a fost aplicarea principiilor descrise mai sus la realizarea schemelor normale pentru rețelele de distribuție de 110kV și 20kV.

Schema Normală de Funcționare (SNF) conține reprezentarea instalațiilor energetice prin simboluri standardizate și se utilizează pentru descrierea topologiei rețelei cu indicarea poziției echipamentelor de comutație în regimul de funcționare optim stabilit de dispecer.

SNF este un instrument de lucru deosebit de important pentru conducerea operativă a rețelei de către DED și din acest motiv este unul dintre documentele de evidență care sunt supuse unui regim special de actualizare și aprobare.

Din aceste motive schema normală de funcționare în format digital reprezintă suportul cel mai indicat pentru crearea unui model de digital de referință pentru rețeaua de distribuție prezentat în Figura 6.21

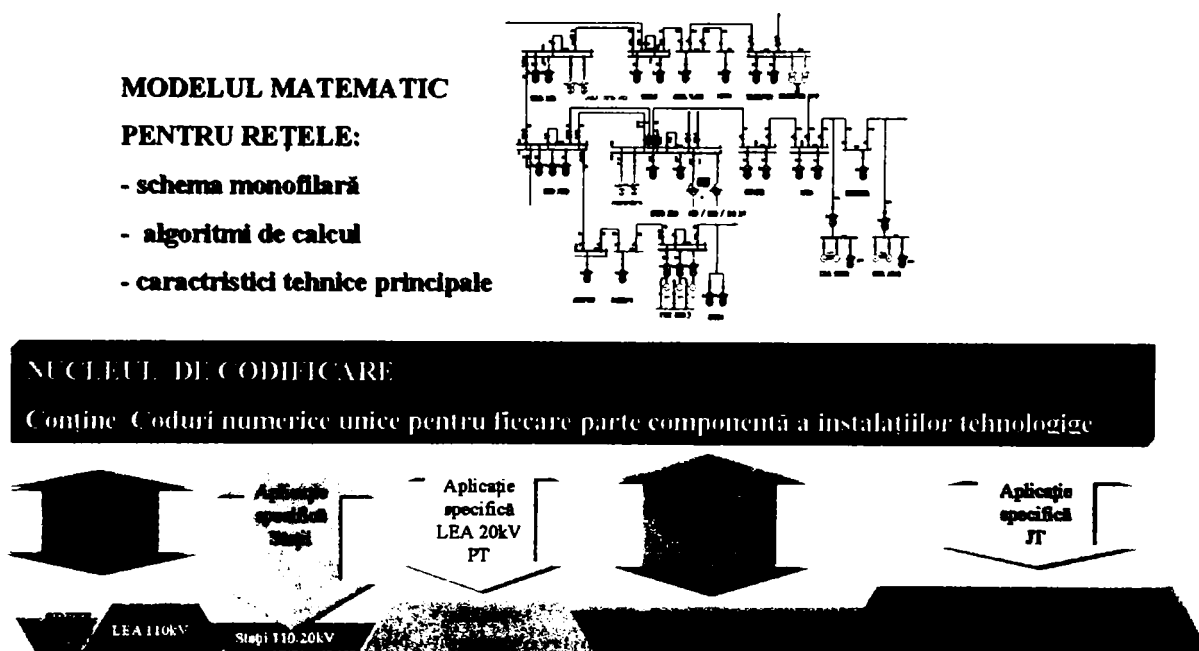


Figura 6.21 Utilizarea schemelor monofilare pentru crearea modelului digital de referință

Fiecare dintre echipamentele reprezentate pe schema monofilară prin simboluri grafice au atașate un atribut care conține codul unic de identificare. Pentru a asigura unicitatea acestui cod a fost necesar ca schema monofilară pentru întreaga rețea de 20 kV să fie realizată într-un singur fișier.

Desenul AutoCAD cuprinde schemele normale de funcționare împărțite pe straturi (layere) corespunzătoare fiecărui Centru de Exploatare.

Schema completă a rețelei de medie tensiune utilizează blocuri specifice pentru întreruptoare, separatoare și posturi de transformare și a fost realizată ținând cont de anumite reguli interne care asigură coerența și utilizarea corectă a aplicației. Desenarea propriuzisă se face folosind un set de comenzi specifice care reduc la minim numărul acestor reguli. Aceste comenzi sunt disponibile în continuare pentru actualizarea și completarea schemei.

Practic avem o singură schemă de tip plasă în care fiecare element de rețea apare o singură dată în desen. Aceasta este principala deosebire față de schemele utilizate în mod clasic și permite urmărirea schemei în totalitatea acesteia. În cazul unei modificări în schema normală sau a efectuării unei manevre (abatere de la schema normală), este necesară o singură actualizare a desenului.

Pe lângă desenul propriu zis a fost dezvoltată o aplicație dedicată pentru actualizarea desenului. Prin utilizarea mediului de programare AutoLISP au fost create funcții speciale de interogare care permit utilizarea schemei monofilare și a hărților digitale într-o sesiune comună de lucru.. Simbolurile utilizate pentru întrerupătoare și separatoare conțin atribute speciale care indică poziția Închis, respectiv Deschis în schemă. Această poziție poate fi modificată de către utilizator printr-o comandă dedicată care permite modificarea atributului respectiv. Existența acestui atribut a permis programarea unei funcții de analiză topologică care permite identificarea posturilor alimentate de pe o anumită plecare de medie tensiune prin interpretarea succesivă a pozițiilor închis sau deschis atribuite echipamentelor de comutație.

Aplicația constă din trei părți principale :

- A. Schema completă a rețelei de MT a SDFEE Sibiu.
- B. Meniuri personalizate pentru desenarea schemelor normale care au fost implementate cu ajutorul uneltelor de dezvoltare AutoCAD proceduri și comenzi specifice, ușor de utilizat :
 - 1) O bibliotecă completă cu simbolurile folosite în schemele normale.
 - 2) Meniu personalizat cu comenzile nou introduse.
 - 3) Funcții AutoLISP pentru inserarea ușoară a simbolurilor.
- C. Urmărirea evoluției dinamice a schemelor de exploatare:
 - 1) Proceduri rapide de căutare în schema a unui anumit post de transformare
 - 2) Proceduri pentru localizarea rapidă a zonei de interes
 - 3) Analiza topologică a rețelei.
 - 4) Conectarea cu baza de date GIS
 - 5) Posibilitatea modificării simbolurilor conform poziției din teren (simularea manevrelor)
 - 6) Analiza buclelor cu indicarea prezenței/lipsei tensiunii .
 - 7) Atenționare la manevre greșite (de ex. dacă se conectează o linie legată la pământ)
 - 8) Raportarea abaterilor de la schema normală.

- 9) Salvarea listei de abateri la părăsirea aplicației permite restaurarea schemei actuale la sesiunea următoare.

Pentru a ușura accesul utilizatorilor comenzile și procedurile descrise mai sus au fost incluse într-un meniu personalizat care este disponibil în bara de unelte a programului AutoCAD. Acest meniu conține următoarele secțiuni

Secțiunea *Scheme* este desemnată pentru regăsirea zonei de interes din schema de funcționare. Pot fi afișate schemele pentru fiecare PEI sau se poate localiza un post de transformare prin alegerea din lista posturilor pentru Pei-ul respectiv.

Secțiunea *Harți* permite afișarea localizarea pe harta geografică pusă la dispoziție în GIS pentru posturile de transformare din principalele orașe și pentru posturile din zona rurală pentru care există suport geografic.

În secțiunea *Modificare* sunt grupate funcțiile pentru actualizarea schemei de funcționare conform situației din teren.

Secțiunea *Desenare* cuprinde comenzile necesare pentru crearea unor scheme noi sau pentru actualizarea celor existente.

Pentru crearea de noi scheme sau actualizarea celei existente sunt necesare cunoștințe minime de utilizare a AutoCAD.

Simbolurile care reprezintă posturile de transformare au atașat un atribut unic care permite identificarea lor în schemă. Acest atribut este utilizat pentru funcția de localizare rapidă prin intermediul unei casete de dialog. În prima fază se selectează Centrul de Exploatare pe raza căruia este amplasat postul de transformare. Din baza de date este returnată o listă care conține toate posturile din gestiunea Centrului de Exploatare respectiv. Postul poate fi selectat din listă sau poate fi identificat prin tastarea numelui în zona de editare. Este permisă utilizarea caracterelor wildcard.

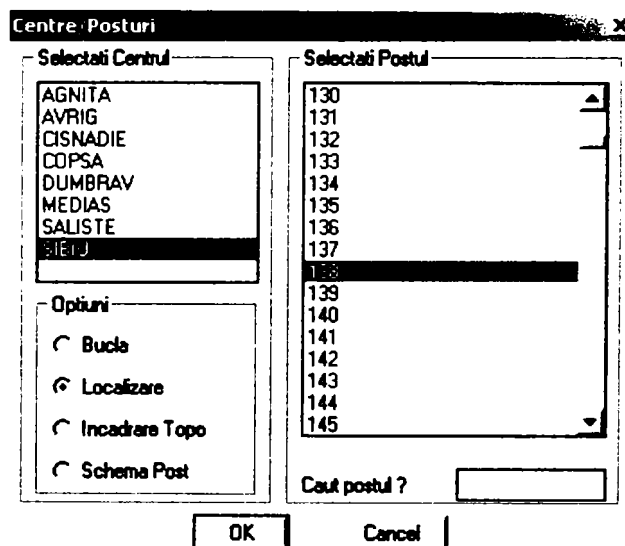


Figura 6.22 Selectarea postului de transformare dorit prin intermediul casetei de dialog

După ce postul a fost găsit în listă se alege una dintre opțiunile de căutare. Dacă se selectează opțiunea Localizare prin apăsarea butonului OK se execută afișează în centrul ecranului postul selectat.

Opțiunea Bucla inițializează funcția de analiză topologică și determină întreaga porțiune de rețea care alimentează postul căutat. Rezultatul căutării efectuate conform acestei opțiuni este

prezentat în Figura 6.23 și reprezintă o porțiune din schemă dintr-o zonă urbană. Se observă evidențierea postului selectat (PT 138) precum și a buclei pe care acesta se găsește.

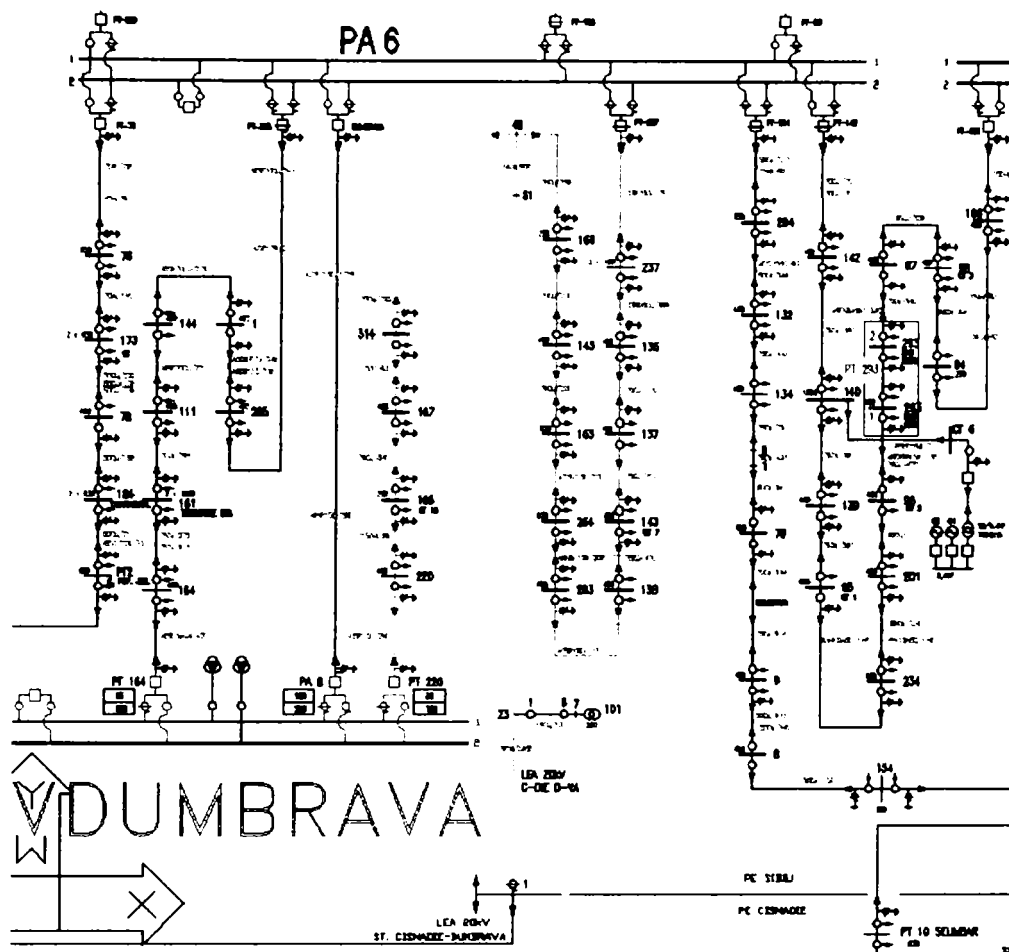


Figura 6.23 Rezultatele analizei topologice

În aceeași sesiune de lucru poate fi accesată și harta geografică a rețelei de medie tensiune care conține localitățile urbane și rurale din județul Sibiu precum și liniile de 20kV. Fundalul geografic precum și temele care reprezintă rețeaua sunt preluate din baza de date aferentă GIS. Pentru identificarea amplasării geografice a unui post de transformare este suficient ca acesta să fie selectat prin intermediul unei casete de dialog ca în Figura 6.24.



Figura 6.24 Identificarea locației geografice pentru un post de transformare

Rezultatul interogării este prezentat în Figura 6.25. Se observă detaliile de pe harta geografică 1:1000 precum și traseul LES 20kV evidențiat cu culoarea roșie.

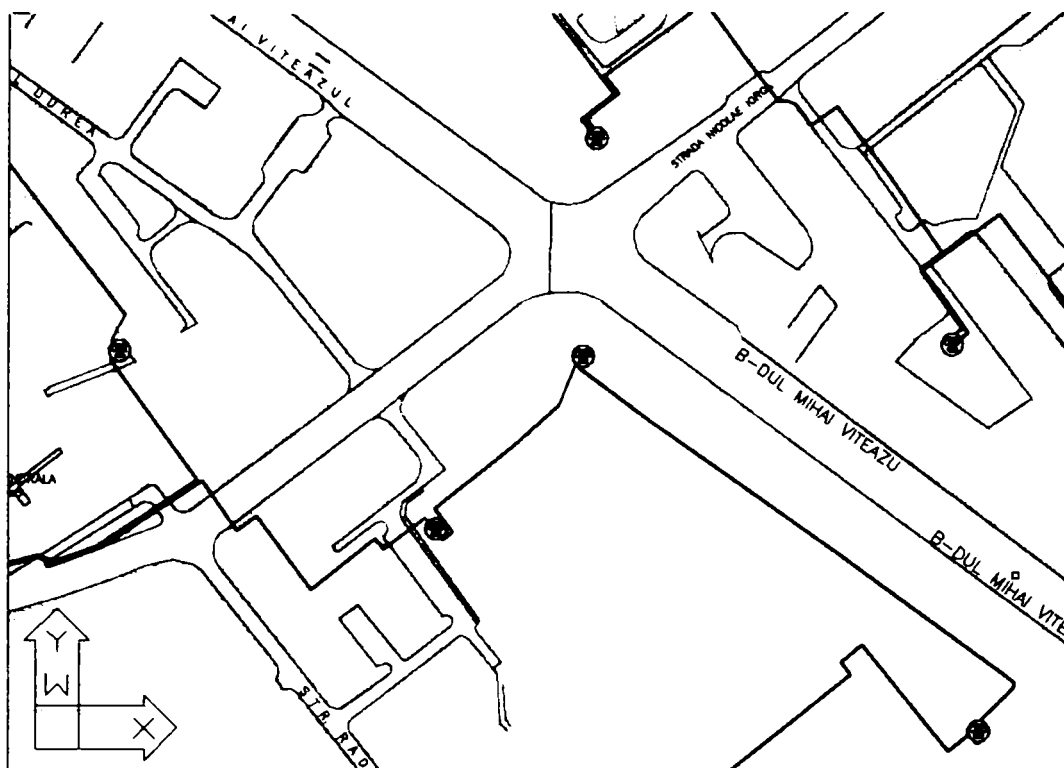


Figura 6.25 Amplasarea geografică pentru postul selectat

Deoarece lucrează off-line această aplicație nu rezolvă în totalitate problema urmării schemelor de funcționare, dar poate fi un start bun pentru supravegherea rețelelor de M.T.

Avantajele principale sunt legate de formatul digital în care se păstrează schemele de funcționare. Actualizarea și întreținerea lor devine mai ușoară, pot fi studiate mai multe configurații atât pentru instruire cât și pentru utilizare directă.

Sunt avute în vedere dezvoltări ulterioare pentru introducerea unor funcții puternice cum ar fi:

- Suport pentru activitatea dispecerului
- Optimizarea exploatarea rețelelor electrice de distribuție
- Determinarea pierderilor în rețele de MT.
- Gestionarea consumatorilor

Algoritmul care determină topologia rețelei în funcție de starea echipamentelor de comutație permite determinarea, pe tronsoane, a parametrilor echivalenți ai rețelei necesari la calculul pierderilor. Există de asemenea posibilitatea determinării rapide a puterii instalate pentru o anumită zonă de rețea. Aceste date sunt stocate sub formă de atribute alfanumerice ale obiectelor grafice care simbolizează elementele de rețea. Atributele respective pot fi extrase și ordonate, în funcție de configurația actualizată a rețelei, pentru realizarea unui model matematic de calcul.

Încărcările în diferite noduri ale rețelei trebuie introduse manual, pe baza informațiilor disponibile. Este în lucru etapa de implementare a unor subrutine care să preia, în mod automat, parametrii curbelor de sarcină calculați pe baza înregistrărilor din anumite puncte de măsură.

Prin corelația geografică între schema de funcționare a rețelei și reprezentarea ei pe hartă se deschide posibilitatea extinderii algoritmului și pentru rețeaua de joasă tensiune.

6.7.2 Utilizarea tehnologiei INTRANET pentru distribuirea datelor specifice GIS.

Distribuirea informațiilor disponibile în GIS către utilizatori este în prezent o problemă dificil de soluționat în lipsa unor investiții substanțiale în tehnică de calcul și aplicații software. Pe de altă parte experiența de până acum a demonstrat că pentru a asigura o rată de rentabilitate corespunzătoare pentru o astfel de investiție sunt necesare următoarele condiții:

- Existența unui fond de hărți digitale suficient de extins și de precis pentru a permite demararea rapidă a activităților de transferare a datelor existente
- Colectarea și structurarea datelor generale privind traseele rețelelor electrice, în special a celor subterane, amplasarea principalelor obiective energetice. Aceste date vor constitui scheletul viitoarelor implementări.
- Implementarea unui flux informațional care să permită celor care furnizează datele primare utilizarea acestor date cât mai repede posibil. Acest flux permite validarea mai rapidă a datelor și conștientizarea utilizatorilor asupra oportunităților oferite de un astfel de sistem.

Pornind de la considerentele de mai sus am căutat o cale de utilizare a datelor existente în condițiile minimizării cheltuielilor implicate. Deoarece aplicațiile informatice GIS existente la SDFEE Sibiu nu permit accesul concomitent al mai multor utilizatori am ales soluția publicării proiectelor executate în format compatibil cu browserele pentru Internet. Acest mod de lucru permite protejarea documentelor primare, oferă o interfață ușor de utilizat și utilizează structura de utilizatori și parole implementate deja în rețeaua locală de calculatoare.

În cele ce urmează vom face o scurtă descriere a modului de organizare al datelor precum și a modului de realizare practică a acestei aplicații (figura 2) care cuprinde trei nivele distincte:

1. Nivelul fișierelor sursă.
2. Nivelul utilităților pentru dezvoltare de pagini HTML
3. Nivelul browserului Internet.

Pentru utilizatorul final este disponibil numai nivelul 3 al acestei structuri, ceea ce asigură protecția datelor.

Deoarece majoritatea hărților digitale, a schemelor și desenelor care compun baza de date grafică sunt în format AutoCAD (.dwg) pentru vizualizarea acestora se utilizează formatul DWF destinat pentru publicarea fișierelor AutoCAD pe Internet. Prin sistemul de adresare disponibil în cadrul acestui format de fișier (hotlink) se realizează o navigare simplă și rapidă pentru regăsirea informației necesare. Gradul de fidelitate este deosebit de ridicat iar în plus sunt disponibile comenzile de vizualizare clasice ZOOM și PAN.

Pentru obținerea unui sistem coerent este însă nevoie de restructurarea bazei de date alfanumerice. Această acțiune reprezintă de fapt cea mai grea sarcină de îndeplinit în momentul actual. În cadrul serviciului Tehnologia Informației din cadrul SDFEE Sibiu se lucrează la adaptarea și extinderea sistemului actual de codificare al instalațiilor în conformitate cu cerințele programării orientate pe obiecte și a utilizării bazelor de date relaționale.

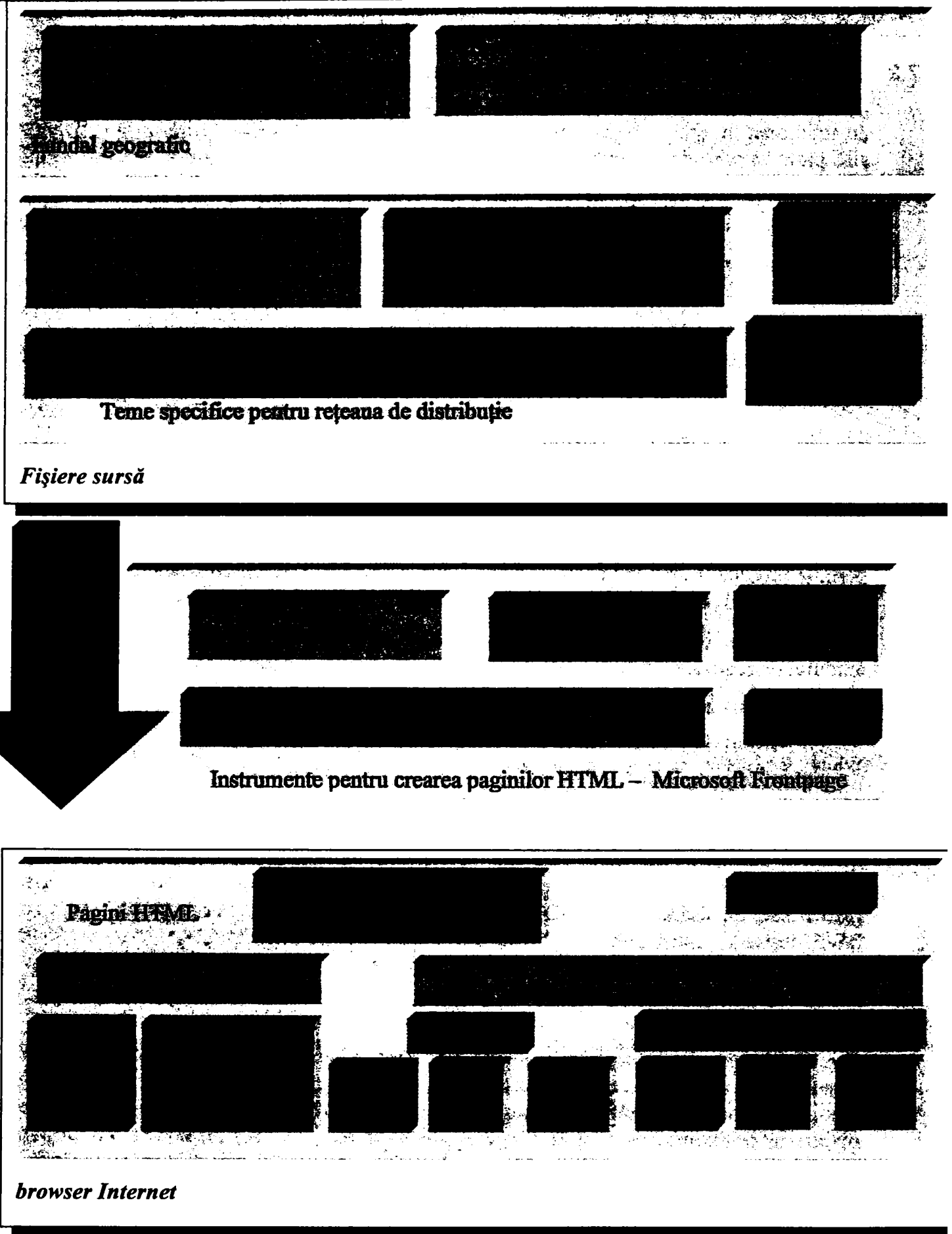


Figura 6.26 Organizarea datelor GIS pentru a fi vizualizate cu Internet Explorer

În continuare sunt prezentate exemple concrete (capturi de ecran) de pagini HTML pentru accesarea datelor specifice GIS.

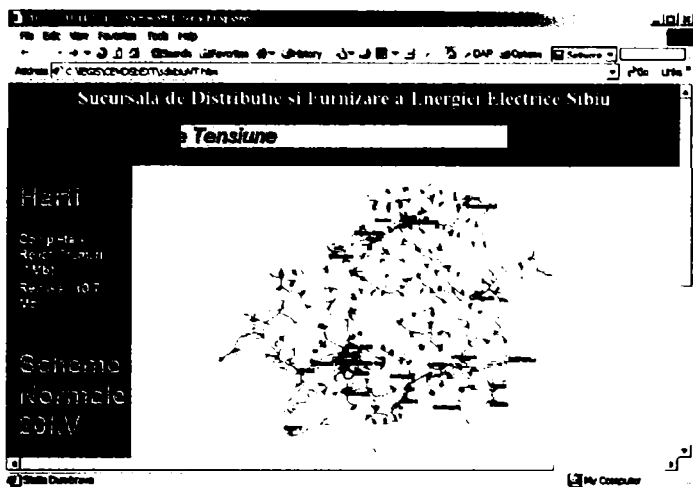


Figura 6.27 Rețele de Medie Tensiune

Această pagină permite accesul la harta digitală a județului pe care sunt figurate traseele de MT. Sunt de asemenea disponibile schemele normale pentru rețeaua de 20kV.

Fiecare localitate are atașată legătura (hotlink) spre harta digitală corespunzătoare. Această facilitate permite o comportare interactivă oferită de programe GIS specializate.

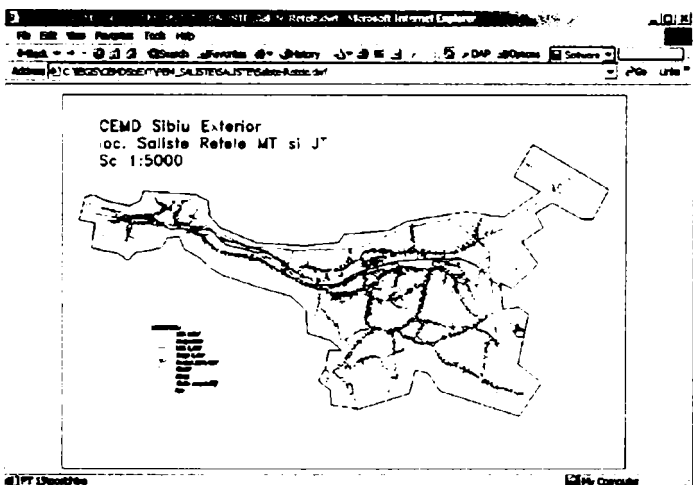


Figura 6.28 Harta digitală a localității Săliște.

La acest nivel sunt figurate rețelele de MT și JT din localitățile rurale, inclusiv posturile de transformare.

Prin executarea unui 'click' pe simbolul unui post de transformare se accesează pagina HTML aferentă

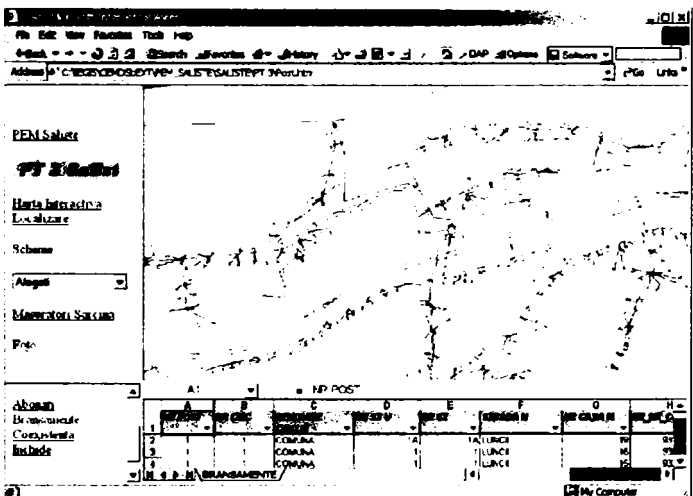


Figura 6.29 Exemplu de pagină HTML pentru un post de transformare.

Sunt disponibile pentru postul de transformare:

- Harta zonei alimentate.
- Schema normală și monofilară
- Schema rețelei de JT aferentă
- Lista abonaților alimentați din postul respectiv
- Lista bransamentelor

UNIV. "POLITEHNICA"
TIMIȘOARA
BIBLIOTECA CENTRALĂ

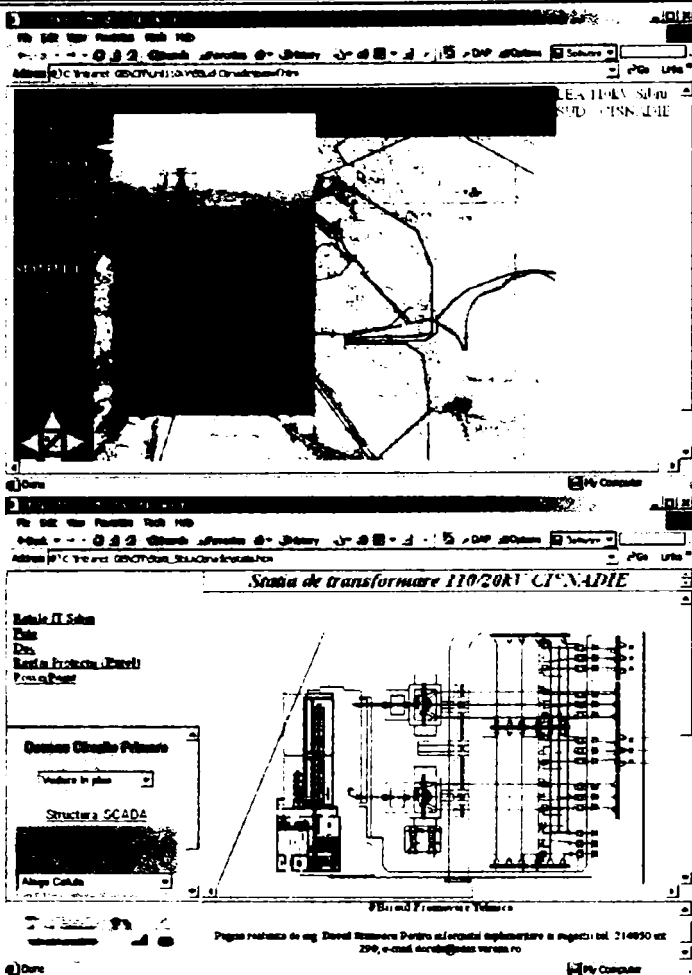


Figura 6.30 Exemplu pentru pagina HTML referitoare la LEA 110 kV

În acest caz harta digitală cuprinde traseul liniei precum și poziția stâlpilor. A fost utilizat utilitarul Macromedia Flash care permite realizarea secvențială a hărții. Suplimentar au fost incluse fotografiile aeriene ale stâlpilor din LEA 110kV

Figura 6.31 Exemplu pentru o stație de transformare.

Prin intermediul acestei pagini pot fi accesate:
Schema normală și monofilară a stației.
Vederea în plan (in figura)
Scheme circuite secundare
Date de patrimoniu
Caracteristici tehnice pentru aparataj.

Principalul scop pentru dezvoltarea aplicațiilor GIS este acela de a produce rezultate în cadrul organizației care le folosește.

Baza de date, inima oricărui proiect GIS, trebuie să fie corectă și precisă, dar nivelul de precizie nu este suficient. Ceea ce este cu adevărat important este determinarea nivelului necesar de precizie. Deoarece creșterea preciziei și a complexității datelor determină o creștere a costurilor de achiziție și întreținere o bază de date prea detaliată poate fi la fel de periculoasă pentru un proiect ca și o bază de date incorectă.

Orice proiect GIS are nevoie de date îndeajuns de precise pentru a-și îndeplini obiectivele și nu mai mult. În plus, o bază de date supradimensionată necesită o durată de implementare exagerat de mare ceea ce poate conduce la pierderea sprijinului pentru respectivul proiect.

Proiectul GIS trebuie să țină cont de considerațiile de mai sus în condițiile specifice SD Sibiu:

- Extinderea utilizării bazei de date existente
- Folosirea experienței specialiștilor din exploatare și cooptarea acestora la dezvoltarea proiectului
- Redimensionarea bazei de date prin stabilirea unui nucleu de codificare unic
- Orientarea spre aplicații dedicate

Capitolul 7. Studiul pierderilor în rețeaua de distribuție 110kV

7.1 Clasificări și metode de determinare a pierderilor

În exploatarea rețelelor electrice consumul propriu tehnologic reprezintă un indicator care reflectă condițiile de funcționare ale rețelei, determinant pentru eficiența economică a procesului de transport și distribuție a energiei electrice. Valoarea acestui indicator se determină prin evidența energiei, ca diferență dintre indicațiile contoarelor care măsoară energia emisă (intrată) în rețea și energia vândută. Consumurile pentru serviciile proprii ale stațiilor intră în energia vândută, iar cele pentru serviciile proprii ale centralelor alimentate de la bornele generatoarelor sau barele centralelor se scad când se determină energia intrată în rețea.

$$W_{i.nrata} = \sum_{i=1}^n (W_{pi} - cpt_{ci}) + \sum_{j=1}^l W_{impj}; W_{vanduta} = \sum_{i=1}^n W_{vi} + \sum_{j=1}^l W_{expj} \quad (7.1)$$

unde: W_{pi} este energia produsă de centrala i ;

W_{vi} - energia vândută în nodul i ;

W_{impj} - energia importată pe linia j ;

W_{expj} - energia exportată pe linia j ;

cpt_{ci} - energia consumată pentru serviciile proprii ale centralei i . În cpt_{ci} - se include și consumul propriu tehnologic în transformatoarele blocurilor generator - transformator. Nu se includ pierderile în transformatoarele și autotransformatoarele de legătură cu rețeaua (400/220kV, 220/110kV, 400/110kV).

În categoria "pierderilor" de putere și energie în rețelele electrice pot fi evidențiate trei componente:

- consumul propriu tehnologic aferent procesului de producere, transport, distribuție și utilizare a energiei electrice;
- pierderile tehnice datorate abaterilor față de regimul de funcționare proiectat;
- pierderile comerciale rezultate din erorile și consumurile proprii ale aparatelor de măsură precum și din furturile de energie electrică.

Aceste componente au o pondere mai mare sau mai mică în totalul pierderilor de putere și energie, în funcție de tensiunea nominală și de destinația rețelei. Prin introducerea de măsuri specifice adecvate pentru fiecare tip de rețea pot fi reduse toate cele trei componente.

Consumul Propriu Tehnologic (CPT) va fi:

$$\Delta W = W_{int\ rata} - W_{vanduta} = \Delta W_{tehn} + \Delta W_{com} \quad (7.2)$$

În această diferență se includ:

ΔW_{tehn} - pierderi proprii tehnice corespunzătoare regimului de funcționare, consum care poate fi stabilit prin calcul;

ΔW_{com} - pierderile comerciale și alte consumuri necontorizate. Acestea includ și pierderile tehnice datorate unei funcționări neoptimizate.

Eroarea în aprecierea pierderilor într-o rețea, prin diferența indicațiilor contoarelor, se determină cu relația:

$$\delta W = W_{int\ rata} \cdot \sqrt{\frac{a^2}{n} + \frac{(1-\lambda)^2 \cdot b^2}{m}} \quad (7.3)$$

unde: a este eroarea medie relativă a contoarelor surselor de energie;

b - eroarea medie relativă a contoarelor consumatorilor;

n și m - numărul contoarelor la surse, respectiv al consumatorilor.

$$\lambda = \frac{\Delta W}{W_{\text{int rata}}} \quad (7.4)$$

Se poate constata că eroarea devine mai mică dacă conturul pentru care se face determinarea este mai mare (se fac citiri pe un număr mai mare de contoare).

Diferența dintre pierderile determinate prin calcul și cele determinate prin evidență se consideră ca fiind pierderi comerciale. Valoarea diferenței depinde de precizia în întocmirea calculelor analitice și calitatea evidenței energiei (precizia grupurilor de măsură, corecta alegere a caracteristicilor grupurilor de măsură în raport cu condițiile de funcționare reale ale instalațiilor, reacția contoarelor la sarcini mici, consumul paușal, inexactitatea măsurării proprii în stații, decalajul și precizia în citirea contoarelor ș.a.).

Valoarea și structura pierderilor tehnice poate fi determinată analitic, efectuând calculele corespunzătoare. Totuși, în condițiile exploatarei, această valoare nu poate fi determinată absolut exact. Abaterile admisibile în aprecierea lor trebuie stabilite în fiecare caz în parte. Pentru analiza pierderilor de energie în sistemele energetice și pentru stabilirea măsurilor de reducere a acestora se poate considera ca bună o eroare de $\pm 2\%$ și se poate admite o eroare de până la $\pm 5\%$, atunci când condițiile de funcționare ale grupurilor de măsură sunt în afara domeniului în care este garantată clasa acestora.

Relația (7.2) conduce la următorul model de analiză și urmărire a unui anumit nivel al pierderilor. Se formează un subsistem de calcul al pierderilor prin evidență. Pe de altă parte, este necesar să se elaboreze și să se introducă un subsistem de calcul al pierderilor tehnice cu ajutorul metodelor analitice. Analiza pierderilor tehnice poate evidenția proiectarea necorespunzătoare a unor elemente sau părți din instalații.

Compararea pierderilor tehnice cu cele obținute prin evidență permite să se determine valoarea și structura pierderilor comerciale de energie. Pe baza unei astfel de analize, prin intermediul unui subsistem pentru reducerea pierderilor, se pot stabili măsurile pentru reducerea ambelor componente.

Este evident că efectuarea unei astfel de analize a pierderilor pentru sistemul energetic în ansamblu este puțin eficientă, întrucât nu permite să se localizeze principalele pierderi tehnice și comerciale și cauzele care le determină.

Calculul trebuie efectuat pentru contururi caracteristice ale rețelei electrice. Evident aceste contururi sunt astfel alcătuite, încât să se poată determina și pierderile prin evidență și cele prin calcul.

În cadrul S.C. ELECTRICA S.A. atât pierderile prin evidență cât și cele calculate se determină pe conturul Sucursalelor de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice (SDFEE). Valorile obținute se centralizează la nivelul Filialelor de Distribuție și Furnizare a Energiei Electrice (FDFEE).

Exemplificările prezentate în continuare se referă la SDFEE Sibiu, sucursală a FDFEE Transilvania Sud.

Deoarece rețelele electrice îndeplinesc diferite roluri (transport, distribuție) și au tensiuni nominale diferite, acestea sunt modelate diferit pentru calculul analitic al pierderilor. Aceasta conduce la concluzia că este rațională o împărțire a rețelelor în patru grupe:

- rețele de transport (220 ÷ 400kV);
- rețele de repartiție (110kV);

- rețelele primei trepte de distribuție – medie tensiune (mt);
- rețelele celei de-a doua trepte de distribuție – joasă tensiune (jt).

Liniile de interconexiune între SEN și sistemele țărilor vecine nu se includ în nici o categorie, ele având un regim specific.

Problema urmării nivelului consumului propriu tehnologic de putere și energie comportă trei domenii principale:

- evidența consumului propriu tehnologic, adică verificarea pierderilor obținute ca diferență între indicațiile contoarelor care indică energia intrată în rețea și energia livrată consumatorilor;
- calculul pierderilor tehnice de energie în elementele rețelei efectuate cu scopul analizei și reducerilor;
- normarea consumului propriu tehnologic, adică stabilirea pe unități a nivelului consumului propriu tehnologic de energie planificat.

Determinarea pierderilor prin evidență se face în sistemele energetice relativ simplu. În acest scop este prevăzută montarea de contoare în centrale și pe liniile de interconexiune, pentru determinarea energiei intrate în rețea, precum și la consumatori și pe toate plecările de alimentare a serviciilor interne sau proprii, pentru determinarea energiei util consumate. Diferența dintre indicațiile acestor contoare reprezintă pierderile de energie în rețele.

Acest mod de stabilire a pierderilor se aplică atât la nivelul întregului sistem de distribuție cât și la nivelul filialelor și sucursalelor de distribuție.

Pierderile determinate prin diferența indicațiilor de contoare reprezintă un indicator de calitate. Totuși, pe baza acestor indicații este greu să se stabilească valoarea reală a consumului propriu tehnologic întrucât pot apărea pierderi comerciale mari datorate preciziei reduse a măsurătorii, citirilor nesimultane, furturilor de energie ș.a.

De aceea este necesar să se cunoască consumul propriu tehnologic real în diferite elemente ale rețelei și să se compare cu valori admisibile. În paralel cu determinarea pierderilor de energie prin evidență este necesar ca periodic, trimestrial sau anual, să se determine consumul propriu tehnologic de energie prin postcalcul și prognoză, adică să se evalueze consumul propriu tehnologic.

În acest scop este necesar să se elaboreze algoritmi și programe pentru calculul consumului propriu tehnologic astfel încât, cu ajutorul lor să se poată determina consumul propriu tehnologic pe fiecare contur al rețelei, să se poată compara pe fiecare element cu valorile măsurate și cu valorile admisibile, să se evidențieze elementele cu consumuri proprii tehnologice peste cele admisibile, să se determine măsurile de reducere a acestora.

În actuala structură de organizare a S.C. Electrica S.A., determinarea analitică a pierderilor în rețele se realizează prin întocmirea de studii de postcalcul la nivelul fiecărei sucursale de distribuție. Aceste studii se întocmesc trimestrial conform etapizării și metodologiilor avizate la nivel central. Rezultatele centralizate la nivel național sunt utilizate apoi pentru întocmirea de studii la nivel național și pentru planificare.

La elaborarea studiilor de postcalcul se respectă următoarele principii:

- Energiile vehiculate prin elementele de rețea trebuie să fie aceleași cu cele înregistrate în calculul prin evidență, adică cele cuprinse în procesul tehnologic pe tensiuni. (face excepție cantitatea de energie livrată consumatorilor la care diferența între cele două metode este constituită de pierderile comerciale)
- Calculul se realizează pentru fiecare element de rețea și pentru fiecare nivel de tensiune cu programe de calcul și algoritmi specifici în funcție de nivelul de complexitate al rețelei.

- Se întocmește energograma pentru sucursala de distribuție și pentru centrele de exploatare care o compun. Pe aceste energograme sunt evidențiate fluxurile de energie precum și valorile pierderilor pe fiecare element de rețea. Pentru fiecare din aceste energograme se verifică balanțele pe barele de 110kV, Medie Tensiune și Joasă Tensiune precum și diferența dintre valorile din energograme și cele din procesul tenologic pe tensiuni. Aceste balanțe trebuie să fie zero.
- Se compară valorile obținute pentru fiecare element de rețea cu cele medii la nivel național și se determină nivelul de performanță.
- Se analizează în detaliu elementele de rețea la care diferența dintre valoarea obținută și media națională este mare și se propun măsuri concrete pentru remedierea situației.

Pentru ultimii doi ani studiul de postcalcul a fost extins prin determinarea separată a pierderilor pentru rețelele de distribuție gestionate de fiecare din Centrele de Exploatare și Mentenanță care intră în componența sucursalei de distribuție.

Acest mod de abordare permite o evaluare mai corectă a performanțelor obținute și identificarea mai exactă a zonelor de rețea cu pierderi comerciale mari. Colectarea și corelarea datelor necesare pentru efectuarea studiului la acest nivel de detaliu necesită un efort sporit deoarece implică determinarea corectă a pierderilor calculate prin evidență și a celor tehnice.

Pentru ca această activitate să-și îndeplinească scopul a fost necesar să se utilizeze cu eficiență sporită datele și informațiile generate de alte subsisteme informatice. Cantitățile de energii vehiculate sunt determinate prin utilizarea sistemului de telegestiune, datele tehnice care definesc comportarea elementelor de rețea (lungimi, secțiuni de linii electrice; puterea nominală, pierderile de mers îngol și tensiunea descurcircuit pentru transformatoare) și topologia rețelelor de MT sunt actualizate pornind de la datele furnizate de GIS. Arhiva de date SCADA este utilizată la determinarea încărcărilor și a circulației de puteri pe liniile de medie tensiune precum și la analiza detaliată a elementelor de rețea care prezintă funcționări defectuoase.

În continuare sunt prezentate preocupările autorului pentru îmbunătățirea metodelor actuale de calcul atât pentru pierderile prin evidență cât și a celor postcalculate. Au fost depuse eforturi pentru a determina mai precis elementele de rețea care provoacă pierderi importante și pentru a localiza mai exact zonele în care valorile înregistrate au abateri mari față de valorile de referință.

7.2 Determinarea pierderilor prin evidență

Apariția și dezvoltarea pieței de energie electrică a impus trecerea la decontarea orară a energiilor vehiculate prin conturul sucursalei de distribuție. Din acest motiv în toate punctele de schimb au fost montate contoare electronice care permit măsurarea energiei electrice active și reactive în două sensuri (energie primită, energie cedată) și care permit înregistrarea și memorarea curbei de sarcină. Majoritatea acestor contoare electronice sunt prevăzute cu interfață de comunicație serială. Acest lucru permite citirea de la distanță atât a contoarelor de decontare cât și a contoarelor martor.

În punctele de schimb dintre Transelectrica și Sucursala de Distribuție energia vehiculată este măsurată prin grupuri de măsurare dotate cu contoare electronice aflate în exploatarea Operatorului de Măsură pe Piața Anglo (OMEPA).

Pentru schimburile de energie electrică pe liniile electrice de 110kV se utilizează grupuri de măsurare amplasate la capetele acestora. Rolul de contor de decontare sau de contor martor depinde de sensul de vehiculare a energiei. Prin convenție se consideră contor de decontare contorul care face parte din grupul de măsurare amplasat în capătul liniei prin care se cedează energie electrică. La schimbarea sensului de vehiculare a energiei se consideră drept contor de schimb cel din capătul opus al liniei. Prin compararea mărimilor înregistrate de ambele contoare se poate aprecia corectitudinea măsurării (eroarea relativă dintre indicațiile celor două contoare trebuie să fie sub 1%)

Pentru determinarea energiei care este transmisă din rețeaua de 110kV înspre rețeaua de distribuție de 20kV prin intermediul transformatoarelor de putere 110/20kV se utilizează de asemenea contoare electronice cu curbă de sarcină și interfață de comunicație. Aceste contoare sunt montate atât pe partea de IT (110kV) cât și pe partea de 20 kV. Energiile înregistrate de aceste contoare permit determinarea energiei care intră în conturul centrelor de distribuție din componența sucursalei.

Energia produsă în centralele electrice este măsurată tot cu contoare electronice performante care permit urmărirea orară a energiei livrate în sistem.

Pentru consumatorii care achiziționează energia de pe piață, au renunțat la contracte reglementate și au optat pentru contracte bilaterale cu diferiți furnizori activi pe piața de energie, reglementările actuale impun urmărirea orară a consumului. Și grupurile de măsură aferente acestei categorii importante de consumatori, denumiți în mod curent consumatori eligibili, au fost dotate cu contoare electronice performante.

Se observă deci că cea mai mare parte a fluxurilor de energie este măsurată și înregistrată cu mijloace moderne de măsurare cu capacități extinse de memorare și prelucrare a mărimilor măsurate.

Există însă o parte importantă a consumurilor de energie electrică, în principal consumul consumatorilor captivi, care sunt determinate cu contoare trifazate și monofazate fără funcții suplimentare. În aceste cazuri curba de sarcină nu este disponibilă și calculul energiei de face prin diferența de indecși.

Pentru determinarea prin evidență a pierderilor în rețeaua de distribuție se utilizează o procedură internă care stabilește modul în care se calculează energiile vehiculate în punctele de schimb dintre o anumită sucursală de distribuție și partenerii externi pe de o parte (compania națională de transport Transelectrica, producători de energie electrică, consumatori) precum și cu alte sucursale de distribuție pe de altă parte. Principalele fluxuri de

energie sunt indicate prin săgeți de culoare roșie în Figura 7.1. Tot în această figură este prezentat succint modul de organizare al societății de distribuție a energiei electrice până la nivel de centru de exploatare medie și joasă tensiune.

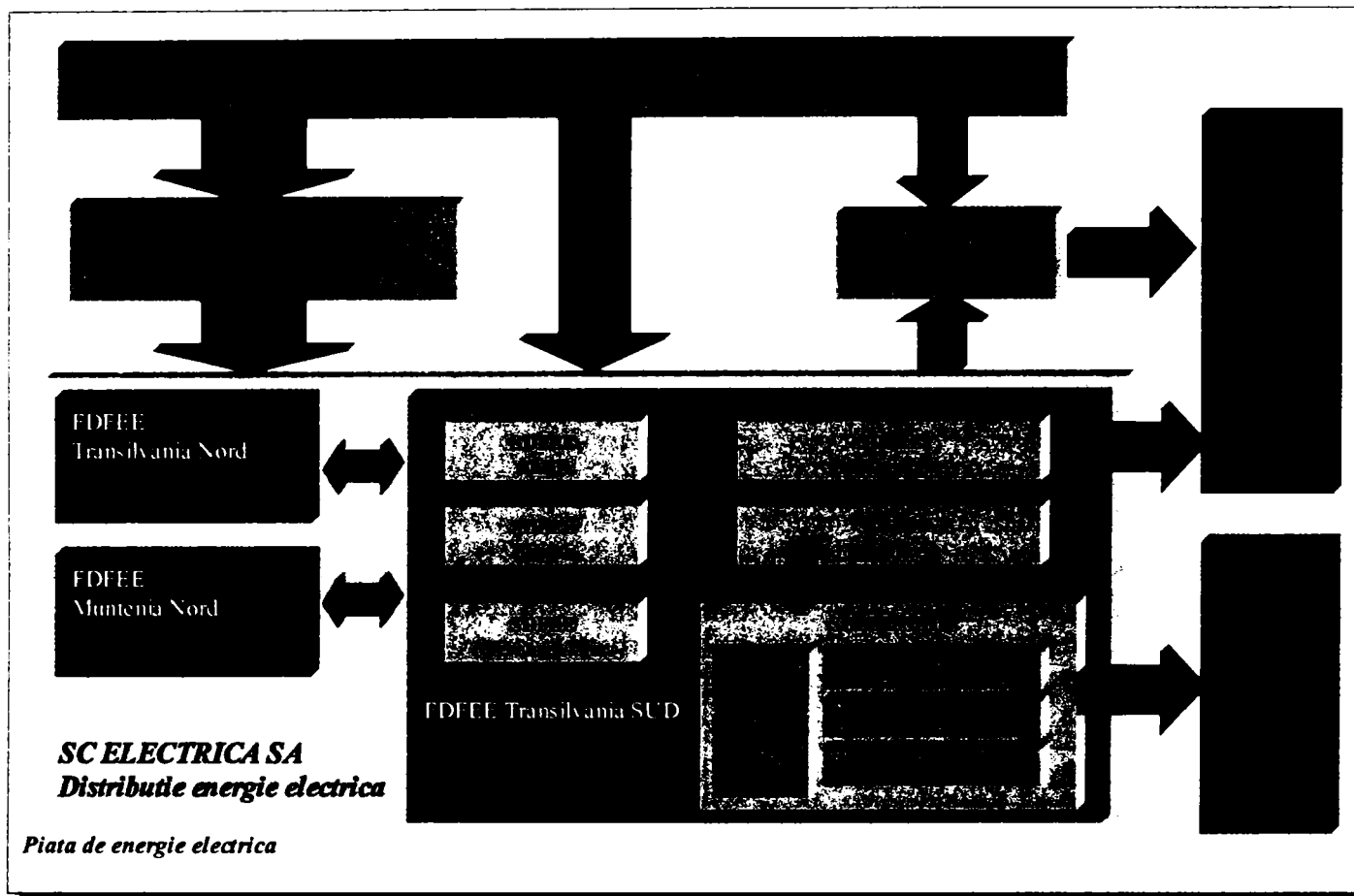


Figura 7.1 Principalele schimburi de energie

În toate punctele de schimb cu alți parteneri energiile vehiculate se determină prin diferența de indecși înregistrați de contoare de energie electrică și se consemnează în procese verbale de schimb. Această procedură se aplică lunar.

Aceste procese verbale de schimb stau la baza întocmirii unui document denumit Proces Tehnologic care centralizează energia achiziționată, energia transferată între sucursale și energia vândută. Se determină astfel energia rămasă în conturul sucursalei. Diferența dintre energia rămasă în contur și energia vândută reprezintă pierderile de energie înregistrate în intervalul pentru care a fost întocmit procesul tehnologic.

Pentru urmărirea exactă a cantităților de energie vehiculate prin fiecare tip de rețea și calcularea pierderilor pe fiecare din elementele componente se întocmește Procesul Tehnologic pe Tensiuni în care energiile achiziționate, schimburile se energie cu alți parteneri și consumurile sunt defalcate pe nivele de tensiune. Procesul Tehnologic pe Tensiuni reprezintă documentul oficial pe baza căruia se vor întocmi rapoartele și analizele privind indicatorul CPT.

Deoarece cuantumul pierderilor reprezintă un indicator important al activității de distribuție acesta este calculat în fiecare lună. Prin însumarea datelor pentru trei luni consecutive se determină acest indicator trimestrial. Similar se procedează pentru determinarea CPT semestrial și anual.

Tabelul 7.1 Procesul Tehnologic cu valorile obținute în anul 2005.

PROCES TEHNOLOGIC PE TENSIUNI PENTRU CALCULUL CPT ÎN DISTRIBUȚIE
Total AN 2005

		110 kV					110 kV						
		Trata 110 kV	MT	JT	TOTAL	Trata 110 kV	MT	JT	TOTAL				
A	ACHIZIȚII DIN CONTUR												
1	Din centralele electrice, din care	MWh 305890	32041	185	338116	7	Centrale electrice, din care	MWh 841	1383	58	2282		
1.1	SC TERMOELECTRICA SA	MWh				7.1	SC TERMOELECTRICA SA	MWh			0		
1.2	SC HIDROELECTRICA SA	MWh 305890	28500	185	334575	7.2	SC HIDROELECTRICA SA	MWh 841	1273	58	2172		
A1.2	Din care -CHE	MWh 229087			229087	7.3	Producători independenți+AP	MWh	109	0	109		
A1.2	-MHC	MWh 76823	28500	185	105508	7.3.1	din care facturata	MWh 0	109	0	109		
1.3	Producător independenți	MWh	2621		2621	7.3.2	care soldata	MWh 0	0	0	0		
1.4	RAAN	MWh				7.4	RAAN	MWh 0			0		
1.5	SC NUCLEARELECTRICA SA	MWh				7.5	SC NUCLEARELECTRICA SA	MWh			0		
1.6	Autoproducător	MWh	919		919	8	Export	MWh			0		
2	Din Transport	MWh 920379			920379	9	Consum STD (stații 400/220V/110)	MWh	960	198	1188		
2.1	Pnn AT 220/110 kV	MWh 920379			920379	10	Consum SISE	MWh	0	390	390		
2.2	Pnn TR 400/110 kV	MWh				11	Cedat în Transport	MWh 27			27		
2.3	Pnn TR 220/30 kV	MWh				11.1	Pnn AT 220/110 kV	MWh 27			27		
3	Din Import	MWh				11.2	Pnn TR 400/110 kV	MWh					
4	Din alte tensiuni	MWh 3566	611582	601745	403502	12	Energie livrată	MWh 78589	174550	309471	560610		
4.1	110 kV	MWh	607971			12.1	Din rețeaua de JT	MWh		287394	287394		
4.2	Trata (110 kV)	MWh 3566	601745			12.2	Din bara de JT a PT MT/JT	MWh		22077	22077		
4.3	MT	MWh	3612	403502		12.3	Din bara de MT a PT MT/JT	MWh	174550		174550		
4.4	JT	MWh		0		12.4	Din bara de MT a ST 110 kV/MT	MWh		0	0		
5	De la alte ED	MWh 106352	326	100	106778	12.5	Din bara 110 kV a ST 110 kV/MT	MWh 75140			75140		
5.1	SD ALBA	MWh 75653	15		75668	12.6	Din bara de 110 kV a ST 220/110	MWh 1449			1449		
5.2	SD BRASOV	MWh 8084	0		8084	12.7	Din barele centralelor	MWh 0			0		
5.3	SD MURES	MWh 22605	212	100	22917	13	Energie livrată eligibilă proprii FD	MWh 5060	900	0	5960		
5.4	SD VÁLCEA	MWh 0	99		99	14	Energie livrată consumatori elig.	MWh 0	9899	27	9896		
		MWh				15	Cedat în alte tensiuni	MWh 607971	605312	407114			
		MWh				15.1	110 kV	MWh	3566				
6	Cedat în alte ED	MWh 629349	247	162	629758	15.2	Trata (110 kV)	MWh 607971		3612			
6.1	SD ALBA	MWh 138670	201		138871	15.3	MT	MWh	601745		0		
6.2	SD BRASOV	MWh 286791	0		286791	15.4	JT	MWh		403502			
6.3	SD MURES	MWh 203589	44	162	203795	16	Consum compensatori sincroni	MWh			0		
6.4	SD VÁLCEA	MWh 0	2		2	17	Consum în rețea SDFEE	MWh 0	1968	479	2447		
6.5		MWh				B	TOTAL (7+8+9+10+11+12+13+14)	MWh 680488	605312	568773	310823	562796	
6.6		MWh				C	CPT (A-B)	MWh 16350	6271	37983	83682	152716	
A	TOTAL (1+2+3+4+5-6)	MWh 708938	611582	633885	403825	738515	D	CPT (100°C/A)	% 2.51	1.62	5.85	21.64	20.78

Valoarea procentuală de 20,76% a pierderilor la SDFEE Sibiu este deosebit de ridicată și constituie un motiv pentru o preocupare permanentă în acest domeniu.

Trebuie subliniat însă că valoarea mare a CPT exprimat procentual este influențată decisiv de modul actual de calcul al conturului sucursalei de distribuție. Energia tranzitată în punctele de schimb cu alte filiale și sucursale ELECTRICA nu este luată în considerare la determinarea conturului. În cazul general, atunci când cantitățile de energie care intră în contur sunt sensibil egale cu cele care ies, acest mod de calcul nu influențează rezultatul final.

În cazul SDFEE Sibiu însă, acest algoritm are un impact negativ asupra valorii procentuale obținute. Cantitatea de energie care părăsește conturul sucursalei este de 6 ori mai mare decât cantitatea care intră în contur. Această energie este achiziționată de la Transelectrica și Hidroelectrica, vehiculată prin rețelele SDFEE Sibiu și distribuită apoi prin rețelele sucursalelor învecinate. În aceste condiții energia vehiculată prin rețelele de distribuție ale SDFEE Sibiu este de două ori mai mare decât energia distribuită consumatorilor (1364GWh față de 582 GWh).

După cum se observă în Figura 7.2 a) conturul care rezultă în urma aplicării algoritmului actual de calcul (7.5) reprezintă numai jumătate din cantitatea de energie vehiculată prin rețelele SDFEE Sibiu.

$$\begin{aligned}
 W_{\text{int rata}} &= W_{\text{centrale}} + W_{\text{Transport}} + W_{\text{import}} + W_{\text{primar}}^{\text{SDFEE}} - W_{\text{cedat}}^{\text{SDFEE}} = \\
 &= 338GWh + 920GWh + 0 + 107GWh - 630GWh = 735GWh
 \end{aligned}
 \tag{7.5}$$

Cantitățile de energie sunt reprezentate proporțional cu cele din procesul tehnologic.

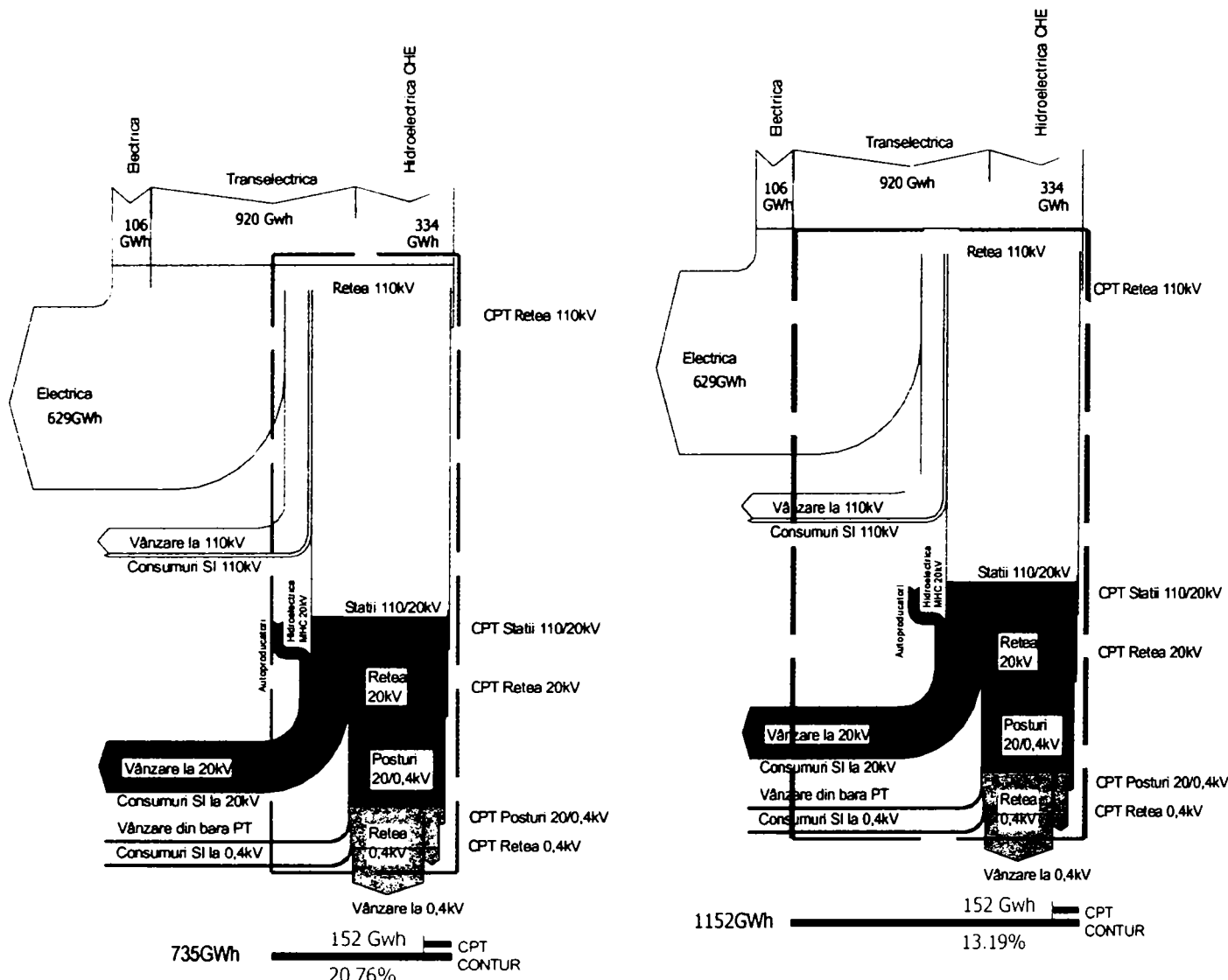
Dacă se determină conturul ca fiind energia achiziționată din care se scade energiei primită de la sucursalele vecine (7.6),valoarea calculată devine 1152 GWh. Acest mod de calcul

evidențiază mai corect energiaveiculată. În Figura 7.2 b), se observă că în cazul utilizării formulei (7.6) valoarea CPT exprimat în procente se reduce de la 20,76% la 13,19%. Valoarea procentuală care se obține astfel este comparabilă cu media pe țară care a fost în anul 2004 de 12,34%.

$$W_{\text{int rata}} = W_{\text{centrale}} + W_{\text{Transport}} + W_{\text{import}} - W_{\text{primit}}^{\text{SDFEE}} =$$

$$= 338\text{GWh} + 920\text{GWh} + 0 - 107\text{GWh} = 1152\text{GWh} \quad (7.6)$$

Pierderile de energie electrică exprimate în unități fizice rămân însă deosebit de importante, și anume 152GWh pe an. Măsurile pentru reducerea acestor pierderi trebuie să fie o preocupare continuă și constantă în activitatea de distribuție a energiei electrice.



a) Energograma cu reprezentarea modului de calcul actual pentru CPT pentru anul 2005

b) Energograma cu reprezentarea modului de calcul al CPT pentru anul 2005 daca se considera energia distribuită

Figura 7.2 Energograma SDFEE Sibiu în anul 2005

Studiul realizat de ISPE pentru determinarea pierderilor de energie electrică în rețelele de distribuție ale S.C. Electrica S.A. în anul 2004 a evidențiat o serie de concluzii importante pentru SDFEE Sibiu.

În Tabelul 7.3 sunt prezentate valorile pierderilor raportate obținute prin aplicarea metodei bilanțului energetic pentru SDFEE-urile din componența FDFEE Transilvania Sud.

Aceste valori sunt comparate cu valorile maxime și minime determinate în conformitate cu PE 139/97 pe tipuri de elemente de rețea.

Pentru **transformatoare** valorile maxime ale pierderilor corespund unei încărcări până la 20% S_{nom} și $\cos\varphi=0.8$ iar valorile minime ale pierderilor corespund unei încărcări în jur de 50% S_{nom} și $\cos\varphi=0.9$

Cu referire la **liniile electrice**, pentru a stabili pierderea procentuală maximă pe o linie cu o anumită secțiune (r_0 și x_0 date) și având – corespunzător – *un curent maxim admisibil* (limită termică) I_{max} , se are în vedere că, în condiții normale, *căderea maximă de tensiune admisibilă* este 10% pentru liniile electrice aeriene și subterane de MT și JT (conform PE 139/97). Valorile considerate cele cuprinse în Tabelul 7.2:

Tabelul 7.2 Valori maxime și minime pentru elemente de rețea

Elementul de rețea	pierdere procentuală maximă	pierdere procentuală minimă
linii de JT considerând o secțiune medie de 50mm ²	13.8%	4.5%
cabluri de JT considerând o secțiune medie de 95mm ²	12.4%	4.5%
ansamblul rețelelor de JT	13%	4.5%
transformatoare MT/JT - considerând puterea nominală medie 400kVA	6%	1.5%
rețea MT - considerând secțiunea medie 95mm ²	7.5%	4.8%
transformatoare 110kV/MT considerând puterea nominală medie 25MVA	2.6%	0.6%
linii de 110kV	0.9%	0.2%

Valorile minime și maxime pentru rețelele de MT și JT sunt diferite pentru fiecare SDFEE în parte deoarece au fost determinate în funcție de volumul de instalații.

Se observă că valoarea procentuală a pierderilor pe LEA 110kV este de 1,122% la SDFEE Sibiu, cea mai ridicată dintre sucursalele FDFEE Transilvania Sud. Și valoarea de 22,38% obținută pentru rețelele de distribuție de MT și JT depășește media pe filială.

Tabelul 7.3 FDFEE Transilvania Sud – CPT realizat pe elemente de rețea.

SDFEE	Pierderi maxime		Pierderi realizate		Pierderi minime	
	GWh	% energie vehiculată	GWh	% energie vehiculată	GWh	% energie vehiculată
ALBA IULIA						
LEA 110kV	8.774	0.900	10.632	1.079	1.833	0.200
110/MT	13.133	2.600	6.462	1.257	2.723	0.600
MT+JT	68.295	18.08	83.856	21.292	11.19	3.322
TOTAL	90.202		100.95		15.746	
BRASOV						
LEA 110kV	17.207	0.900	13.700	0.702	3.583	0.200
110/MT	32.847	2.600	15.880	1.216	6.939	0.600
MT+JT	136.723	17.071	195.964	22.719	21.25	2.951
TOTAL	186.777		225.544		31.772	
SF.GHEORGHE						
LEA 110kV	2.785	0.900	2.754	0.897	0.551	0.200
110/MT	7.621	2.600	4.698	1.615	1.567	0.600
MT+JT	43.325	17.651	43.958	17.677	6.932	3.157
TOTAL	53.731		51.41		9.05	
MIERCUREA CIUC						
LEA 110kV	4.495	0.900	4.663	0.987	0.88	0.200
110/MT	11.628	2.600	6.384	1.521	2.348	0.600
MT+JT	76.941	18.861	54.822	14.192	13.061	3.614
TOTAL	93.064		65.869		16.289	
TG MURES						
LEA 110kV	19.803	0.900	12.519	0.583	4.171	0.200
110/MT	28.274	2.600	10.573	1.013	5.928	0.600
MT+JT	127.65	18.467	101.108	14.959	21.109	3.437
TOTAL	175.727		124.2		31.208	
SIBIU						
LEA 110kV	11.195	0.900	14.313	1.122	2.329	0.200
110/MT	14.388	2.600	6.857	1.179	2.899	0.600
MT+JT	99.104	17.476	135.024	22.380	15.885	3.125
TOTAL	124.687		156.194		21.113	
FDFEE TRANSILVANIA SUD						
LEA 110kV	64.258	0.900	58.581	0.820	13.347	0.200
110/MT	107.892	2.600	50.854	1.224	22.404	0.600
MT+JT	552.038	17.863	614.732	19.388	89.427	3.240
TOTAL	724.188		724.167		125.178	

Din analiza rezultatelor prezentate în Tabelul 7.3 se poate constata că:

- Pentru liniile de 110kV SDFEE Sibiu are valori raportate cu mult peste pierderea maximă admisibilă. Se poate constata o creștere importantă, în

raport cu anul anterior, a pierderilor ca urmare a lucrărilor de rețehnologizare din zona Transilvania de Nord la SDFEE Sibiu de la 12.7GWh la 14.3GWh

- Pentru *transformatoarele 110/MT* în toate cele 8 de SDFEE-uri valorile raportate se încadrează între limitele teoretice.
- Pentru *rețelele de MT+JT* SDFEE- Sibiu are valori raportate mai mari decât valoarea maximă teoretic admisibilă.
- Situația prezentată este similară cu cea din anul precedent. Se remarcă necesitatea unei mai atente urmăriri a măsurării energiei electrice *în primul rând* în rețeaua de 110kV și luarea unor măsuri de creștere a exactității de măsurare *în special la acele SDFEE* în care depășirile față de valoarea maximă depășește 10%.
- Pe ansamblul conturului ELECTRICA pentru anul 2004:
 - pe liniile de 110kV valoarea raportată de 1.363% este cu mult mai mare decât valoarea maximă teoretic admisibilă de 0.9%;
 - în transformatoarele 110kV/MT valoarea raportată se încadrează între limitele teoretic admisibile;
 - în rețelele de MT+JT valoarea raportată de 18.993% este mai mare decât valoarea maximă teoretic admisibilă de 18.166%.

Se remarcă faptul că pentru liniile de 110kV, ale căror pierderi nu sunt practic afectate de efectul corona și nici de pierderi comerciale (inclusiv furturi) valoarea mare realizată necesită o analiză de detaliu (eventual postcalcul pe baza citirilor de P, Q, U), în principal a măsurării energiei în punctul de delimitare cu sursele (inclusiv RET) și urmărirea optimizării regimurilor de funcționare. De asemenea este foarte importantă evaluarea efectelor modificării schemei normale de funcționare ca urmare a unor activități ale CN Transelectrica SA.

Pierderile de mers în gol în transformatoare reprezintă o cotă importantă din valoarea pierderilor totale, ele reprezentând totodată o pierdere practic constantă indiferent de încărcarea acestora (variază numai cu tensiunea în nod).

Pentru transformatoarele de 110kV/MT se cunoaște numărul de transformatoare instalate, numărul de unități în funcțiune și puterea unitară a acestora. Valorile pierderilor de mers în gol (de putere și de energie considerând transformatoarele conectate la rețea 8760 ore) estimate și valorile raportate ale pierderilor totale pe sucursale sunt prezentate în Tabelul 7.4.

Tabelul 7.4 Valorile pierderilor de mers în gol

SDFEE	Transformatoare 110kV/MT			
	Pierderi de mers în gol		Pierderi totale raportate	$\frac{\Delta W_0}{\Delta W} \%$
	ΔP_0 (MW)	ΔW_0 (GWh/an)	ΔW GWh/an	%
	1	2	3	4
Alba Iulia	0.391	3.429	6.462	53.06%
Brașov	1.141	10	15.88	62.97%
Sf.Gheorghe	0.265	2.321	4.698	49.40%
Miercurea Ciuc	0.245	2.146	6.384	33.62%
Tg. Mureș	0.625	5.475	10.573	51.78%
Sibiu	0.435	3.815	6.857	55.64%
TOTAL	3.102	27.186	50.854	53.46%

Pe ansamblul SC Electrica SA pierderile de mers în gol estimate pentru transformatoarele 110/MT reprezintă 74% din pierderile totale, valoare comparabilă cu cea din anul precedent.

Dacă se ține seama de încărcările relativ reduse ale transformatoarelor, o pondere a pierderilor de mers în gol (din valoarea totală a pierderilor) de 50 – 80% apare posibilă.

Din analiza datelor prezentate în Tabelul 7.4 se constată că în SDFEE –urile din componența FDFEE Transilvania Sud valoarea pierderilor de mers în gol estimate reprezintă între 33% - 62% din pierderile totale ceea ce reflectă un grad de încărcare mai mare al transformatoarelor decât în alte filiale.

Pentru transformatoarele MT/JT, neexistând informații actualizate, nu s-a putut efectua o analiză a ponderii pierderilor de mers în gol.

Se impune realizarea unui inventar riguros al pierderilor de mers în gol pe fiecare SDFEE pentru evidența corectă a acestora, acestea reprezentând date de bază pentru efectuarea postcalculului dar și pentru optimizarea schemelor de funcționare a rețelelor de distribuție.

Ca o observație generală, pentru toate transformatoarele, se poate considera că analiza prezentată în studiul întocmit de ISPE constituie semnale pentru SDFEE în vederea aprofundării cauzelor care conduc la pierderi nejustificate. Aceasta necesită în primul rând realizarea unei baze complete și corecte de date pentru analiza pierderilor tehnice.

Pornind de la recomandările prezentate în studiul menționat mai sus, pentru a identifica elementele care au cea mai mare contribuție la generarea pierderilor în rețelele de 110kV și în transformtoarele 110/20kV la SDFEE Sibiu a fost necesar să se monitorizeze mult mai exact vehicularea energiei prin rețelele de 110kV. Pentru realizarea acestui obiectiv sunt necesare:

- Măsurători cât mai exacte în rețea
- Realizarea și implementare unei metode eficiente de interpretare a datelor.

Prima condiție a fost îndeplinită prin definitivarea sistemului de telegestiune pe conturul sucursalei în luna ianuarie 2005. Au dotate cu contoare electronice cu curbă de sarcină toate grupurile de măsură de pe liniile de 110kV, în primarul și în secundarul transformatoarelor de putere 110/20kV. Se poate considera că, pe parcursul anului 2005 energiile vehiculate prin rețeaua de 110kV și stațiile de transformare 110/20kV au fost determinate cu o precizie mult îmbunătățită față de anii precedenți când acestea erau determinate prin citirea contoarelor de inducție.

Tabelul 7.5 Balanțe pe bara de 110kV din stațiile de transformare în anul 2005

Nr.	CENTRUL	STATIA	Balanta 110kV
1	CE SIBIU	SIBIU SUD	-0,08%
2		SIBIU NORD	0,08%
3		AEROPORT	0,23%
4		DUMBRAVA	0,15%
5	CE SIBIU EXTERIOR	ORLAT	0,03%
6		CISNADIE	0,09%
7		MIRSA	-0,18%
8		CIRTISOARA	-1,92%
9	CE MEDIAS	COPSA MICĂ	0,08%
10		MEDIAS	0,08%
11		A.VLAICU	0,07%
12		DUMBRĂVENI	-0,42%
13		MICASASA	0,93%

Această concluzie este bazată pe faptul că au fost obținute valori mult mai mici decât limita impusă de 1% pentru balanțele de energie pe barele de 110kV ale stațiilor de transformare. Aceste balanțe se calculează pe baza determinării energiilor vehiculate prin liniile de 110kV și trafo 110/20kV și sunt prezentate în ANEXA 19, grupate în funcție de centrele de exploatare MT/JT pe teritoriul cărora se află stația respectivă. În Tabelul 7.5. se regăsesc numai valorile procentuale ale balanțelor pentru anul 2005 și sunt evidențiate stațiile în care se înregistrează valori în afara intervalului de $-0,20\%$ și $+0,25\%$.

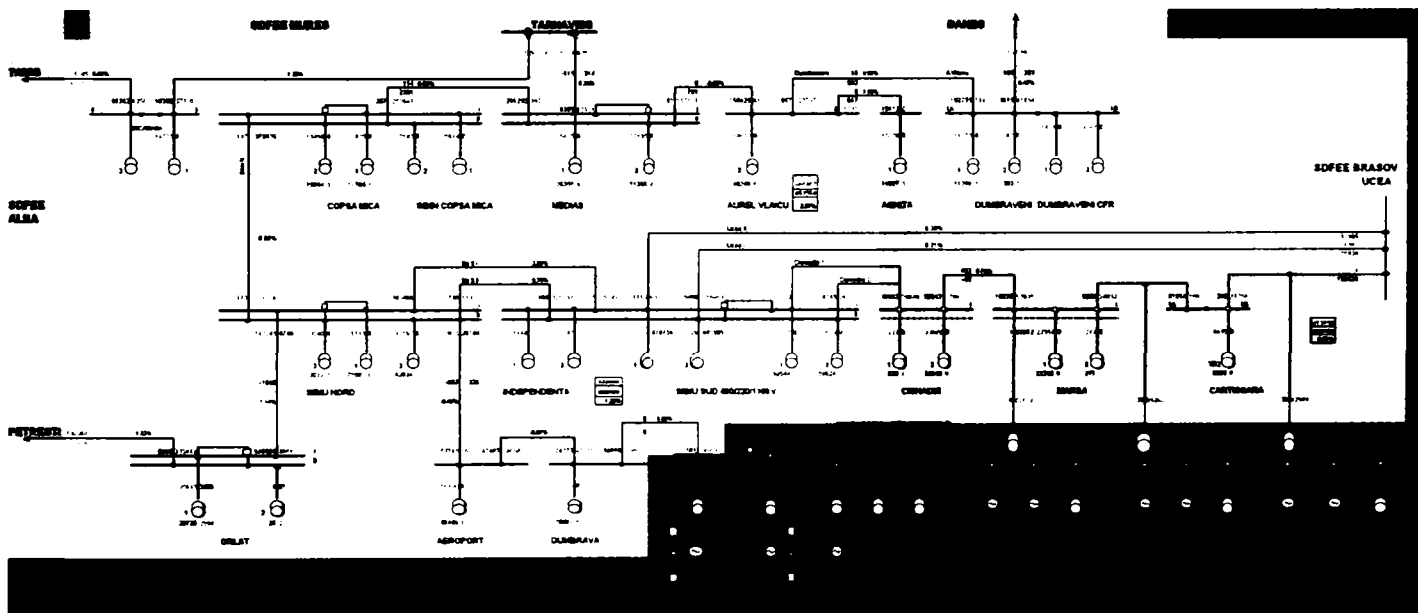
Pentru fiecare dintre stațiile respective s-au analizat condițiile care conduc la aceste valori. Aceste analize vor fi prezentate în continuare.

De asemenea valorile măsurate sunt deosebit de utile pentru determinarea mai exactă ca până acum a cantităților de energie distribuite către fiecare centru de exploatare prin intermediul transformatoarelor din stații. Se poate calcula astfel mai precis conturul centrelor de exploatare și implicit pierderile pentru fiecare centru.

Suplimentar a fost automatizat calculul pierderilor pe elemente de rețea pe două direcții principale:

- Automatizarea modului de determinare a CPT prin evidență
- Realizarea bilanțurilor pe zone ale rețelei de 110kV

Automatizarea modului de determinare a CPT prin evidență și completarea metodologiei cu realizarea automată a energogramelor pentru SDFEE Sibiu la nivel global și pentru fiecare dintre centrele de exploatare a fost realizată utilizând facilitatea aplicației de calcul tabelar MS Excel de a utiliza în formulele de calcul din fișierul curent datele stocate în alte fișiere. A fost concepută o matruță de calcul care preia automat datele introduse în fișierul de calcul pentru procesul tehnologic, și calculează pierderile pe fiecare element de rețea. Afișarea se face pe schema rețelei de 110 kV (vezi Figura 7.3) și permite evaluarea rapidă pentru valoarea pierderilor măsurate pe baza indicațiilor contoarelor electronice, în special în punctele de schimb cu alte entități.



Legenda:	Contur SDFE Sibiu	1,29%	Balanța pentru zona de rețea aferentă CE Sibiu
	Contur scursale învecinate	2,97%	Balanța pentru zona de rețea aferentă CE Mediaș
	Contur Hidroelectrică	0,62%	Balanța pentru zona de rețea aferentă CE Sibiu Exterior

Figura 7.3 Calculul prin evidență al pierderilor în rețeaua de distribuție 110kV pe zone de rețea aferente centrelor de exploatare

Au fost create mai multe pagini, în funcție de scopul urmărit. În ANEXA 20 a) este prezentată pagina care conține balanțele realizate pe ansamblul stațiilor de transformare cu includerea pierderilor în linii și transformatoare. Acest mod de analiză permite identificarea stațiilor pentru care consumurile proprii sunt nejustificat de mari.

Verificarea corectitudinii măsurării energiilor vehiculate se poate efectua prin balanțe pe zone extinse de rețea, care includ mai multe linii de 110kV și stații de transformare (vezi ANEXA 20 B). Acest tip de verificare permite evaluarea globală a schimbului de energie între diferite entități deoarece consideră cantitatea totală de energie care intră în conturul respectiv și o compară cu cantitatea totală care părăsește conturul respectiv. Exemplificările sunt realizate pentru cantitățile vehiculate pe durata anului 2005.

Pentru exemplificare am ales zona de rețea din Figura 7.4. Aceasta cuprinde balanța pentru zona 1 de rețea prin care se evacuează energia electrică produsă în hidrocentrale colorată cu culoare galbenă, și balanța pentru schimbul de energie cu SDFEE Brașov, zona 2 colorată în roz. În acest caz valorile corespund cantităților vehiculate în luna aprilie 2006. Deși pentru prima zonă sunt de 1,1% se observă că pierderile calculate pe ansamblul schimbului cu SDFEE Brașov reprezintă 0,46% din energia vehiculată, și se încadrează în limitele admise. Aceeași reprezentare ne indică însă că trebuie studiată mai în amănunt precizia grupurilor de măsură din stația Cârțisoara unde se înregistrează de fapt abaterea de 1,14%.

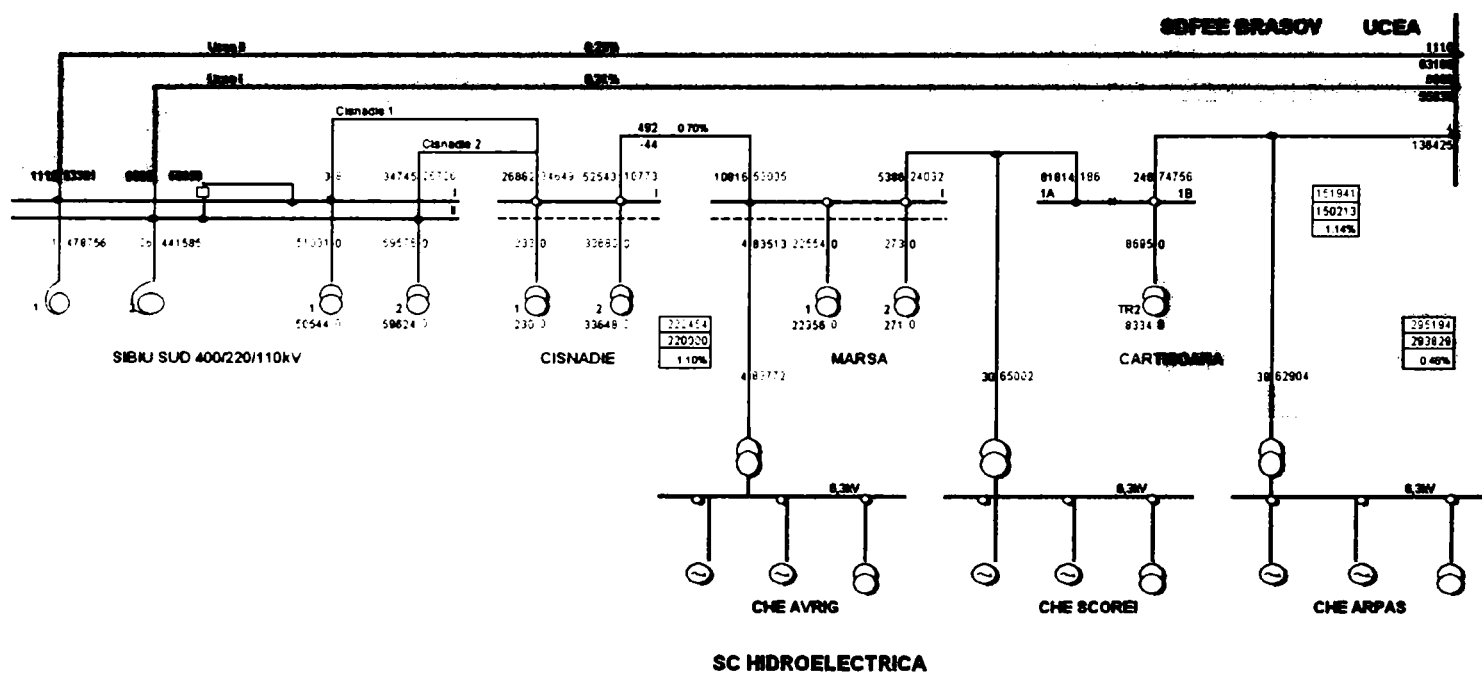


Figura 7.4 Calculul prin evidență al pierderilor în rețeaua de distribuție 110kV pe zone de rețea aferente centrelor de exploatare

Acest mod de reprezentare extinde posibilitatea efectuării de balanțe energetice la zone de rețea cu mai multe stații de transformare și poate da o indicație suplimentară asupra pierderilor pe LEA 110kV. Bineînțeles zonele care sunt studiate cu prioritate sunt cele în care se efectuează schimburi cu alți parteneri, distribuitori sau producători de energie. Odată realizată matricea de calcul, rezultatele se obțin foarte rapid, odată cu încheierea proceselor verbale de schimb lunar.

Fiind o aplicație relativ simplă zonele de interes pot fi definite de către utilizator. Acest mod de reprezentare a circulațiilor de energie permite însă studierea detaliată pierderilor înregistrate în cazul în care apar abateri de la valorile prestabilite.

Deoarece valoarea pierderilor înregistrate pe elemente de rețea de 110kV (linii și transformatoare) este comparabilă cu eroarea grupurilor de măsurare care concură la

determinarea lor, este evident că rezultatele nu pot fi folosite ca atare și necesită o prelucrare și interpretare ulterioară. Dacă ținem însă cont de faptul că pentru grupurile de măsurare respective curba de dependență dintre sarcină și eroare nu se modifică în timp (este aceeași pe durata de viață a transformatoarelor de măsurare de curent și tensiune în cazul în care asupra echipamentelor respective nu se intervine) atunci se pot stabili corelații între valorile măsurate și cele determinate prin calcul.

Pe baza valorilor determinate în decursul ultimilor doi ani s-a întocmit o bază de date martor care cuprinde valorile lunare, minime și maxime anuale. Acestea pot fi utilizate ca valori de referință și comparate cu valorile curente.

7.3 Calculul analitic al consumului propriu tehnologic de energie

Calculul analitic pentru determinarea pierderilor în rețelele electrice de distribuție se efectuează conform metodologiei aprobate de S.C. Electrica S.A. este necesar pentru:

- localizarea pierderilor;
- stabilirea structurii lor;
- stabilirea de măsuri concrete de reducere a acestora;
- aprecierea nivelului rațional de consum propriu tehnologic;
- evidențierea valorii pierderilor comerciale, prin comparare cu valoarea pierderilor determinată prin evidență;
- creșterea răspunderii personalului pentru optimizarea regimurilor de funcționare, prin evidențierea cauzelor concrete de producere nejustificată a pierderilor tehnice;
- îmbunătățirea pregătirii personalului, prin prelucrarea rezultatelor și analizelor efectuate.

Calculul și analizele tehnico-economice ale consumului propriu tehnologic de energie necesită un volum foarte mare de muncă. Pentru rezolvarea acestora este necesară o metodică adecvată, algoritmi și programe care să permită abordarea cu ajutorul tehnicii de calcul. Algoritmii și programele pentru determinarea consumului propriu tehnologic de energie este rațional să fie construite pe baza metodelor de calcul a regimurilor rețelelor electrice.

În paralel cu metodele deterministe este, de asemenea, rațional să se utilizeze modele statistico-probabilistice de evaluare a consumului propriu tehnologic, care permit ca într-un timp scurt și fără efort prea mare să se evalueze nivelul consumului propriu tehnologic în rețele.

Pentru aplicarea cu bune rezultate a metodelor de calcul de regim este necesar ca informația de bază să fie constituită din datele curente din exploatare, fără să fie nevoie de acțiuni - măsurători - speciale pentru obținerea ei.

De regulă, aceste date se găsesc în evidența serviciilor de dispecer sau a stațiilor cu personal permanent.

Este important ca organizarea calculului să se facă având la bază o bază de date, a cărei adaptare la condițiile concrete de calcul în fiecare situație în parte să se facă cu ușurință și într-un timp scurt.

Schema bloc privind metodele de calcul a consumului propriu tehnologic de energie în rețelele electrice este prezentată în Figura 7.5

În cele ce urmează se vor prezenta metodele, algoritmi și programele în prezent curent utilizate în România, care au fost verificate mai mulți ani și au condus la rezultate bune. De asemenea, se vor prezenta și unele metode utilizate în alte țări care ar putea completa actuala practică din țara noastră.

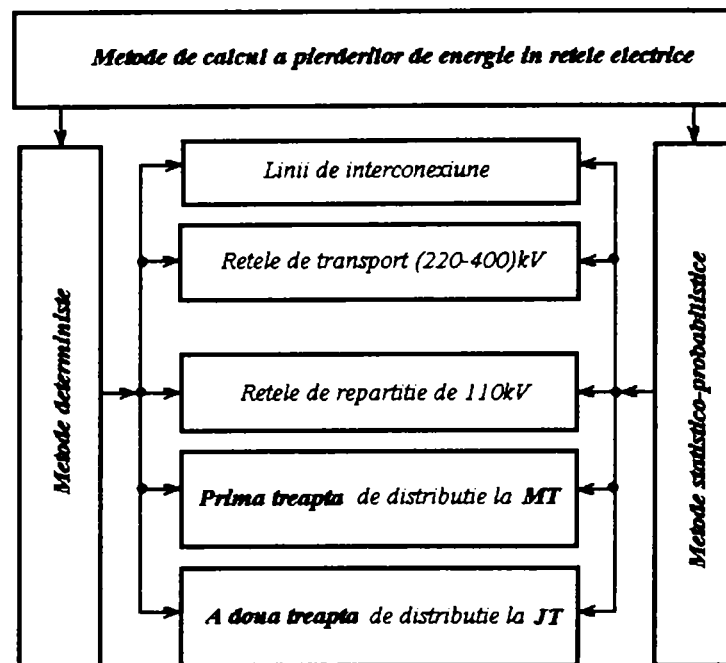


Figura 7.5 Schema bloc privind metodele de calcul ale CPT de energie în rețelele electrice

Este important de subliniat că studiul pierderilor de energie, trebuie realizat sistematic, deoarece:

- în rețelele de repartiție (110kV), trebuie făcut împreună cu rețelele de transport cu care funcționează buclat;
- regimurile celor două rețele se influențează reciproc, și se pot realiza separat numai în măsura în care rețeaua de 110 kV funcționează radial;
- pentru rețelele de medie tensiune este necesar să se facă corelat cu rețeaua de 110kV, pentru stabilirea punctelor optime de deubclare a rețelei de MT sau se poate face separat pe fiecare stație (sector) pentru rețelele radiale;
- la rețelele de joasă tensiune se poate face pe sectoare.

De regulă consumul propriu tehnologic din rețelele de distribuție se urmărește la nivel de secții și întreprinderi de rețele.

Conform metodologiei DGTDEE - postcalculul pentru Anul 2005 în rețelele de 110 -20kV aflate în gestiunea SDFEE Sibiu s-a făcut pe fiecare element în parte. Conturul energetic al SDFEE a fost stabilit pe baza procesului tehnologic întocmit pentru Anul 2005 (Tabelul 7.1).

Calculul CPT în rețelele 110 kV s-a făcut folosind programul Linii.exe, în conformitate cu dispoziția SC Electrica SA-D.D. nr. 3513/01.03.2004. Prin aceasta fiecare sucursală își însușește pierderile pe liniile de schimb doar pentru energia primită de la sucursalele vecine.

Calculul CPT în rețelele 20 kV și pentru posturi trafa s-a făcut cu programul GUT95R. În perspectiva întocmirii studiului postcalcul CPT pe Centre de Exploatare rezultatele au fost defalcate fiecare centru de exploatare în parte.

Datele de intrare pentru rețelele de 110 kV au fost obținute prin telecitirea sistemului Galaxy, iar unde nu au existat posibilități de telecitire, datele au fost furnizate de către CE 110 kV. Cantitățile de energie vehiculate pe plecările de 20 kV din stații au fost determinate de CE 110 kV prin citirea contoarelor amplasate în celulele de medie tensiune. Curentul maxim a fost apreciat (acolo unde nu au existat alte informații de la CE 110 kV) pentru un coeficient de umplere a curbei de sarcină de cca. 0,5. Acolo unde contoarele pentru energie reactivă de pe plecările de 20 kV din stații nu au funcționat sau au arătat valori ale tranzitului de energie

reactivă anormale, energia electrică reactivă a fost apreciată la un factor de putere de 0,88 , intrinsec introdus de programul utilizat.

Rezultatele obținute sunt prezentate în Tabelul 7.6 care conține valorile exprimate în MWh și procentual pentru pierderile calculate pe elementele care compun rețeaua de distribuție. Suplimentar, pierderile au fost defalcate pentru fiecare Centru de Exploatare.

Tabelul 7.6 Rezultatele studiului de postcalcul pentru pierderile în rețeaua de distribuție a SDFEE Sibiu.

Nr. crt.	Elemente de retea	2004		2005		CE 110kV		CE MT/JT Sibiu		CEMT/JT Sibiu Exterior		CEMT/JT Medias	
		CPT%din En.vehic	CPT total	Energia vehiculata	CPT%din En.vehic	CPT total	CPT%din En.vehic	CPT total	CPT%din En.vehic	CPT total	CPT%din En.vehic	CPT total	CPT%din En.vehic
		%	MWh	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%	MWh	%
1	LEA 110KV	0,54%	20515	2524000	0,81%	20515,00	0,81%						
3	STATII 110KV/MT	0,93%	4960	607463	0,82%	4959,84	0,82%						
4	LEA 20KV URBAN	0,91%	178	15193	1,17%			0,00		11,78	2,94%	166,60	1,13%
5	LES 20KV URBAN	0,49%	3834	396055	0,97%			3305,58	1,10%	91,11	0,44%	437,43	0,59%
6	LEA 20KV RURAL	2,41%	5389	213779	2,52%			1939,62	3,69%	2389,55	2,04%	1059,55	2,40%
14	PT-MT/JT URBAN	3,79%	11707	274403	4,27%			7934,13	4,21%	673,89	4,01%	3098,78	4,47%
15	PT-MT/JT RURAL	4,86%	7325	153937	4,76%			1611,60	4,25%	3933,27	4,91%	1780,17	4,96%
19	LEA JT URBAN	9,44%	7570	75081	10,08%			4071,49	9,86%	1135,85	9,35%	2362,37	11,38%
20	LES JT URBAN	8,74%	14755	169023	8,78%			11119,81	8,80%	266,48	8,78%	3369,25	8,73%
21	LEA JT RURAL	14,48%	21182	143117	14,80%			5305,18	14,82%	10840,02	14,89%	5036,53	14,81%
22	BRANSAMENTE U	0,39%	861	220760	0,39%			597,93	0,39%	53,74	0,39%	209,28	0,39%
23	BRANSAMENTER	0,39%	478	121936	0,39%			120,79	0,39%	241,73	0,39%	113,03	0,39%
24	COLOANE U	0,34%	748	219899	0,34%			519,24	0,34%	46,87	0,34%	181,74	0,34%
25	COLOANER	0,35%	425	121460	0,35%			107,97	0,35%	216,09	0,35%	101,04	0,35%
26	CONTOARE U	1,56%	3419	219151	1,56%			2374,31	1,56%	213,41	1,56%	831,04	1,56%
27	CONTOARE R	2,11%	2554	121035	2,11%			648,65	2,11%	1298,17	2,11%	607,01	2,11%
28	CPT 110KV		25475	2524000	1,01%	25474,84	1,01%						
29	CPT MT		28433	625027	4,55%			14790,94	4,18%	7099,59	5,14%	6542,53	4,90%
30	CPT JT		51989	386202	13,46%			24865,16	12,14%	14312,17	16,26%	12811,30	13,71%

Reprezentarea pe schema de bilanț energetic a valorilor obținute permite realizarea energogramei pentru SDFEE Sibiu și pentru Centrele de Exploatare din Figura 7.2. Pe această energogramă sunt incluse cantitățile de energie primite sau cedate pe nivele de tensiune.

Pentru fiecare element de rețea sunt indicate pierderile de energie constante, variabile și total. Energiile vehiculate prin fiecare element de rețea se determină prin verificarea balanței pe fiecare bară și la toate nivelele de tensiune. Condiția care trebuie îndeplinită este ca această balanță să se închidă cu valoarea 0.

Prin aplicarea acestei metode se obține o valoare calculată a energiei vândute la joasă tensiune care diferă de cea determinată prin evidență. Această diferență prezintă de fapt valoarea pierderilor de energie comerciale.

Valoarea totală a pierderilor de energie calculate se raportează la energia intrată în contur și reprezintă indicatorul principal în evaluarea rezultatelor activității de distribuție a energiei electrice. În anul 2004 acest indicator a avut valoarea de 14.4%.

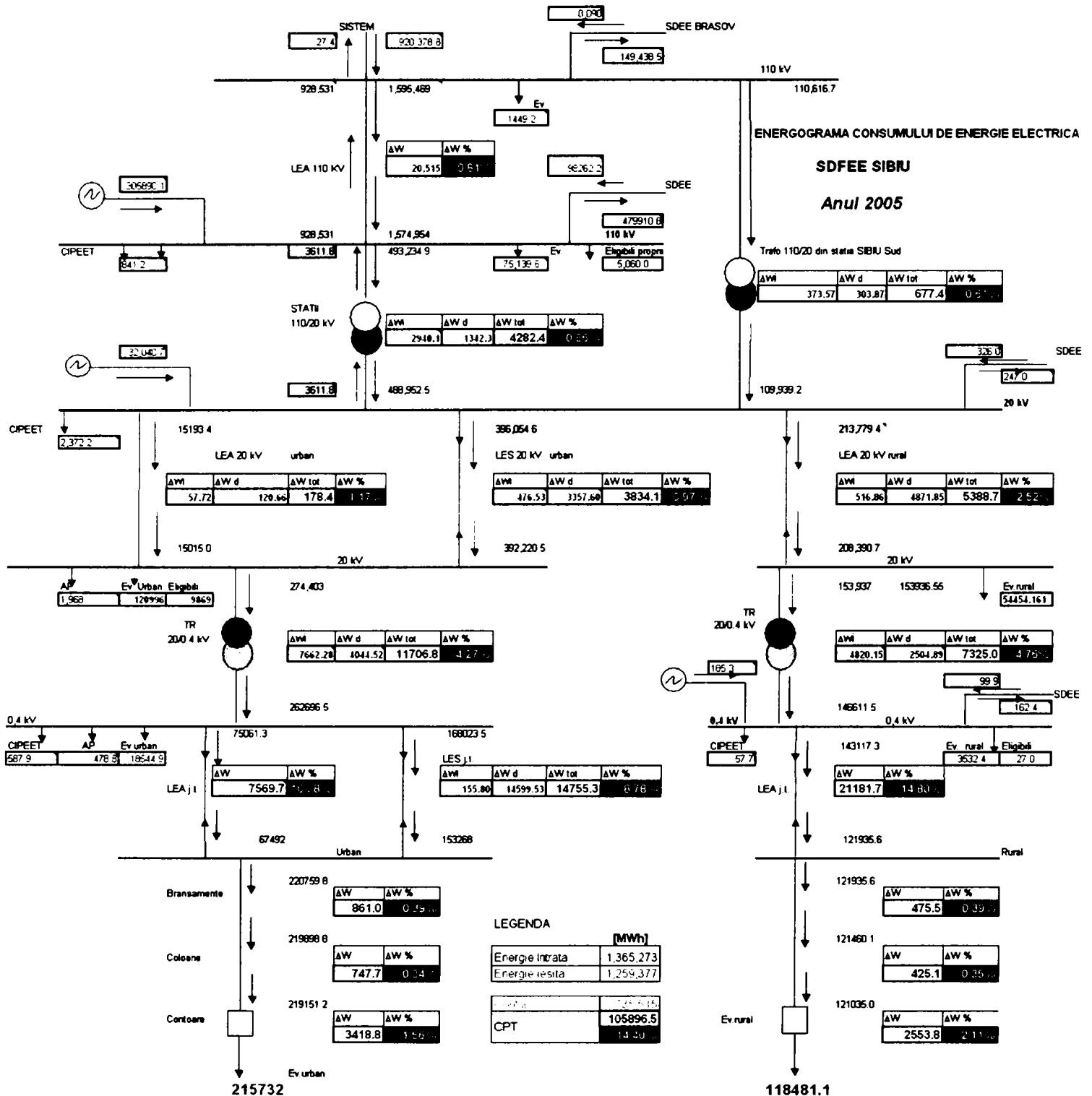


Figura 7.6 Energograma (bilanțul energetic) pentru SDFEE Sibiu determinată prin postcalcul pentru anul 2005

În Figura 7.7 și Figura 7.8 se prezintă comparativ ponderea pierderilor calculate pentru elementele de rețea din totalul pierderilor. Se poate observa faptul că pierderile în rețeaua de distribuție de 110kV reprezintă un sfert din total în condițiile în care energia vândută la 110kV reprezintă 11% din energia intrată în contur. În aceste condiții este necesar ca pierderile în rețeaua de 110kV să fie mai atent analizate.

Din acest motiv a fost dezvoltată o metodă proprie care permite determinarea prin calcul a pierderilor în acest tip de rețele pentru intervale lunare.

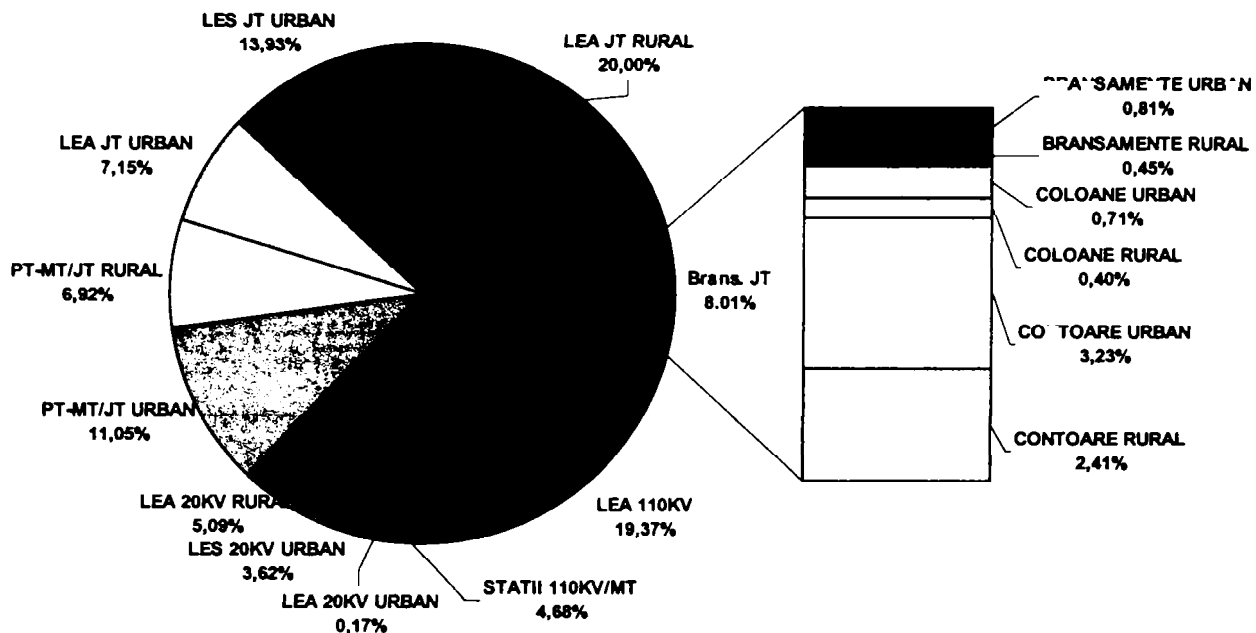


Figura 7.7 Contribuția la totalul pierderilor pentru fiecare element de rețea.

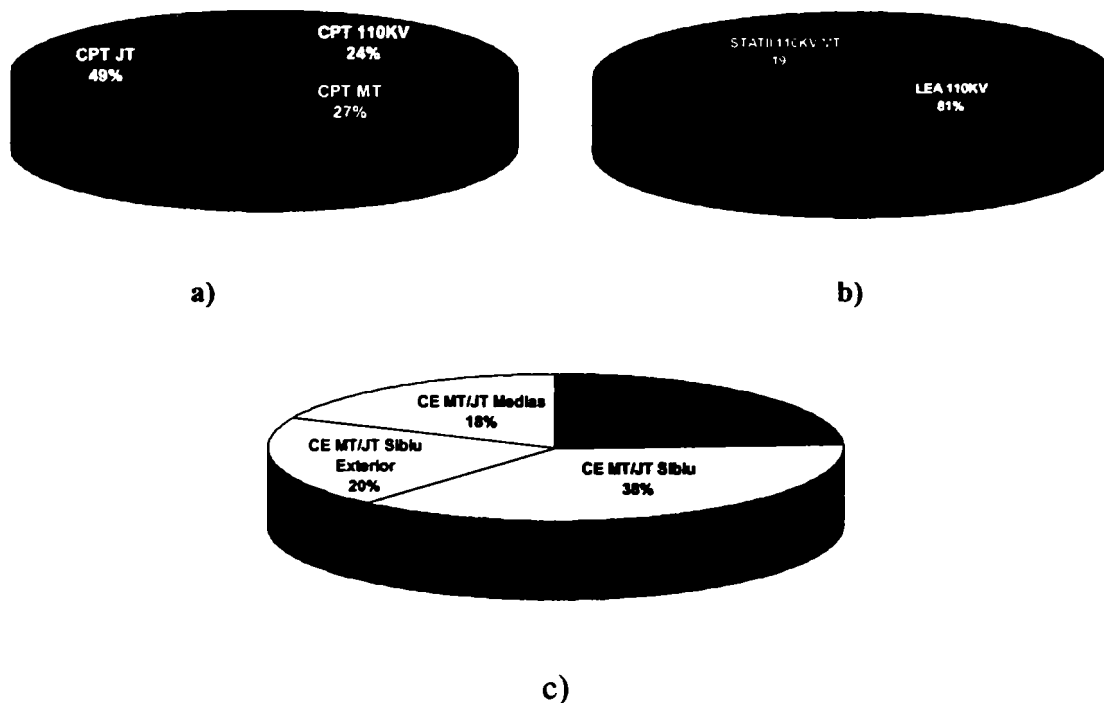


Figura 7.8 Defalcarea pierderilor : a) Procent din total pierderi pe nivele de tensiune; b) Ponderi aferente Stațiilor de transformare, respectiv LEA110kV din total pierderi la 110kV; c) Procent din total pierderi aferent fiecărui centru de exploatare.

7.3.1 Calculul pierderilor prin metoda integrării curbei de sarcină achiziționată prin sistemul de telegestiune.

Odată cu finalizarea sistemului de telegestiune pentru întreaga rețea de 110kV este disponibil volumul necesar de informații pentru urmărirea pierderilor în rețea cu mai mare acuratețe.

A fost concepută o aplicație care permite calculul pierderilor prin metoda integrării curbei de sarcină disponibilă pentru fiecare LEA110kV și Trafo 110kV din stațiile de transformare. Spre deosebire de alte metode de calcul metoda prezintă avantajul că se poate aplica pe orice interval de studiu dorit.

Pentru aplicarea metodei integrării grafice se consideră că este cunoscută variația în timp a curentului pe element și că ea este reprezentată grafic. În acest caz se poate face cu ușurință o integrare grafică.

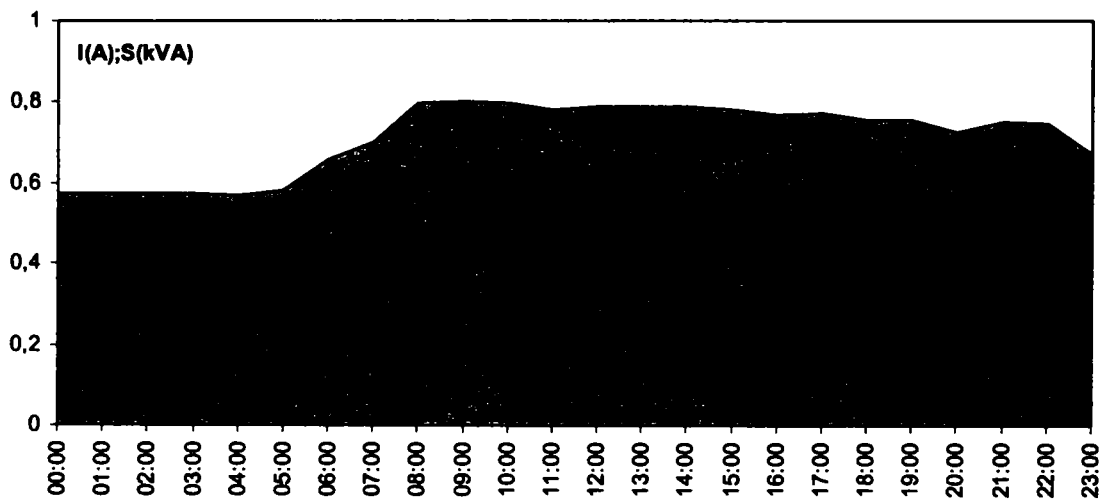


Figura 7.9 Curba e sarcină zilnică

Intervalul de timp T se împarte în intervale Δt egale (n intervale). Suprafețele dintre două ordonate vecine pot fi considerate fie ca dreptunghiuri, fie ca trapeze. Pentru sarcinile indicate în punctele de intersecție cu curba de sarcină se poate scrie:

aproximând cu dreptunghiuri:

$$\int_0^T I_t^2 dt = \sum_{t=1}^n I_t^2 \Delta t = \frac{T}{n} \sum_{t=1}^n I_t^2 \quad (7.7)$$

aproximând cu trapeze:

$$\int_0^T I_t^2 dt = \frac{T}{2n} \left(I_0^2 + I_n^2 + 2 \sum_{t=1}^{n-1} I_t^2 \right) \quad (7.8)$$

pentru $I_0=I_n$, relația (3.) se reduce la (3.).

În consecință pierderile de energie [kWh] vor fi:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \frac{T}{n} \sum_{t=1}^n I_t^2 10^3 \quad (7.9)$$

Pentru sarcinile exprimate în amperi, sau:

$$\Delta W = 1,5 \cdot R \cdot \frac{T}{n} \left(I_0^2 + I_n^2 + 2 \sum_{i=1}^{n-1} I_i^2 \right) 10^3 \quad (7.10)$$

pentru sarcini exprimate în puteri, în kVA, și tensiunile în kV:

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \frac{T}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{S_i}{U_i} \right|^2 \cdot 10^3 \quad (7.11)$$

sau

$$\Delta W = 3 \cdot R \cdot \frac{T}{n} \left[\left| \frac{S_0}{U_0} \right|^2 + \left| \frac{S_n}{U_n} \right|^2 + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \left| \frac{S_i}{U_i} \right|^2 \right] \cdot 10^3 \quad (7.12)$$

Metoda integrării grafice dă o precizie ridicată. Până la apariția echipamentelor de măsură digitale, prevăzute cu memorie internă, această metodă era dificil de aplicat și se utiliza, de regulă numai pentru curbele de sarcină din zilele caracteristice. Prin extrapolare se putea aproxima valoarea pierderilor

Dacă se utilizează tehnica de calcul sarcina rezolvării problemei de mai sus devine relativ simplă.

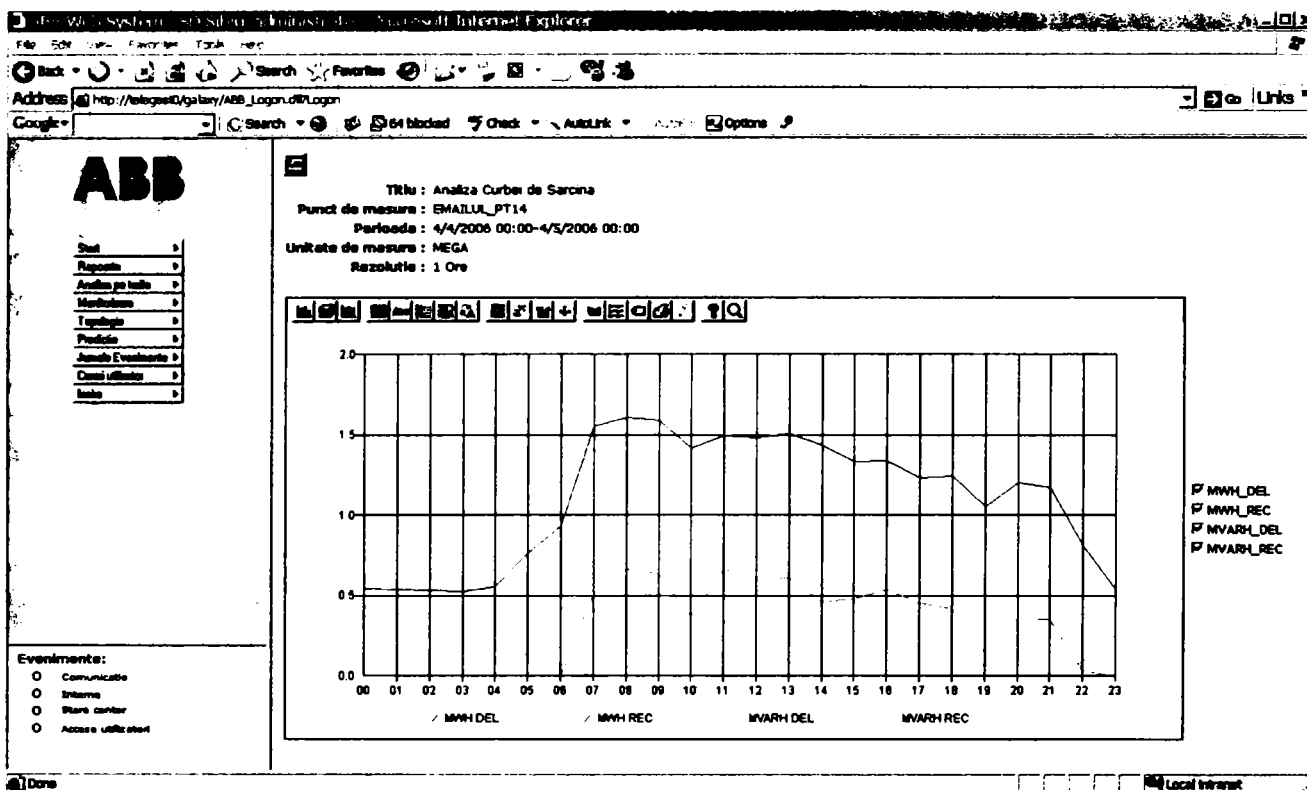
Contoarele electronice actuale sunt prevăzute cu ceas intern și memorie pentru stocarea informațiilor referitoare la istoricul de consum. Informațiile pentru decontare se păstrează fie ca indecși la adrese de memorie bine stabilite și la momente de timp prestabilite ca de exemplu ora 00:00 a primei ore din prima zi a lunii. Energia vehiculată pe durata unei luni se determină prin calculul diferenței dintre indexul „autocitit” curent și cel anterior. Istoricul de consum se memorează la intervale determinate de timp sub forma de perechi de valori care conțin data și ora exactă la care se face memorarea și cantitatea de energie înregistrată în intervalul respectiv. Energia poate fi exprimată prin indecși sau în unități fizice kWh. Dacă intervalul de timp dintre două înregistrări consecutive este stabilit la o oră atunci cantitatea de energie consumată este egală cu media puterii consumate. Din acest motiv acestea se numesc curbe de sarcină de putere.

În funcție de tipul contorului electronic acesta poate memora mai multe astfel de curbe, pentru puterea activă sau reactivă, în ambele sensuri de vehiculare a energiei, puterea aparentă sau cuentul pe fază. În cazul contoarelor utilizate la SDFEE Sibiu acestea sunt programate să memoreze pe patru canale independente curbele corespunzătoare energiei active cedate (W-), energiei active primite (W+), energiei reactive cedate (VAR-) și energiei reactive primite (VAR+).

În cadrul aplicațiilor software pentru programarea contoarelor și pentru generarea rapoartelor utilizate la SDFEE Sibiu notațiile utilizate sunt MWh_DEL pentru energia activă cedată, MWh_REC pentru energia activă primită, MVARh_DEL pentru energia reactivă cedată și MVARh_REC pentru energia reactivă primită.

În cazul contoarelor electronice integrate în sistemul de telegestiune GALAXY informațiile referitoare la curba de sarcină sunt stocate în baza de date de tip SQL și sunt disponibile sub formă de rapoarte la cerere exemplificate în Figura 7.10. Aceste rapoarte sunt disponibile sub formă de grafic sau sub formă de tabel. Pentru calcul se utilizează datele sub formă tabelară care pot fi utilizate într-o aplicație de tip calcul tabelar ca de exemplu Microsoft Excel.

Raportul poate fi salvat ca fișier pe disc și poate fi arhivat în format .xls sau .HTML compatibil cu browserele de internet.



a) Raport generat de sistemul de telegestiune cu reprezentarea grafică a curbei de sarcină pentru un consumator industrial, pe durata unei zile

Titlu : Analiza Curbei de Sarcina
 Punct de masura : EMAILU_PT14
 Perioada : 4/4/2006 00:00-4/5/2006 00:00
 Unitate de masura : MEGA
 Rezolutie : 1 Ora

Data / Ora	MWH_DEL	MWH_REC	MVARH_DEL	MVARH_REC
4/4/2006 00:00	0.543	0.000	0.000	0.372
4/4/2006 01:00	0.540	0.000	0.000	0.367
4/4/2006 02:00	0.536	0.000	0.000	0.367
4/4/2006 03:00	0.530	0.000	0.000	0.361
4/4/2006 04:00	0.560	0.000	0.000	0.341
4/4/2006 05:00	0.766	0.000	0.000	0.123
4/4/2006 06:00	0.932	0.000	0.003	0.076
4/4/2006 07:00	1.559	0.000	0.509	0.000
4/4/2006 08:00	1.613	0.000	0.668	0.000
4/4/2006 09:00	1.595	0.000	0.644	0.000
4/4/2006 10:00	1.422	0.000	0.371	0.000
4/4/2006 11:00	1.496	0.000	0.664	0.000
4/4/2006 12:00	1.488	0.000	0.616	0.000
4/4/2006 13:00	1.509	0.000	0.609	0.000
4/4/2006 14:00	1.440	0.000	0.462	0.000
4/4/2006 15:00	1.338	0.000	0.479	0.000
4/4/2006 16:00	1.342	0.000	0.538	0.000
4/4/2006 17:00	1.234	0.000	0.455	0.000
4/4/2006 18:00	1.244	0.000	0.418	0.000
4/4/2006 19:00	1.053	0.000	0.146	0.008
4/4/2006 20:00	1.206	0.000	0.360	0.000
4/4/2006 21:00	1.177	0.000	0.351	0.000
4/4/2006 22:00	0.815	0.000	0.039	0.092
4/4/2006 23:00	0.540	0.000	0.000	0.258

Evenimente:
 Comunicatie
 Intarna
 Stare contor
 Acces utilizator

b) Raport generat de sistemul de telegestiune cu reprezentarea tabelară a curbei de sarcină pentru un consumator industrial, pe durata unei zile.

Figura 7.10 Rapoarte tip curbă de sarcină generate prin sistemul de telegestiune

Este evident faptul că aceste curbe se pretează la calculul pierderilor prin metoda integrării curbei de sarcină deoarece conțin cantități de energie măsurate cu contoare cu clasă de acuratețe 0,2 sau 0,5 și pentru intervale de timp riguros egale.

Curba de sarcină orară poate fi generată pentru o perioadă definită de utilizator, de exemplu pentru o săptămână ca în Figura 7.11.

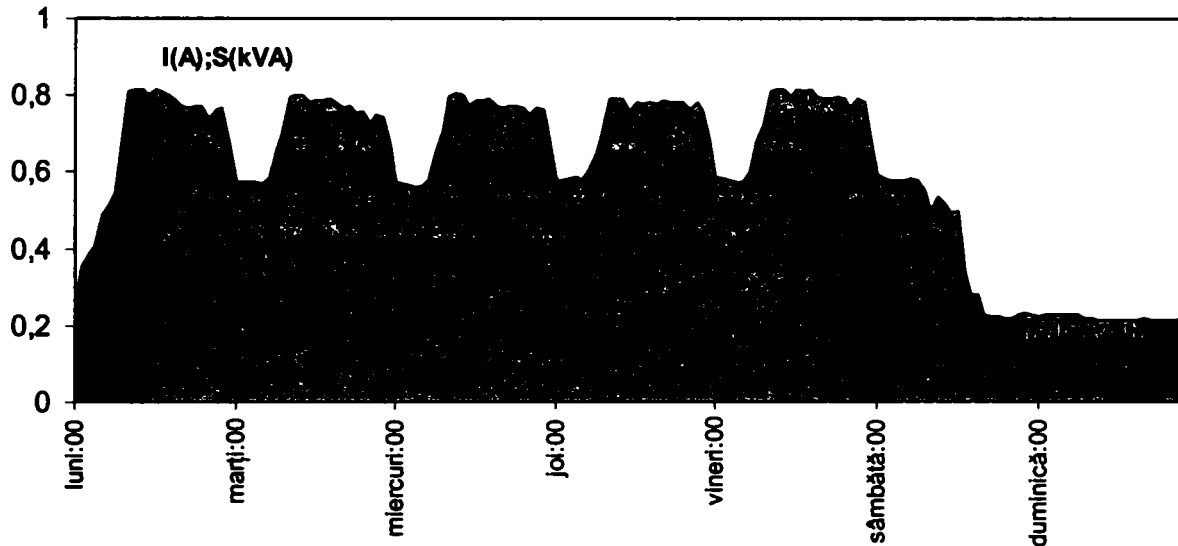


Figura 7.11 Integrarea curbei de sarcină pentru o săptămână

Curba de sarcină corespunzătoare puterii aparente trebuie determinată prin calcularea valorilor orare:

$$S_h = \sqrt{(MWh_DEL_h + MWh_REC_h)^2 + (MVARh_DEL_h + MVAR_REC_h)^2} \quad (7.13)$$

Pierderile pentru fiecare oră din intervalul considerat se calculează cu următoarele formule:

$$\Delta W_h = 3 \cdot R \cdot \left| \frac{S_h}{U} \right|^2 \cdot 10^3 \quad (7.14)$$

pentru liniile electrice, și:

$$\Delta W_h = \left(\left| \frac{S_h}{S_n} \right|^2 \cdot \Delta P_{Cu} + \Delta P_{Fe} \right) 10^3 \quad (7.15)$$

pentru transformatoare.

Pentru calculul pierderilor pentru întreaga perioadă operația de integrare se reduce la o operație simplă de însumare a tuturor valorilor orare din intervalul considerat.

$$\Delta W_{tot} = \sum_{h=1}^n W_h \quad (7.16)$$

unde n= numărul de ore de funcționare.

Pentru calculul efectiv s-a utilizat o aplicație standard de tip spreadsheet în care a fost importat fișierul de tip HTML generat de sistemul GALAXY.

7.3.2 Rezultate obținute în cazul LEA 110kV

Pentru calculul pierderilor pentru o linie electrică aeriană de 110kV, pe lângă curba de sarcină, mai sunt necesare lungimea în km, secțiunea conductorului în mm² sau rezistența specifică în ohm/km. Deoarece curba de variație a tensiunii nu se cunoaște, în calcul s-a utilizat valoarea tensiunii nominale a liniei. Pentru calculul pierderilor orare a fost utilizată formula (6.14)

La determinarea lungimii LEA 110kV s-au utilizat inițial datele tehnice cuprinse în evidența volumului de instalații și care sunt utilizate ca date de intrare în programul de postcalcul LINII folosit în cadrul Electrica.

Prin compararea acestor valori cu cele măsurate efectiv pe harta digitală a rețelilor de 110kV disponibilă în GIS s-a constatat existența unor diferențe pentru anumite linii, în special pentru cele de tip distribuție zonală. La acest tip de linii a fost considerată în postcalcul lungimea tronsonului aflat în gestiunea sucursalei și nu lungimea totală a liniei. Repartizarea pierderilor pentru liniile de distribuție zonală între sucursalele învecinate se face însă în funcție de sensul de circulație și cantitatea energiilor vehiculate și nu de delimitarea patrimonială.

S-a constatat de asemenea că în anumite cazuri la determinarea lungimii LEA 110kV nu au fost considerate tronsoanele comune dublu circuit de ieșire din stație pentru ambele LEA 110kV

Aceste diferențe determină proporțional și erori la calculul pierderilor. Valorile pentru lungimile utilizate în aplicație au fost cele măsurate pe harta digitală care au un grad de precizie mult mai ridicat.

În Tabelul 7.7 se prezintă rezultatul aplicării acestei metode pentru LEA 110kV Sibiu Nord-Copșa Mică. Calculul tabelar permite obținerea valorilor maxime și totale atât pentru energiile vehiculate cât și pentru pierderile calculate. După cum se observă în tabelul de mai sus, pe lângă valoarea totală, se determină și valorile pierderilor calculate orare. Acest șir de valori poate fi reprezentat grafic și se obține astfel și modul de variație în timp al acestora.

Tabelul 7.7 Rezultatele calcului pierderilor pe LEA 110kV prin metoda integrării curbei de sarcină

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	
1														
2		Titlu : Analiza Curbei de Sarcina										L =	34,74	km
3		Punct de masura : SibiuNord_CopșaMica										Secțiunea =	105,00	mm ²
4		Perioada : 01.01.2005 00:00-01/12/2005 00:00										r =	0,16	ohm/km
5		Unitate de masura : MEGA										R =	5,45	ohm
6		Rezoluție : 1 Ora										U =	110,00	kV
7														
8		Date/Timp	MWh_DEL	MWh_REC	MVARh_DEL	MVARh_RE	MWh	MVARh	MVAh	I [A]	Pierderi [MWh]	Pierderi [%]		
9		01.01.2005 00:00	10,936	0	1,94	0	10,936	1,94	11,11	58,30	0,056	0,51		
10		01.01.2005 01:00	10,784	0	2,013	0	10,784	2,013	10,97	57,58	0,054	0,50		
11		01.01.2005 02:00	10,514	0	2,006	0	10,514	2,006	10,70	56,18	0,052	0,49		
12		01.01.2005 03:00	10,527	0	2,086	0	10,527	2,086	10,73	56,33	0,052	0,49		
13		01.01.2005 04:00	10,382	0	2,026	0	10,382	2,026	10,58	55,52	0,050	0,49		
14		01.01.2005 05:00	10,25	0	2,026	0	10,25	2,026	10,45	54,84	0,049	0,48		
15		01.01.2005 06:00	10,164	0	1,98	0	10,164	1,98	10,36	54,36	0,048	0,48		
16		01.01.2005 07:00	9,907	0	1,795	0	9,907	1,795	10,07	52,84	0,046	0,46		
17		01.01.2005 08:00	9,755	0	1,492	0	9,755	1,492	9,87	51,80	0,044	0,45		
18		01.01.2005 09:00	9,768	0	1,366	0	9,768	1,366	9,87	51,78	0,044	0,45		
19		01.01.2005 10:00	9,755	0	1,313	0	9,755	1,313	9,84	51,66	0,044	0,45		
20		01.01.2005 11:00	9,808	0	1,366	0	9,808	1,366	9,90	51,98	0,044	0,45		
21		01.01.2005 12:00	9,801	0	1,36	0	9,801	1,36	9,89	51,93	0,044	0,45		
8758		31.12.2005 13:00	10,415	0	2,079	0	10,415	2,079	10,62	55,74	0,051	0,49		
8759		31.12.2005 14:00	10,441	0	2,152	0	10,441	2,152	10,66	55,95	0,051	0,49		
8760		31.12.2005 15:00	10,553	0	2,112	0	10,553	2,112	10,76	56,49	0,052	0,49		
8761		31.12.2005 16:00	10,798	0	2,125	0	10,798	2,125	11,01	57,76	0,055	0,51		
8762		31.12.2005 17:00	11,57	0	2,567	0	11,57	2,567	11,85	62,20	0,063	0,55		
8763		31.12.2005 18:00	11,821	0	2,68	0	11,821	2,68	12,12	63,62	0,066	0,56		
8764		31.12.2005 19:00	11,642	0	2,739	0	11,642	2,739	11,96	62,77	0,064	0,55		
8765		31.12.2005 20:00	11,471	0	2,627	0	11,471	2,627	11,77	61,77	0,062	0,54		
8766		31.12.2005 21:00	11,279	0	2,528	0	11,279	2,528	11,56	60,67	0,060	0,53		
8767		31.12.2005 22:00	11,114	0	2,402	0	11,114	2,402	11,37	59,68	0,058	0,52		
8768		31.12.2005 23:00	11,048	0	2,317	0	11,048	2,317	11,29	59,25	0,057	0,52		
8801		Maxim	86,26	17,18	6,23	15,89	73,52	15,89	86,40	422,82	7911,2	0,058		
8802		Total	374123,8	188,8	980,7	47926,0	374293,6	48906,7	379291,5					

După cum se observă în Tabelul 7.7 a fost utilizată curba de sarcină pentru întregul an 2005 ceea ce a permis determinarea principalilor coeficienți caracteristici pentru curba anuală, coeficientul de umplere k_u , și timpul total de funcționare T_f . De asemenea se determină valorile puterilor active și reactive maxime înregistrate în fiecare trimestru. În Tabelul 7.8 se regăsesc aceste valori care au fost apoi utilizate pentru calculul alternativ al pierderilor prin metoda clasică care presupune determinarea timpului de pierderi. Pentru calculul timpului de pierderi au fost utilizate mai multe formule indicate în literatură.

În cazul LEA 110kV calculul pierderilor prin metoda timpului de pierderi a fost tratat în mod asemănător dar cu câteva elemente specifice:

- Una dintre formulele utilizate a fost cea folosită în programul LINII, care face parte din metodologia de postcalcul aprobată de S.C. Electrica S.A.
- Calculul s-a efectuat pentru fiecare trimestru în parte și pe total an
- A fost utilizat numai coeficientul de umplere al curbei de sarcină de putere aparentă

Rezultatele obținute pentru LEA 110kV Sibiu Nord – Copșa Mică pot fi urmărite în Tabelul 7.8. Se observă următoarele:

- Rezultatul obținut prin metoda integrării curbei de sarcină într-un an $\square W_{mas}$ diferă sensibil față de valorile obținute prin aplicarea metodei timpului de pierderi. De altfel această concluzie se regăsește și la analiza pierderilor pe celelalte LEA 110kV.
- Atât pierderile exprimate în unități fizice 7911,2 MWh cât și cele exprimate procentual au valori deosebit de mari. Procentul de 2,29% obținut pentru trimestrul I 2005 este de peste două ori mai mare decât limita maximă admisă de 0,9%.
- Este necesară analizarea regimului actual de funcționare ale LEA110kV Sibiu Nord - Copșa Mică.

Tabelul 7.8 Calculul pierderilor trimestriale și anuale în LEA 110kV prin metoda timpului de pierderi aplicată pentru 15 expresii diferite pentru τ^* . Este evidențiată formula utilizată în programul LINII

	P _{maxdel}	P _{maxrec}	Q _{maxdel}	Q _{maxrec}	EA del	EA rec	ER del	ERrec	TOT EA	TOT ER	S _{max}	S _{med}	I _{max}	k _u	T _f	T _{max}	ΔW _{mas}	
Trim I	80,36	17,18	3,45	15,89	93352,88	135,15	548,24	9996,30	93487,83	10544,54	80,40	43,64	422,02	0,54	2159,00	1171,90	2139,5	2,29%
Trim II	70,40	0,00	6,23	15,13	97017,95	0,00	82,44	15586,41	97017,95	15648,86	70,55	45,09	370,28	0,64	2184,00	1395,99	2059,4	2,12%
Trim III	71,25	0,01	4,36	13,52	95463,57	0,01	77,61	13531,95	95463,58	13609,56	71,39	43,75	374,71	0,61	2208,00	1352,96	1979,4	2,07%
Trim IV	73,52	15,57	2,81	12,29	88289,61	34,61	272,42	8831,36	88324,22	9103,78	73,84	40,28	387,58	0,56	2208,00	1204,57	1732,9	1,95%
An 2004	80,36	17,18	6,23	15,89	374123,81	169,77	980,71	47926,02	374293,58	48906,74	80,40	43,18	422,02	0,54	8759,00	4704,31	7911,2	2,11%

Nr	Formula	Trimestrul I		Trimestrul II		Trimestrul III		Trimestrul IV		Total An						
		τ^*	ΔW	τ^*	ΔW	τ^*	ΔW	τ^*	ΔW	τ^*	ΔW					
		MWh		MWh		MWh		MWh		MWh						
1	$p^2k_u + (1-p)^2k_u^2$	743,27	0,34	2165,96	993,04	0,45	2893,84	933,82	0,42	2721,26	766,63	0,35	2234,05	2852,14	0,34	8632,03
2	k _u	1171,90	0,54	3415,86	1386,99	0,64	4968,80	1352,96	0,61	3542,69	1204,57	0,55	3510,24	4704,31	0,54	13708,50
3	k _u ² (2-k _u)	804,21	0,37	2343,58	1025,86	0,47	2989,46	975,29	0,44	2842,10	628,19	0,38	2413,44	3215,70	0,37	9378,93
4	k _u ^{1.5}	812,22	0,38	2366,91	1067,24	0,49	3110,85	1008,46	0,46	2938,77	837,39	0,38	2448,26	3238,82	0,37	9441,20
5	1/2(k _u +k _u ²)	904,00	0,42	2634,38	1144,15	0,52	3334,18	1091,00	0,49	3179,30	930,85	0,42	2712,62	3615,45	0,41	10535,85
6	0.124+T _{max} /10000 ²	125,59	0,05	366,09	151,75	0,07	442,23	148,45	0,07	432,61	131,95	0,05	384,51	134,68	0,05	392,47
7	1/2(k _u ² +k _u +k _u ³)	904,00	0,42	2634,38	1144,15	0,52	3334,18	1091,00	0,49	3179,30	930,85	0,42	2712,62	3615,45	0,41	10535,85
8	$\tau^* T_{max} / (2500 + T_{max} / (10000 - T_{max}))$	753,85	0,34	2185,84	981,75	0,45	2889,88	943,17	0,42	2748,28	785,28	0,35	2281,27	3094,80	0,34	8882,80
9	k _u 0.65+0.34k _u ²	835,88	0,39	2435,85	1074,49	0,49	3131,20	1020,15	0,46	2972,83	851,08	0,39	2589,28	3340,00	0,38	9733,16
10	k _u ^{1.5} k _u	863,40	0,40	2516,84	1116,09	0,51	3252,41	1059,08	0,48	3086,29	889,70	0,40	2592,70	3447,59	0,39	10046,69
11	0.17k _u +0.83k _u ²	727,19	0,34	2119,12	977,93	0,45	2849,81	918,10	0,42	2675,46	750,21	0,34	2186,19	2896,81	0,33	8441,63
12	0.7k _u ² +0.3k _u	796,85	0,37	2322,10	1043,41	0,48	3040,62	985,21	0,45	2873,94	821,37	0,37	2393,57	3179,91	0,36	9266,64
13	0.86k _u ² +0.16k _u	716,48	0,33	2087,90	967,86	0,44	2820,45	907,63	0,41	2644,93	739,26	0,33	2154,29	2853,26	0,33	8314,72
14	k _u ²	636,11	0,29	1853,69	892,30	0,41	2609,28	829,04	0,38	2415,91	657,15	0,30	1915,00	2526,80	0,29	7362,81
15	0.8k _u ² +0.2k _u	716,48	0,33	2087,90	967,86	0,44	2820,45	907,63	0,41	2644,93	739,26	0,33	2154,29	2853,26	0,33	8314,72

Aplicația Excel a fost completată cu o interfață grafică care permite vizualizarea curbelor de sarcină și a principalelor valori calculate. Această interfață este împărțită în câteva zone cu funcționalități diferite. Aceste zone sunt ilustrate în Figura 7.12 îndeplinesc următoarele funcțiuni:

- Zona 1 permite selecția perioadei pentru care va fi afișată curba de sarcină. În prima etapă se alege luna dorită. În a doua etapă se poziționează lupa care selectează 3 zile din luna respectivă
- Zona 2 afișează în partea superioară curbele de sarcină pentru întreaga lună aleasă și în partea inferioară o porțiunea pentru care curba este detaliată.
- În zona3 și zona 4 sunt afișate rezultatele calculului prin metoda integrării curbei de sarcină pentru fiecare lună calendaristică numeric și sub formă de grafic
- Zona4 este destinată afișării rezultatelor obținute prin metoda timpului de pierderi.

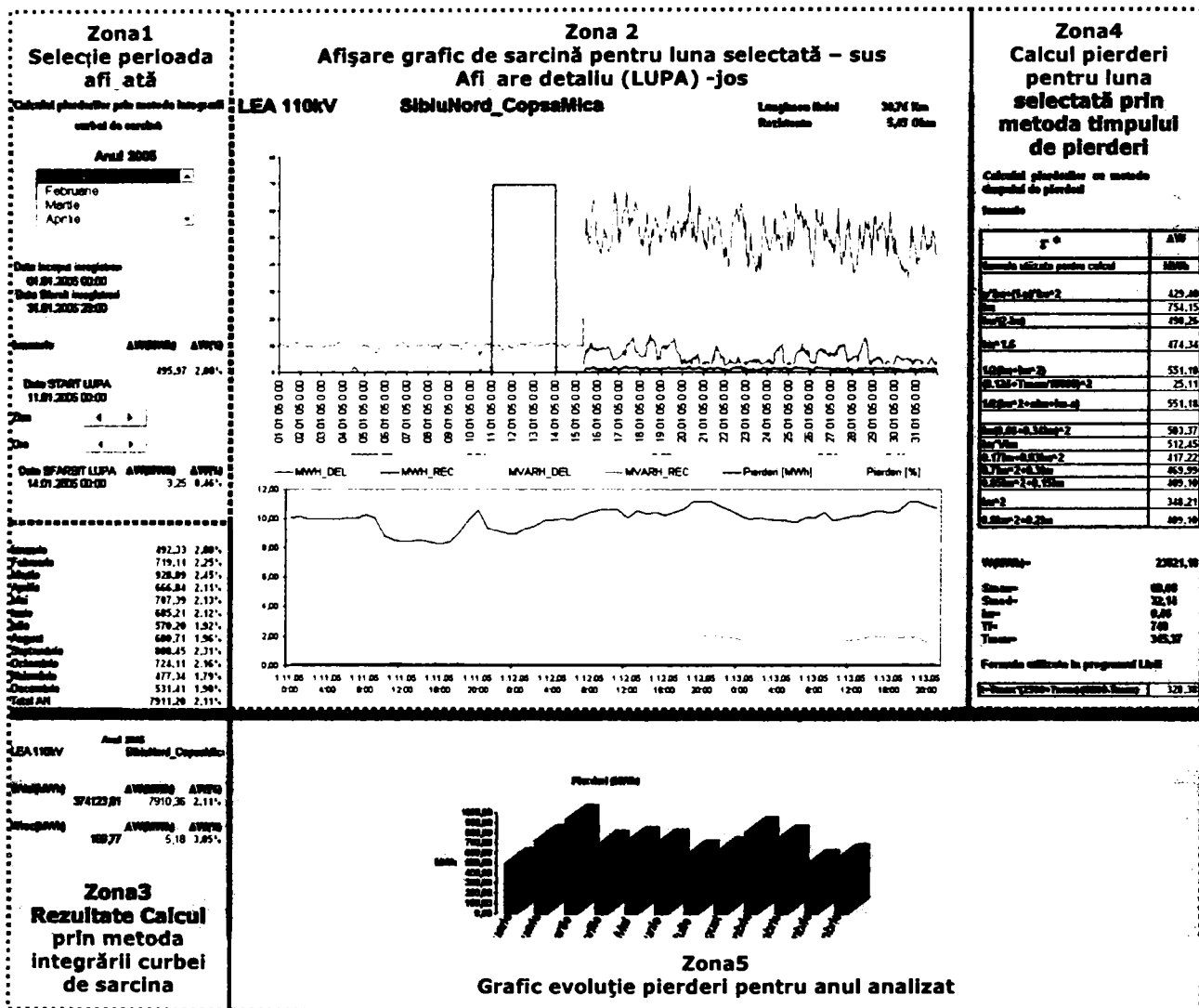


Figura 7.12 Curba de sarcină și pierderi pe LEA Sibiu Nord – Copșa Mică pentru anul 2005

Acest mod de calcul a fost aplicat pentru fiecare LEA110kV pornind de la curba de sarcină anuală. Au fost determinate pierderile de energie în unități fizice, MWh, și procentual în fiecare lună caracteristică. În Tabelul 7.9 se pot urmări pierderile totale pentru anul 2005 pentru toate liniile electrice aeriene de înaltă tensiune gestionate de SDFEE Sibiu.

În aplicațiile de postcalcul LEA 110kV sunt grupate în trei categorii principale:

- LEA110kV pentru alimentarea zonelor de consum-AZC
- LEA 110kV pentru racordarea centralelor –RC
- LEA 110kV de schimb cu entitățile învecinate, denumite și de distribuție zonală –DZ

Pierderile pe LEA 110kV de distribuție zonală se împart între partenerii de schimb în funcție de sensul de circulație al energiei active. Fiecare partener suportă pierderile corespunzătoare pentru energia primită. Acest mod de calcul este evidențiat în Tabelul 7.9.

Din acest motiv din cantitatea de 20589,1 MWh/an calculată pentru ansamblul liniilor electrice aeriene se reține în sarcina SDFEE Sibiu numai cantitatea de 17043,68 MWh/an. Cele două valori au fost prezentate împreună deoarece defalcarea pierderilor s-a realizat numai pentru intervalul de 1 an calendaristic.

Dacă se pierderile calculate se raportează la cantitatea de energie vehiculată se obține pentru anul 2005 o valoare de 1,54%, de două ori mai mică decât cea de 2,91% obținută prin raportarea la cantitatea de energie rămasă în conturul sucursalei la tensiunea de 110kV. Se observă diferența semnificativă a valorilor procentuale obținute în funcție de formula de calcul utilizată.

Studierea valorilor cuprinse în Tabelul 7.9 și Tabelul 7.10 conduce la următoarele observații:

Pentru majoritatea LEA 110kV din gestiunea SDFEE Sibiu pierderile procentuale calculate prin metoda integrării curbei de sarcină se încadrează între limita minimă de 0,2% și cea maximă de 0,9% considerate ca valori de referință în normele în vigoare.

LEA 110kV care depășesc limita maximă se regăsesc în fiecare categorie LEA de 110kV Sibiu Nord-Copșa Mică de tip AZC, LEA 110kV Sadu V-Dumbrava de tip RC și LEA 110kV Olat-Petrești de tip DZ. Aceasta indică faptul că analiza trebuie făcută individual în funcție de particularitățile liniei respective.

Pierderile de energie activă datorate evacuării puterii din centralele electrice prin LEA 110kV utilizate pentru racordarea acestora sunt foarte reduse (valorile calculate sunt sub 0,2%). Efectul transportului acestei energii se regăsește însă în valorile mai ridicate înregistrate datorită încărcării liniilor de distribuție zonală.

Pentru a ține cont de modul de alocare al pierderilor pe liniile de schimb valorile procentuale ale pierderilor cuprinse în Tabelul 7.10 trebuie înmulțite cu un factor de corecție. Acest factor este determinat din raportul dintre pierderile totale (20589MWh) și pierderile alocate SDFEE Sibiu care se obțin prin scăderea din total a cantității de 3545MWh care este suportată de sucursalele învecinate. Acest factor de corecție are valoarea de 0,8%.

Valorile obținute prin calcul cu utilizarea metodei integrării curbei de sarcină sunt sensibil apropiate de valorile obținute prin evidență: 17073MWh față de 17332MWh. Și evoluția în timp, pe intervale lunare prezentată în Tabelul 7.11 și Figura 7.13 indică o corelare corespunzătoare între cele două metode.

Valorile pierderilor procentuale la nivel de sucursală depășesc sistematic valoarea maximă recomandată de norme. Principala cauză este aceea că o anumită cantitate de energie distribuită produce pierderi de energie pe toate liniile pe care este vehiculată pornind de la producător și ajungând la consumator.

Este necesară analizarea fiecărei linii cu pierderi mari și determinarea cauzelor care conduc la această situație precum și identificarea soluțiilor pentru reducerea pierderilor.

Tabelul 7.9 Pierderile de energie în LEA 110kV calculate prin metoda integrării curbei de sarcină pe perioada anului 2005

Linii Electrice Aeriene 110kV	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie	Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Total AN		
Aeroport_Dumbrava (MWh)	69.30	26.12	49.96	2.41	2.45	4.82	7.18	9.21	7.38	4.44	23.74	55.21	262.21		
%	0,57%	0,37%	0,57%	0,17%	0,17%	0,16%	0,15%	0,10%	0,10%	0,13%	0,37%	0,62%	0,32%		
Cisnădie_Marsa (MWh)	9.424	16.607	23.770	43.172	45.795	17.935	25.989	22.549	13.639	6.027	7.060	12.288	244.256		
%	0,30%	0,35%	0,60%	0,50%	0,47%	0,30%	0,30%	0,37%	0,36%	0,25%	0,25%	0,37%	0,30%		
CopsaMica_Medias (MWh)	100.92	148.39	212.72	158.70	163.16	156.86	125.26	130.94	183.08	156.54	91.00	101.40	1728.98		
%	0,64%	0,50%	0,68%	0,50%	0,67%	0,60%	0,53%	0,54%	0,60%	0,50%	0,40%	0,30%	0,50%		
AureNlaku_Dumbraveni (MWh)	13.79	16.73	27.75	30.28	26.05	50.96	34.25	32.02	44.67	28.72	20.21	31.58	357.02		
%	0,30%	0,30%	0,31%	0,33%	0,40%	0,40%	0,34%	0,30%	0,40%	0,32%	0,32%	0,37%	0,38%		
Medias_Vlăicu (MWh)	10.13	15.21	20.18	18.59	16.42	22.32	17.17	17.67	23.00	18.25	15.65	21.65	216.24		
%	0,17%	0,12%	0,10%	0,10%	0,13%	0,10%	0,13%	0,13%	0,15%	0,13%	0,13%	0,19%	0,10%		
AureNlaku_Agnita (MWh)	2.81	2.33	2.32	2.15	1.95	1.76	1.81	1.79	2.05	2.31	2.83	2.53	26.44		
%	0,17%	0,17%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,15%	0,10%	0,17%	0,10%	0,10%	0,17%	0,17%		
SibiuNord_Aeroport (MWh)	19.58	11.46	16.06	3.09	1.41	1.58	1.26	2.70	2.05	5.43	14.96	20.38	99.94		
%	0,10%	0,12%	0,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,03%	0,00%	0,00%	0,07%	0,13%	0,21%	0,10%		
SibiuNord_CopsaMica (MWh)	492.33	719.11	928.09	666.84	707.39	645.21	570.20	600.71	808.45	724.11	477.34	531.41	7911,20		
%	2,00%	2,25%	2,45%	2,17%	2,13%	2,12%	1,82%	1,80%	2,37%	2,10%	1,70%	1,70%	2,17%		
SibiuNord_Orlat (MWh)	68.162	118.693	154.570	95.958	34.766	36.580	57.149	36.254	65.641	43.330	47.895	112.215	871.213		
%	0,30%	0,80%	0,73%	0,83%	0,41%	0,45%	0,50%	0,40%	0,58%	0,44%	0,40%	0,80%	0,57%		
SibiuSud_Independenta2 (MWh)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001		
%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%		
SibiuSud_SibiuNord_1 (MWh)	120.93	241.40	228.59	168.67	111.57	120.45	109.78	109.47	165.55	172.34	153.91	235.44	1938.08		
%	0,53%	0,60%	0,60%	0,55%	0,40%	0,47%	0,44%	0,40%	0,50%	0,53%	0,53%	0,60%	0,53%		
SibiuSud_SibiuNord_2 (MWh)	81.652	186.979	216.953	187.459	118.515	117.693	104.317	103.396	134.948	152.143	141.211	118.478	1663,744		
%	0,40%	0,80%	0,62%	0,50%	0,45%	0,46%	0,43%	0,43%	0,57%	0,52%	0,51%	0,40%	0,57%		
SibiuSud_Cisnădie_2 (MWh)	9.467	11.428	6.816	11.641	13.605	4.865	7.565	5.683	5.271	4.017	7.821	4.926	93.105		
%	0,30%	0,10%	0,15%	0,10%	0,17%	0,12%	0,14%	0,13%	0,12%	0,12%	0,10%	0,12%	0,10%		
Total LEA 110kV AZC	998.29	1514.46	1887.78	1388.95	1243.08	1221.03	1061.92	1072.41	1455.71	1317.67	1003.62	1247.50	15412.42		
Mirsa_Avrilg (MWh)	1.648	4.537	10.499	14.593	19.276	12.355	14.643	13.991	8.197	4.482	3.099	6.264	113.583		
%	0,00%	0,17%	0,30%	0,18%	0,17%	0,14%	0,15%	0,15%	0,13%	0,00%	0,00%	0,11%	0,10%		
CHE_Arpaș_110KV (MWh)	1.167	2.809	6.001	8.916	11.322	7.776	9.707	7.046	5.640	2.780	1.978	3.608	68.750		
%	0,05%	0,09%	0,10%	0,12%	0,14%	0,12%	0,13%	0,12%	0,11%	0,07%	0,06%	0,08%	0,11%		
CHE_Scorei_110KV (MWh)	0.83	1.81	4.07	5.98	7.81	4.78	5.87	5.76	1.86	1.82	1.28	2.45	44.32		
%	0,00%	0,00%	0,07%	0,08%	0,09%	0,07%	0,08%	0,08%	0,04%	0,05%	0,04%	0,06%	0,07%		
Dumbrava_Sadul_V (MWh)	248.23	67.85	159.60	13.67	27.47	38.70	53.57	49.20	48.90	8.75	41.64	157.91	915.49		
%	1,48%	1,10%	1,30%	0,30%	0,40%	0,49%	0,55%	0,57%	0,58%	0,31%	1,58%	1,40%	0,93%		
Mirsa_Cirtisoara (MWh)	6.04	6.44	2.83	2.99	2.18	3.43	6.23	4.83	7.00	6.17	6.09	2.33	56.55		
%	0,20%	0,23%	0,10%	0,10%	0,14%	0,17%	0,20%	0,20%	0,21%	0,20%	0,20%	0,12%	0,10%		
Total LEA 110kV RC	257.92	83.46	183.02	46.16	68.06	67.06	90.03	80.84	71.60	24.00	54.10	172.58	1198,70	En. primite	En. Cedată
Cirtisoara_Ucea (MWh)	4.86	7.89	8.99	8.79	17.24	17.33	22.14	20.67	12.57	11.33	8.22	6.03	146.06	0.864	145,20
%	0,13%	0,10%	0,10%	0,10%	0,22%	0,22%	0,20%	0,24%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,35%	0,19%
Dumbraveni_Danes (MWh)	8.38	6.92	13.56	16.28	13.97	31.82	19.14	17.56	26.12	15.14	10.75	17.73	197.38	5.965	191,41
%	0,15%	0,14%	0,20%	0,23%	0,20%	0,32%	0,28%	0,23%	0,20%	0,21%	0,22%	0,25%	0,23%	0,16%	0,23%
Medias_Tirnaveni (MWh)	37.39	19.30	47.07	29.46	38.88	31.31	22.34	27.37	37.28	30.84	6.98	6.29	334.52	39.456	295,067
%	0,43%	0,38%	0,52%	0,40%	0,40%	0,38%	0,28%	0,30%	0,47%	0,43%	0,43%	0,43%	0,40%	0,47%	0,46%
Micasasa_Taui (MWh)	5.85	6.98	8.46	10.59	23.65	22.58	15.05	14.58	24.67	22.31	14.45	10.90	180.07	173,287	6,778
%	0,22%	0,10%	0,22%	0,10%	0,24%	0,25%	0,20%	0,22%	0,28%	0,25%	0,25%	0,23%	0,20%	0,25%	0,11%
Micasasa_Tirnaveni (MWh)	18.63	23.63	26.02	29.70	65.47	65.03	46.54	41.78	70.13	62.64	42.73	32.21	524,53	95,297	429,230
%	0,64%	0,50%	0,68%	0,60%	0,73%	0,60%	0,60%	0,78%	0,69%	0,70%	0,63%	0,75%	0,77%	0,92%	0,74%
Orlat_Petresti (MWh)	137.74	247.51	339.39	225.15	105,75	102.05	154,09	100,42	150,76	95,66	89,32	203,25	1951,10	79,499	1871,603
%	1,52%	1,61%	1,70%	1,55%	1,10%	1,37%	1,34%	1,00%	1,34%	1,08%	1,07%	1,40%	1,41%	1,35%	1,41%
SibiuSud_Ucea1 (MWh)	49.61	57.19	19.72	12.37	11.88	21.98	12.13	23.40	52.77	44.03	55.40	51.93	412,41	32,224	380,185
%	0,78%	0,42%	0,40%	0,42%	0,40%	0,55%	0,42%	0,52%	0,74%	0,68%	0,77%	0,70%	0,68%	0,40%	0,68%
SibiuSud_Ucea2 (MWh)	71.54	82.37	35.11	14.75	42.50	74.64	49.44	72.94	108,20	78,67	80,78	45,49	756,44	5,968	750,476
%	0,94%	0,90%	0,60%	0,42%	0,60%	0,94%	0,74%	0,90%	1,00%	0,68%	0,60%	0,63%	0,80%	0,54%	0,80%
Total LEA 110kV DZ	315.38	428.17	472.30	317.38	253.88	301.71	294.34	276.95	412.37	297.97	265.90	341.62	3977.98	432,56	3545,42
														0,41%	0,50%
Total SDFEE Sibiu	1571.6	2026.1	2543.1	1752.5	1565.0	1589.8	1446.3	1430.2	1939.7	1639.6	1323.6	1761.7	20589.1	17044	

Tabelul 7.10 Tabelul centralizator cu rezultatele calcului pierderilor pe LEA 110kV prin metoda integrării curbei de sarcină

	Ianuarie	Februarie	Marție	Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie	Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Total AN
Energie electrică vehiculată (MWh)	107922,7	118230,4	125053,2	103622,6	106516,8	108002,9	103082,6	105709,2	116832,8	115924,2	109351,1	116312,0	1336560,6
Energie electrică rămasă în contur (MWh)	68721,8	66076,0	67719,9	54830,0	51068,8	49936,0	50111,5	50196,9	51919,6	59752,2	66401,1	70394,4	707128,1
Total Pierderi LEA 110kV Alimentare Zone de Consum (AZC)	998,3	1514,5	1887,8	1389,0	1243,1	1221,0	1061,9	1072,4	1455,7	1317,7	1003,6	1247,5	15412,4
Total Pierderi LEA 110kV Recordare Centrale(RC)	257,9	83,5	183,0	46,2	68,1	67,1	90,0	80,8	71,6	24,0	54,1	172,6	1198,7
Total Pierderi LEA 110kV Distribuție Zonală(DZ)	315,4	428,2	472,3	317,4	253,9	301,7	294,3	276,9	412,4	298,0	265,9	341,6	3978,0
Total Pierderi LEA 110kV SDFEE Sibiu	1571,6	2026,1	2543,1	1752,5	1565,0	1589,8	1446,3	1430,2	1939,7	1639,6	1323,6	1761,7	20589,1
% din energia vehiculată	1,46%	1,71%	2,03%	1,69%	1,47%	1,47%	1,40%	1,35%	1,66%	1,41%	1,21%	1,51%	1,54%
% din energia rămasă în contur	2,29%	3,07%	3,76%	3,20%	3,06%	3,18%	2,89%	2,85%	3,74%	2,74%	1,99%	2,50%	2,91%

Tabelul 7.11 Comparație între valorile obținute prin calcul și cele obținute prin evidență

	Ian.	Feb.	Mar.	Apr.	Mai	Iunie	Iulie	August	Sept.	Oct.	Noi.	Dec.	An 2005
Pierderi calculate MWh	1572	2026	2543	1752	1565	1590	1446	1430	1940	1640	1324	1762	20589
Pierderi calculate totale %	2,29%	3,07%	3,76%	3,20%	3,06%	3,18%	2,89%	2,85%	3,74%	2,74%	1,99%	2,50%	2,91%
Pierderi corectate schimb %	1,89%	2,54%	3,11%	2,65%	2,54%	2,64%	2,39%	2,36%	3,09%	2,27%	1,65%	2,07%	2,41%
Pierderi prin evidență MWh	2184	1833	2341	1473	1355	1176	1098	368	1413	1411	1001	1680	17332
Pierderi prin evidență %	3,18%	2,77%	3,46%	2,69%	2,65%	2,35%	2,19%	0,73%	2,72%	2,36%	1,51%	2,39%	2,45%

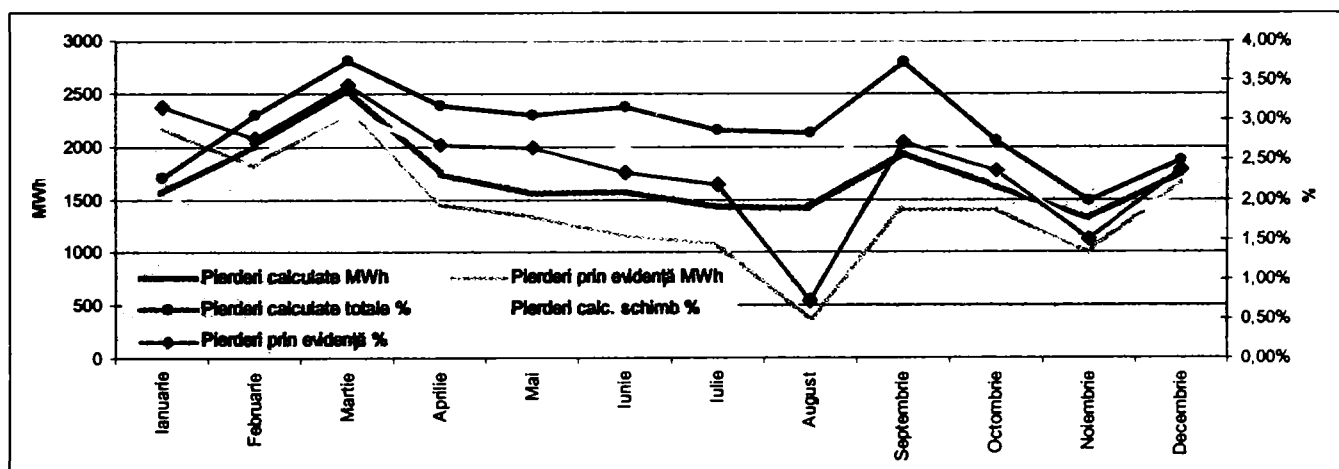


Figura 7.13 Graficul evoluției pierderilor în LEA110kV în anul 2005

LEA de 110kV Sibiu Nord-Copșa Mică de tip AZC înregistrează cea mai mare valoare procentuală și anume 2,11%. Valoarea pierderilor exprimată în MWh este de 7912 MWh, cea mai mare înregistrată la SDFEE Sibiu. Pe această linie se regăsesc 46,42% din totalul pierderilor calculate ceea ce o indică drept zona de rețea în care este localizată cea mai importantă parte a lor. Factorul determinant pentru această situație este funcționarea în buclă a acestei linii. Prin închiderea întrerupătorului evidențiat în Figura 7.14 se crează o buclă închisă în rețeaua de 110kV pentru transportul de energie electrică dinspre Stația Sibiu- Sud prin stația Sibiu Nord spre SDFEE Mureș.

În Figura 7.12 se observă faptul că funcționarea cu abatere de la schema normală (întrerupătorul de pe LEA 110kV Copșa –Mediaș) închis determină creșterea de la 0,47% la 2,09% a pierderilor exprimate în procente.

De fapt pe axa Sibiu Sud-Sibiu Nord-Copșa Mică se regăsesc 11513Mwh adică 67,55% din totalul pierderilor calculate. Această concluzie este validată și de calculul prin evidență care indică o valoare de 12598MWh adică 71% din totalul pierderilor determinate pe baza citirii indexilor contoarelor electronice de pe liniile de 110Kv.

Pentru ilustrarea rezultatelor obținute am ales datele referitoare la LEA110kV care prezintă cele mai mari pierderi și anume LEA 110kV Sibiu Nord-Copșa Mică.

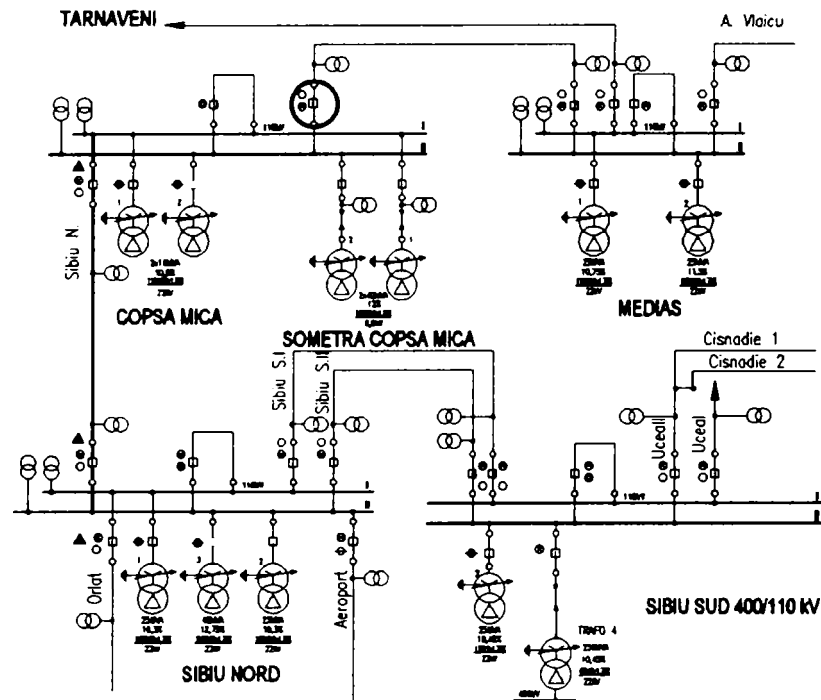


Figura 7.14 Încadrarea în sistem pentru LEA110kV Sibiu Nord-Copșa Mică – evidențiată cu culoare mov.

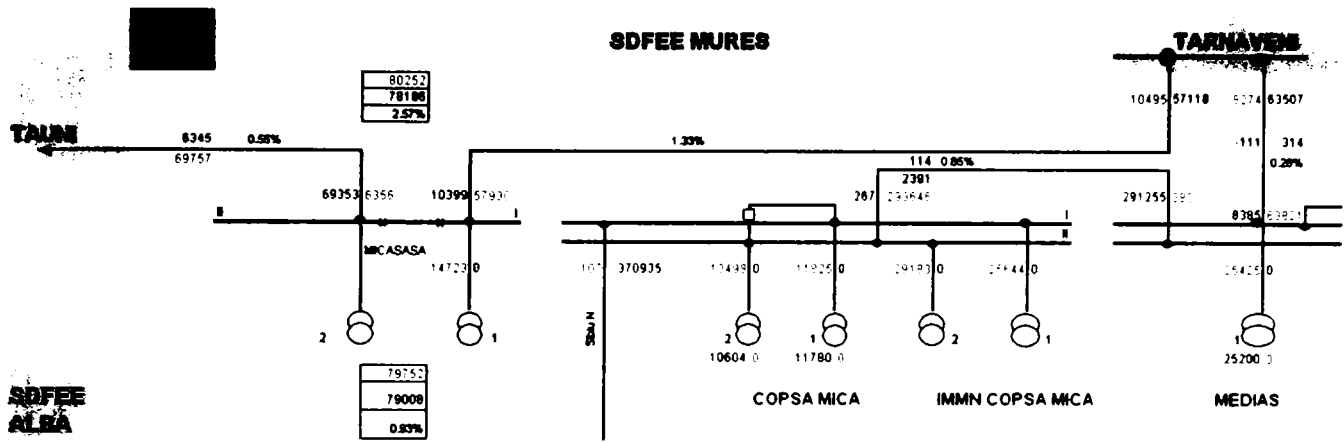
Principalul avantaj oferit de aplicarea metodei descrise mai sus este acela că permite studiul pierderilor în funcție de regimul de funcționare fără a apela la aplicații software specializate. Reprezentarea curbei de sarcină același ecran cu valorile calculate pentru pierderi permite evaluarea rapidă a cauzelor care conduc la valori ridicate ale pierderilor. În continuare sunt prezentate câteva exemple concludente pentru elemente de rețea reprezentative.

Pierderile mari (Figura 7.15 a) constatate prin evidența energiilor vehiculate în stația Micăsasa care alimentează transportul feroviar cu tracțiune electrică se regăsesc și la aplicarea metodei propuse și sunt generate în special de energia reactivă vehiculată pe liniile de alimentare. (Figura 7.15 b și c). Se constată de asemenea și confirmarea valorii mari a pierderilor în transformatorul de alimentare al rețelei de tracțiune electrică. (Figura 7.15 d).

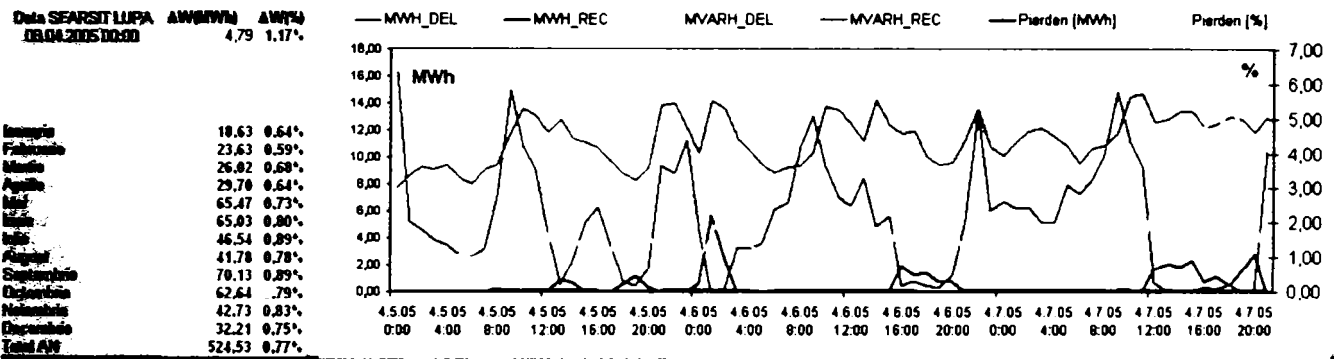
În cazul LEA 110kV utilizate pentru racordarea centralelor electrice (Figura 7.16) am ales cazul LEA110kV Sadu V –Dumbrava prin care se evacuează energia produsă în hidrocentrala SaduV.

Pierderile la funcționarea în regim normal de exploatare al centralei (Figura 7.16 a) se încadrează în limitele admise și reprezintă o valoare cuprinsă între 0,35% și 0,50% din energia livrată. În cazul în care prin barele stației Sadu V se vehiculează și energia produsă la hidrocentrala Lotru (care în regim normal evacuează energia pe linii de 220kV) se ajunge la valori foarte mari pentru pierderile procentuale care pot ajunge până la 1,5% din energia vehiculată (Figura 7.16 b).

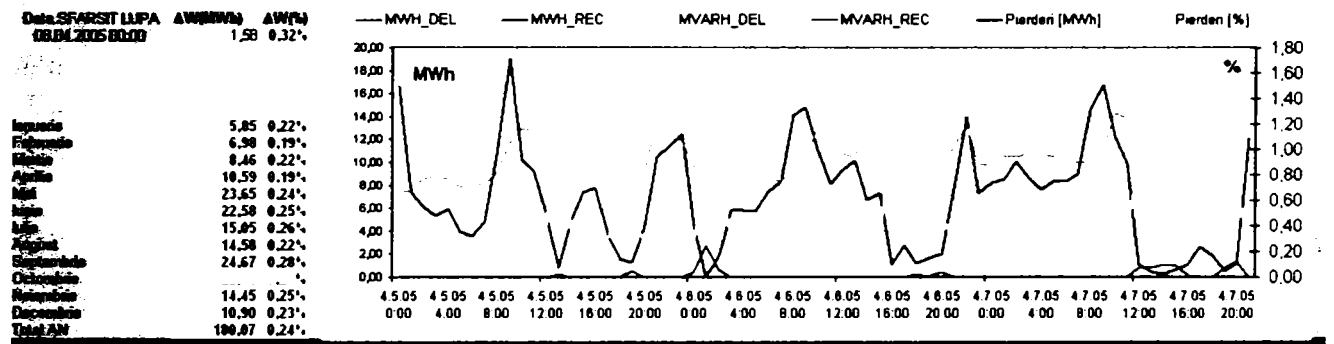
LEA 110kV Orlat-Petrești este un exemplu concludent pentru liniile electrice de distribuție zonală. Și în acest caz se observă că valoarea mare calculată prin evidență este justificată de calculul prin metoda integrării curbei de sarcină. (Figura 7.17)



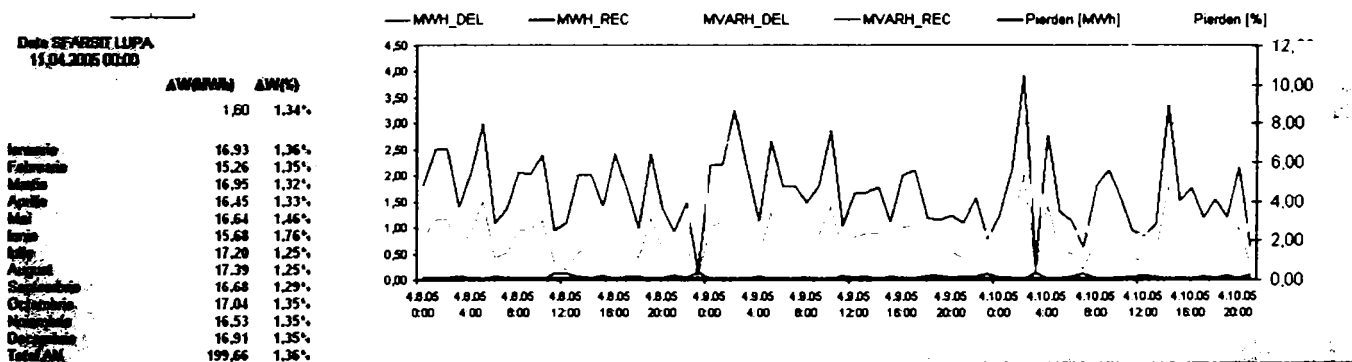
Balanța de energie electrică activă pentru Stația Micăsasa - CFR determinată prin evidență



b) Pierderi calculate pe LEA110 Micăsasa Târnăveni.

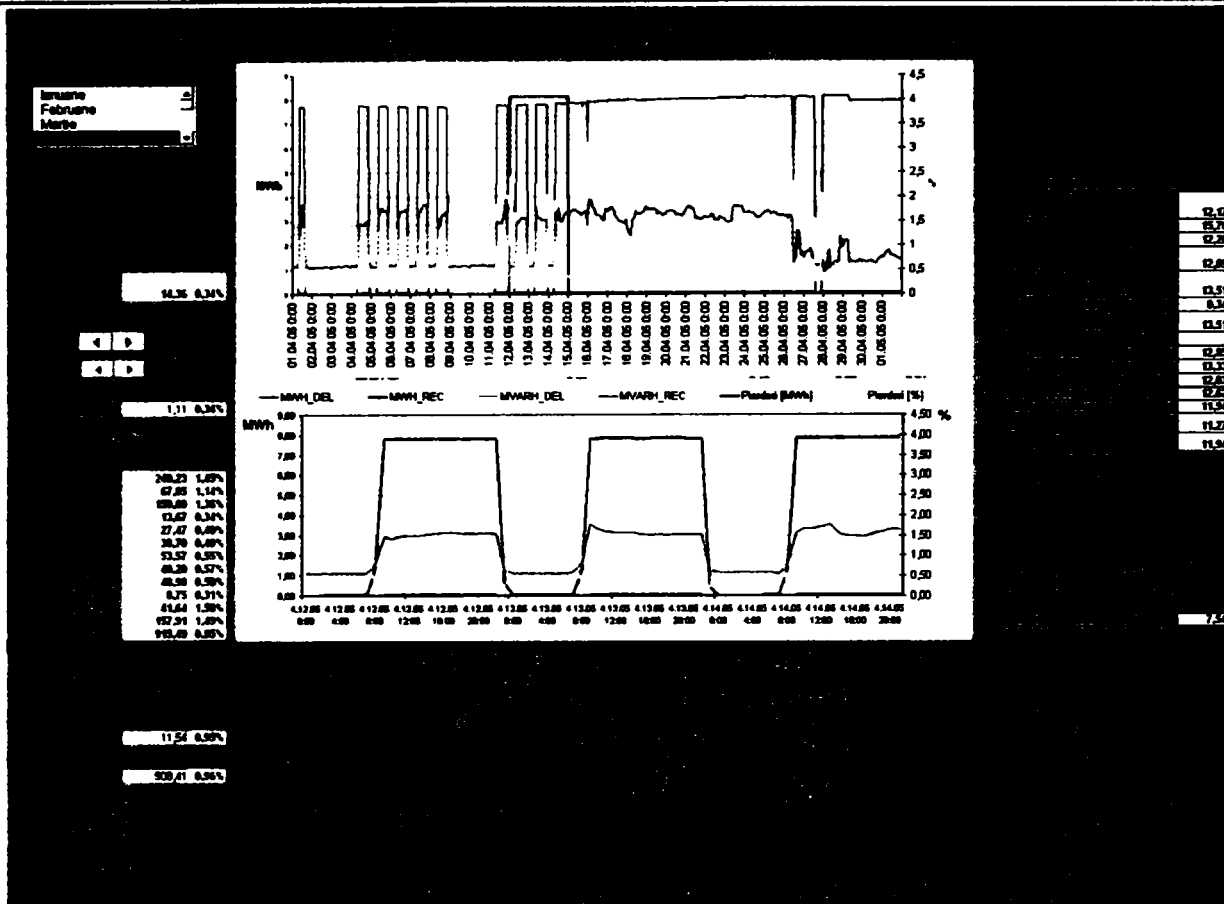


c) Pierderi calculate pe LEA110kV Micăsasa Tăuni.

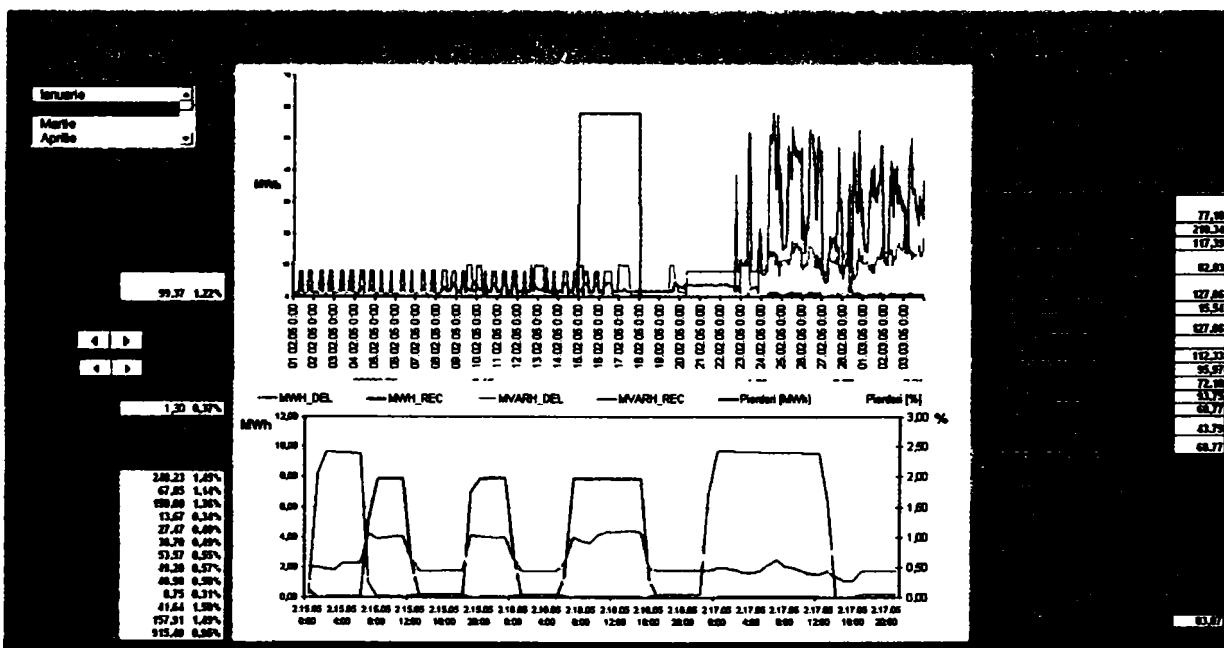


d) Pierderi calculate pe trafa monofazat 110/24kV alimentare transport feroviar în Stația Micăsasa.

Figura 7.15 Analiza comparativă pentru Stația Micăsasa - CFR.

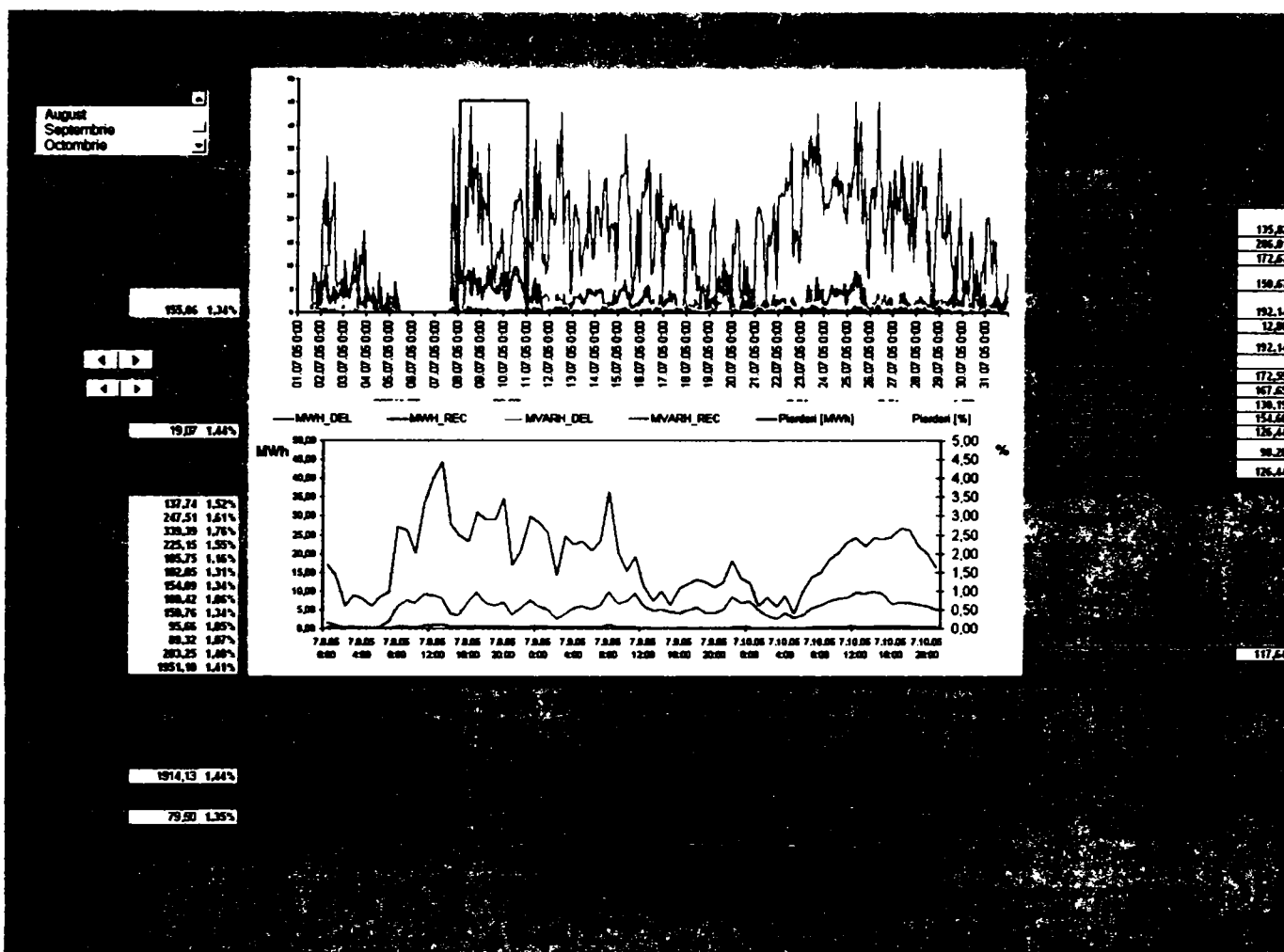


a) pierderi pe LEA Dumbrava –Sadu V de tip racord hidrocentrala la funcționare normală

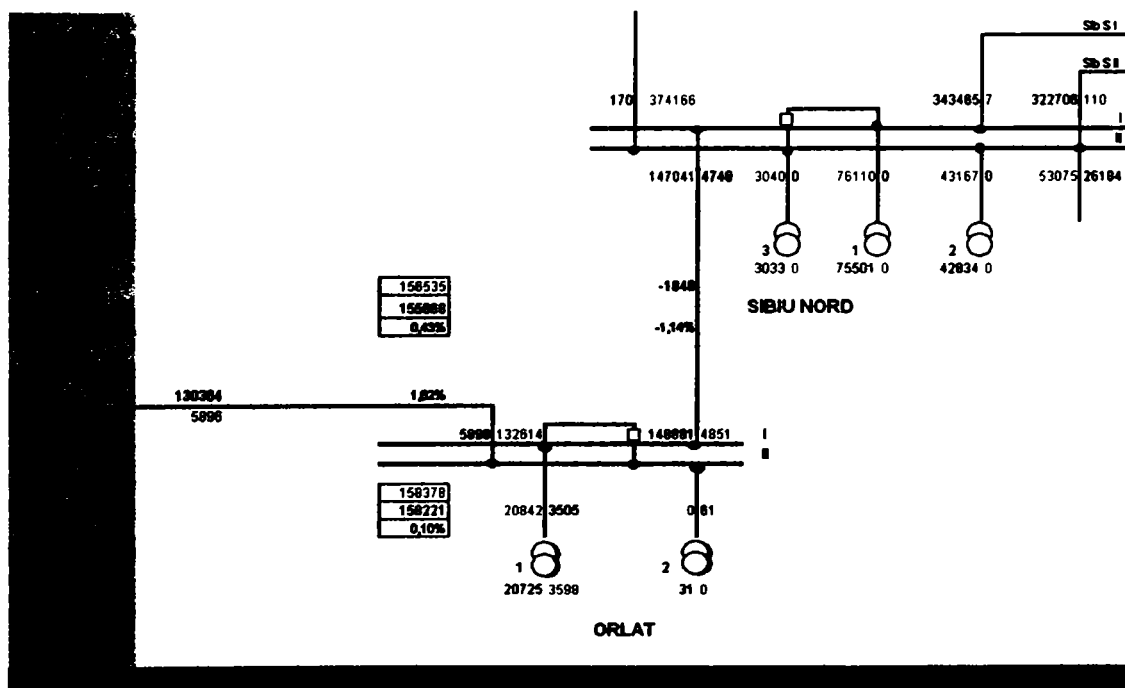


b) pierderi pe LEA Dumbrava –Sadu V de tip racord hidrocentrala la abateri de la schema de funcționare normală (preluare energie produsă la hidrocentrala Lotru suplimentar față de producția de la Sadu V)

Figura 7.16 Exemplu pentru LEA10kV de tip Racordare Centrale



a) Pierderi determinate prin calcul pentru LEA 110kV Orlat-Petrești



a) Pierderi determinate prin evidență pentru LEA 110kV Orlat-Petrești

Figura 7.17 Exemplu pentru LEA110kV de tip Distribuție Zonală

Pierderile au fost calculate prin ambele metode pentru toate liniile electrice aeriene de 110kV de pe raza SDFEE Sibiu. Pentru compararea rezultatelor obținute prin metoda integrării curbei de sarcină cu valorile obținute prin aplicarea metodei timpului de pierderi a fost utilizat coeficientul de omogenitate.

Coeficientul de omogenitate (de variație) este o măsură a dispersiei relative care descrie abaterea medie pătratică ca procent din media aritmetică[68]. Acest coeficient de variație permite compararea împrăștierii valorilor care nu sunt exprimate în aceeași unitate.

Coeficientul de variație (CV) se definește ca raport între abaterea medie pătratică și media aritmetică a ansamblului de observații. Astfel,

$$CV_{\bar{x}} = \frac{\sigma_{\bar{x}}}{\bar{X}} \cdot 100 \quad (7.17)$$

unde: \bar{X} este media aritmetică a valorilor analizate iar

$$\sigma_{\bar{x}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2}{n}} \text{ este abaterea medie pătratică}$$

Coeficientul de variație este cel mai sintetic indicator al împrăștierii, nu numai pentru că permite comparația variabilității, dar și pentru că valorile sale sunt localizate în intervalul {0,100}. Cu cât valorile sale sunt mai apropiate de zero, cu atât seria este mai omogenă (media este mai reprezentativă); cu cât valorile sale sunt mai aproape de 100 cu atât ansamblul valorilor individuale observate este mai eterogen (împrăștierea este mai mare, iar media calculată este mai puțin reprezentativă). Practica utilizării coeficientului de variație a stabilit pragul de trecere de la starea de omogenitate la cea de eterogenitate: dacă $CV \leq 35\%$ colectivitatea este omogenă; dacă $CV > 35\%$ colectivitatea este eterogenă.

Se constată că în cazul liniilor electrice aeriene există diferențe mari între valorile calculate prin metoda integrării curbei de sarcină și valorile determinate pentru unele dintre cele 16 formule diferite de calcul a timpului de pierderi. Din acest motiv coeficienții de omogenitate calculați pentru valorile obținute pe tipuri de linii din Tabelul 7.13 au valori mari apropiate de limita pentru care valorile respective sunt considerate neomogene.

Dacă analizăm numai formulele de calcul recomandate în literatură pentru utilizare în cazul rețelelor de distribuție (1, 8, 11, 13 și 15) valoarea coeficientului de omogenitate scade foarte mult ceea ce sporește gradul de încredere în valorile obținute prin ambele metode. (Tabelul 7.13)

Valorile pentru coeficientul de omogenitate calculat pentru fiecare linie în parte sunt prezentate în ANEXA 22 pentru liniile de tip alimentare zone de consum, ANEXA 23 pentru cele de tip racordare centrale și ANEXA 24 pentru cele de distribuție zonală .

Se observă că valorile coeficientului de omogenitate diferă în limite largi de la un caz individual la altul. Aceasta indică faptul că aplicarea unei singure formule de calcul pentru timpul de pierderi pentru toate liniile poate conduce a apariția de erori importante, în funcție de tipul și regimul de exploatare al acestora.

Tabelul 7.12 Comparație între metodele utilizate în cazul LEA 110kV

	LINII ELECTRICE AERIENE 110kV	Total LEA 110kV AZC MWh	Total LEA 110kV RC MWh	Total LEA 110kV DZ MWh	Total SDFEE Sibiu MWh
Valorile lunare ale pierderilor în LEA110kV calculate cu meoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	998,29	257,90	315,38	1571,57
	Februarie	1514,46	83,45	428,17	2026,08
	Martie	1887,78	183,00	472,30	2543,09
	Aprilie	1388,95	46,15	317,38	1752,49
	Mai	1243,08	68,05	253,88	1565,01
	Iunie	1221,03	67,05	301,71	1589,79
	Iulie	1061,92	90,02	294,34	1446,28
	August	1072,41	80,83	276,95	1430,18
	Septembrie	1455,71	71,60	412,37	1939,68
	Octombrie	1317,67	23,99	297,97	1639,63
	Noiembrie	1003,62	54,08	265,90	1323,60
	Decembrie	1247,50	172,56	341,62	1761,69
		Total AN 2005	15412,42	1198,69	3977,98
	Total AN 2005 cu corecție schimb			432,56	17043,67
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi	AN 2005	AN 2005	AN 2005	AN 2005
1	$\tau^* = p \cdot k_u + (1-p) k_u^2$	16542,82	1215,86	3265,01	21023,69
2	$\tau^* = k_u$	29970,83	3300,90	7661,48	40933,21
3	$\tau^* = k_u / (2 - k_u)$	19317,17	1853,06	4462,78	25633,01
4	$\tau^* = k_u^{1.6}$	18125,44	1267,07	3584,58	22977,09
5	$\tau^* = 1/2(k_u + k_u^2)$	21578,32	1997,75	4913,69	28489,76
6	$\tau^* = (0.124 + T_{max} / 10000)^2$	1164,59	274,87	422,50	1861,96
7	$\tau^* = 1/2(k_u^2 + \alpha k_u + k_u - \alpha)$	21578,32	1997,75	4913,69	28489,76
8	$\tau = T_{max} (2500 + T_{max}) / (6880 - T_{max})$	17625,23	1524,72	3784,12	22934,08
9	$\tau^* = k_u (0.66 + 0.34 k_u)^2$	19692,52	1771,18	4381,03	25844,73
10	$\tau^* = k_u \sqrt{k_u}$	19665,11	1480,18	4067,00	25212,29
11	$\tau^* = 0.17 k_u + 0.83 k_u^2$	16039,27	1137,68	3100,14	20277,09
12	$\tau^* = 0.7 k_u^2 + 0.3 k_u$	18221,32	1476,49	3814,57	23512,38
13	$\tau^* = 0.85 k_u^2 + 0.15 k_u$	15703,57	1085,55	2990,23	19779,35
14	$\tau^* = k_u^2$	13185,82	694,60	2165,89	16046,31
15	$\tau^* = 0.8 k_u^2 + 0.2 k_u$	15703,57	1085,55	2990,23	19779,35
	Coefficientul de variație CV	32,06%	44,53%	38,82%	33,64%

Tabelul 7.13 Coeficienți de omogenitate în cazul selectării formulelor de calcul dedicate pentru distribuție.

	LINII ELECTRICE AERIENE 110kV	Total LEA 110kV AZC MWh	Total LEA 110kV RC MWh	Total LEA 110kV DZ MWh	Total SDFEE Sibiu MWh
Valorile lunare ale pierderilor în LEA110kV calculate cu meoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	998,29	257,90	315,38	1571,57
	Februarie	1514,46	83,45	428,17	2026,08
	Martie	1887,78	183,00	472,30	2543,09
	Aprilie	1388,95	46,15	317,38	1752,49
	Mai	1243,08	68,05	253,88	1565,01
	Iunie	1221,03	67,05	301,71	1589,79
	Iulie	1061,92	90,02	294,34	1446,28
	August	1072,41	80,83	276,95	1430,18
	Septembrie	1455,71	71,60	412,37	1939,68
	Octombrie	1317,67	23,99	297,97	1639,63
	Noiembrie	1003,62	54,08	265,90	1323,60
	Decembrie	1247,50	172,56	341,62	1761,69
		Total AN 2005	15412,42	1198,69	3977,98
	Total AN 2005 cu corecție schimb			432,56	17043,67
Nr.	Formula de calcul pt. timpul de pierderi τ^*	AN 2005	AN 2005	AN 2005	AN 2005
1	$\tau^* = p \cdot k_u + (1-p) k_u^2$	16542,82	1215,86	3265,01	21023,69
8	$\tau = T_{max} (2500 + T_{max}) / (6880 - T_{max})$	17625,23	1524,72	3784,12	22934,08
11	$\tau^* = 0.17 k_u + 0.83 k_u^2$	16039,27	1137,68	3100,14	20277,09
13	$\tau^* = 0.85 k_u^2 + 0.15 k_u$	15703,57	1085,55	2990,23	19779,35
15	$\tau^* = 0.8 k_u^2 + 0.2 k_u$	15703,57	1085,55	2990,23	19779,35
	Coeficientul de variație CV	2,80%	7,62%	7,12%	3,19%

7.3.3 Rezultate obținute pentru Transformatoarele 110/20kV din stațiile de transformare

Acești metodă a fost aplicată și pentru determinarea pierderilor în trafo 110/20kV cu modificările de rigoare. Pentru calculul pierderilor orare a fost utilizată formula (6.15). Datele tehnice ale transformatoarelor de putere au fost preluate din baza de date GIS. Pentru această aplicație sunt necesare puterea nominală, pierderile la mers în gol și pierderile specifice în cupru.

Și în acest caz tensiunea a fost considerată constantă. Această aproximație este necesară deoarece valorile măsurate de contoarele electronice sunt valori instantanee, determinate în momentul citirii contorului, o singură dată pe zi. Deoarece interogarea are loc în primele ore ale zilei valorile obținute nu sunt relevante.

Metoda a fost aplicată pentru toate transformatoarele de putere din gestiunea SDFEE Sibiu. Datele obținute au fost centralizate și comparate cu valorile determinate prin evidență. În Tabelul 7.14 se prezintă ca exemplu rezultatele obținute pentru Transformatorul 110/20kV din stația de transformare Mediaș.

Tabelul 7.14 Rezultatele calcului pierderilor pe TRAF0 110/20kV
prin metoda integrării curbei de sarcină

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	
1														
2		Titlu: Analiza Curbei de Sarcina										S _{tr} =	25,00	MW
3		Punct de masura: Medias_TR1_110kv										P _{fe} =	22,60	kW
4		Perioada: 01/01/2005 00 00-01/01/2006 00 00												
5		Unitate de masura: MEGA										P _{cu} =	126,9	kW
6		Rezoluție: 1 Ora										U=	110	kV
7														
8	Data/Timp	MWH_DEL	MWH_REC	MVARH_DEL	MVARH_REC	MWh	MVARh	MVAh	S/Sn	Pierderi (MWh)	Pierderi (%)			
9	01.01.2005 00:00	10,77	0,00	2,90	0,00	10,77	2,90	11,15	0,45	0,04786	0,44			
10	01.01.2005 01:00	9,96	0,00	2,74	0,00	9,96	2,74	10,32	0,41	0,04422	0,44			
11	01.01.2005 02:00	9,29	0,00	2,69	0,00	9,29	2,69	9,67	0,39	0,04158	0,45			
12	01.01.2005 03:00	8,64	0,00	2,58	0,00	8,64	2,58	9,02	0,36	0,03911	0,45			
13	01.01.2005 04:00	8,31	0,00	2,59	0,00	8,31	2,59	8,71	0,36	0,03799	0,46			
14	01.01.2005 05:00	8,13	0,00	2,60	0,00	8,13	2,60	8,54	0,34	0,03740	0,46			
15	01.01.2005 06:00	7,91	0,00	2,40	0,00	7,91	2,40	8,27	0,33	0,03648	0,46			
16	01.01.2005 07:00	7,70	0,00	2,24	0,00	7,70	2,24	8,02	0,32	0,03565	0,46			
17	01.01.2005 08:00	7,22	0,00	1,74	0,00	7,22	1,74	7,42	0,30	0,03379	0,47			
8756	31.12.2005 11:00	1,00	0,00	0,00	0,01	1,00	0,01	1,00	0,04	0,02280	2,28			
8757	31.12.2005 12:00	0,98	0,00	0,00	0,02	0,98	0,02	0,98	0,04	0,02280	2,33			
8758	31.12.2005 13:00	0,96	0,00	0,00	0,02	0,96	0,02	0,96	0,04	0,02279	2,36			
8759	31.12.2005 14:00	0,92	0,00	0,00	0,05	0,92	0,05	0,92	0,04	0,02277	2,48			
8760	31.12.2005 15:00	0,93	0,00	0,00	0,05	0,93	0,05	0,93	0,04	0,02277	2,46			
8761	31.12.2005 16:00	0,96	0,00	0,00	0,06	0,96	0,06	0,96	0,04	0,02279	2,38			
8762	31.12.2005 17:00	1,04	0,00	0,00	0,05	1,04	0,05	1,04	0,04	0,02282	2,19			
8763	31.12.2005 18:00	1,07	0,00	0,00	0,03	1,07	0,03	1,07	0,04	0,02283	2,13			
8764	31.12.2005 19:00	1,08	0,00	0,00	0,03	1,08	0,03	1,08	0,04	0,02284	2,11			
8765	31.12.2005 20:00	1,03	0,00	0,00	0,04	1,03	0,04	1,03	0,04	0,02282	2,21			
8766	31.12.2005 21:00	1,07	0,00	0,00	0,03	1,07	0,03	1,07	0,04	0,02283	2,13			
8767	31.12.2005 22:00	1,00	0,00	0,00	0,05	1,00	0,05	1,00	0,04	0,02280	2,28			
8768	31.12.2005 23:00	1,00	0,00	0,00	0,05	1,00	0,05	1,00	0,04	0,02280	2,28			
8801	Maxim	13,76	0,00	3,24	4,93	25416,53	8575,26	27320,14		217,51	TF	8678 h		
8802	Total	25416,5	0,0	2034,9	5740,4	5,0	4,9	13,8	0,6					

A fost utilizată curba de sarcină pentru un întregul an 2005 ceea ce a permis determinarea automată a valorilor înregistrate în zilele caracteristice. Suplimentar s-au determinat și principalii coeficienți caracteristici pentru curba anuală, coeficientul de umplere k_u , și timpul total de funcționare T_f . De asemenea se determină valorile puterilor active și reactive în zilele caracteristice. În Tabelul 7.15 se regăesc aceste valori determinate pentru același transformator 110/20kV din stația Mediaș.

Tabelul 7.15 Determinarea valorilor pentru zilele
caracteristice și pentru indicatorii curbei de
sarcină pentru TRAF0 110/20kV

Trafo	Gol de sarcina		Varf dimineata				Varf seara		
Medias_TR1_110kv	1.17.05 3:00	17/01/2005 04:00	19/01/2005 09:00	19/01/2005 11:00	19/01/2005 12:00	19/01/2005 18:00	19/01/2005 19:00	19/01/2005 20:00	
Zi caracteristica IARNIA	P	2,615	2,65	5,608	5,635	5,732	4,427	4,033	4,199
Q	0,759	0,789	0	0	0	1,308	1,137	1,327	
Zi caracteristica Vars	P	7.18.05 4:00		7.20.05 11:00		7.20.05 12:00	7.20.05 22:00		
Q	1,414			4,041		3,65	2,907		
	0,264			1,985		1,8	0,774		
	Pmaxdel	Qmaxdel	Data	Pmin	EA GWh	ER GWh	TF	DWmas	
	13,76	0,63	2.11.05 9:00	2,615	25,42	2,83	8678	217,51	

Date nominale	Valori calculate din curba de sarcina annuala							
S_{tr}	25,00	S_{max}	13,77	P_{max}	13,76	T_{max}	1983,72	
P_{fe}	22,60	S_{med}	3,15	P_{med}	2,90	T_{max}	0,23	
P_{cu}	126,90	S_{max}/S_{tr}	0,55	P_{max}/P_n				
U	110,00	k_u	0,23	k_{up}	0,21	α	(P _{min} /P _{max})	0,19

Acești parametrii au fost utilizați, în cadrul aceleiași aplicații pentru calcularea pierderilor prin metoda timpului de pierderi în scopul comparării rezultatelor obținute prin cele două metode. S-au utilizat mai multe formule de calcul indicate în literatură pentru calculul timpului de pierderi în funcție de coeficientul de umplere al curbei de sarcină de putere activă k_{UP} sau de coeficientul de umplere al curbei de sarcină de putere aparentă k_u .

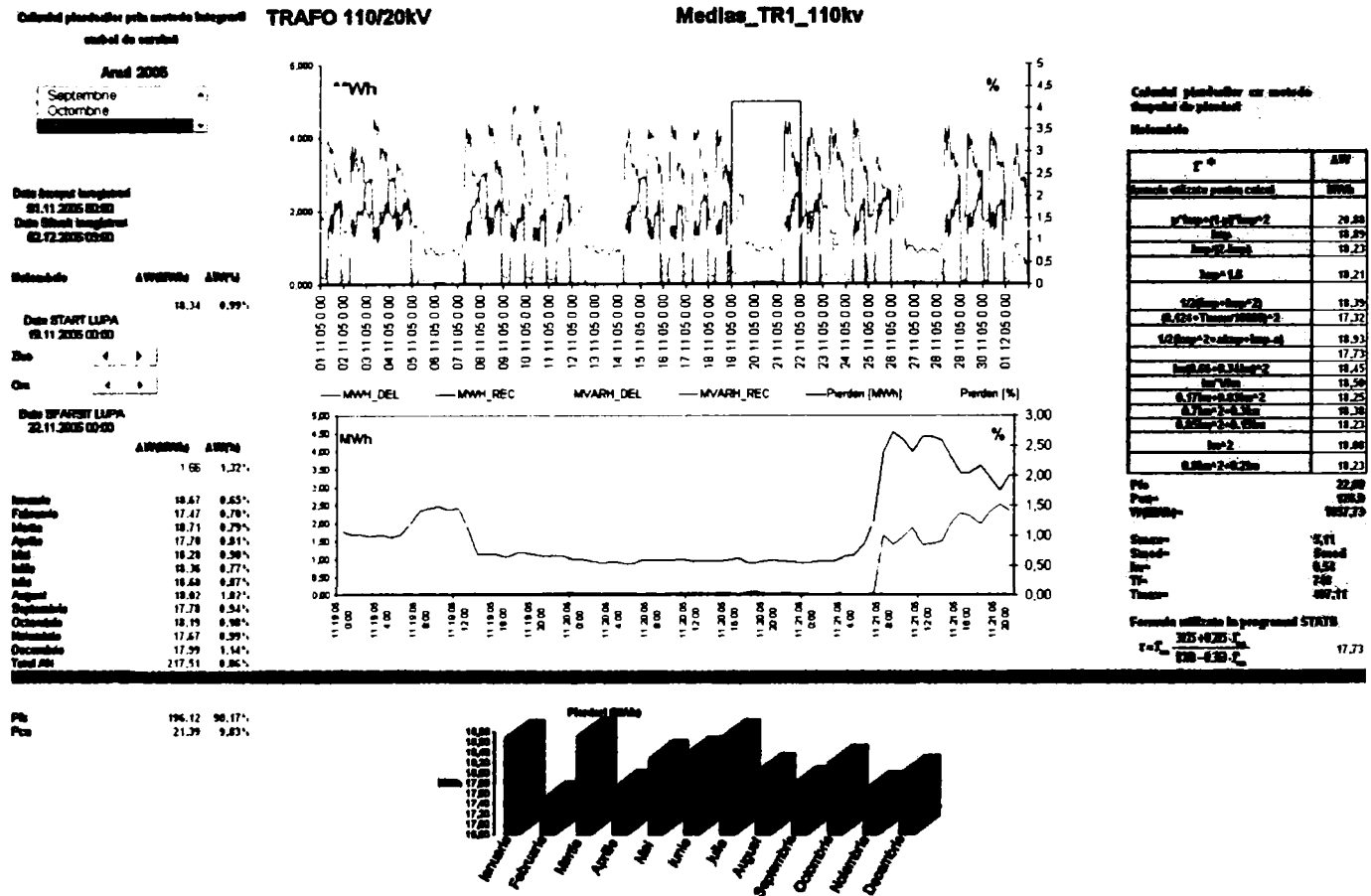


Figura 7.18 Curba de sarcină și pierderi pe Trafo 1 110kV Mediaș

În Figura 7.18 se poate observa o curbă de sarcină clasică înregistrată pentru un transformator care alimentează consumatori industriali conectați la o rețea de distribuție urbană. Se poate observa că în timpul zilelor de repaos, sâmbătă și duminică menținerea în funcțiune a transformatorului încărcat mult sub puterea nominală determină creșterea valorii exprimate procentual la peste 2% pe pentru pierderile de energie. O altă observație importantă este aceea că ponderea pierderilor constante reprezintă 90,17% din totalul calculat. Aceste două cauze conduc la înregistrarea unor pierderi de energie importante în cazul acestui transformator.

Tot în Figura 7.18 se pot observa valorile calculate prin metoda timpului de pierderi

Cele 16 formule de calcul [5], [52] pentru timpul de pierderi care au fost utilizate în cadrul aplicației sunt prezentate în Tabelul 6.16.

Este evidențiată formula utilizată în programul STATII, utilizat în metodologia de postcalcul aprobată de S.C. Electrica S.A.

Tabelul 7.16 Rezultatele pentru calculul pierderilor anuale în Trafo 110kV prin metoda timpului de pierderi

Nr	τ_*	τ_*	ΔW_{Fe}	ΔW_{Cu}	ΔW_{tot}	$\Delta W_{tot} - \Delta W_{calc}$	$\Delta W_{tot} - \Delta W_{calc}$
	Formula		MWh	MWh	MWh	MWh	%
1	$\tau = T_{max} \cdot \frac{3175 + 0.275 \cdot T_{max}}{8760 - 0.363 \cdot T_{max}}$	0,11	196,12	35,35	231,48	-13,96	-6,42%
2	$\tau_{p*} = p \cdot k_{uP} + (1-p)k_{uP}^2$	0,08	196,12	29,25	225,37	-7,86	-3,61%
3	$\tau_* = k_{uP}$	0,21	196,12	70,49	266,61	-49,10	-22,57%
4	$\tau_{p*} = \frac{k_{uP}}{2 - k_{uP}}$	0,12	196,12	39,40	235,52	-18,01	-8,28%
5	$\tau_{p*} = k_{uP}^{1,6}$	0,08	196,12	27,71	223,83	-6,32	-2,90%
6	$\tau_{p*} = 0,5 \cdot (k_{uP} + k_{uP}^2)$	0,13	196,12	42,68	238,80	-21,29	-9,79%
7	$\tau_{p*} = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2$	0,10	196,12	34,73	230,85	-13,34	-6,13%
8	$\tau_{p*} = 0,5 \cdot (k_{uP}^2 + \alpha \cdot k_{uP} + k_{uP} - \alpha)$	0,05	196,12	17,62	213,74	3,78	1,74%
9	$\tau_{p*} = 2 \cdot T_{max} \cdot -1 + \frac{1 - T_{max}}{1 + T_{max} \cdot 2 \cdot \frac{P_{max}}{P_{min}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{max}}{P_{min}}\right)^2$	0,05	196,12	17,91	214,04	3,48	1,60%
10	$\tau_{p*} = k_u (0,66 + 0,34 \cdot k_u)^2$	0,12	196,12	41,58	237,70	-20,19	-9,28%
11	$\tau_{p*} = k_u \cdot \sqrt{k_u}$	0,11	196,12	36,53	232,65	-15,13	-6,96%
12	$\tau_{p*} = 0,83 \cdot k_u^2 + 0,17 \cdot k_u$	0,08	196,12	27,48	223,60	-6,09	-2,80%
13	$\tau_* = 0,7 \cdot k_u^2 + 0,3 \cdot k_u$	0,11	196,12	35,14	231,27	-13,75	-6,32%
14	$\tau_{p*} = 0,85 \cdot k_u^2 + 0,15 \cdot k_u$	0,08	196,12	26,30	222,43	-4,91	-2,26%
15	$\tau_{p*} = k_u^2$	0,05	196,12	17,46	213,59	3,93	1,81%
16	$\tau_* = 0,8 \cdot k_u^2 + 0,2 \cdot k_u$	0,08	196,12	26,30	222,43	-4,91	-2,26%

Pentru compararea celor două metode utilizate în Tabelul 6.16 sunt evidențiate diferențele ($\Delta W_{tot} - \Delta W_{calc}$) dintre rezultatul obținut prin metoda integrării curbei de sarcină și fiecare dintre valorile determinate pentru formule diferite de calcul pentru timpul de pierderi atât în unități fizice MWh cât și procentual.

Transformatoarele au fost grupate în funcție de zona de rețea pe care o alimentează iar valorile obținute sunt prezentate pentru fiecare dintre ele în. În cazul transformatoarelor se observă în general diferențe mici între cele două metode.

Analiza valorilor obținute pentru toate transformatoarele din stațiile SDFEE Sibiu a fost efectuată tot prin utilizarea coeficientului de omogenitate și este prezentată în Tabelul 7.17.

Se observă valori mult mai reduse ale acestui coeficient, fapt ce indică o corelare mult mai bună între rezultatele obținute prin metode diferite de calcul. Acest fapt se datorează în mare măsură faptului că pierderile constante, care se calculează în același mod pentru ambele metode, au o pondere importantă în cazul transformatoarelor analizate.

Tabelul 7.17 Coeficientul de omogenitate în cazul
calculului efectuate pentru transformatoare
110/20kV

		SDFEE Sibiu	CE Sibiu	CE Sibiu Exterior	CE Medias
Valorile lunare ale pierderilor în TRAFU 110/20kV cu meoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	381,51	185,43	88,63	107,45
	Februarie	365,17	177,29	89,13	98,74
	Martie	390,34	187,46	95,83	107,05
	Aprilie	353,38	162,77	92,17	98,44
	Mai	348,37	158,37	92,44	97,56
	Iunie	337,46	159,71	88,88	88,87
	Iulie	346,44	158,76	92,73	94,95
	August	348,00	157,90	92,24	97,86
	Septembrie	345,44	160,52	91,26	93,66
	Octombrie	370,95	175,52	96,56	98,87
	Noiembrie	388,40	185,42	100,74	102,24
	Decembrie	400,74	183,30	109,03	108,41
	Total	4376,19	2052,45	1129,63	1194,10
Pierderi indep. (Pfe)	3315,48	1280,49	978,68	1056,30	
Pierderi dep. (Pcu)	1060,72	771,96	150,95	137,80	
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi	AN 2005			
1	$\tau = T_{max} \cdot \frac{3175 + 0.275 \cdot T_{max}}{8760 - 0.363 \cdot T_{max}}$	4635,14	2243,93	1171,86	1219,36
2	$2\tau^* = p \cdot k_{up} + (1-p) k_{up}^2$	4572,36	2195,04	1160,34	1216,98
3	$\tau^* = k_{up}$	5607,06	3003,65	1276,12	1327,28
4	$\tau^* = k_{up} / (2 - k_{up})$	4746,11	2364,52	1157,86	1223,73
5	$\tau^* = k_u^{1.6}$	4616,21	2280,03	1131,59	1204,58
6	$\tau^* = 1/2(k_{up} + k_{up}^2)$	4912,00	2492,27	1177,31	1242,43
7	$\tau^* = (0.124 + T_{max}/10000)^2$	4625,47	2244,74	1171,19	1209,54
8	$\tau^* = 1/2(k_{up}^2 + \alpha k_{up} + k_{up} - \alpha)$	4391,03	2146,83	1079,39	1164,81
9	$\tau_{p.} = 2 \cdot T_{max} \cdot -1 + \frac{1 - T_{max}}{1 + T_{max} \cdot -2 \cdot \frac{P_{max}}{P_{min}}} \left(1 - \frac{P_{max}}{P_{min}}\right)^2$	4355,15	2045,73	1123,19	1186,24
10	$\tau^* = k_u (0.66 + 0.34 k_u)^2$	4842,67	2389,68	1202,18	1250,80
11	$\tau^* = k_u \sqrt{k_u}$	4832,32	2384,53	1199,10	1248,69
12	$\tau^* = 0.17 k_u + 0.83 k_u^2$	4529,71	2164,25	1153,80	1211,66
13	$\tau^* = 0.7 k_u^2 + 0.3 k_u$	4714,54	2297,66	1182,15	1234,73
14	$\tau^* = 0.85 k_u^2 + 0.15 k_u$	4501,27	2143,72	1149,44	1208,11
15	$\tau^* = k_u^2$	4288,00	1989,78	1116,74	1181,48
16	$\tau^* = 0.8 k_u^2 + 0.2 k_u$	4501,27	2143,72	1149,44	1208,11
Coeficientul de variație CV		6,38%	9,95%	3,59%	2,89%

Modul de calcul al pierderilor în rețelele de distribuție de 110kV propus în acest capitol este în primul rând destinat detalierii acestui tip de analiză.

Deoarece este disponibilă curba de sarcină pe durata unui an întreg există posibilitatea urmăririi lunare, mai precise, a valorii pierderilor în raport cu regimul de funcționare al rețelei. Prin crearea unei ferestre de detaliu care poate fi poziționată de utilizator se poate în continuare focaliza aria de interes pentru determinarea situațiilor defavorabile.

Pe lângă calculul pierderilor prin metoda integrării curbei de sarcină se propune comparația simultană cu alte metode utilizate în mod curent.

Corectarea parametrilor schemelor echivalente se poate realiza direct în fișierul de lucru, sau prin preluare automată a valorilor acestora din baza de date GIS.

Meoda poate fi aplicată indiferent de sursa de proveniență a datelor deoarece utilizează în fundal o aplicație larg răspândită, de tip spreadsheet care are multiple posibilități de import și export a datelor.

Deși inițial a fost depus un volum mare de muncă realizarea aplicației sub forma unei matrițe va necesita în viitor doar actualizarea legăturii cu baza de date referitoare la curbele de sarcină arhivate în cadrul sistemului de telegestiune.

7.3.4 Automatizarea calculului

Validarea metodei propuse pentru calcul pierdrilor în transformatoarele 110kV/20kV a condus la aplicarea acesteia direct în programul utilizat pentru generarea rapoartelor. Se utilizează un tip de raport definit de utilizator care conține trei coloane. În prima coloană se calculează puterea aparentă orară din valorile puterilor active și reactive corespunzătoare orei respective.

În coloana următoare se calculează pierderile orare cu formula (7.15). ultima coloană conține valoarea procentuală raportată la energia activă vehiculată. Raportul în formă tabelară (Figura 7.20) sau sub formă de grafic (Figura 7.19) permit evaluarea rapidă a cuantumului pierderilor pe o perioadă determinată, precum și evoluția relativ la sarcina tranzitată prin element.

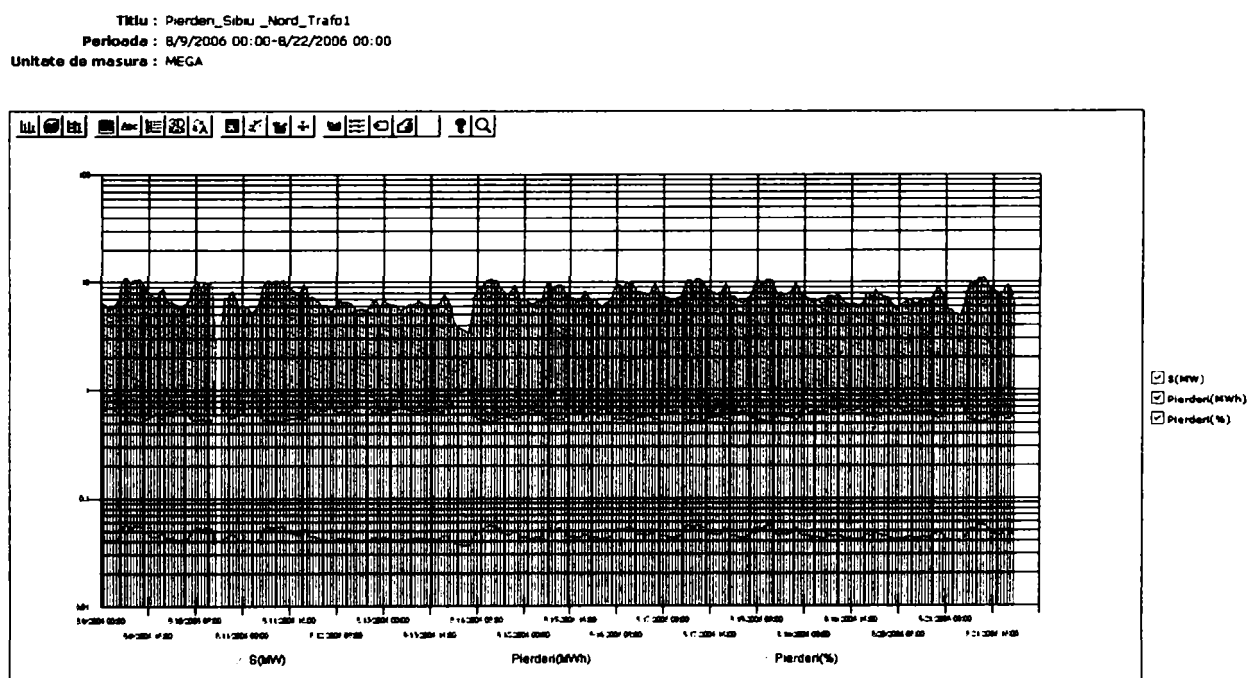


Figura 7.19 Reprezentarea grafică a pierderilor calculate pentru TRAF0 110/20kV

AMM Web System Microsoft Internet Explorer [Working Offline]

Titlu: Pierdeni_Sibiu_Nord_Trafo1
 Perioada: 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00
 Unitate de masura: MEGA

Data/Ora	S(MW)	Pierderi(MWh)	Pierderi(%)
8/9/2006 00:00	6.73	0.043	0.64
8/9/2006 01:00	6.44	0.042	0.66
8/9/2006 02:00	6.18	0.042	0.68
8/9/2006 03:00	5.67	0.041	0.72
8/9/2006 04:00	6.10	0.042	0.68
8/9/2006 05:00	6.38	0.042	0.66
8/9/2006 06:00	7.22	0.044	0.62
8/9/2006 07:00	9.68	0.052	0.54
8/9/2006 08:00	11.13	0.058	0.52
8/9/2006 09:00	11.09	0.058	0.52
8/9/2006 10:00	9.71	0.052	0.54
8/9/2006 11:00	10.80	0.056	0.52
8/9/2006 12:00	10.79	0.056	0.52
8/9/2006 13:00	11.02	0.057	0.52
8/9/2006 14:00	10.23	0.054	0.53
8/9/2006 15:00	9.28	0.051	0.55
8/9/2006 16:00	8.49	0.048	0.57
8/9/2006 17:00	7.88	0.046	0.59
8/9/2006 18:00	7.37	0.045	0.61
8/9/2006 19:00	7.30	0.045	0.61
8/9/2006 20:00	8.40	0.048	0.57
8/9/2006 21:00	8.86	0.049	0.56
8/9/2006 22:00	7.57	0.045	0.60
8/9/2006 23:00	6.48	0.043	0.66
8/10/2006 00:00	6.78	0.043	0.64
8/10/2006 01:00	6.37	0.042	0.66
8/10/2006 02:00	6.23	0.042	0.67
8/10/2006 03:00	5.73	0.041	0.71
8/10/2006 04:00	6.26	0.042	0.67
8/10/2006 05:00	6.39	0.042	0.66
8/10/2006 06:00	7.00	0.044	0.63
8/10/2006 07:00	9.09	0.050	0.55
8/10/2006 08:00	9.94	0.053	0.53
8/10/2006 09:00	10.48	0.055	0.53
8/10/2006 10:00	8.92	0.050	0.56
8/10/2006 11:00	10.22	0.054	0.53
8/10/2006 12:00	10.11	0.054	0.53
...			
8/20/2006 08:00	6.04	0.042	0.69
8/20/2006 09:00	6.40	0.042	0.66
8/20/2006 10:00	6.69	0.043	0.65
8/20/2006 11:00	6.97	0.044	0.63
8/20/2006 12:00	6.92	0.044	0.63
8/20/2006 13:00	6.64	0.043	0.65
8/20/2006 14:00	6.44	0.043	0.66
8/20/2006 15:00	6.83	0.043	0.64
8/20/2006 16:00	6.96	0.044	0.63
8/20/2006 17:00	6.85	0.044	0.64
8/20/2006 18:00	6.70	0.043	0.64
8/20/2006 19:00	7.05	0.044	0.62
8/20/2006 20:00	7.90	0.046	0.59
8/20/2006 21:00	8.88	0.049	0.56
8/20/2006 22:00	8.61	0.049	0.56
8/20/2006 23:00	7.78	0.046	0.59
8/21/2006 00:00	6.05	0.042	0.69
8/21/2006 01:00	5.57	0.041	0.73
8/21/2006 02:00	5.63	0.041	0.72
8/21/2006 03:00	5.12	0.040	0.77
8/21/2006 04:00	5.15	0.040	0.77
8/21/2006 05:00	4.99	0.039	0.79
8/21/2006 06:00	5.99	0.041	0.69
8/21/2006 07:00	8.31	0.048	0.57
8/21/2006 08:00	9.74	0.052	0.54
8/21/2006 09:00	9.96	0.053	0.53
8/21/2006 10:00	9.42	0.051	0.54
8/21/2006 11:00	10.84	0.057	0.52
8/21/2006 12:00	10.99	0.057	0.52
8/21/2006 13:00	11.18	0.058	0.52
8/21/2006 14:00	10.09	0.054	0.53
8/21/2006 15:00	8.61	0.049	0.56
8/21/2006 16:00	8.46	0.048	0.57
8/21/2006 17:00	8.21	0.047	0.59
8/21/2006 18:00	7.93	0.046	0.59
8/21/2006 19:00	7.62	0.046	0.60
8/21/2006 20:00	8.92	0.050	0.56
8/21/2006 21:00	9.69	0.052	0.54
8/21/2006 22:00	8.65	0.049	0.56
8/21/2006 23:00	7.24	0.045	0.61
MIN	0.000	0.000	0.68
MAX	11.18	0.058	1.49
TOTAL	2,963.43	1,038.758	43.87

Figura 7.20 Reprezentarea tabelară a pierderilor calculate pentru TRAF0 110/20kV

7.4 Concluzii, contribuții personale

În cadrul acestui capitol a fost efectuată o analiză de detaliu a modului de determinare a pierderilor în rețelele electrice aflate în gestiunea unei sucursale de distribuție.

Se prezintă principiile și metodele care se aplică în activitatea curentă și se realizează o sinteză a rezultatelor obținute. Se propune un mod de interpretare a acestor rezultate care să permită evaluarea lor cu un grad mai mare de corectitudine.

Pornind de la recomandările cuprinse în concluziile studiului efectuat de ISPE pentru determinarea pierderilor pe ansamblul S.C. Electrica S.A., care subliniază necesitatea de a acorda o atenție specială pierderilor în rețeaua de distribuție de 110kV aferentă SDFEE Sibiu, au fost dezvoltate metode noi de analiză.

Aceste metode utilizează în special volumul uriaș de informații achiziționat de sistemul de Telegestiune a energiei electrice pe ansamblul rețelei de 110kV. Deoarece sunt disponibile date înregistrate orar pentru toate elementele componente ale rețelei (linii electrice aeriene de 110kV și transformatoare 110/20kV) este posibil ca pe lângă analiza globală a rețelei să fie efectuate studii pe porțiuni mai restânse de rețea până la studiul pe fiecare element în parte.

Pentru determinarea prin evidență a pierderilor a fost realizată o aplicație care permite individualizarea pierderilor pe elemente de rețea și în special efectuarea de balanțe lunare pentru punctele de schimb. Aplicația utilizează ca suport o un program informatic de tip spreadsheet care preia automat datele utilizate în mod curent la întocmirea documentelor de evidență a energiei electrice tranzitate prin rețelele de distribuție și le reprezintă pe schema rețelei de 110kV. Apoi se utilizează formulele de calcul predefinite pentru determinarea pierderilor pentru elementul sau zona definită de utilizator.

S-au efectuat calcule pentru fiecare lună din anul studiat 2005 și s-a creat o bază de date de referință care va fi utilizată pentru validarea datelor obținute ulterior.

Pentru determinarea prin calcul a pierderilor în rețelele de distribuție de 110kV a fost dezvoltată o aplicație originală care permite calculul pierderilor simultan prin mai multe metode.

Se aplică metoda integrării curbei de sarcină la calculul pierderilor în linii de 110kV și transformatoare 110/20kV și se determină pentru fiecare element și indicatorii caracteristici ai curbei de sarcină respective. Acești indicatori sunt apoi utilizați la calculul prin metoda timpului de pierderi. Rezultatele obținute prin cele două metode sunt comparate pe fiecare interval de calcul considerat.

Interfața grafică atașată permite evaluarea calitativă a rezultatelor prin compararea valorilor obținute cu graficul curbei de sarcină. Interpretarea rezultatelor poate fi făcută cu ușurință iar selectarea unei zone de detaliu permite analiza unor situații speciale care pot apărea în funcționare.

Dacă până în prezent calculele pentru determinarea pierderilor se efectuau la intervale trimestriale metoda propusă permite calculul lunar al pierderilor. În cazuri speciale analiza se poate efectua și pentru alte intervale de timp stabilite de utilizator.

Se prezintă rezultatele obținute pentru un an calendaristic în formă sintetică și individual pentru fiecare element. Acest mod de lucru a permis evidențierea cauzelor care conduc la înregistrarea unor pierderi de energie în rețelele de 110kV ale SDFEE Sibiu care depășesc valoarea maximă la nivel național. Se constată că, practic, valoarea pierderilor calculate este foarte apropiată de cea a pierderilor determinate prin evidență. Această constatare confirmă concluzia că nivelul

ridicat al pierderilor se datorează în principal regimului de funcționare al rețelei de distribuție 110kV care nu este optimizat.

Este evidențiată importanța corelării cu celelalte subsisteme informatice de la care provin datele tehnice referitoare la rețelele de distribuție, cu un accent special pe determinarea lungimii liniilor electrice cu ajutorul GIS.

Se utilizează coeficientul de variație pentru compararea rezultatelor obținute prin cele două metode de calcul a pierderilor. Valorile obținute indică o corelare bună a acestor rezultate atât în cazul liniilor electrice aeriene cât și în cazul transformatoarelor.

Validarea metodei de calcul a pierderilor prin integrarea curbei de sarcină pentru intervale orare a condus la aplicarea ei direct în programul de raportare inclus în sistemul de Telegestiune. Acest mod de abordare permite reducerea la minim a duratei necesare pentru calculul pierderilor în cazul unui anumit regim de funcționare pe fiecare element de rețea. Accesarea acestor rapoarte se face prin utilizarea unui program uzual pentru navigare pe internet și al rețelei locale de calculatoare INTRANET.

Deoarece sunt disponibile date istorice referitoare la evoluția în timp a consumurilor de energie electrică, a valorilor pentru mărimi electrice în diferite noduri ale rețelei de distribuție 110kV aplicația poate constitui un instrument util de lucru în evaluarea diferitelor regimuri de funcționare, optimizarea funcționării rețelei și pentru efectuarea de prognoze pe termen mediu și lung. Acestea sunt de fapt funcții specifice DMS care vor fi necesare în viitor pentru conducerea operativă a rețelei de distribuție de către DED(L).

Se prevede extinderea aplicațiilor prezentate în acest capitol și la rețeaua de distribuție de medie tensiune, odată cu creșterea numărului de echipamente capabile să achiziționeze și să transmită la distanță date referitoare la evoluția în timp a mărimilor electrice în nodurile acesteia.

Capitolul 8. Concluzii, contribuții personale

În cadrul tezei au fost prezentate principalele componente care contribuie la realizarea unui Sistem de Management al Distribuției – DMS și anume:

- Modelele matematice și schemele echivalente de reprezentare a rețelelor electrice de distribuție.
- Arhitectura și funcțiile sistemelor SCADA realizate cu echipamente moderne
- Sistemul de Automatizare al Distribuției
- Realizarea unui sistem unic de conducere de la distanță prin integrarea sistemelor SCADA și a SAD pentru ansamblul rețelelor de distribuție
- Gestionarea datelor și caracteristicilor tehnice ale elementelor care compun rețeaua de distribuție în format digital cu ajutorul GIS
- Aplicații pentru utilizarea în comun a schemei de conducere operativă cu datele disponibile în GIS

Pe lângă componentele enumerate mai sus autorul propune considerarea sistemului de telegestiune ca sursă esențială de informații pentru determinarea regimurilor de funcționare ale rețelei de distribuție. Calculul pierderilor în rețelele de distribuție constituie un exemplu concludent.

În structura tezei se regăsesc două direcții principale de abordare. Capitolele 2,3,4 și 7 prezintă aspecte teoretice referitoare la determinarea pierderilor de energie iar Capitolele 5 și 6 aspecte practice legate de implementarea sistemelor informatice.

Pentru calculul regimurilor de funcționare în rețelele electrice de distribuție este necesar să se construiască un model matematic compus din scheme echivalente care modelează elementele fizice care compun rețeaua respectivă

În capitolele 2 și 3 se realizează o sinteză bibliografică a noțiunilor referitoare la modul de determinare a parametrilor schemelor echivalente, cu un accent deosebit pentru cazul rețelelor de distribuție a energiei electrice.

Se prezintă și se analizează diferite metode care pot fi utilizate la modelarea consumatorilor în acest tip de rețele și se evidențiază rolul echipamentelor actuale în achiziția, arhivarea și interpretarea curbelor de sarcină.

Se propune un mod de automatizare a calculului pentru indicatorii caracteristici ai curbelor de sarcină pornind de la înregistrările orare ale consumurilor. Analiza acestor indicatori reprezintă un instrument important la implementarea și validarea algoritmilor utilizați pentru calculul pierderilor de putere și energie în regim permanent.

Capitolul 4 tratează efectele regimului nesimetric și nesinusoidal din punct de vedere al pierderilor suplimentare de energie în rețelele de distribuție.

Sunt evidențiate aspectele teoretice tratate în literatură [3] și în studiile de specialitate desfășurate în special la UPT București [49], [66].

Se propune o metodă de estimare pentru o parte dintre acești indicatori prin utilizarea informațiilor disponibile în sistemul de telegestiune și se analizează din această perspectivă două zone de rețea.

Principala concluzie este aceea că în rețeaua de distribuție gestionată de SDFEE Sibiu nivelul armonicilor de tensiune are un nivel ridicat și că acest fenomen se observă în întreaga rețea.

În capitolul 7 a fost efectuată o analiză de detaliu a modului de determinare a pierderilor în rețelele electrice aflate în gestiunea unei sucursale de distribuție.

Se prezintă principiile și metodele care se aplică în activitatea curentă și se realizează o sinteză a rezultatelor obținute. Se propune un mod de interpretare a acestor rezultate care să permită evaluarea lor cu un grad mai mare de corectitudine.

Au fost dezvoltate metode noi de analiză care utilizează în special volumul uriaș de informații achiziționat de sistemul de Telegestiune a energiei electrice pe ansamblul rețelei de 110kV.

Pentru determinarea prin calcul a pierderilor în rețelele de distribuție de 110kV a fost dezvoltată o aplicație originală care permite calculul pierderilor simultan prin mai multe metode.

Dacă până în prezent calculele pentru determinarea pierderilor se efectuau la intervale trimestriale metoda propusă permite calculul lunar al pierderilor. În cazuri speciale analiza se poate efectua și pentru intervale de timp stabilite de utilizator.

Este evidențiată importanța corelării cu celelalte subsisteme informatice de la care provin datele tehnice referitoare la rețelele de distribuție, cu un accent special pe determinarea lungimii liniilor electrice cu ajutorul GIS.

Se prevede extinderea aplicațiilor prezentate și la rețeaua de distribuție de medie tensiune, odată cu creșterea numărului de echipamente capabile să achiziționeze și să transmită la distanță date referitoare la evoluția în timp a mărimilor electrice în nodurile acesteia.

În capitolul 5 este prezentat sistemul integrat de conducere de la distanță a rețelei de distribuție implementat la SDFEE Sibiu. Autorul a contribuit la realizarea acestui sistem prin realizarea studiilor care au fundamentat o parte dintre sistemele componente.

Capitolul 6 prezintă preocupările autorului la dezvoltarea GIS și utilizarea acestui sistem în organizarea și planificarea activității DED(L). În condițiile fluctuației de personal și a extinderii rețelei de MT se impune utilizarea tot mai extinsă a hărților geografice la dispecer pentru coordonarea echipelor în teren.

Se preconizează de asemenea trecerea în viitorul previzibil de la lucrul cu SCHEMA NORMALĂ, pe support hârtie, la lucrul cu SCHEMA ACTUALĂ afișată pe ecranul calculatorului cu achiziționarea în timp real a pozițiilor aparatelor de comutație.

Aplicația dezvoltată de autor care utilizează în aceeași sesiune de lucru schema digitală a rețelei de MT și informațiile disponibile în GIS reprezintă un prim pas în această direcție. Funcțiile topologice implementate în cadrul acestei aplicații permit realizarea unui model digital dinamic pentru rețeaua de distribuție, model care poate fi utilizat pentru dezvoltarea unor instrumente de analiză specifică cum ar fi calculul pierderilor de energie.

Principalele concluzii care se desprind pe parcursul elaborării tezei au fost:

1. Metodele actuale de calcul pentru pierderile de energie sunt diversificate și orientate spre aplicații specifice pentru diferite nivele de tensiune. Toate aceste metode prezintă câteva caracteristici comune : algoritmi utilizați se aplică unui model matematic pentru rețeaua studiată iar variabilele introduse reprezintă date referitoare la energiile vehiculate prin rețele. În toate cazurile problema care trebuie rezolvată este cea de a oferi un cadru organizat pentru colectarea, validarea și apoi distribuirea informațiilor respective.
2. Determinarea pierderilor este de fapt o funcție de tip DMS. Din acest motiv strategia pe termen lung trebuie să stabilească dacă un astfel de sistem este necesar sau nu. Exemplele din alte țări ne conving de faptul ca direcția de urmat este aceea de a pregăti terenul pentru o astfel de dezvoltare.

3. Experiența SDFEE Sibiu în promovarea tehnologiilor noi este o dovadă că dezvoltarea pe baza unor principii teoretice fundamentate conduce la rezultate pozitive.
4. La SDFEE Sibiu există premisele dezvoltării unui sistem DMS deoarece :
 - a. Există un sistem de telecomandă care integrează sisteme SCADA din stațiile de transformare din generații diferite și executate cu tehnologii diferite.
 - b. Sistemul de Automatizare al Distribuției este complet integrat cu sistemul pentru stații.
 - c. O condiție necesară pentru imlementarea funcțiilor DMS o constituie existența hărților electronice cu reprezentarea rețelelor. Preocupările pentru asigurarea fondului de hărți și reprezentarea instalațiilor electrice se află într-un stadiu avansat.
 - d. Există posibilitatea achiziției în timp real a mărimilor electrice în nodurile rețelei
 - e. Există condițiile necesare pentru efectuarea de calcule pentru optimizarea regimurilor de funcționare.
5. Fiecare dintre sistemele descrise prezintă limitări care trebuie depășite prin dezvoltarea de programe care să asigure transferul de date de la un sistem la altul.
6. Pana cand aceste funcții vor fi disponibile utilizarea în comun a datelor oferite de sisteme diferite se poate realiza la nivelul interfeței cu utilizatorul final și anume a rapoartelor pe intranet.
7. Toate aplicațiile descrise oferă posibilitatea publicării rezultatelor în format HTML, o parte permit automatizarea generării de astfel de rapoarte
8. Interfața prin browser internet a devenit un mod comun de vizualizare și chiar de introducere a datelor. În general nu necesită software licențiat, este ușor de utilizat, permite protejarea bazelor de date primare (sunt disponibile numai rapoartele)

În ceea ce privește perspectivele DMS la SFDEE Sibiu trebuie constatat faptul că s-a ajuns într-o etapă care necesită evaluarea corectă a rezultatelor obținute și gândirea unei strategii de dezvoltare coerente. Această analiză trebuie să includă efectuarea unui studiu aprofundat pentru determinarea modului în care sistemele informaționale existente pot și/sau trebuie să funcționeze interconectat.

Pentru dezvoltarea în continuare a funcțiilor de tip DMS există în prezent două direcții posibile :

- Dezvoltarea și actualizarea actualei aplicații Helios utilizată la DED(L) pentru conducerea operativă de la distanță a rețelei de distribuție
- Definirea cerințelor necesare pentru achiziția unei aplicații software dedicate și a echipamentelor hardware care să îndeplinească în totalitate funcțiile DMS.

BIBLIOGRAFIE

- [1] Vasilievi A. „*Aparate și echipamente electrice*” Editura MS, vol.I și II, Sibiu 1995, 1996.
- [2] Buta A. „*Rețele electrice*” Tipografia Institutului Politehnic Timișoara, 1976
- [3] Ionescu G.T., Pop O. „*Ingineria sistemelor de distribuție a energiei electrice*” Editura Tehnică, București, 1998
- [4] Deleşega I., Vasilievi A. „*Echipamente de comandă cu logică programată*” Editura Politehnică, Timișoara, 1998
- [5] Albert H., Mihăilescu A. „*Pierderi de putere și energie în rețelele electrice*” Editura Tehnică, București, 1997
- [6] Georgescu G., Gavrițaș M., Rădășanu D. „*Calculul și reducerea pierderilor de putere și energie în rețele electrice*” Editura “Gh. Asachi”, Iași, 1997
- [7] Tornquist R., Colburn M. „*Using IEC 61131-3 Standard PLC programming tools for Feeder Automation*” IEEE Proceedings, 1998
- [8] Deleşega I. „*Încercarea aparatelor și echipamentelor electrice*”. Editura Helicon, Timișoara 1995
- [9] Vasilievi A., Andea P., Frigură-Ilaşa F. „*Aparate și echipamente electrice- Aplicații*” Ed. Orizonturi Universitare, Timișoara 2002
- [10] Deleşega I. „*Bazele încercărilor de aparate electrice. Localizarea defectelor în cabluri*” Editura Brumar, Timișoara 2001
- [11] W. J. Ackerman „*The Impact of substation Automation on SCADA, EMS and DMS*” IEEE Proceedings, 1998
- [12] David G.Hart, Bill Ackerman „*DA: Integrated Substation and Feeder Automation*” IEEE Proceedings, 1998
- [13] Gal S. „*Protecție de distanță digitală pentru sistemul electroenergetic*” Teză de doctorat-U.T.Timișoara-1994
- [14] Vasilievi A., Gal S., Blagu I. „*Monitoring solution for the HV/MV substations equipment*” CNE - 96 , Neptun România, secțiunea V, vol. 5 , pag. 407
- [15] Vasilievi A., Blagu I., Făgărășan T. „*Supervision, control and monitoring for high voltage networks OPTIM 96*” The Transilvania University of Brașov - 1996
- [16] Făgărășan T., Gal S., Blagu I., Bălașiu F. „*Development of RENEL Sibiu’s SCADA and monitoring systems and improvement of protective system handling digital protection integrated into SCADA systems*” CIRED-14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution-Birmingham 2-3 June 1997
- [17] Gal S., Bălașiu F., Făgărășan T., Blagu I., Mărieș H. „*Utilizarea datelor GIS in sistemul informatic integrat al FTDEE Sibiu*” Revista “Producerea, transportul și distribuția energiei electrice și termice” RENEL-GSCI-mai 1998
- [18] Gal S., Mărieș H., Făgărășan T., Blagu I., „*Using AM/FM/GIS Data within the RENEL Sibiu T&D Subsidiary Integrated Information System*” Conference DA/DMS DistribuTECH 97-Europe 14-16 oct.1997 Amsterdam
- [19] Moga M. „*Conducerea proceselor din energetică cu calculatoare de proces*” Editura MIRTON, Timișoara, 1997
- [20] Moga M. „*Sisteme inteligente pentru conducerea rețelelor de distribuție*” Editura AGIR, București, 2000.
- [21] Kilyeni S. „*Calcul numeric în energetică*” Editura MIRTON, Timișoara 1997
- [22] Andea P., Deleşega I. „*Sisteme de protecție și echipamente inteligente*” Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2003
- [23] Kendrew, T. S „*Improved Methods for Distribution Loss Evaluation*” Electric Power Research Institute, California, 1983

- [24] Făgărășan T., Gal S., Blagu I., Bălașiu F., **„Development of RENEL Sibiu’s SCADA and monitoring systems and improvement of protective system handling digital protection integrated into SCADA systems”** CIRED-14th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Birmingham, 2-3 June 1997
- [25] Vatră F., Albert H., Poida A. Vasiliu Z., ș.a. **„Organizarea și Dotarea Tehnică a Conducerii Operative a Rețelelor De Distribuție din România”** Lucrarile simpozionului SIE 2004, Sibiu 10-12 noiembrie 2004, pag 16
- [26] Luștea B., **„Prognoza consumului de energie”** Editura AGIR, București, 2001
- [27] Nordell D.E., Spaulding P.J. **“Application of Distributed Intelligence Techniques to Automatic Feeder Sectionalizing and Restoration”** DistribuTECH '99, San Diego, CA, 16-18 Februarie 1999
- [28] *** **“Fault Management in Electrical Distribution Systems”** Final report of the CIRED Working Group WG03 Fault Management. CIRED '99, Nice, 1-4 Iunie 1999
- [29] Marieș H. **“Implementation of the DMS as a Part of the Enterprise Wide Data Integration, Major Necessity for the Romanian Distribution Companies After Privatization”** DA/DSM Europe '96. Viena, 9-10 Octombrie 1996
- [30] Roberts V., Rigler D., Kerford L. **“Improvement of System Performance on the Distribution Network”** DistribuTECH Europe '99, Madrid, 28-30 Septembrie 1999
- [31] Ying He, Andersson G., Allan Ron N. **“Determining Optimum Location and Number of Automatic Switching Devices in Distribution Systems”** IEEE Power Tech'99 Conference, Budapest, Hungary, Aug 29 - Sept 2, 1999
- [32] Ying He, Andersson G., Allan Ron N. **“Distribution Automation: Its Impact on Reliability and Benefits of Supply in Distribution Systems”** NORDAC 2000 Trondheim 22-23 May 2000
- [33] * * * **„Distribution system loss evaluation manual”** American Public Power association. 1994
- [34] Albert, H. **„Instrucțiuni privind stabilirea schimbului de energie electrică între DGPEST, DGTDEE și DEN”** PE 153/1994
- [35] * * * **„Normativ privind întocmirea și analiza bilanșurilor energetice”** PE 902/2002, ICEMENERG
- [36] Glazunov, A.A. **„Rețelele sistemelor electrice”** Editura Tehnică, București, 1963
- [37] Zebisch, M. **„Netz Verluste”** Berlin, VEB Verlag Technik, 1959.
- [38] Wolf, M. **„Die Berechnung der elektrischen Verluste bei schwankenden Lastverhältnissen in Netz und Energiewandler auf Grund von Erfahrungswerten”** ETZ (1931).
- [39] Bercovici, M. ș.a. **„Rețele electrice. Calculul electric.”** București, Editura tehnică, 1974
- [40] Albert H., Florea I., Iordănescu I. **„Alimentarea cu energie electrică a întreprinderilor industriale”** București, Editura tehnică, 1978
- [41] Preda D. **„Instrucțiuni privind stabilirea consumului propriu tehnologic pentru transportul și distribuția energiei electrice”** București, ICEMENERG - 3041, 1973
- [42] Mînăscuță M., Kovacs A., Popovici D. **„Calculul consumurilor proprii tehnologice în instalațiile de înaltă tensiune și în rețelele de medie și joasă tensiune”** Program PISTE, PIREN, CREFIS-1, CREFIS-2. Manual de utilizare, I.R.E. - Tg. Mureș, 1977

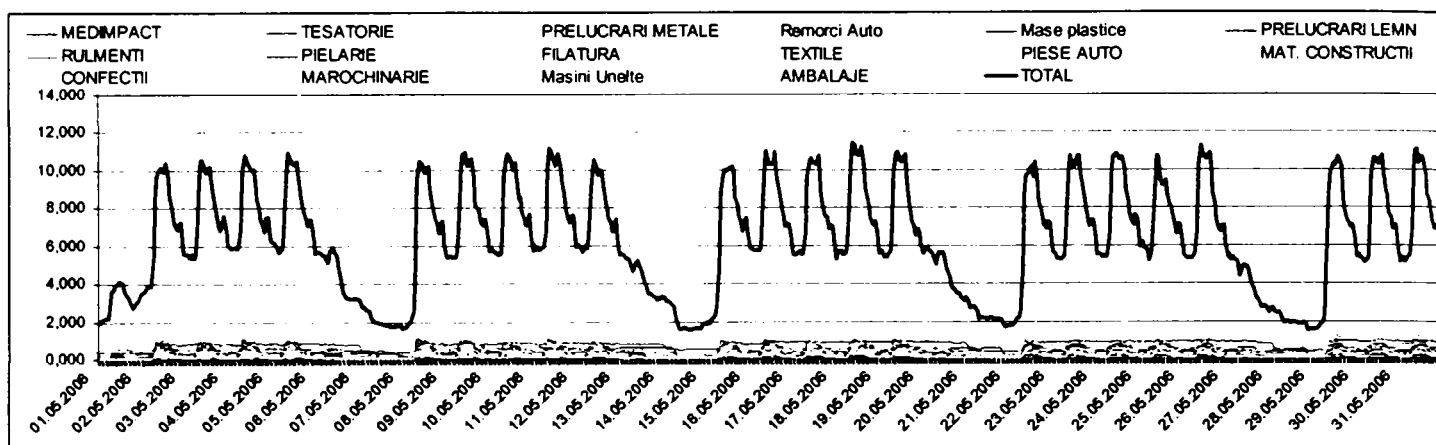
- [43] Albert H., Mihăilescu A., Dragosin I. **„Determinarea consumului tehnologic de energie în elementele rețelei, pe baza citirilor orare, pe o perioadă dată”** Program CONSTEH - Manual de prezentare și utilizare. I.S.P.E., 1977
- [44] Albert H., Mihăilescu A., Dragosin I., Tetelbaum V. **„Prognoza consumului tehnologic de energie electrică, pe baze statistice”** Program PATLIN, Manual de prezentare și utilizare. I.S.P.E., 1977
- [45] Michels A. **„Calculul pierderilor de energie electrică în rețelele radiale de medie tensiune”** Program PIERDE. Manual de prezentare și utilizare, IRE - Timișoara, 1978
- [46] Asandului A. **„Calculul consumului propriu tehnologic în rețelele de joasă tensiune”** Program ENERG. Ghid de utilizare, IHE. - Iași, 1978
- [47] Albert H., Mihăilescu A. **„Metode de analiză și prognoză a consumului propriu tehnologic în rețele”** Referat 1-15 Sesiunea de comunicări tehnico-științifice I. P. Iași, oct. 1978
- [48] Ionescu G.T., Pană A., Caraiivan D. **„Metodologie de analiza în postcalcul a consumurilor proprii tehnologice de energie în rețelele electrice de transport și distribuție”** București, ICEMENERG-5409, 1978
- [49] Ionescu G.T., Cepișcă C. **„Cercetări privind modelarea fenomenelor electromagnetice nesimetrice și periodic nesinusoidale în transportul energiei electrice în vederea stabilirii indicatorilor de compatibilitate electromagnetică, a reducerii pierderilor de energie și influența acestora asupra sistemelor de măsurare a energiei electrice”** Studiu Universitatea Politehnică București, 2003
- [50] Durac A., Top R, Dinu C., Stanescu D., Turturica L., Flutur V., Brad N., **„Implementarea sistemului GIS pentru managementul distribuției energiei electrice din gestiunea SC Electrica SA”** Studiu S.C. Electrica S.A., București, 2002
- [51] Stănescu D. **„Sistem de Automatizare a Distribuției la SDFEE Sibiu”** Studiu SDFEE Sibiu nr. 10023/001/2000
- [52] Toader C., Lungu I., Postolache P. **„Metodologie de postcalcul al consumului propriu tehnologic în instalații de distribuție a energiei electrice de 0,4-110kV”** Curs Ete48-1 FORMENERG 2005
- [53] Stănescu D. **„Tendințe actuale privind utilizarea echipamentelor cu logică programată pentru controlul proceselor energetice”** Referat Nr. 1 Universitatea Tehnică Timișoara, mai 2002
- [54] Stănescu D. **„Contribuții la implementarea sistemului integrat de telecomandă al EDFEE Sibiu”** Referat Nr. 3 Universitatea Tehnică Timișoara, noiembrie 2002
- [55] Vasilievici A., Blagu I., Stănescu D., **„Replacing Clasic Automation In Substations Secondary Circuits With Plc Based Systems”** Proceedings of DA/DSM Conference Distributech '99, Madrid 28-30 sept 1999
- [56] Vasilievici A., Blagu I., Stănescu D., Stănescu C. **„Tehnologii moderne utilizate în reabilitarea stațiilor de transformare”** Analele Universității din Oradea 1999, pag 62-72
- [57] Vasilievici A., Blagu I., Stănescu D., **„Utilizarea PLC pentru automatizări în distribuția energiei electrice”** Analele Universității din Oradea 1999, pag 132-139
- [58] Stanescu D., Bodea F. **„Perspective privind dezvoltarea GIS la SDFEE Sibiu”** Lucrare SIE 2000, Baia Mare, 22-24 noiembrie, pag.99
- [59] Grigoruț M., Stănescu D., Sava C., **„Modernizarea sistemului SCADA la SDFEE Sibiu”** Lucrare SIE 2000, Baia Mare 22-24 noiembrie, pag.272

- [60] Vasilievici A., Stănescu D. „**Utilizarea echipamentelor numerice pentru reglajul automat al bobinelor de stingere și detecția liniilor cu punere la pământ în rețele de medie tensiune cu neutrul tratat prin bobină**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 5th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara 2003, Tom 48(62), fascicola 1-2 pag.553
- [61] Vasilievici A., Stănescu D. „**Internet Technologies Are Speeding Up GIS Implementation**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 5th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara 2003, Tom 48(62), fascicola 1-2 pag.533
- [62] Moga M., Lupea F., Bîca P. „**Stadiul actual și perspectivele sistemelor de protecție și conducere locală a stațiilor electrice de transformare**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 5th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara 2003, Tom 48(62), fascicola 1-2 pag. 389
- [63] Albert H., Elefterescu L., Rășcanu V., Păun C., Păun D., Golovanov N. „**Monitorizarea perturbațiilor sub forma de armonici și nesimetrie**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 5th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara 2003, Tom 48(62), fascicola 1-2 pag. 19
- [64] Cărțină G., Grigoraș G. „**Tehnici de clusterizare în analiza sarcinii**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 5th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara 2003, Tom 48(62), fascicola 1-2 pag. 123
- [65] Dușa V., Gheju P., Buta A., Borlea I., Luștrea B. „**Regulile de Diagnoză Pentru un Sistem Expert DIASE**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 5th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara 2003, Tom 48(62), fascicola 1-2 pag. 217
- [66] Lăzăroi C., Golovanov N. „**Propagarea Nesimetriei de Tensiune în Rețele Electrice Alimentând Tracțiunea Feroviară**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 5th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara 2003, Tom 48(62), fascicola 1-2 pag. 316
- [67] Buta A., Stoian A., Fecioru I., Apetrei G., ș.a. „**Program Complex Pentru Prognoza pe Teren Scurt a Consumului de Energie Electrică și a Curbelor de Sarcină la Consumatori Finali**” Lucrarile simpozionului SIE 2004 Sibiu, 10-12 noiembrie 2004, pag 101
- [68] Stănescu D., Colceriu M., „**GIS-INTRANET-INTERNET**” Lucrarile simpozionului SIE 2004 Sibiu, 10-12 noiembrie 2004, pag 164
- [69] Stănescu D., Nartea V., Colceriu M., „**Sistemul de teleconducere al SDFEE Sibiu**” Lucrarile simpozionului SIE 2004, Sibiu 10-12 noiembrie 2004, pag 292
- [70] Stănescu D., Nartea V., Colceriu M., „**Considerații privind integrarea reanclanșatoarelor în Sistemul de teleconducere al SDFEE Sibiu**” Lucrarile simpozionului SIE 2004, Sibiu 10-12 noiembrie 2004, pag 375
- [71] Dumitrașcu G., Tamas D., „**Soluții moderne pentru asigurarea conducerii operative**” Lucrarile simpozionului SIE 2004, Sibiu 10-12 noiembrie 2004, pag 269
- [72] Moga M., „**Contribuții Privind Sistemul de Management al Distribuției Energiei Electrice**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 6th Internațional Power Sytem Conference, Timisoara 2005, Tom 50(64), fascicola 1-2 pag. 360
- [73] Pană A., ButaA. „**Concept Nou de Transfigurare a Rețelelor Electrice de Distribuție**” Buletinul Științific al UPT, Proceedings of the 6th Internațional P S C, Timisoara 2005, Tom 50(64), fascicola 1-2 pag. 433

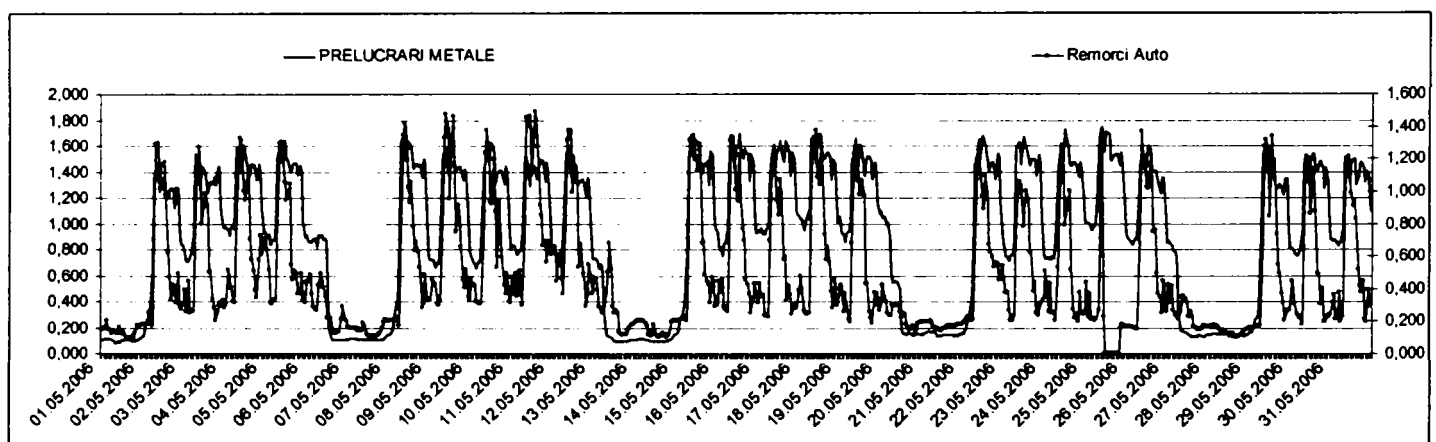
- [74] David M., Nicholas C., „*The GIS History Project*”
<http://www.geog.buffalo.edu/ncgia/gishist> University at Buffalo
Department of Geography
- [75] Moldovan L., Vasilievici A., Deleşega I., Stoica C. „*Studiu asupra oportunității supravegherii monitorizate a întreruptoarelor din stațiile de înaltă tensiune*” Contract 74/94 cu FRE Sibiu, etapa I - 1995
- [76] * * * „*Studiu privind calculul simplificat al pierderilor în rețelele electrice în vederea fundamentării propunerilor de îmbunătățire a instrucțiunilor de normare a pierderilor în rețelele de transport și distribuție.*” București, ISPE - 6398, 1974
- [77] Kendrew, T. S. „*Improved Methods for Distribution Loss Evaluation.*” Electric Power Research Institute. California, 1983;
- [78] * * * „*Distribution system loss evaluation manual.*” American Public Power Association. 1994;
- [79] * * * „*Determinarea circulațiilor de puteri și a nivelelor de tensiune în rețelele de 110, 220 și 400 kV, în vederea minimizării c.p.t.*” ICEMENBRG - 5383, dec. 1978.
- [80] * * * „*Studiu privind determinarea pierderilor în rețele de distribuție în trim. IV 2004*” București, ISPE , 2005
- [81] *** „*System Design Strategies*” ESRI White Paper • March 2002
- [82] Richard G. Newell, Tom L. Sancha „*Smallworld GIS: The difference between CAD and GIS*” Smallworld Technical Paper Number 2 mar. 2003
- [83] *** „*Instalation, operation and maintenance manual GVR Auto-Recloser Whipp& Bourne*”
- [84] *** „*ACE 28S Echipament Pentru Teleconducerea Proceselor Energetice*” manual de prezentare TELECOMM S.R.L. București
- [85] *** „*HELIOS-D Software EMS SCADA Manual De Utilizare Pentru Dispecer*” TELECOMM S.R.L. București

ANEXE

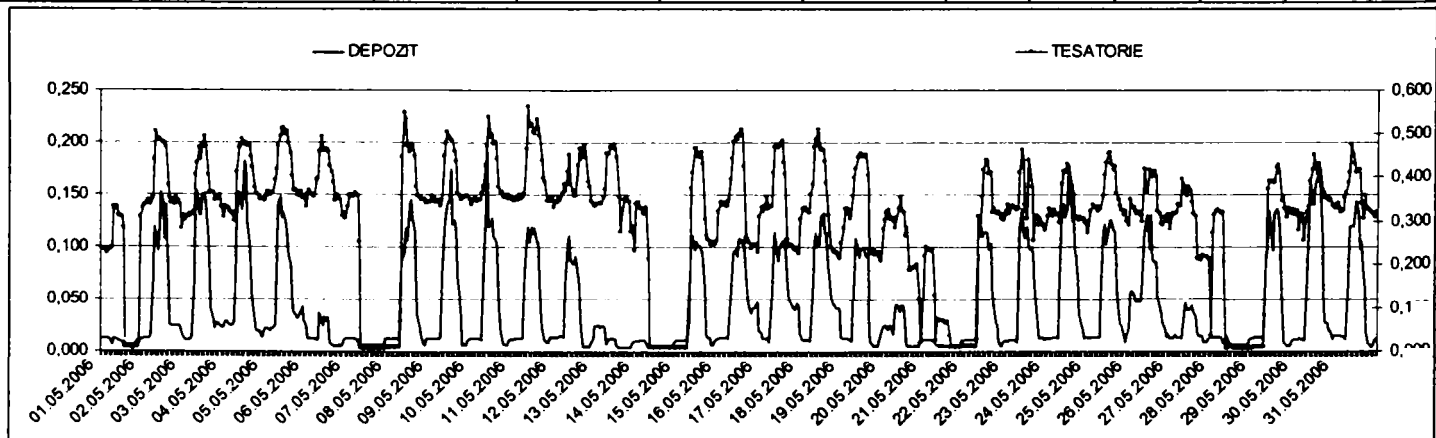
ANEXA 1 Curbe de sarcină pentru consumatori industriali



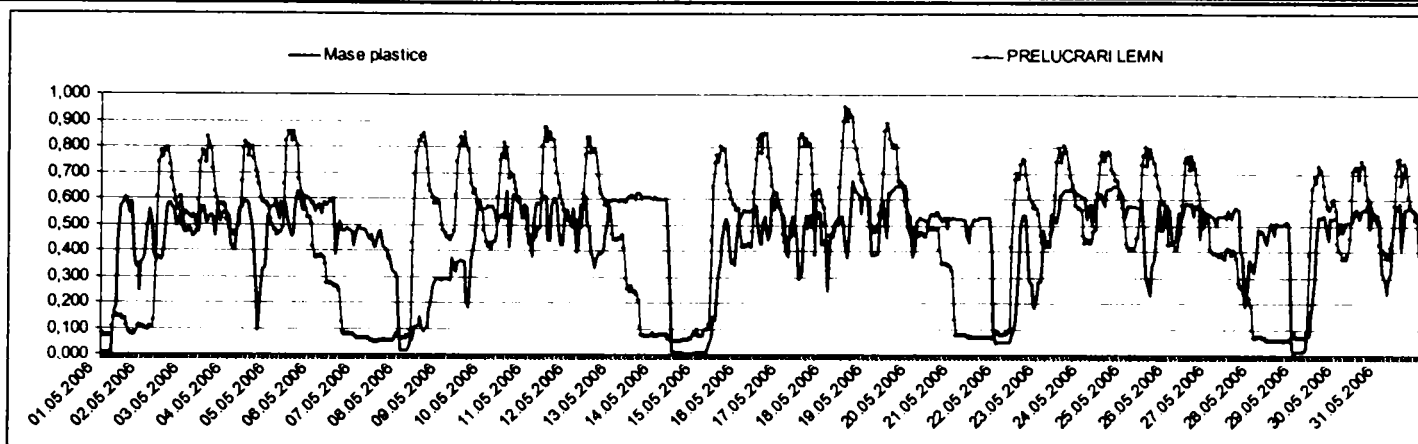
	ENERGIE ELECTRICA (MWh)	Puterea instalată (MW)	Puterea maximă (MW)	Puterea medie Pmed	Puterea minima Pmin	k_{ul}	k_{um}	k_F	k_C	k_{ug}	α
TOTAL	4006,96	38,43	11,45	6,33	1,49	0,16	0,55	0,51	0,29	0,55	0,13



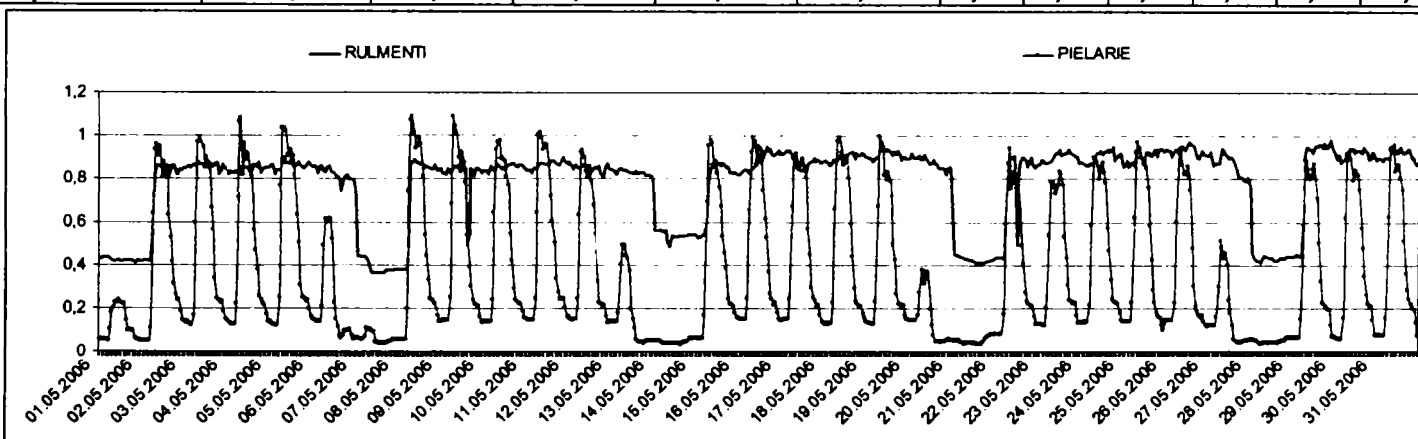
RAMURA INDUSTRIALA	ENERGIE ELECTRICA (MWh)	Puterea instalată (MW)	Puterea maximă (MW)	Puterea medie Pmed	Puterea minima Pmin	k_{ul}	k_{um}	k_F	k_C	k_{ug}	α
PRELUCRARI METALE	600,24	5,00	1,74	0,94	0,09	0,19	0,54	1,35	0,35	0,54	0,05
Remorci Auto	308,64	5,00	1,49	0,48	0,00	0,10	0,32	1,47	0,30	0,32	0,00



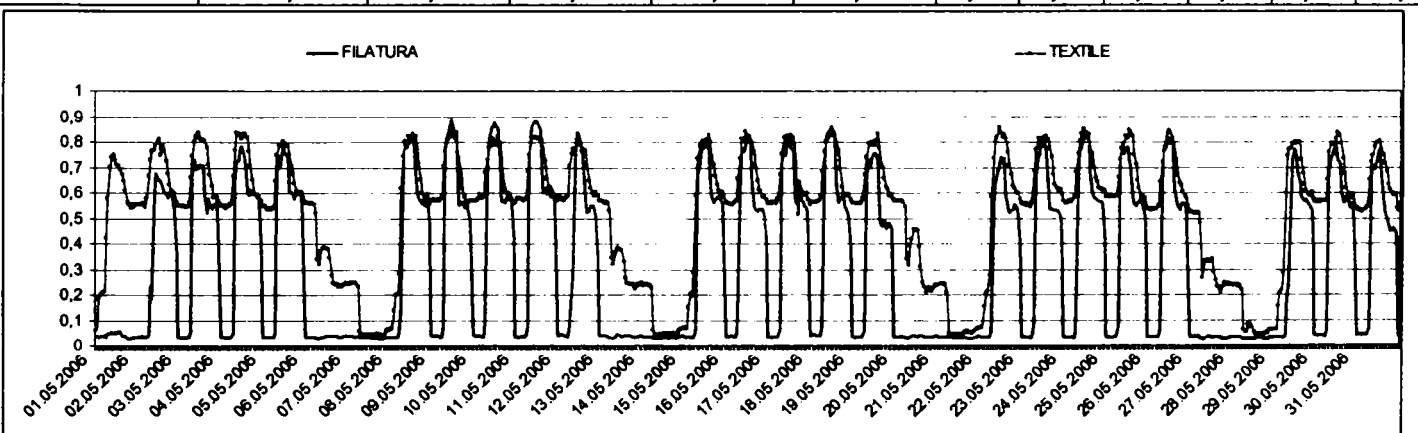
RAMURA INDUSTRIALA	ENERGIE ELECTRICA (MWh)	Puterea instalată (MW)	Puterea maximă (MW)	Puterea medie Pmed	Puterea minima Pmin	k_{ul}	k_{um}	k_F	k_C	k_{ug}	α
Depozit	209,72	5,50	0,89	0,32	0,03	0,06	0,36	1,58	0,16	0,36	0,03
TESATORIE	207,45	3,20	0,56	0,31	0,01	0,10	0,55	1,21	0,18	0,55	0,01



RAMURA INDUSTRIALA	ENERGIE ELECTRICA (MWh)	Puterea instalată (MW)	Puterea maximă (MW)	Puterea medie Pmed	Puterea minima Pmin	k_{ul}	k_{um}	k_F	k_C	k_{ug}	α
PRELUCRARI LEMN	301,61	1,00	0,95	0,46	0,05	0,46	0,49	1,30	0,95	0,49	0,05
Mase plastice	270,14	2,00	0,67	0,45	0,01	0,22	0,67	1,32	0,33	0,67	0,01

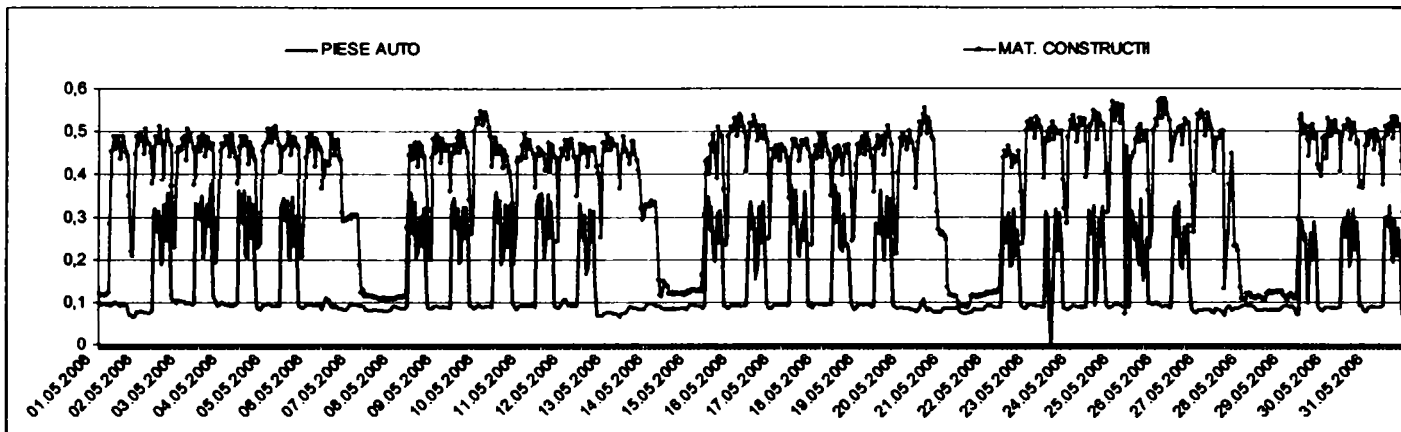


RAMURA INDUSTRIALA	ENERGIE ELECTRICA (MWh)	Puterea instalată (MW)	Puterea maximă (MW)	Puterea medie Pmed	Puterea minima Pmin	k_{ul}	k_{um}	k_F	k_C	k_{ug}	α
PROD RULMENTI	541,89	0,80	0,99	0,79	0,36	0,98	0,80	1,11	1,23	0,80	0,37
PIELARIE	256,69	2,00	1,09	0,36	0,04	0,18	0,33	1,41	0,55	0,33	0,03

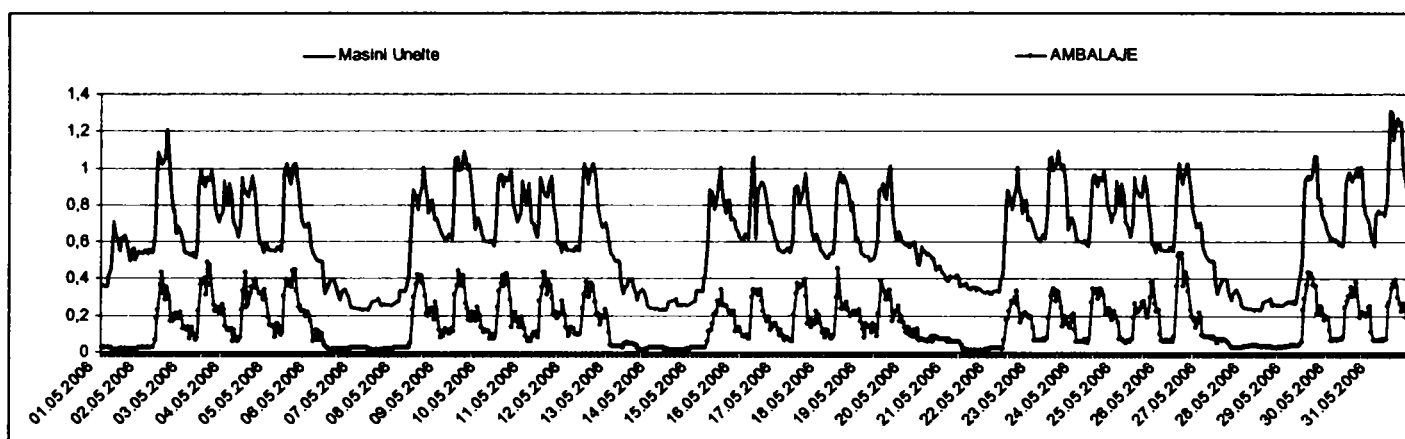


RAMURA INDUSTRIALA	ENERGIE ELECTRICA (MWh)	Puterea instalată (MW)	Puterea maximă (MW)	Puterea medie Pmed	Puterea minima Pmin	k_{ul}	k_{um}	k_F	k_C	k_{ug}	α
TEXTILE	318,86	2,90	0,86	0,54	0,04	0,19	0,63	1,37	0,30	0,63	0,05
FILATURA	209,72	5,50	0,89	0,32	0,03	0,06	0,36	1,58	0,16	0,36	0,03

Contribuții privind integrarea funcțiilor de tip DMS în rețele de distribuție a energiei electrice



PIESE AUTO	91,31	0,80	0,37	0,14	0,00	0,18	0,37	1,35	0,47	0,37	0,00
MAT. CONSTRUCTII	268,56	0,63	0,57	0,39	0,07	0,61	0,68	1,14	0,91	0,68	0,12



MASINI UNELTE	342,60	6,00	1,31	0,64	0,22	0,11	0,48	1,48	0,22	0,48	0,17
AMBALAJE	93,16	1,00	0,54	0,15	0,01	0,15	0,28	1,54	0,54	0,28	0,01

ANEXA 2 Prescripții tehnice pentru contoare

a) Limite de erori în procente (contoare electronice statice de energie activă, sarcină echilibrată)

Valoarea curentului	Factor de putere	Limitele de variație a erorii, în procente pentru contoare de clasa	
		0,2 S	0,5 S
$0,01 \leq I < 0,05 I_n$	1	$\pm 0,4$	$\pm 1,0$
$0,05 I_n < I \leq I_{max}$	1	$\pm 0,2$	$\pm 0,5$
$0,02 I_n \leq I < 0,1 I_n$	0,5 inductiv	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$
	0,8 capacitiv	$\pm 0,5$	$\pm 1,0$
$0,1 I_n \leq I \leq I_{max}$	0,5 inductiv	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$
	0,8 capacitiv	$\pm 0,3$	$\pm 0,6$

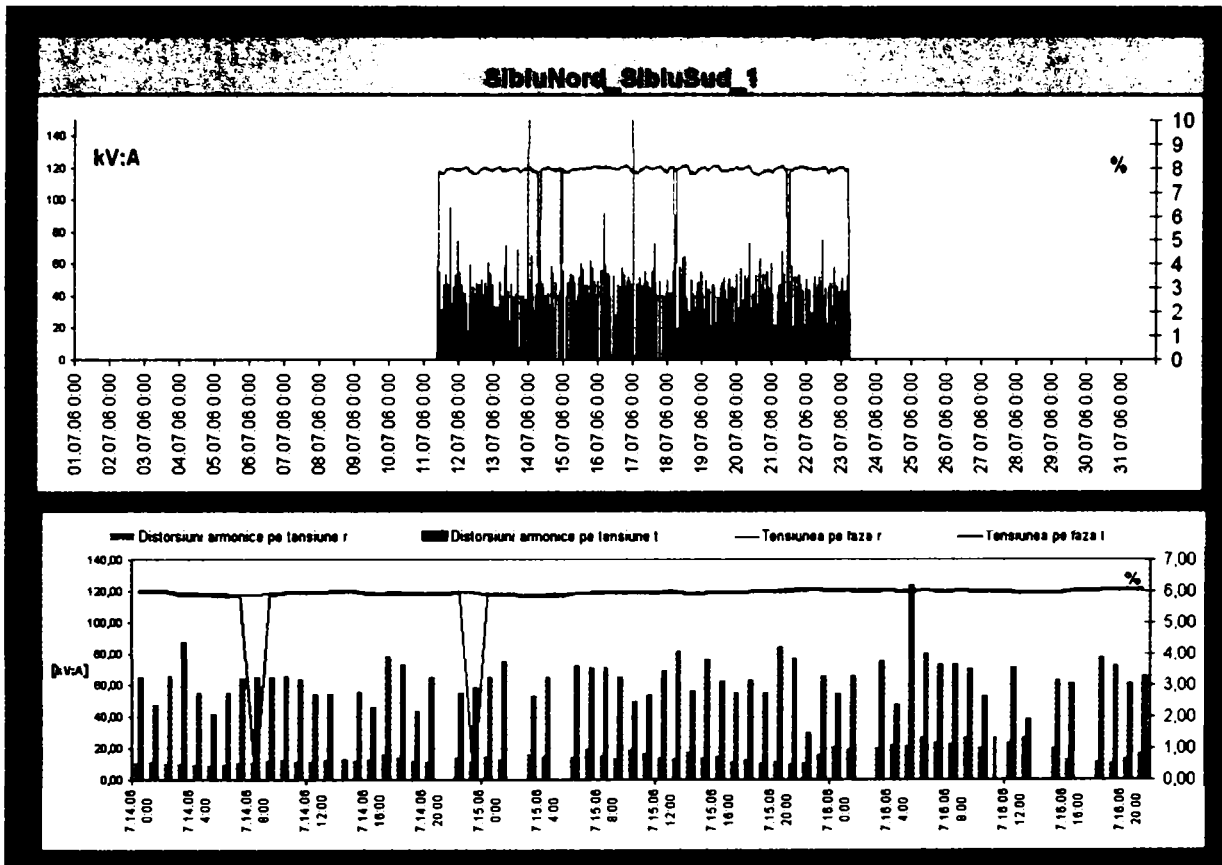
b) Mărimea care influențează exactitatea contorului electronic

Mărimea	Valoarea curentului (sarcină echilibrată)	Factor de putere	Limitele de variație a erorii, în procente pentru contoare de clasa	
			0,2	0,5
Valoarea curentului de măsurare $\pm 10 \%$	$0,05 I_n \leq I \leq I_{max}$	1	0,1	0,2
	$0,1 I_n \leq I \leq I_{max}$	0,5 inductiv	0,2	0,4
Abaterea de frecvență $\pm 10 \%$	$0,05 I_n \leq I \leq I_{max}$	1	0,1	0,2
	$0,1 I_n \leq I \leq I_{max}$	0,5 inductiv	0,1	0,2
Forma curbei $\delta < 1 \%$, armonica 3, 10 %	$0,05 I_n \leq I \leq I_{max}$	1	0,1	0,1
Inversarea ordinii fazelor	$0,1 I_n$	1	0,1	0,1
Nesimetrie de tensiuni (inclusiv una sau două faze întrerupte)	I_n	1	0,05	0,1
Valoarea circuitului auxiliar $\pm 15 \%$	$0,01 I_n$	1	0,05	0,1
Fazele tensiunii auxiliare defazate cu $\pm 120 \%$	$0,01 I_n$	1	0,1	0,2
Inducție magnetică continuă de origine exterioară	I_n	1	2,0	3,0
Inducție magnetică de origine exterioară 0,5 mT	I_n	1	0,5	1,0
Corpuri magnetice de ÎF	I_n	1	1,0	2,0

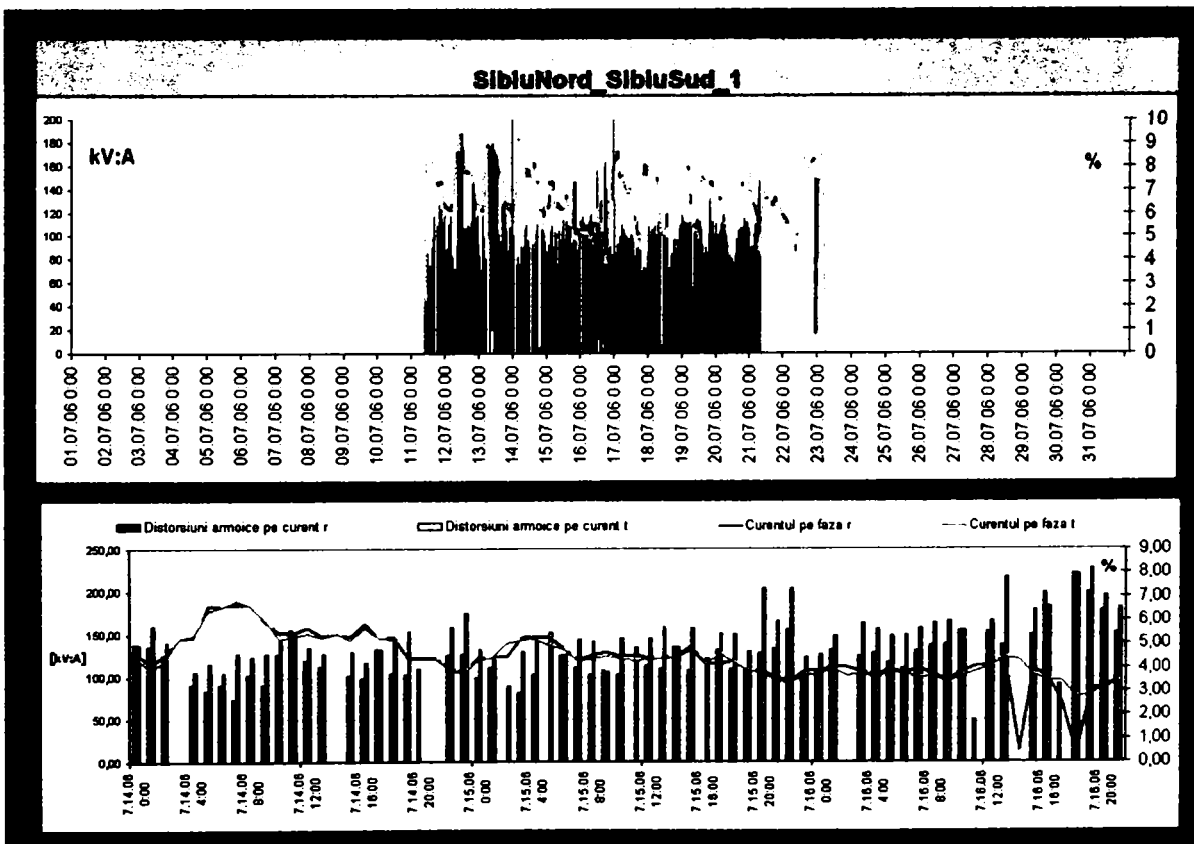
ANEXA 3 Mărimi care influențează exactitatea grupului de măsurare

Mărimea	Schema de conectare		Factor de putere	Limitele de variație a erorii, în procente pentru contoare de clasa	
	Conectare directă a contoarelor	Conectarea contoarelor prin transformatoare		1	2
Varianta tensiunii ± 10 %	0,05 $I_n \leq I \leq I_{max}$ 0,1 $I_n \leq I \leq I_{max}$	0,05 $I_n \leq I \leq I_{max}$ 0,1 $I_n \leq I \leq I_{max}$	1 0,5 ind	0,7 1,0	1,0 1,5
Variația frecvenței ± 2 %	0,05 $I_n \leq I \leq I_{max}$ 0,1 $I_n \leq I \leq I_{max}$	0,05 $I_n \leq I \leq I_{max}$ 0,1 $I_n \leq I \leq I_{max}$	1 0,5 ind	0,8 1,0	1,3 1,5
Inversarea succesiuni fazelor	0,1 I_n	0,1 I_n	1	1,5	1,5
Nesimetrie de tensiuni	I_n	I_n	1	2,0	4,0
Componente armonice în curentul și tensiunea circuitelor	0,5 I_{max}	0,5 I_{max}	1	0,8	1,0
Componenta c.c sau armonici impare în circuitul c.a	$\frac{I_{max}}{\sqrt{2}}$	-	1	3,0	6,0
Armonici pare în circuitul c.a	I_n	I_n	1	3,0	6,0

ANEXA 4 Înregistrări mărimi de instrumentație contor
 electronic grup măsură LEA110kV Sibiu
 Nord- Sibiu Sud

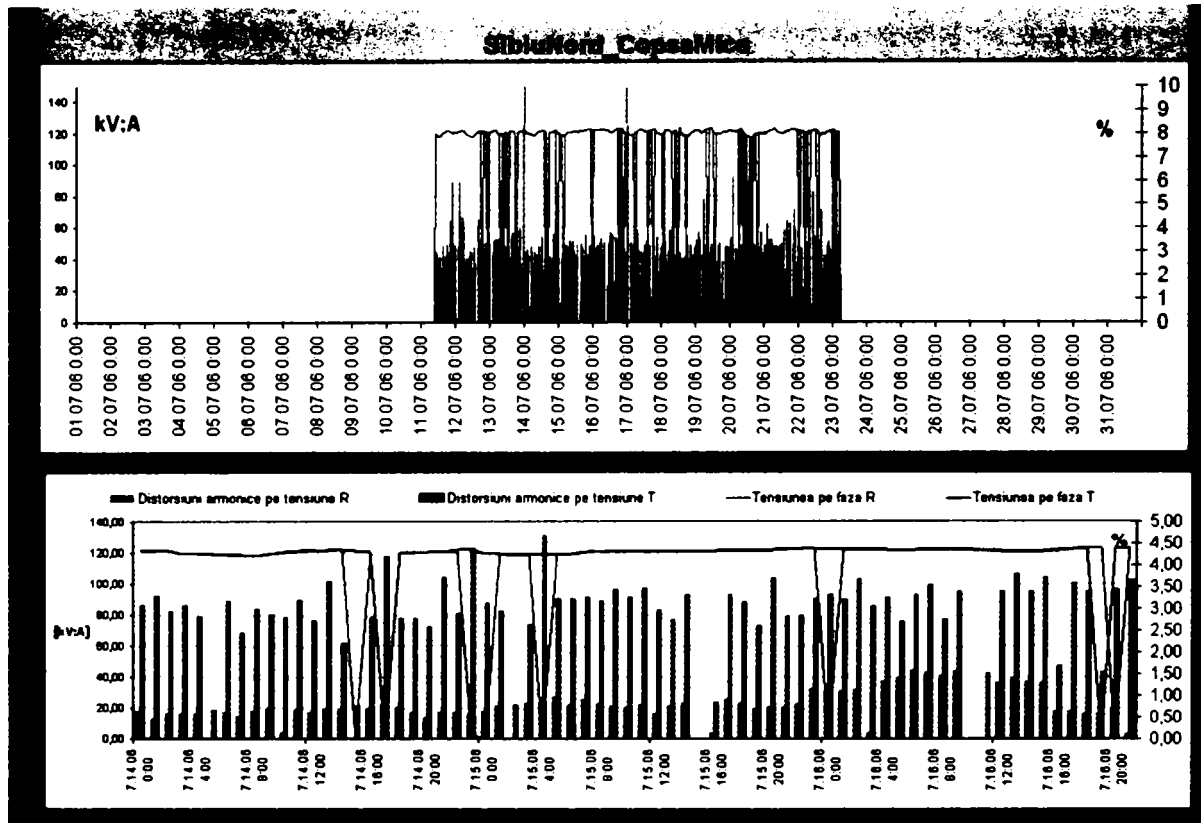


a. Evoluția tensiunii și a THD_U în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

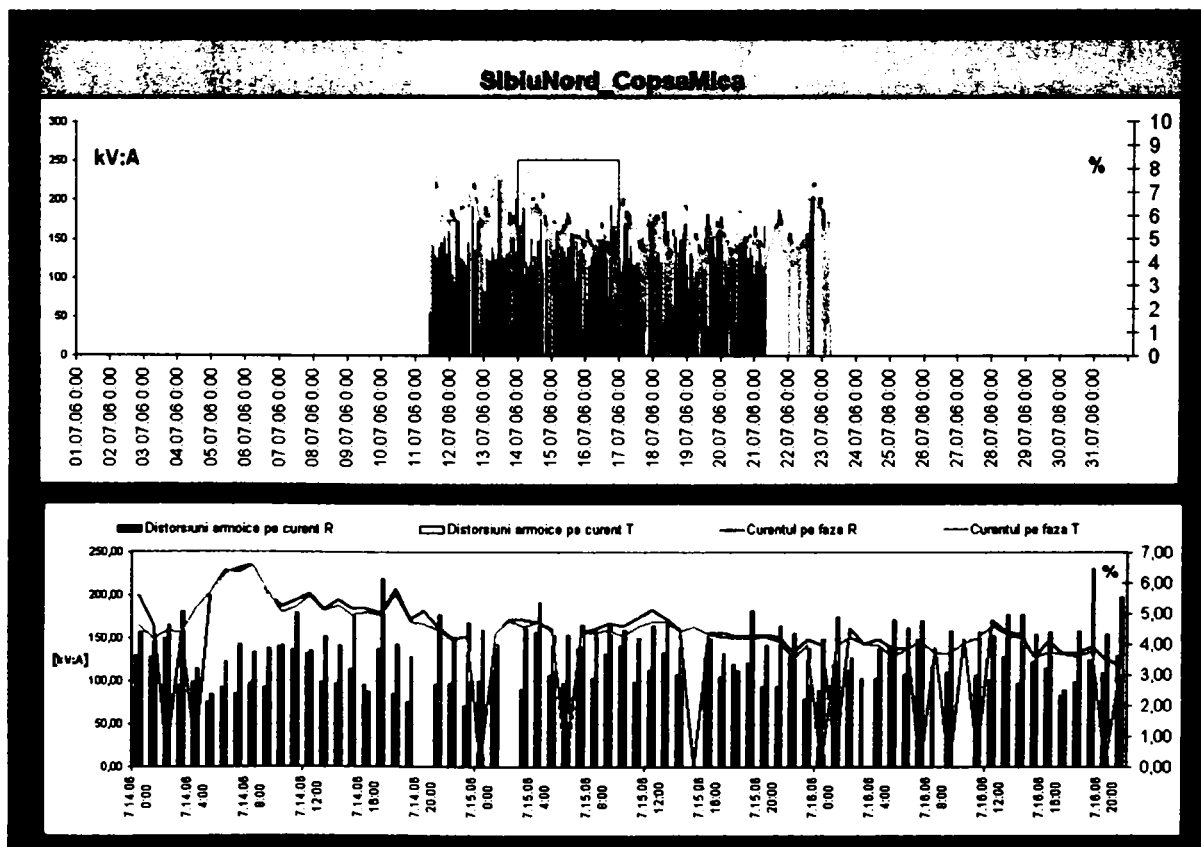


b. Evoluția curentului și a THD_I în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

ANEXA 5 Înregistrări mărimi de instrumentație contor electronic grup măsură LEA110kV Sibiu Nord- Copșa Mică

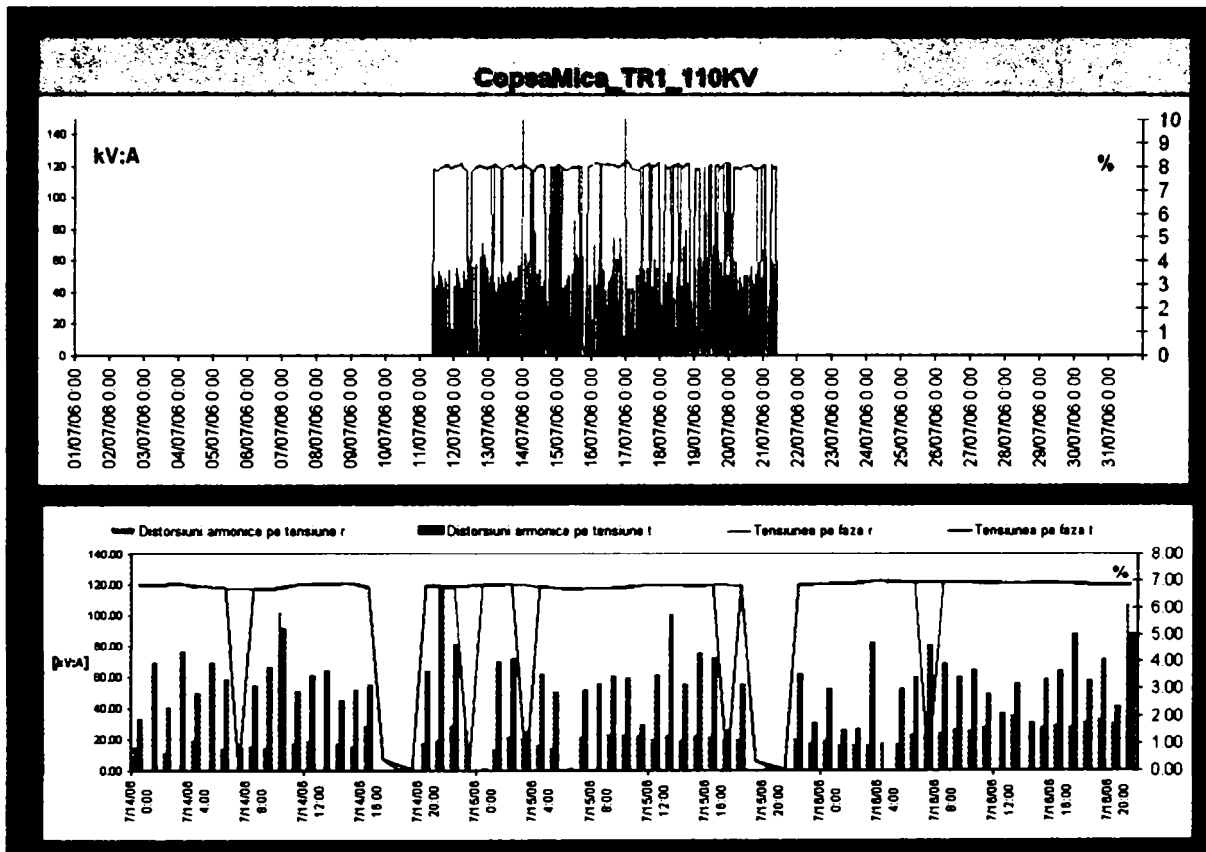


a. Evoluția tensiunii si a THD_U în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

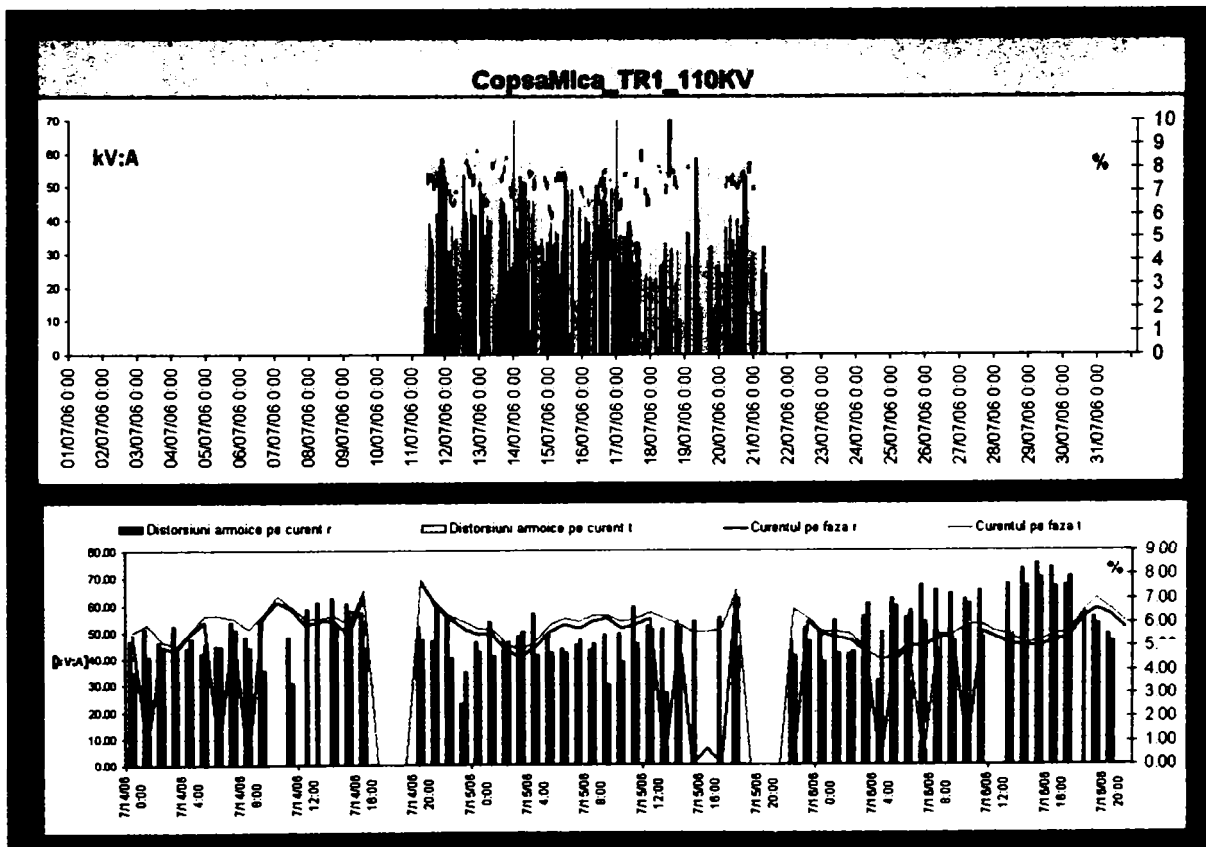


b. Evoluția curentului si a THD_I în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

ANEXA 6 Înregistrări mărimi de instrumentație contor electronic grup măsură TRAFU 110/20kV stația Copșa Mică

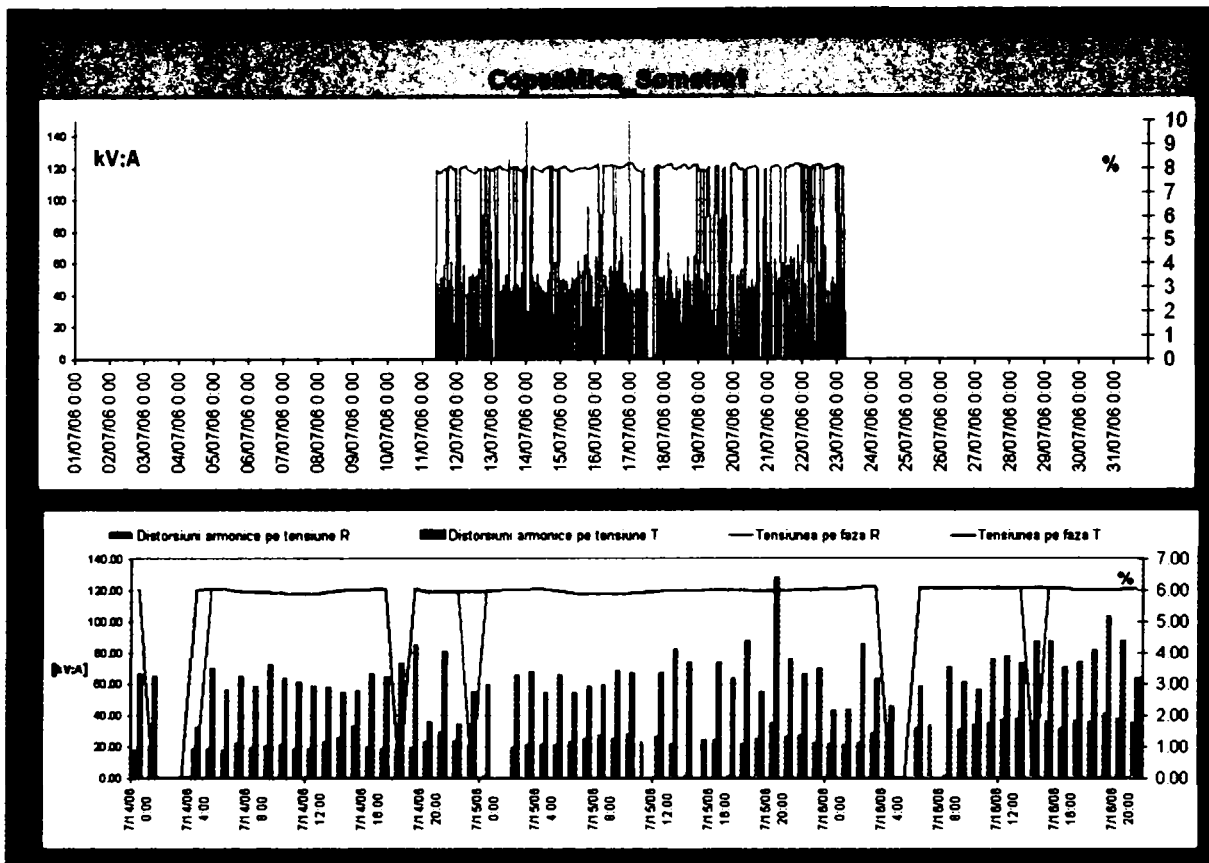


a. Evoluția tensiunii și a THD_v în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

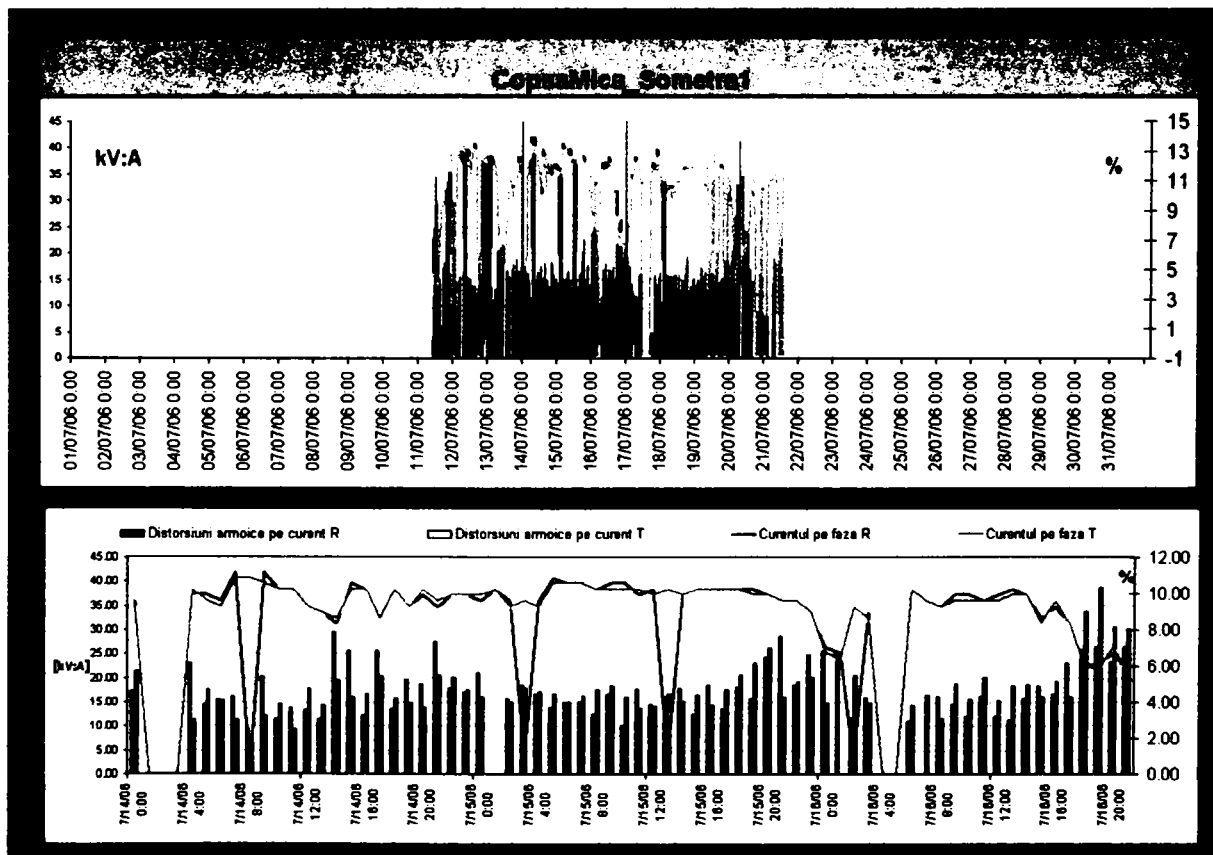


b. Evoluția curentului și a THD_i în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

ANEXA 7 Înregistrări mărimi de instrumentație contor electronic grup măsură TRAFU 110/20kV consumator Sometra

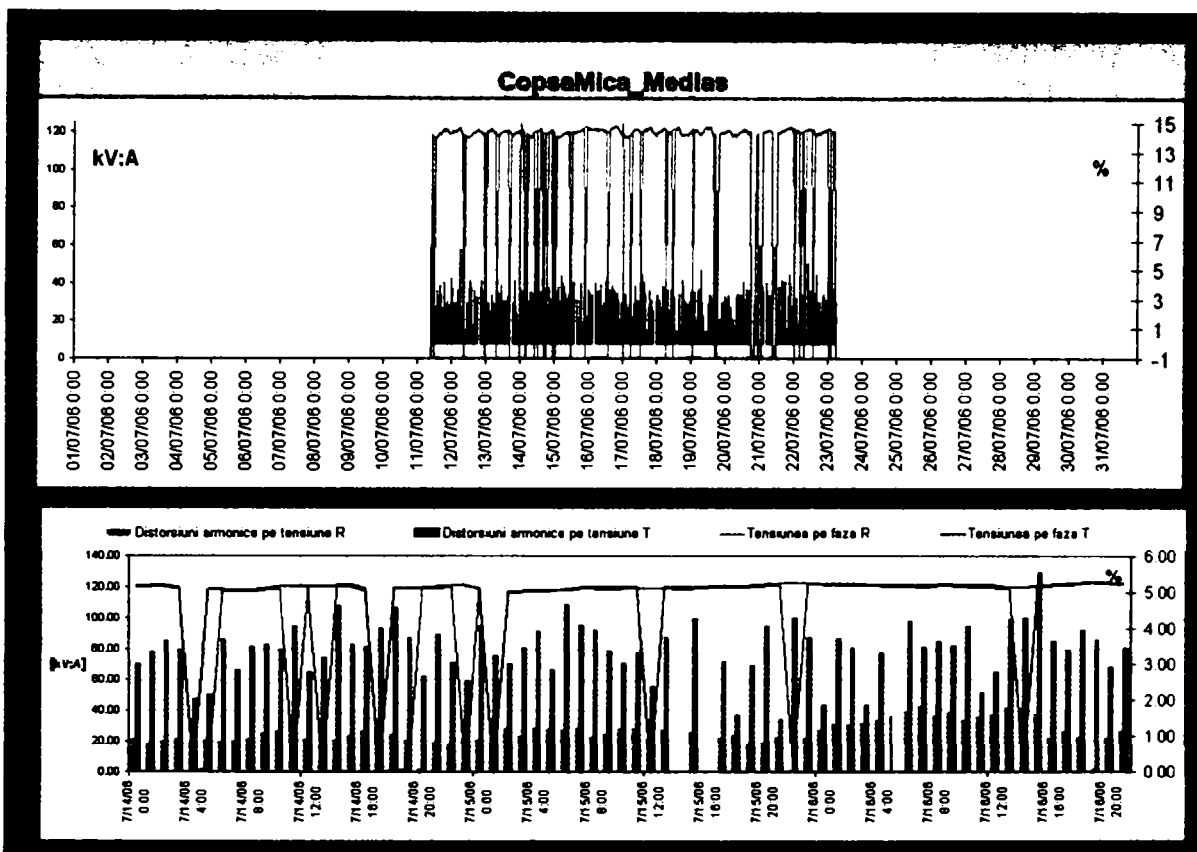


a. Evoluția tensiunii și a THD_U în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

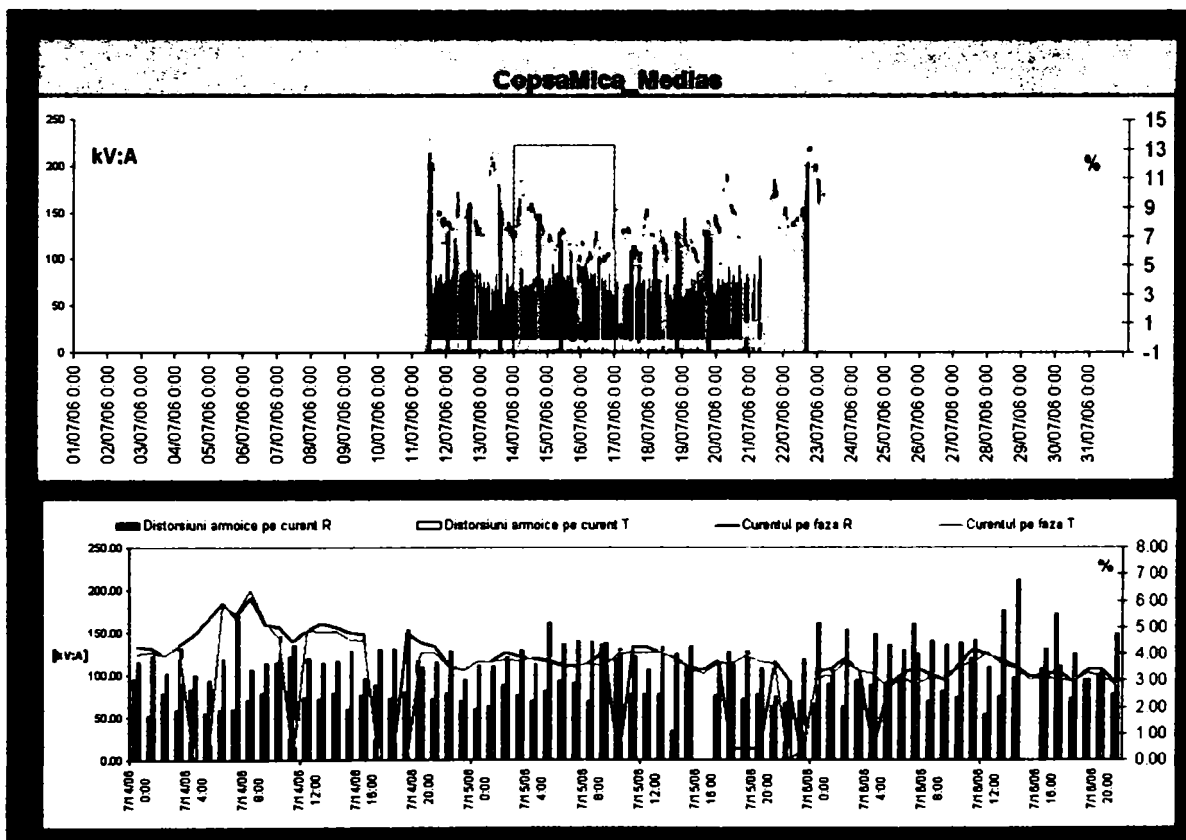


b. Evoluția curentului și a THD_I în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

ANEXA 8 Înregistrări mărimi de instrumentație contor electronic grup măsură TRAFU 110/20kV consumator Sometra



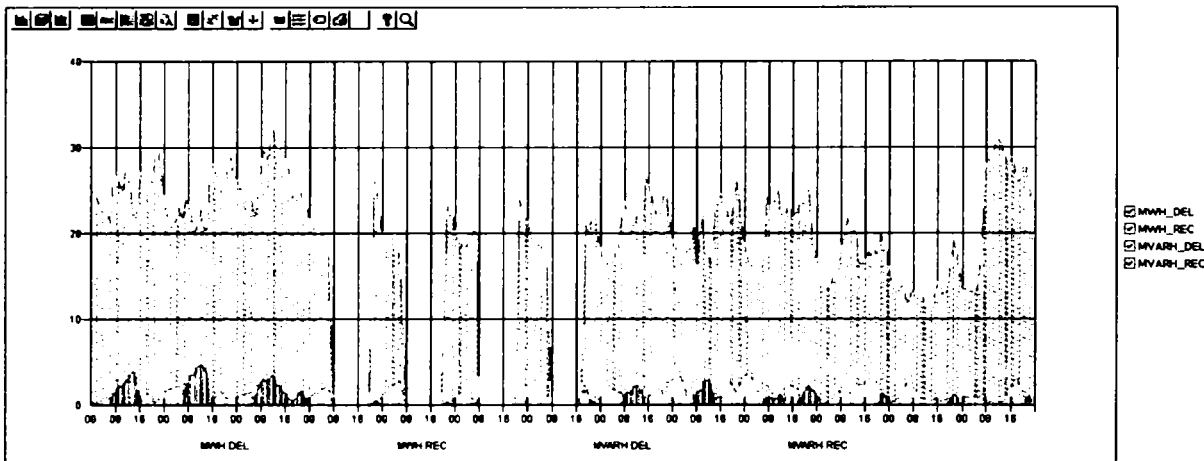
a. Evoluția tensiunii și a THD_U în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile



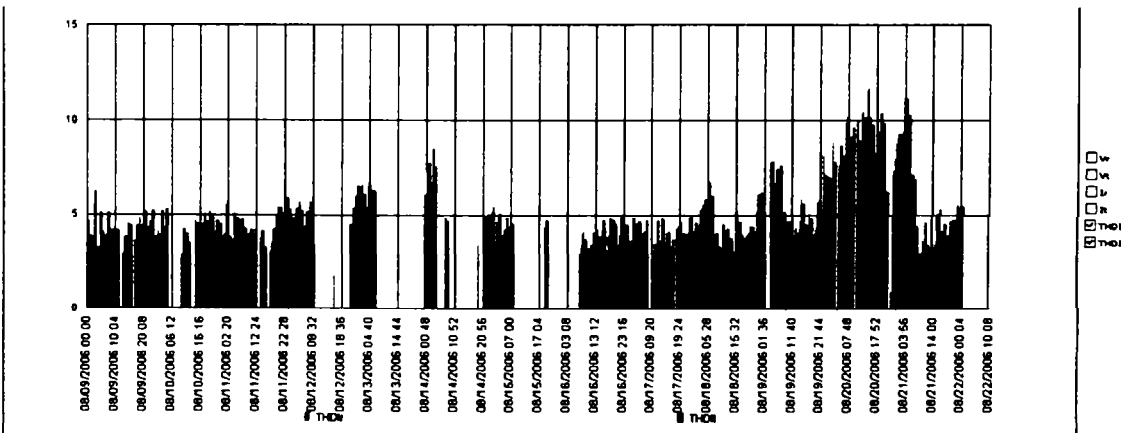
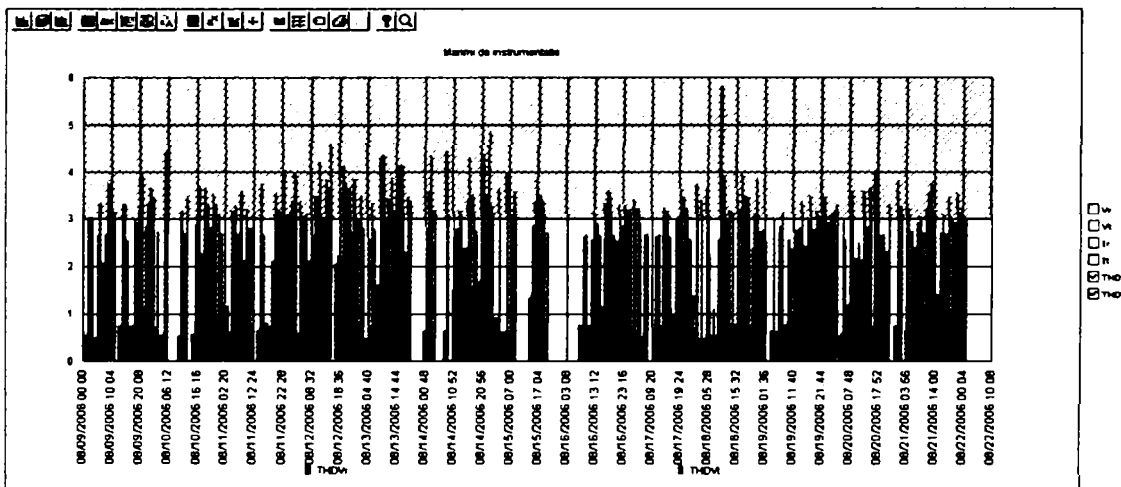
b. Evoluția curentului și a THD_I în interval de 12 zile respectiv detaliu 3 zile

ANEXA 9 Analiza mărimilor de instrumentație pe LEA110 kV Sibiu-Nord –Sibiu Sud

Titlu : Analiza Curbei de sarcina
 Punct de masura : SibiuNord_SibuSud_1
 Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00
 Unitate de masura : MEGA
 Rezoluție : 1 Ora

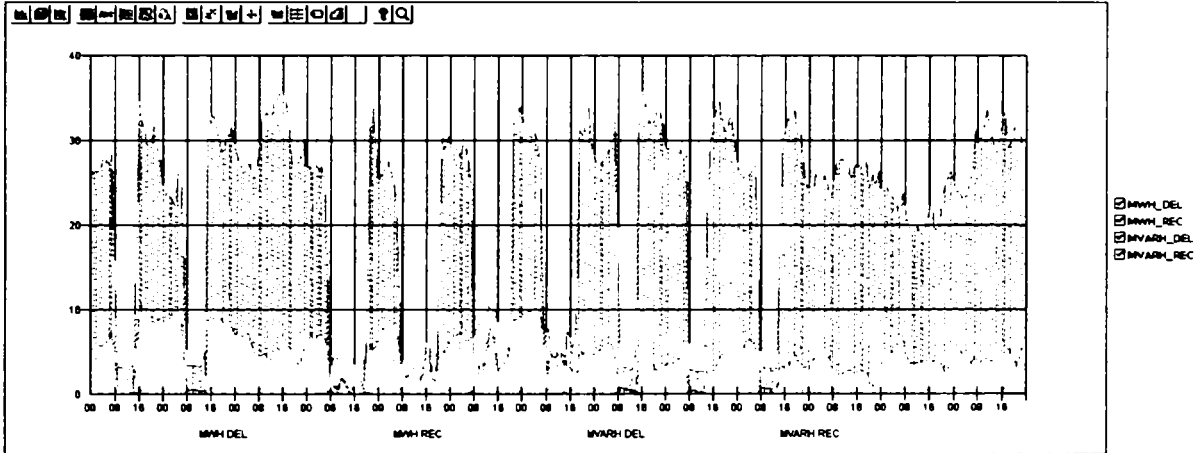


Titlu : Mărimi de instrumentație
 Contor : SibiuNord_SibuSud_1
 Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00

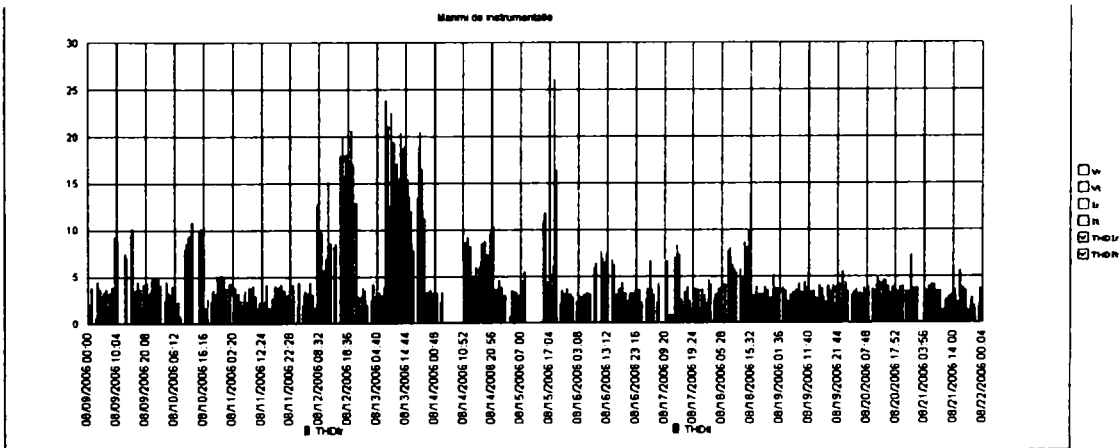
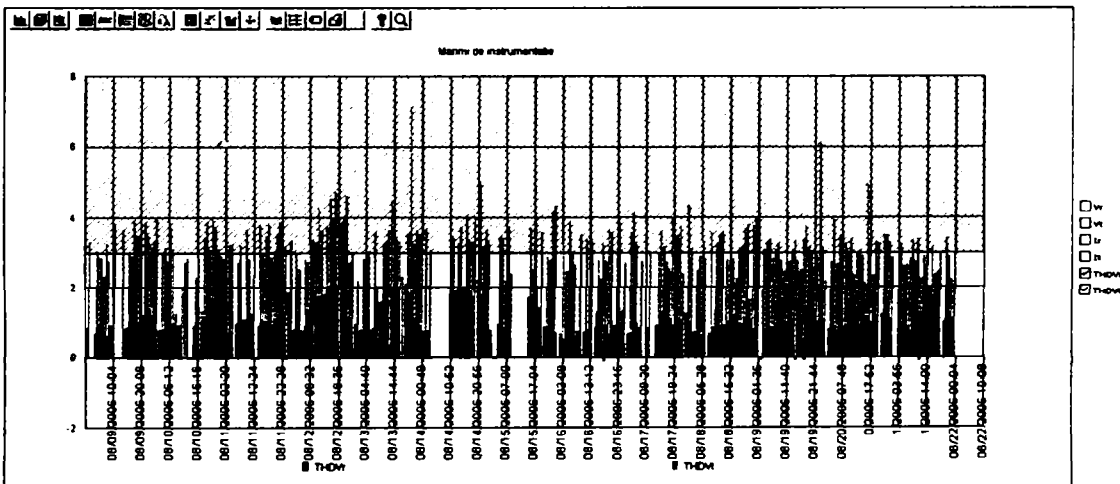


ANEXA 10 Analiza mărimilor de instrumentație pe
LEA110 kV Sibiu-Nord –Copsa Mica

Titlu : Analiza Curbei de Sarcina
Punct de masura : CopsaMica_SibuNord
Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00
Unitate de masura : MEGA
Rezolutie : 1 Ora

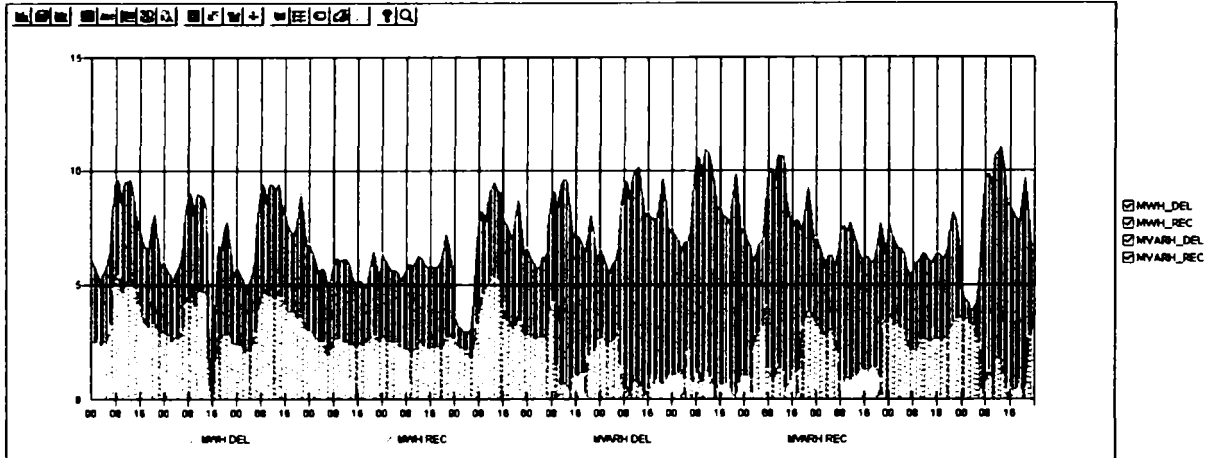


Titlu : Marmă de instrumentație
Contor : CopsaMica_SibuNord
Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00

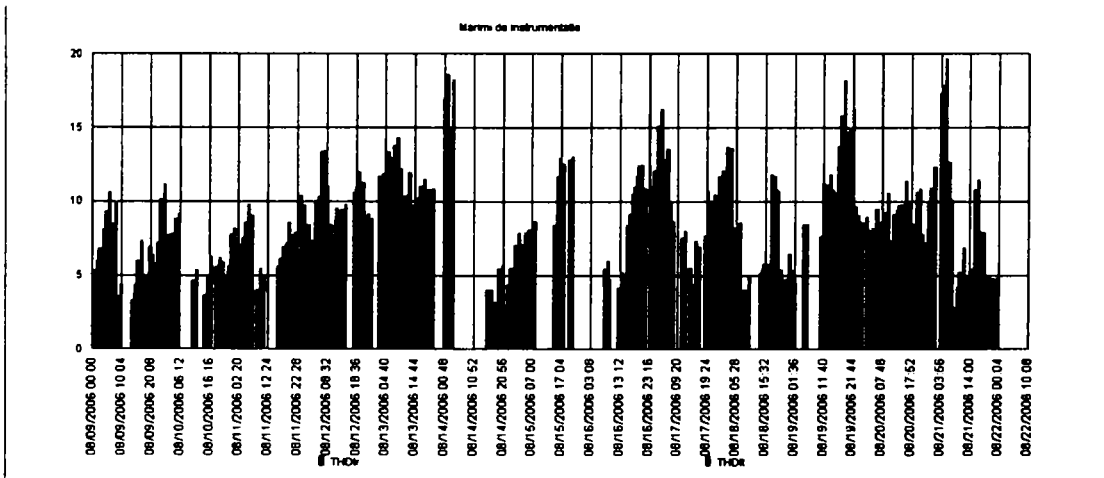
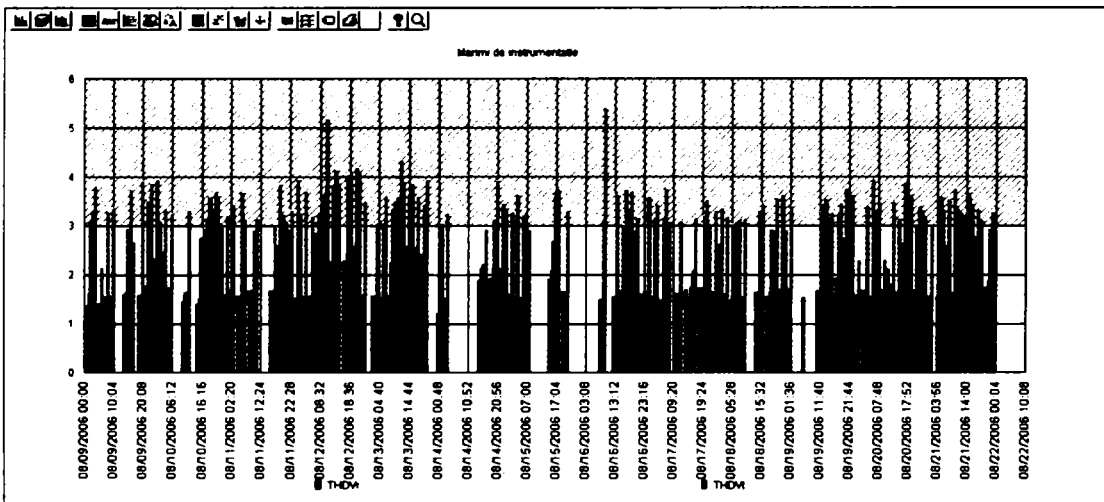


ANEXA 11 Analiza mărimilor de instrumentație pe partea de 110kV a TRAF01 110/20 kV Sibiu-Nord

Titlu : Analiza Curbei de Sarcina
 Punct de masura : SibiuNord_TR1_110kV
 Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00
 Unitate de masura : MEGA
 Rezoluție : 1 Ora

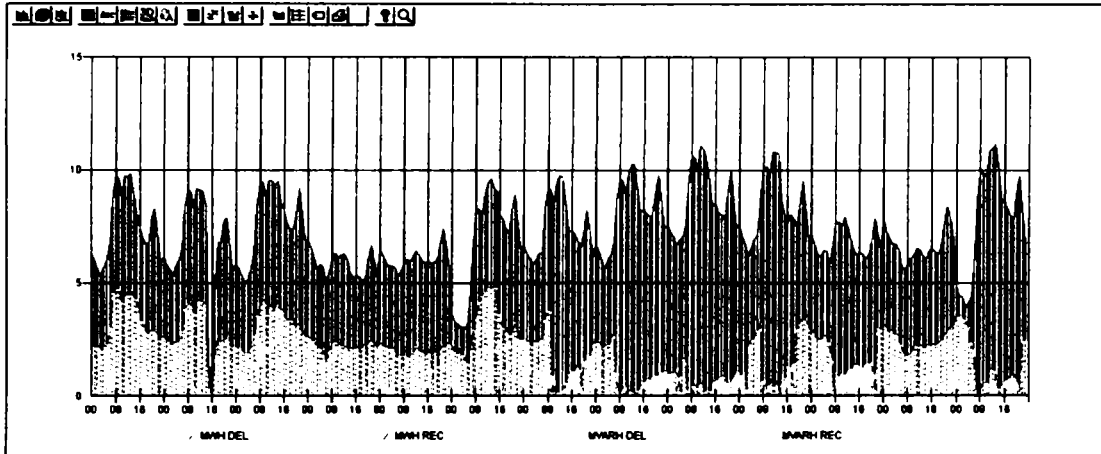


Titlu : Marm de instrumentate
 Contor : SibiuNord_TR1_110kV
 Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00

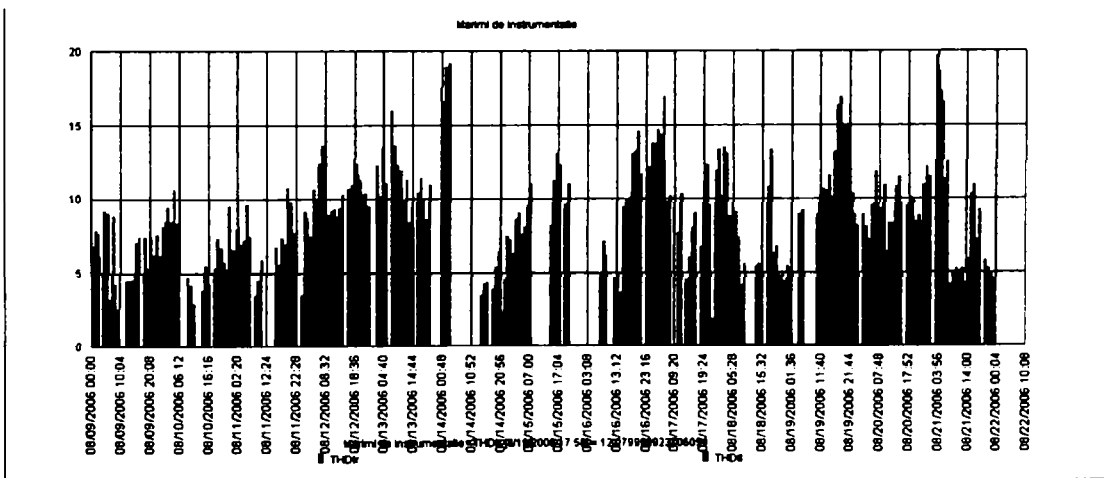
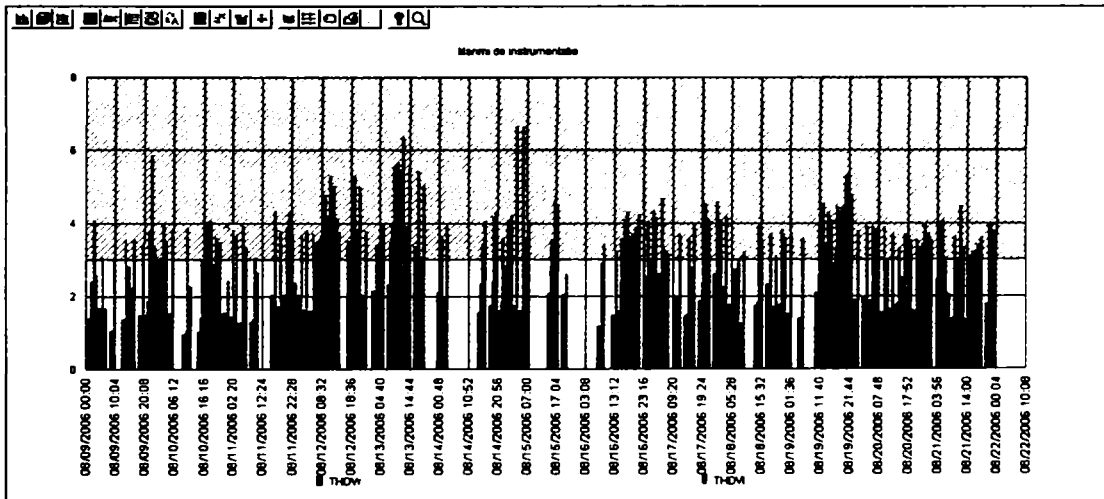


ANEXA 12 Analiza mărimilor de instrumentație pe partea de 20kV a TRAF01 110/20 kV Sibiu- Nord

Titlu : Analiza Curbei de Sarcina
Punct de masura : SibiuNord_TRI_20KV
Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00
Unitatea de masura : MEGA
Rezoluție : 1 Ora

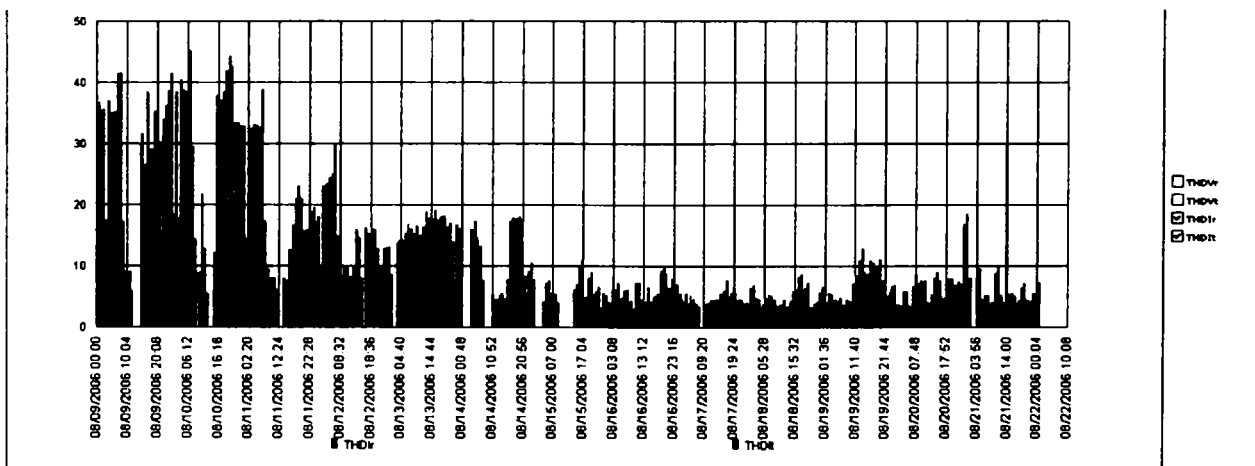
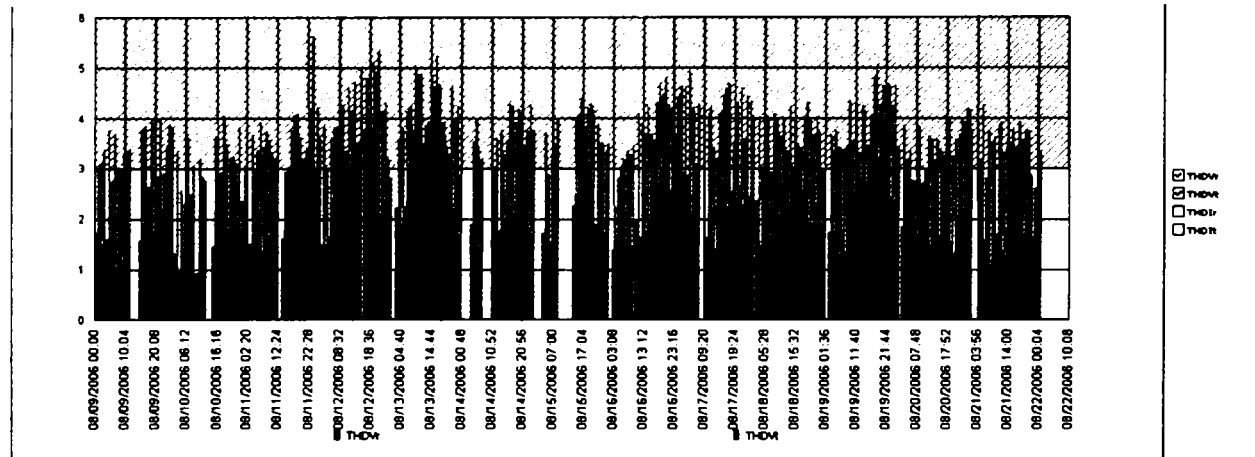
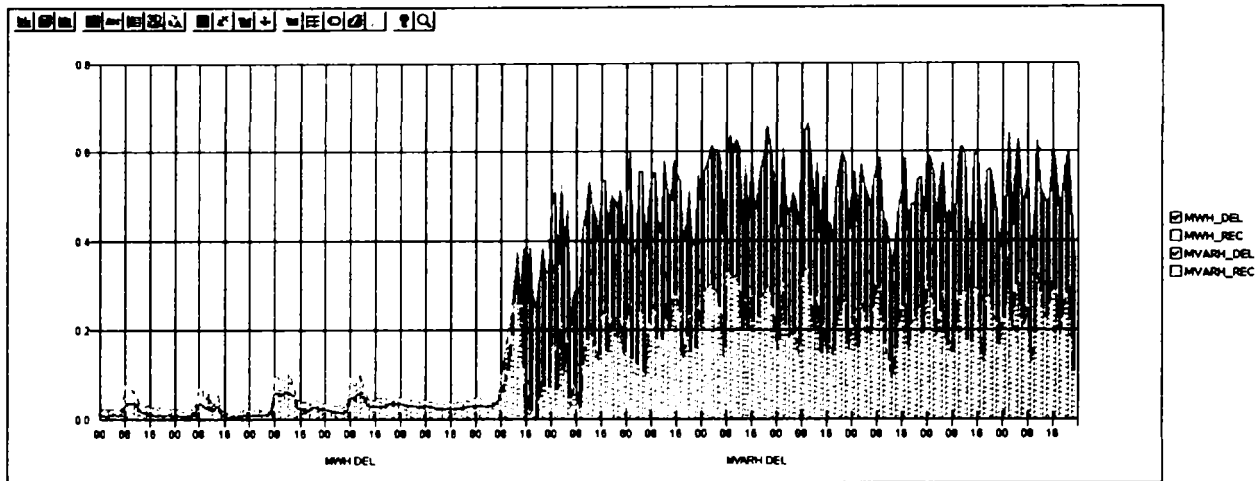


Titlu : Marmi de instrumentatie
Contor : SibiuNord_TRI_20KV
Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00



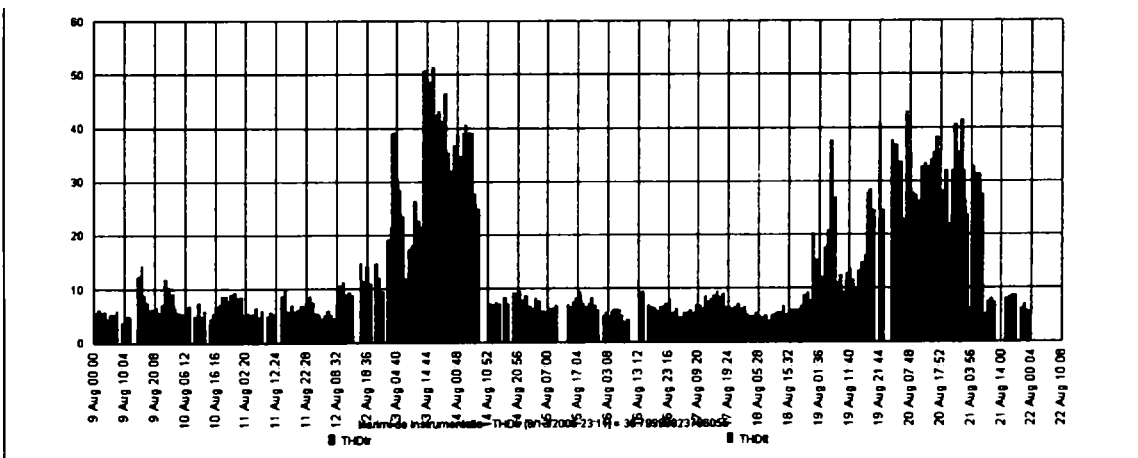
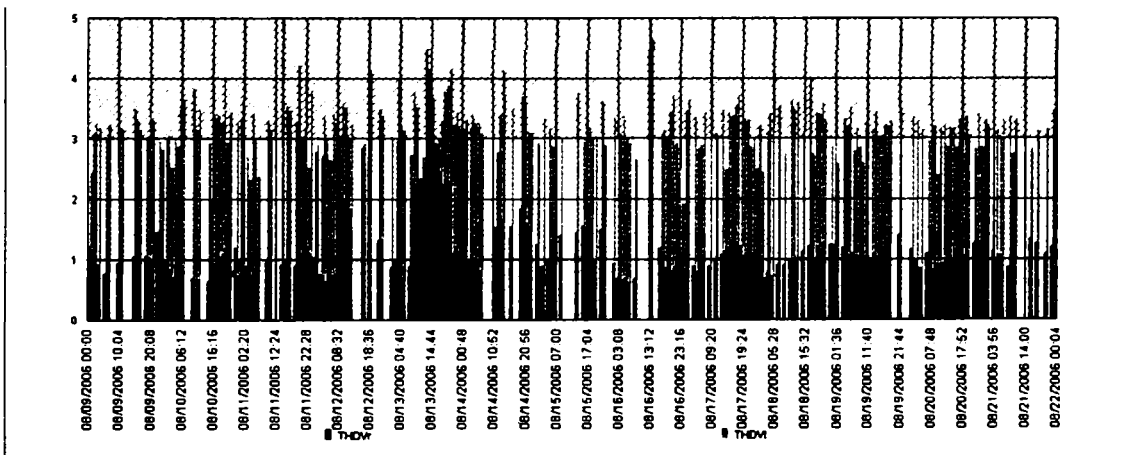
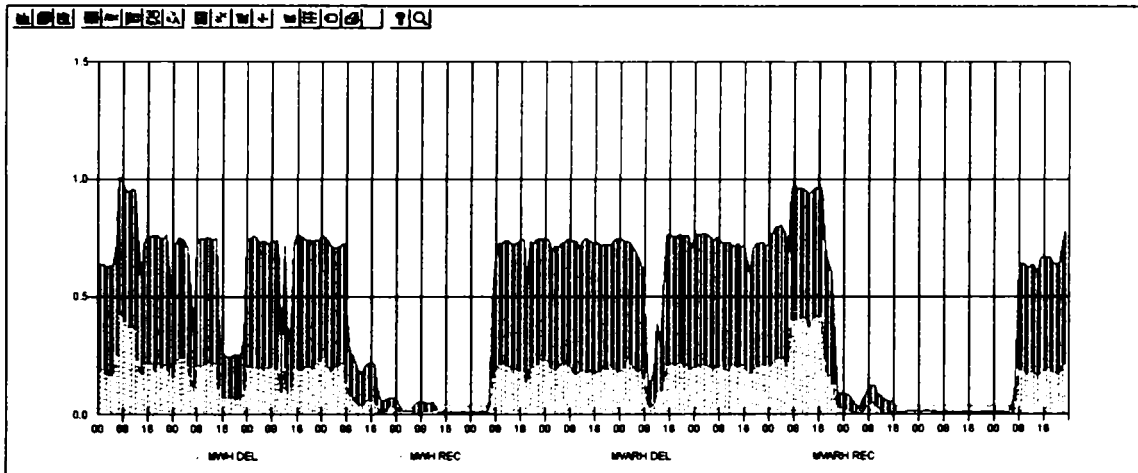
ANEXA 13 Analiza mărimilor de instrumentație pentru un consumator alimentat din rețeaua de 20kV

Titlu : Analiza Curbei de Sarcina
 Punct de masura : AMYLON
 Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00
 Unitate de masura : MEGA
 Rezoluție : 1 Ora



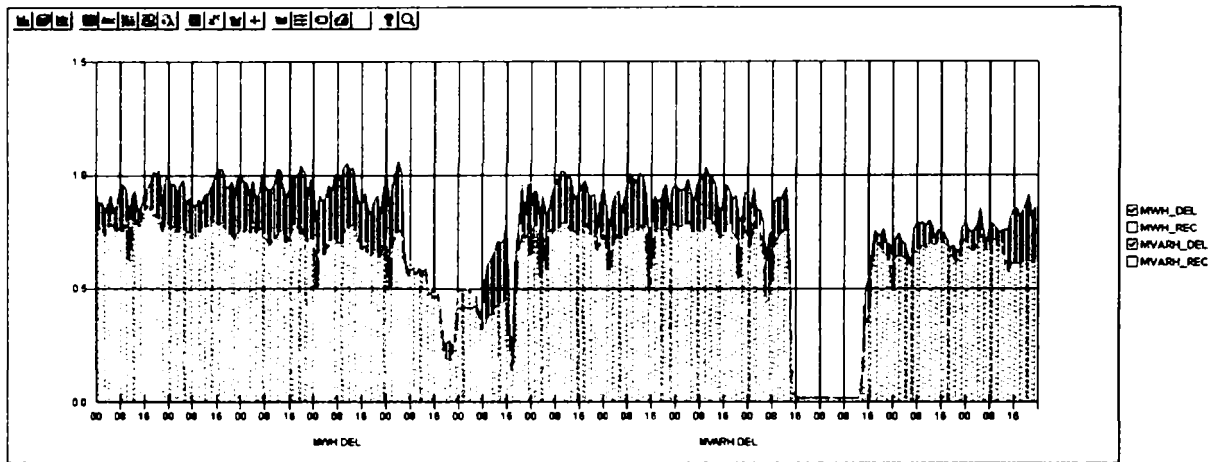
ANEXA 14 Analiza mărimilor de instrumentație pentru un consumator alimentat din rețeaua de 20kV cu profil tip treaptă al curbei de sarcină

Titrul : Analiza Curbei de Sarcina
 Punct de masura : Moara_Cibin
 Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00
 Unitate de masura : MEGA
 Rezoluția : 1 Ora

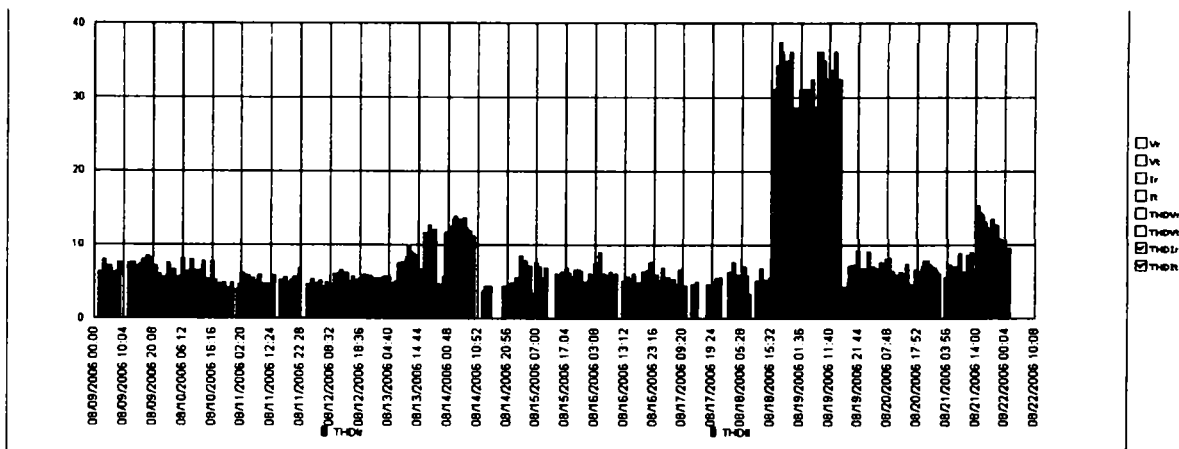
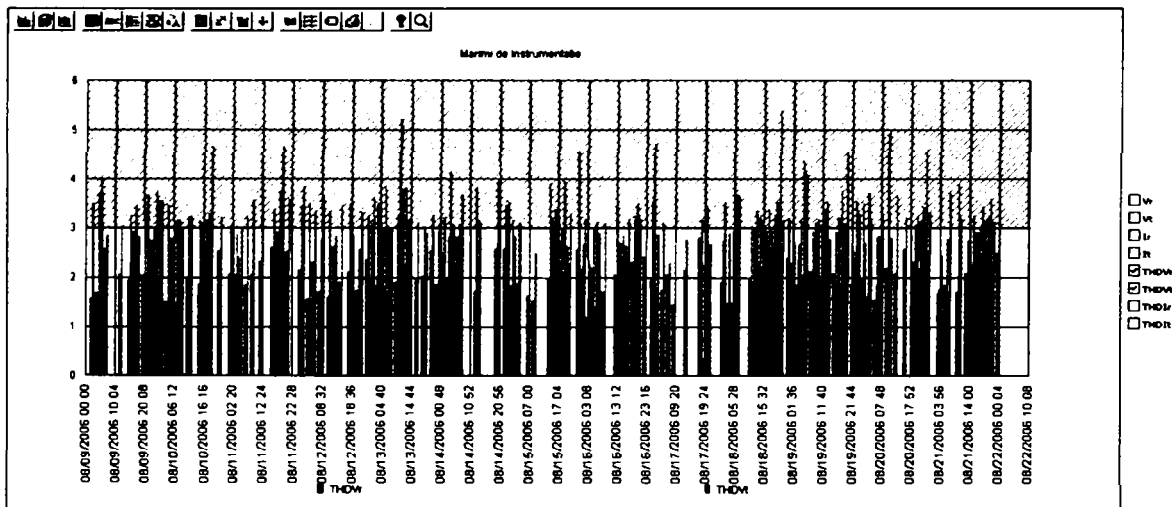


ANEXA 15 Analiza mărimilor de instrumentație pentru un consumator alimentat din rețeaua de 20kV care funcționează în trei schimburi

Punct de măsură : GREINER_PT301
 Perioadă : 8/9/2006 00 00-8/22/2006 00 00
 Unitate de măsură : MEGA
 Rezoluție : 1 Ora

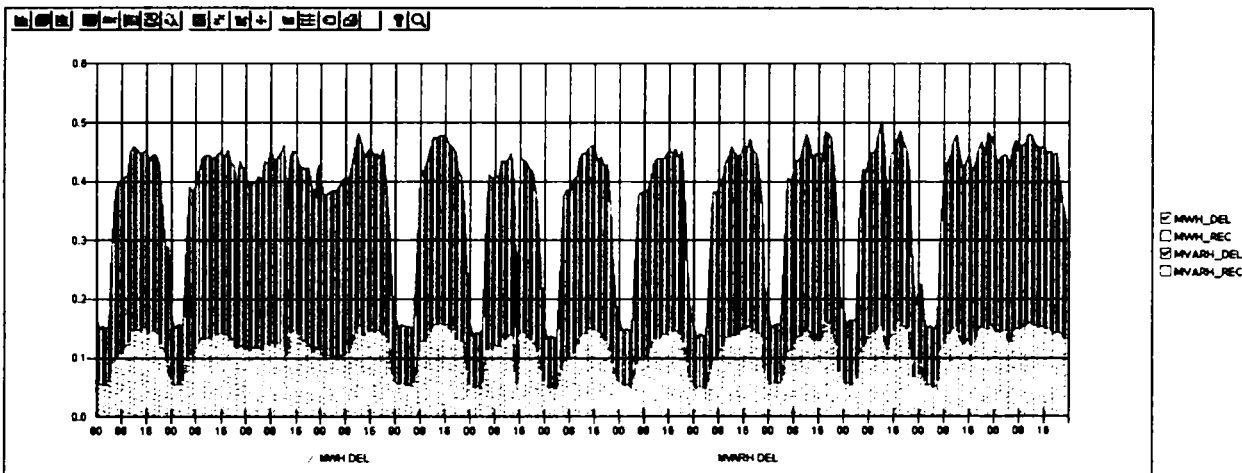


TRU : Mărimi de instrumentație
 Contor : GREINER_PT301
 Perioadă : 8/9/2006 00 00-8/22/2006 00 00

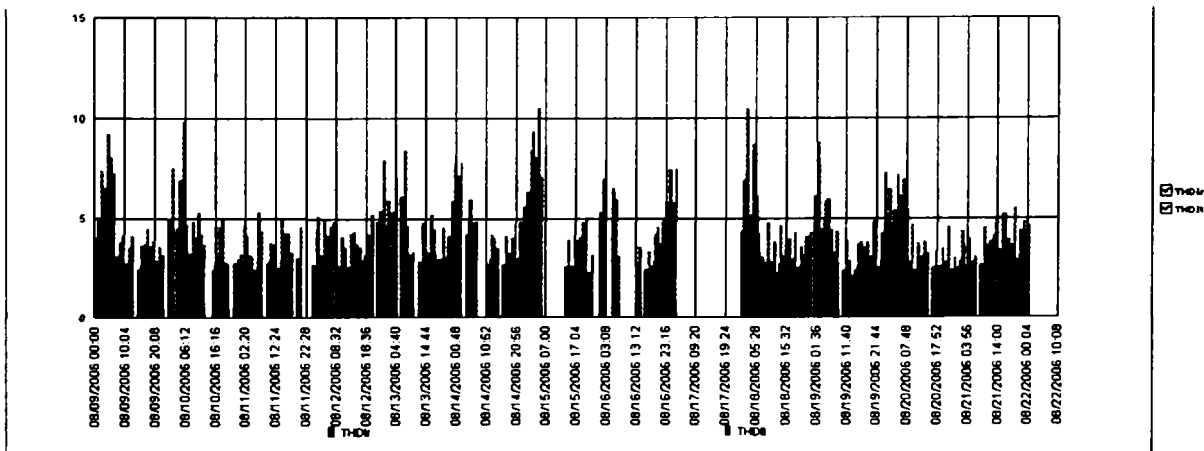
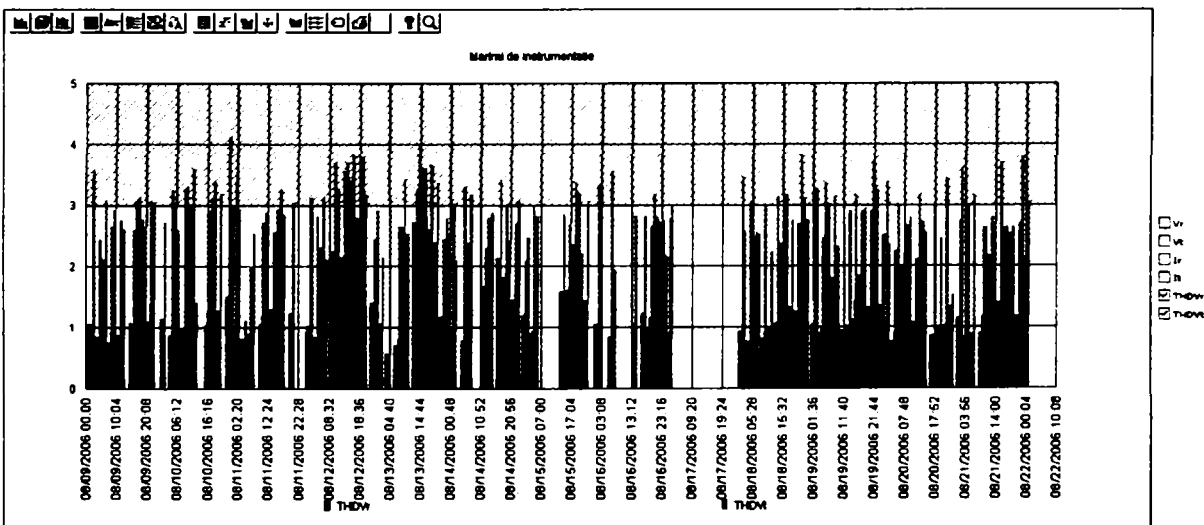


ANEXA 16 Analiza mărimilor de instrumentație pentru un centru comercial alimentat din rețeaua de 20kV

Titlu : Analiza Curbei de Sarcina
 Punct de masura : METRO_SIBIU
 Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00
 Unitate de masura : MEGA
 Rezoluție : 1 Ora



Titlu : Marimi de instrumentatare
 Contor : METRO_SIBIU
 Perioada : 8/9/2006 00:00-8/22/2006 00:00



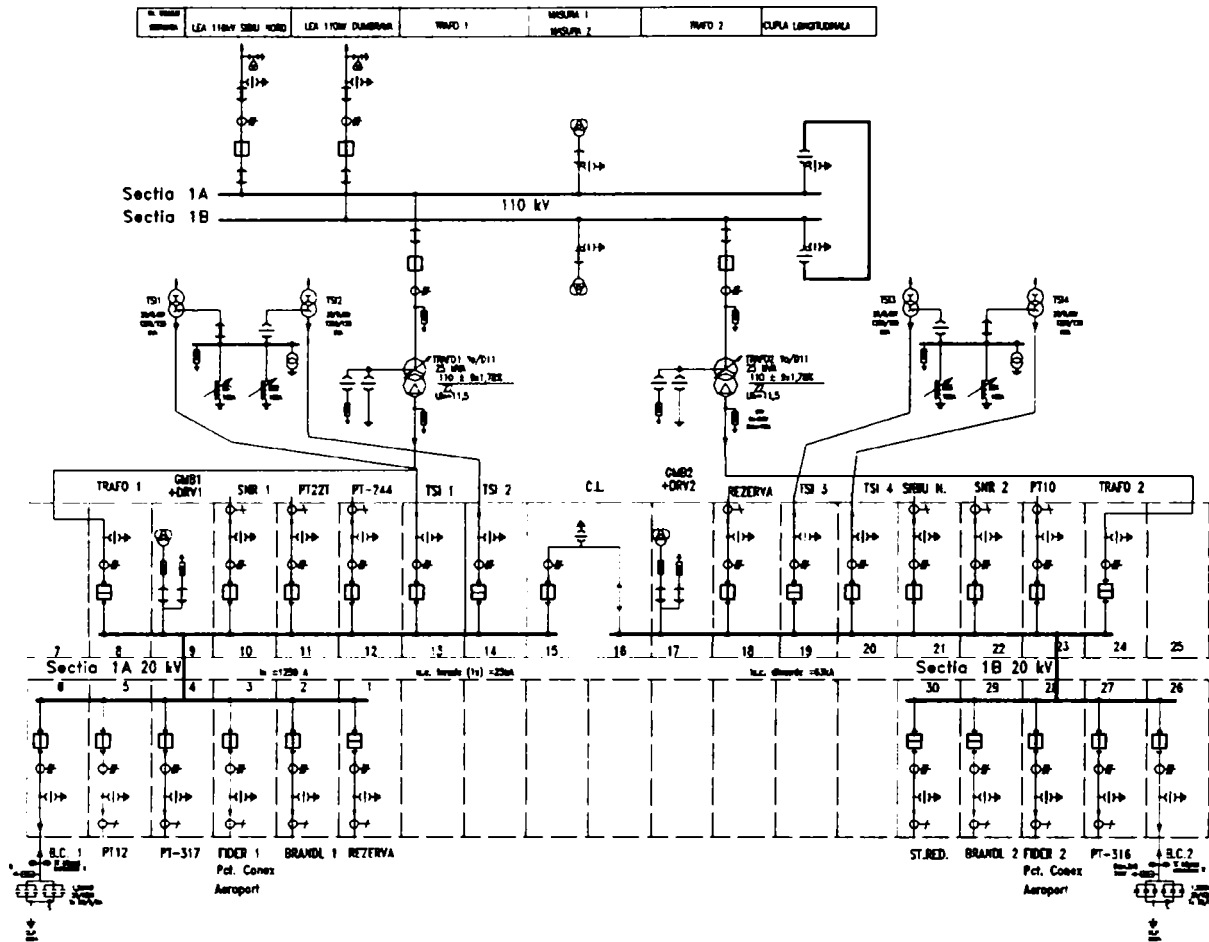
**ANEXA 17 Semnale pe tipuri de celule în stațiile
110kV/MT**

Tipuri de celule	Semnalizări de poziție	Semnalizări de alarmă	Măsuri	Contorizări	Comenzi
<u>Celulă de linie de 110kV</u>	întreruptor anclanșat / declanșat	defect întreruptor cu: blocaj la închidere; presiune scăzută; USOL MOP; neconcordanță;	tensiune linie	Energie activă, reactivă emisă/primită	anclanșare/ declanșare întreruptor;
	separatoare de linie, separatoare de bare închis/deschis	ardere siguranțe de comandă; semnalizare;	putere activă, reactivă emisă/primită		închidere/deschidere separatoare de bare;
	cuțite de legare la pământ închis/deschis	USOL TT deconectat: selectare tensiuni; distanța + măsură; homopolare	curent linie		anulare semnalizări în stație;
	poziție RAR (pus în funcție / scos din funcție);	lipsă tensiune protecție de distanță;			punere în funcție / scoatere din funcție RAR;
		funcționat protecția: de distanță; homopolară; PDL; A funcționat RAR;			
<u>Celulă cuplă 110kV</u>	întreruptor anclanșat/declanșat	defect întreruptor cu: blocaj la închidere; presiune scăzută; USOL MOP; neconcordanță;	putere activă, reactivă emisă/primită		anclanșare/declanșare întreruptor;
	separatoare de linie, separatoare de bare (închis/deschis);	ardere siguranțe de comandă; semnalizare;	curent;		închidere/deschidere separatoare de bare;
		lipsă tensiune protecție de distanță;			anulare semnalizări în stație;
		funcționat protecția: de distanță; homopolară; blocaje declanșare cuplă;			
<u>Celulă TRAFU 110/MT</u>	întreruptor 110kV (anclanșat/declanșat);	defect întreruptor cu: blocaj la închidere; presiune scăzută; USOL MOP;	putere activă/reactivă (110kV->MT; MT->110kV);	Energie activă/reactivă (110kV>MT; MT>110kV);	întreruptor 110kV (anclanșare/ declanșare)
	separatoare bare 110kV (închis/deschis);	ardere siguranțe semnalizare; comandă; PRBM;			separatoare bare 110kV (închidere/ deschidere)
	separator Trafo 110kV (închis/deschis);	funcționat protecție Trafo: gaze; diferențială;			separator Trafo 110kV închidere/ deschidere
	întreruptor MT anclanșat/declanșat	semnalizare preventivă gaze Trafo;			plot: crește plot/ scade plot;
	separatoare bare MT (închis/deschis);	suprasarcină;			întreruptor MT (anclanșare/ declanșare)
	separator borne Trafo MT (închis/deschis);	supratemperatură;			Separatoare bare MT (închis/deschis);
	plot maxim/minim;	funcționat protecție de rezervă: maximală; PRBMT;			Separator borne Trafo MT închis/deschi
	nivel ulei anormal;				
<u>Celule de linie MT și cuplă MT</u>	întreruptor MT anclanșat/declanșat	funcționat protecția: maximală 1, maximală 2;	putere activă/reactivă (primită/emisă);		întreruptor: anclanșare/ declanșare
	separatoare bare MT (închis/deschis);	funcționat RAR;	curent;		Separatoare bare MT închidere/ deschidere
	cuțite de legare la pământ închis/deschis	funcționat protecția de distanță;			poziție RAR punere în funcție/ scoatere din funcție
	poziție RAR pus în funcție/ anulat				
<u>Celula MT</u>	întreruptor	funcționat protecția: de gaze	tensiune		întreruptor

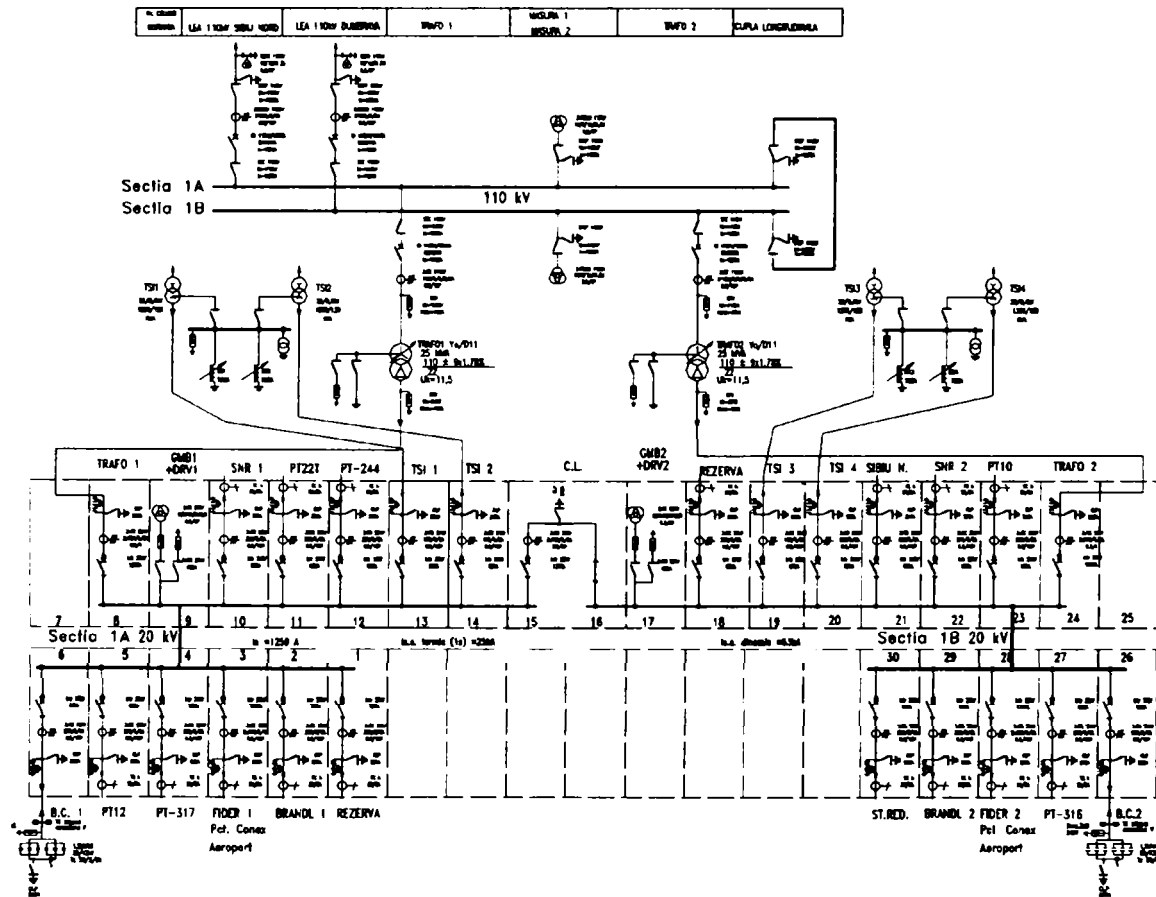
<u>Tipuri de celule</u>	<u>Semnalizări de poziție</u>	<u>Semnalizări de alarmă</u>	<u>Măsurii</u>	<u>Contorizări</u>	<u>Comenzi</u>
<u>Trafo Servicii Interne și BS</u>	anclanșat/declanșat	TSI; de gaze BS; maximală 1; maximală 2;	deplasare BS;		anclanșare/ declanșare
	separatoare bare MT (închis/deschis);	semnalizare preventivă gaze: la TSI; la BS;	putere activă/reactivă TSI;		Separatoare bare închis/ deschis
	separator bară BS închis/deschis;	miez BS în poziție limită: maximă; minimă;			
<u>Celulă măsură MT</u>	siguranțe arse TT;	tensiune bară;			
	punere la pământ bară;				
<u>Celulă baterie condensatori BC</u>	întreruptor anclanșat/declanșat;	funcționat protecția: maximală1, maximală2, U min, diferențială;			întreruptor: anclanșare/ declanșare
	separatoare bare: închis/deschis;				separatoare: închidere/ deschidere;
					anulare semnalizări;
<u>Semnale generale stație</u>	DAS Fm 1..3 în funcție/anulat;	punere la pământ bara 1; bara 2;			DAS Fm 1..3 pus în funcție/ scos din funcție;
	funcționat DAS Fm 1..3;	avarie stație;			DAS U pus în funcție/ scos din funcție;
	siguranțe arse DAS Fm;	USOL baterie declanșat;			AAR MT pus în funcție T1/T2/T2+ T2/anulat;
	DAS U în funcție/anulat;	punere la pământ în c.c.;			AAR JT pus în funcție/anulat
	funcționat DAS U				
	ardere siguranțe DAS U				
	funcționat DDRI bara 1, 2				
	siguranțe DDRI arse				
	AAR MT în funcție pe Trafo 1; Trafo 2; Trafo 1 + Trafo 2;				
	funcționat AAR MT; AAR JT				
	deranjat AAR MT				
	AAR JT în funcție/anulat;				
	funcționat osciloperturbograf;				

ANEXA 18 Schema normală și schema monofilară Stația 110/20kv Aeroport

a) Schema monofilară a stației cu specificarea poziției echipamentelor de comutație



b) Schema monofilară cu specificarea caracteristicilor tehnice ale echipamentului



**ANEXA 19 A) Balanța de energie pe bara de 110kV
pentru stațiile de pe raza CE Sibiu**

SDFEE Sibiu		BALANTE ENERGIE		2005
Stația	Elementul de rețea	Energie primita (+)	Energie emisa (-)	Balanta 110kV
SIBIU SUD	LEA 110 kV SIBIU SUD - SIBIU NORD 2	108,240	325,108,080	
6360	LEA 110 kV SIBIU SUD - SIBIU NORD 1	6,600	350,491,680	
	LEA 110 kV SIBIU SUD - CISNADIE 1	2,640	7,920	
	LEA 110 kV SIBIU SUD - CISNADIE 2	34,745,040	26,726,040	
	LEA 110 kV SIBIU SUD - UCEA 1	6,965,640	56,059,080	
	LEA 110 kV SIBIU SUD - UCEA 2	1,110,120	93,380,760	
	LEA 110 kV SIBIU SUD - INDES II 1	0	1,443,750	
	LEA 110 kV SIBIU SUD - INDES II 2	0	47,025	
	AT 1 220/110 kV pe 220 kV	0	308,176,000	
	AT 2 220/110 kV pe 220 kV	0	313,397,040	
	AT 1 220/110 kV pe 110 kV	478,756,240	1,080	
	AT 2 220/110 kV pe 110 kV	441,584,570	26,320	
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	51,031,497	
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	59,576,220	
	TOTAL 110 KV	963,170,850	963,899,452	-0.08%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	50,544,000	0	0.96%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	59,623,680	0	-0.08%
SIBIU NORD	LEA 110 kV SIBIU NORD - SIBIU SUD 1	343,465,320	6,600	
6351	LEA 110 kV SIBIU NORD - SIBIU SUD 2	322,705,680	109,560	
	LEA 110kV SIBIU NORD-COPSA MICA	170,280	374,165,880	
	LEA 110 kV SIBIU NORD - ORLAT	4,748,040	147,041,400	
	LEA 110 kV SIBIU NORD - AEROPORT	26,183,520	53,074,560	
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	76,110,320	
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	43,166,970	
	TR 3 110/20 kV pe 110 kV	0	3,039,960	
	TOTAL 110 KV	697,272,840	696,715,250	0.08%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	75,501,437	0	0.80%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	42,834,240	0	0.77%
	TR 3 110/20 kV pe 20 kV	3,033,000	0	0.23%
AEROPORT	LEA 110 kV AEROPORT-SIBIU NORD	53,741,160	26,509,560	
6353	LEA 110 kV AEROPORT-DUMBRAVA	47,487,000	24,050,400	
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	50,436,100	
	TOTAL 110 KV	101,228,160	100,996,060	0.23%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	48,486,080	0	3.87%
DUMBRAVA	LEA 110 kV DUMBRAVA - AEROPORT	24,273,480	47,658,600	
6352	LEA 110 kV DUMBRAVA - SADU V	95,059,800	1,214,400	
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	70,281,420	
	TOTAL 110 KV	119,333,280	119,154,420	0.15%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	70,081,200	0	0.28%

**B) Balanța de energie pe bara de 110kV pentru stațiile de
pe raza CE Sibiu Exterior**

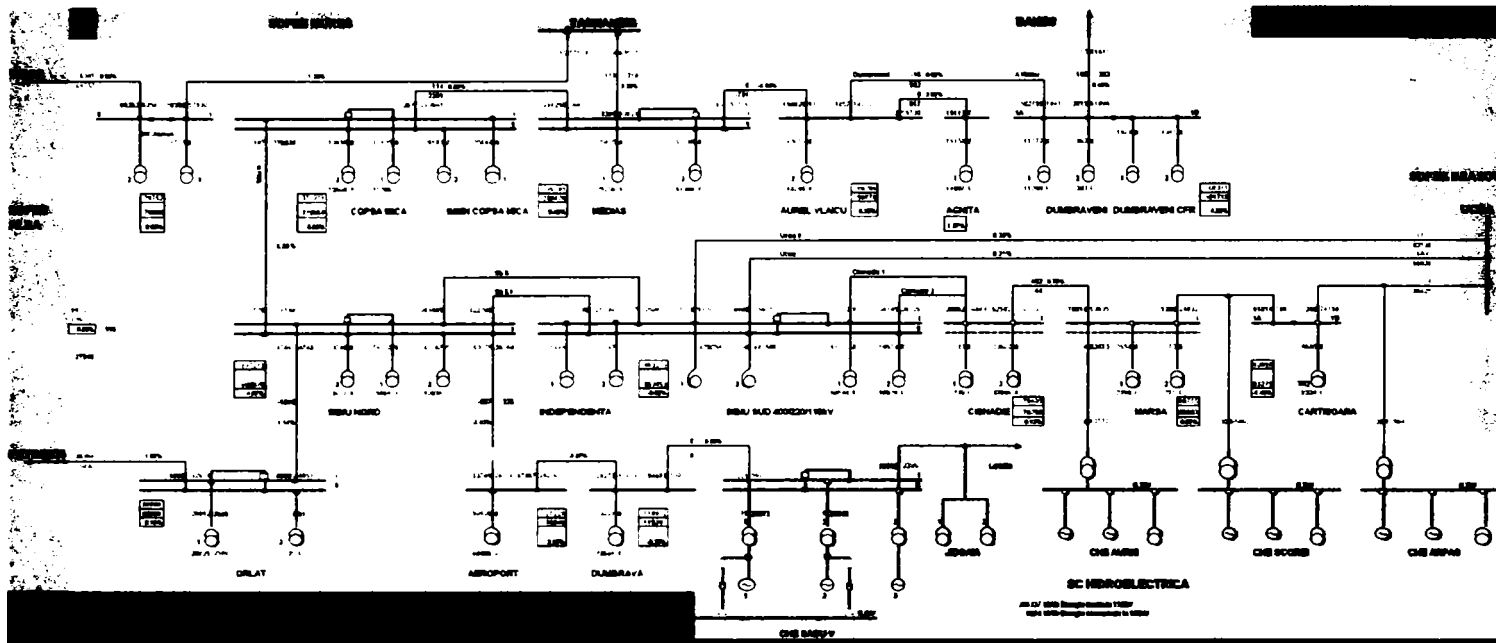
SDFEE Sibiu		BALANTE ENERGIE		2005	
Stația	Elementul de rețea	Energie primita (+)	Energie emisa (-)	Balanta 110kV	
ORLAT	LEA 110 kV ORLAT - SIBIU NORD	148,881,480	4,851,000		
571365	LEA 110 kV ORLAT - PETRESTI	5,899,080	132,613,800		
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	3,504,820	20,841,920		
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	61,380	0		
	TOTAL 110 KV	158,346,760	158,306,720		0.03%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	20,724,948	3,597,840		0.56%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	31,440	0		
CISNADIE	LEA 110 kV CISNADIE - SIBIU SUD	26,862,000	34,648,680		
564192	LEA 110 kV CISNADIE - MIRSA	52,542,600	10,772,520		
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	232,760		
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	33,680,240		
	TOTAL 110 KV	79,404,600	79,334,200		0.09%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	229,680	0		1.32%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	33,648,000	0		0.10%
MIRSA	LEA 110 kV MIRSA - CISNADIE	10,816,080	53,034,960		
523708	LEA 110 kV MIRSA - CIRTISOARA	5,385,600	24,031,920		
	LEA 110 kV MIRSA - AVRIG	83,513,100	3,960		
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	22,553,520		
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	272,580		
	TOTAL 110 KV	99,714,780	99,896,940		-0.18%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	22,355,840	0		0.88%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	270,720	0		0.68%
CIRTISOARA	LEA 110 kV CIRTISOARA - MIRSA	81,813,600	186,120		
232708	LEA 110 kV CIRTISOARA - UCEA	245,520	74,755,560		
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	8,695,005		
	TOTAL 110 KV	82,059,120	83,636,685		-1.92%
AGNITA	LEA 110 kV AGNITA - AUREL VLAICU	15,113,340	0		
6358	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	15,150,465		
	TOTAL 110 KV	15,113,340	15,150,465		-0.25%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	14,906,760	0		1.61%

C) Balanța de energie pe bara de 110kV pentru stațiile de
pe raza CE Mediaș

SDFEE Sibiu		BALANTE ENERGIE		2005	
Stația	Elementul de rețea	Energie primita (+)	Energie emisa (-)	Balanta 110kV	
COPSA MICĂ	LEA 110kV COPSA MICA-SIBIU NORD	370,934,520	106,920		
6357	LEA 110 kV COPSA-MICA - MEDIAS	266,640	293,645,880		
	LEA 110 kV COPSA-MICA-SOMETRA 1	0	25,643,640		
	LEA 110 kV COPSA-MICA-SOMETRA 2	0	29,183,220		
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	11,824,890		
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	10,497,960		
	TOTAL 110 KV	371,201,160	370,902,510		0.08%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	11,780,400	0		0.38%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	10,604,400	0		-1.01%
MEDIAS	LEA 110 kV MEDIAS - COPSA-MICA	291,255,360	380,160		
6355	LEA 110 kV MEDIAS - AUREL VLAICU	60,720	157,638,360		
	LEA 110 kV MEDIAS - TIRNAVENI	8,384,640	63,820,680		
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	25,425,180		
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	52,198,080		
	TOTAL 110 KV	299,700,720	299,462,460		0.08%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	25,200,000	0		0.89%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	51,389,760	0		1.55%
A.VLAICU	LEA 110 kV AUREL VLAICU - MEDIAS	158,429,040	60,720		
841276	LEA 110 kV AUREL VLAICU - D-VENI	1,857,240	103,737,480		
	LEA 110 kV AUREL VLAICU - AGNITA	0	15,730,440		
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	40,651,160		
	TOTAL 110 KV	160,286,280	160,179,800		0.07%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	40,249,200	0		0.99%
DUMBRĂVENI	LEA 110 kV DUMBRAVENI-A VLAICU	102,755,400	1,841,400		
865398	LEA 110 kV DUMBRAVENI - DANES	3,615,480	81,894,120		
	LEA 110 kV DUMBRAVENI -CFR 1	0	1,978,240		
	LEA 110 kV DUMBRAVENI -CFR 2	0	4,341,480		
	LEA 110 kV DUMBRAVENI -CFR 3	0	5,129,520		
	TR 1 110/20 kV pe 110 kV	0	11,271,975		
	TR 2 110/20 kV pe 110 kV	0	361,845		
	TOTAL 110 KV	106,370,880	106,818,580		-0.42%
	TR 1 110/20 kV pe 20 kV	11,267,760	0		0.04%
	TR 2 110/20 kV pe 20 kV	393,480	0		-8.74%

ANEXA 20 Exemplificarea metodei de analiză prin
balanțe efectuate pe zone de rețea

A) Balanțe realizate pe ansamblul stației de transformare
cu includerea pierderilor în linii și
transformatoare



Legenda:



Contur SDFE Sibiu

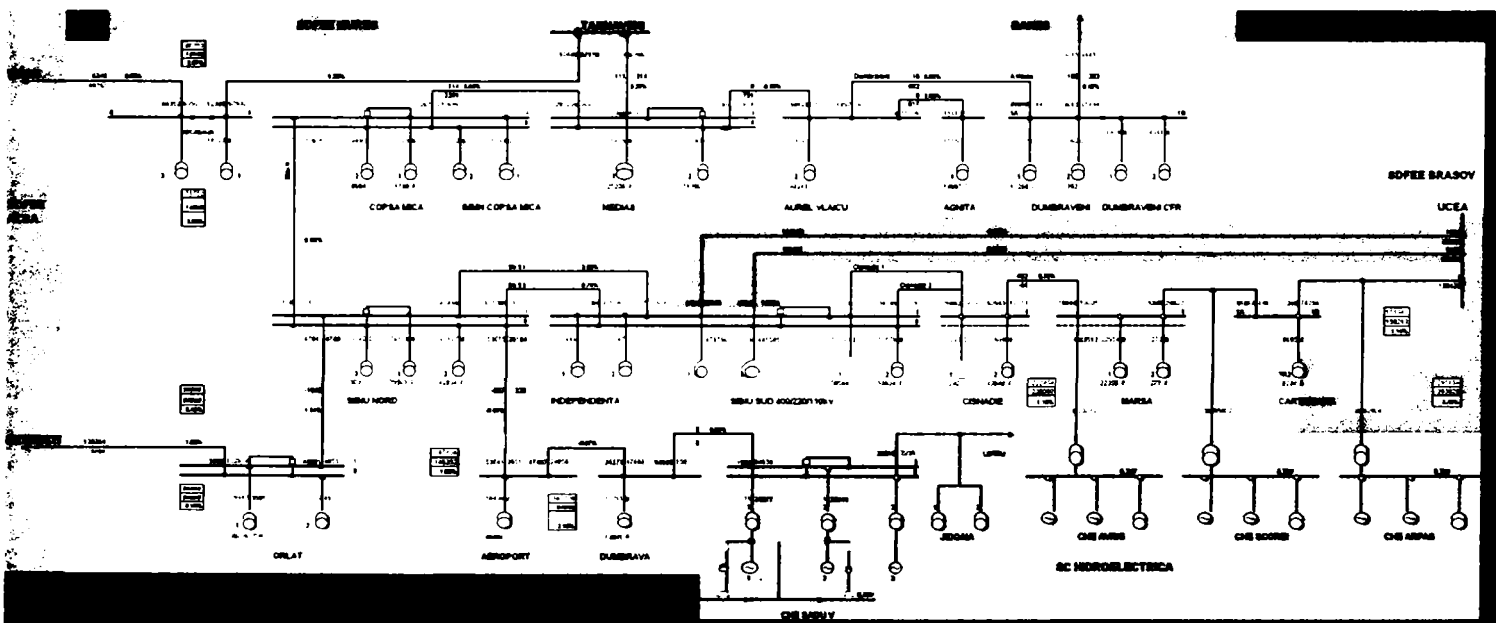
Balanța pentru fiecare stație de transformare cu
inclusiunea pierderilor în transformatoare

Contur scursale invectinate



Contur Hidroelectrica

B) Balanțe pe zone extinse de rețea care includ mai multe
stații de transformare



Legenda:



Contur SDFE Sibiu

Balanța pe stație ÎT+MT

Contur scursale
invecinate



Balante pe zone de rețea

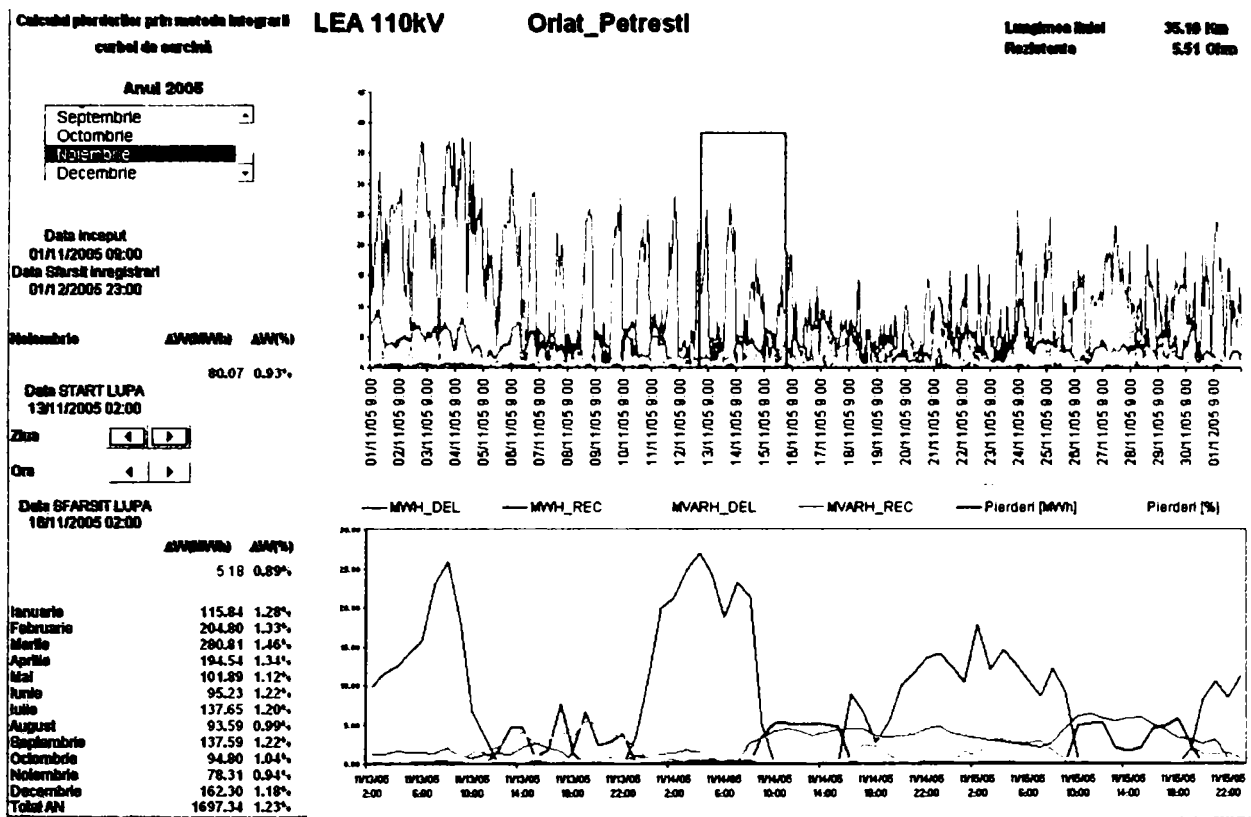


Contur Hidroelectrica

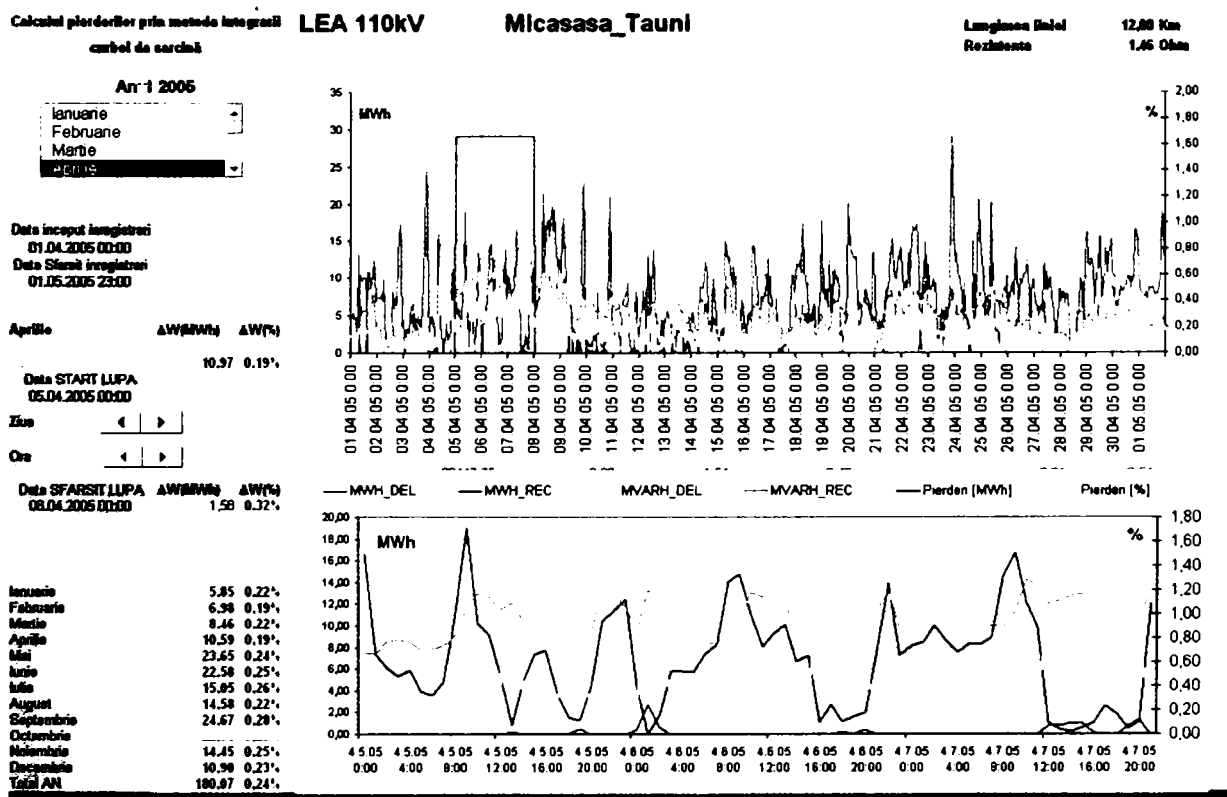


Balante pe zone extinse de re ea

ANEXA 21 Curba de sarcină și pierderi pe LEA 110kV



a) LEA 110kV Olat-Petrești de tip distribuție zonală



b) LEA 110kV Micăsasa –Tăuni de tip distribuție zonală și alimentare Stație transport feroviar.

ANEXA 22 Coeficientul de omogenitate la compararea metodelor de calcul a pierderilor pe LEA110kV de tip AZC

	LINII ELECTRICE AERIENE 110kV DE TIP ALIMENTARE ZONE DE CONSUM -AZC-	Total LEA 110kV AZC MWh	Aeroport_D umbra	Cisnadle_M arsa	CopsaMica Medias	AurelVlaicu _Dumbrave ni	Medias_Via icu	AurelVlaicu _Agnita
Valorile lunare ale pierderilor în LEA110kV calculate cu meoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	998,29	69,30	9,42	100,92	13,79	10,13	2,61
	Februarie	1514,46	26,12	16,61	148,39	16,73	15,21	2,33
	Martie	1887,78	49,96	23,77	212,72	27,75	20,18	2,32
	Aprilie	1388,95	2,41	43,17	158,70	30,28	18,59	2,15
	Mai	1243,08	2,45	45,79	163,16	26,05	16,42	1,95
	Iunie	1221,03	4,82	17,93	156,86	50,96	22,32	1,76
	Iulie	1061,92	7,18	25,99	125,26	34,25	17,17	1,81
	August	1072,41	9,21	22,55	130,94	32,02	17,67	1,79
	Septembrie	1455,71	7,38	13,64	183,08	44,67	23,00	2,05
	Octombrie	1317,67	4,44	6,03	156,54	28,72	18,25	2,31
	Noiembrie	1003,62	23,74	7,06	91,00	20,21	15,65	2,83
	Decembrie	1247,50	55,21	12,29	101,40	31,58	21,65	2,53
	Total AN 2005	15412,42	262,21	244,26	1728,98	357,02	216,24	26,44
	Total AN 2005 cu corecție schimb							
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi	AN 2005						
1	$p \cdot ku + (1-p) \cdot ku^2$	16542,82	284,07	220,15	1842,08	105,14	81,34	28,07
8	$\tau = T_{max} \cdot (2500 + T_{max}) / (6880 - T_{max})$	17625,23	373,40	279,70	1899,35	125,56	91,43	28,46
11	$0.17ku + 0.83ku^2$	16039,27	262,96	205,37	1795,90	99,39	77,89	27,52
13	$0.85ku^2 + 0.15ku$	15703,57	248,88	195,52	1765,11	95,55	75,59	27,16
15	$0.8ku^2 + 0.2ku$	15703,57	248,88	195,52	1765,11	95,55	75,59	27,16
	Coeficientul de variațieCV	2,80%	9,48%	8,29%	1,92%	39,65%	30,27%	1,47%

	LINII ELECTRICE AERIENE 110kV DE TIP ALIMENTARE ZONE DE CONSUM -AZC-	SibiuNord_ Aeroport	SibiuNord_ CopsaMica	SibiuNord_ Ornat	SibiuSud_Independent a2	SibiuSud_S ibiuNord_1	SibiuSud_S ibiuNord_2	SibiuSud_C isnadle_2
Valorile lunare ale pierderilor în LEA110kV calculate cu meoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	19,58	492,33	68,16	0,00	120,93	81,65	9,47
	Februarie	11,46	719,11	118,69	0,00	241,40	186,98	11,43
	Martie	16,06	928,09	154,57	0,00	228,59	216,95	6,82
	Aprilie	3,09	666,84	95,96	0,00	168,67	187,46	11,64
	Mai	1,41	707,39	34,77	0,00	111,57	118,51	13,60
	Iunie	1,58	685,21	36,58	0,00	120,45	117,69	4,86
	Iulie	1,26	570,20	57,15	0,00	109,78	104,32	7,56
	August	2,70	600,71	36,25	0,00	109,47	103,40	5,68
	Septembrie	2,05	808,45	65,64	0,00	165,55	134,95	5,27
	Octombrie	5,43	724,11	43,33	0,00	172,34	152,14	4,02
	Noiembrie	14,96	477,34	47,89	0,00	153,91	141,21	7,82
	Decembrie	20,38	531,41	112,22	0,00	235,44	118,48	4,93
	Total AN 2005	99,94	7911,20	871,21	0,00	1938,08	1663,74	93,10
	Total AN 2005 cu corecție schimb							
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi							
1	$p \cdot ku + (1-p) \cdot ku^2$	113,30	8632,03	898,73	0,00	2517,94	1694,62	125,35
8	$\tau = T_{max} \cdot (2500 + T_{max}) / (6880 - T_{max})$	141,51	8842,89	1028,91	0,00	2882,19	1771,69	160,12
11	$0.17ku + 0.83ku^2$	106,06	8441,65	856,73	0,00	2401,14	1647,88	116,79
13	$0.85ku^2 + 0.15ku$	101,24	8314,72	828,73	0,00	2323,28	1616,72	111,08
15	$0.8ku^2 + 0.2ku$	101,24	8314,72	828,73	0,00	2323,28	1616,72	111,08
	Coeficientul de variațieCV	8,07%	2,11%	4,74%	9,96%	7,16%	1,96%	10,52%

**ANEXA 23 Coeficientul de omogenitate la compararea
metodelor de calcul a pierderilor pe
LEA110kV de tip RC**

	LINII ELECTRICE AERIENE 110kV DE TIP RACORDARE CENTRALE -RC-	Total LEA 110kV RC MWh	Mirsa_Avrig	CHE_Arpaș _110KV	CHE_Score i_110KV	Dumbrava a_Sadu_ V	Mirsa_Cir tisoara
Valori lunare ale pierderilor în LEA110kV calculate cu metoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	257,90	1,65	1,17	0,83	248,23	6,04
	Februarie	83,45	4,54	2,81	1,81	67,85	6,44
	Martie	183,00	10,50	6,00	4,07	159,60	2,83
	Aprilie	46,15	14,59	8,92	5,98	13,67	2,99
	Mai	68,05	19,28	11,32	7,81	27,47	2,18
	Iunie	67,05	12,35	7,78	4,78	38,70	3,43
	Iulie	90,02	14,64	9,71	5,87	53,57	6,23
	August	80,83	13,99	7,05	5,76	49,20	4,83
	Septembrie	71,60	8,20	5,64	1,86	48,90	7,00
	Octombrie	23,99	4,48	2,78	1,82	8,75	6,17
	Noiembrie	54,08	3,10	1,98	1,28	41,64	6,09
	Decembrie	172,56	6,26	3,61	2,45	157,91	2,33
		Total AN 2005	1198,69	113,58	68,75	44,32	915,49
	Total AN 2005 cu corecție schimb						
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi	AN 2005					
1	$p \cdot ku + (1-p) \cdot ku^2$	1215,86	104,00	51,86	40,34	923,91	95,75
8	$\tau = T_{max} \cdot (2500 + T_{max}) / (6880 - T_{max})$	1524,72	104,79	53,68	41,29	1190,08	134,89
11	$0.17ku + 0.83ku^2$	1137,68	102,11	50,52	39,41	858,39	87,25
13	$0.85ku^2 + 0.15ku$	1085,55	100,84	49,63	38,80	814,71	81,58
15	$0.8ku^2 + 0.2ku$	1085,55	100,84	49,63	38,80	814,71	81,58
	Coeficientul de variație CV	7,62%	2,57%	7,64%	2,91%	8,55%	16,07%

**ANEXA 24 Coeficientul de omogenitate la compararea
metodelor de calcul a pierderilor pe
LEA110kV de tip DZ**

	LINII ELECTRICE AERIENE 110kV DE TIP DISTRIBUȚIE ZONALĂ - DZ-	Total LEA 110kV DZ MWh	Cirtisoar a_Ucea	Dumbrav eni_Dan es	Medias_Ti maveni	Micasasa _Tauni	Micasasa _Timave ni	Orlat_Petr esti	SibiuSud _Ucea1	SibiuSud _Ucea2
Valorile lunare ale pierderilor în LEA110kV calculate cu meoda integrării curbei de sarcină	ianuarie	315,38	4,86	8,38	37,39	5,85	18,63	137,74	49,61	71,54
	februarie	428,17	7,89	6,92	19,30	6,98	23,63	247,51	57,19	82,37
	martie	472,30	8,99	13,56	47,07	8,46	26,02	339,39	19,72	35,11
	aprilie	317,38	8,79	16,28	29,46	10,59	29,70	225,15	12,37	14,75
	mai	253,88	17,24	13,97	38,88	23,65	65,47	105,75	11,88	42,50
	iunie	301,71	17,33	31,82	31,31	22,58	65,03	102,05	21,98	74,64
	iulie	294,34	22,14	19,14	22,34	15,05	46,54	154,09	12,13	49,44
	august	276,95	20,67	17,56	27,37	14,58	41,78	100,42	23,40	72,94
	septembrie	412,37	12,57	26,12	37,28	24,67	70,13	150,76	52,77	108,20
	octombrie	297,97	11,33	15,14	30,84	22,31	62,64	95,66	44,03	78,67
	noiembrie	265,90	8,22	10,75	6,98	14,45	42,73	89,32	55,40	80,78
	decembrie	341,62	6,03	17,73	6,29	10,90	32,21	203,25	51,93	45,49
		Total AN 2005	3977,98	146,06	197,38	334,52	180,07	524,53	1951,10	412,41
	Total AN 2005 cu corecție schimb	432,56	0.863797	5.964503	39.456221	173.2872	95.29716	79.499075	32.223871	5.9676506
			432,5595							
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi	AN 2005								
1	$p \cdot ku + (1-p) \cdot ku^2$	3285,01	140,37	53,48	461,99	160,98	461,99	1894,51	291,26	262,43
8	$\tau = T_{max} \cdot (2500 + T_{max}) / (6880 - T_{max})$	3784,12	171,48	65,76	528,06	184,06	528,06	2157,77	352,71	324,28
11	$0.17ku + 0.83ku^2$	3100,14	132,02	50,21	440,78	153,57	440,78	1803,12	274,31	246,16
13	$0.85ku^2 + 0.15ku$	2990,23	126,45	48,03	426,60	148,64	426,60	1742,19	263,02	235,31
15	$0.8ku^2 + 0.2ku$	2990,23	126,45	48,03	426,60	148,64	426,60	1742,19	263,02	235,31
	Coeficientul de variație CV	7,12%	6,79%	42,95%	8,03%	5,41%	5,60%	4,72%	10,94%	33,40%

ANEXA 25 Valoarea pierderilor și coeficientul de omogenitate la compararea metodelor de calcul a pierderilor în transformatoarele din stațiile de pe raza CE Sibiu Urban

		CE Sibiu	Aeroport_ TR1_110KV	Dumbrava_ TR1_110KV	SibiuNord_ TR1_110KV	SibiuNord_ TR2_110KV	SibiuNord_ TR3_110KV	SibiuSud_ TR1_110KV	SibiuSud_ TR2_110KV
Valorile lunare ale pierderilor în TRAFU 110/20kV cu meoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	185,43	21,99	32,33	41,30	24,49	0,93	30,03	34,35
	Februarie	177,29	22,82	30,16	39,26	23,75	0,00	26,91	34,39
	Martie	187,46	25,88	29,55	41,91	25,92	0,00	32,65	31,56
	Aprilie	162,77	24,44	25,05	31,98	21,44	7,30	23,89	28,66
	Mai	158,37	23,83	24,74	27,65	23,81	7,19	24,09	27,05
	Iunie	159,71	24,29	23,84	38,12	23,56	0,00	26,55	23,36
	Iulie	158,76	26,12	24,35	34,52	23,20	0,00	22,77	27,80
	August	157,90	26,79	23,40	34,95	21,86	1,79	22,52	26,59
	Septembrie	160,52	28,19	22,07	37,64	21,33	0,00	23,10	28,19
	Octombrie	175,52	26,02	27,26	42,04	23,37	0,00	26,14	30,69
	Noiembrie	185,42	31,95	29,57	36,24	24,54	0,00	29,23	33,89
	Decembrie	183,30	28,48	30,04	37,03	24,75	0,00	29,51	33,50
	Total	2052,45	310,79	322,37	442,63	282,01	17,22	317,39	360,05
	Pierderi indep. (Pfe)	1280,49	186,17	183,75	295,56	227,15	14,29	187,98	185,59
	Pierderi dep. (Pcu)	771,96	124,62	138,62	147,08	54,85	2,93	129,40	174,47
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi	AN 2005							
1	Progr.stații	2243,93	333,19	331,54	467,56	293,92	17,05	383,07	417,60
2	$p \cdot \text{kup} + (1-p) \cdot \text{kup}^2$	2195,04	328,56	331,91	463,14	290,39	17,86	360,14	403,03
3	kup	3003,65	451,19	404,83	587,91	346,38	14,61	583,91	614,83
4	$\text{kup}/(2-\text{kup})$	2364,52	358,32	336,89	481,80	301,66	14,45	421,21	450,17
5	$\text{kup}^{1.6}$	2280,03	352,61	339,27	471,82	295,95	14,31	381,18	424,90
6	$1/2(\text{kup} + \text{kup}^2)$	2492,27	379,71	355,79	504,63	310,61	14,45	445,82	481,26
7	$(0.124 + T_{\text{max}}/10000)^2$	2244,74	334,42	337,44	466,25	294,43	14,69	381,48	416,03
8	$1/2(\text{kup}^2 + a \cdot \text{kup} + \text{kup} - a)$	2146,83	346,78	313,07	460,41	285,38	14,45	353,16	373,59
9	$2T_{\text{max}}8 - 1 + (1 - T_{\text{max}}8)^2 \cdot (1-a)^2$	2045,73	317,11	314,44	447,39	279,21	18,14	314,76	354,67
10	$\text{ku}(0.66 + 0.34\text{ku})^2$	2389,68	354,74	348,45	494,05	303,96	18,82	415,32	454,35
11	$\text{ku} \cdot V_{\text{ku}}$	2384,53	357,01	354,32	496,68	303,96	18,70	402,31	451,56
12	$0.17\text{ku} + 0.83\text{ku}^2$	2164,25	324,30	328,98	458,11	288,24	17,71	351,90	395,00
13	$0.7\text{ku}^2 + 0.3\text{ku}$	2297,66	342,78	341,65	479,92	297,58	18,35	387,59	429,80
14	$0.85\text{ku}^2 + 0.15\text{ku}$	2143,72	321,46	327,03	454,76	286,80	17,61	346,41	389,64
15	ku^2	1989,78	300,14	312,42	429,60	276,03	16,88	305,23	349,49
16	$0.8\text{ku}^2 + 0.2\text{ku}$	2143,72	321,46	327,03	454,76	286,80	17,61	346,41	389,64
Coeficientul de variație CV		9,95%	9,72%	6,29%	7,23%	5,30%	9,98%	16,46%	14,42%

ANEXA 26 Valoarea pierderilor și coeficientul de variație
la compararea metodelor de calcul a
pierderilor în transformatoarele din stațiile de
pe raza CE Sibiu Exterior

		CE Sibiu Exterior	Agnita_TR 1_110KV	Cirtisoara_T R1_110KV	Cisnădie_ TR1_110KV	Cisnădie_ TR2_110KV	Mirsa_TR1 _110KV	Mirsa_TR2 _110KV	Orlat_TR1_ 110KV	Orlat_TR2_ 110KV
Valorile lunare ale pierderilor în TRAFU 110/20kV cu metoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	88,63	5,97	22,01	0,00	24,49	19,67	0,00	16,36	0,13
	Februarie	89,13	13,15	21,41	0,00	22,00	18,09	0,00	14,48	0,00
	Martie	95,83	14,40	23,10	0,00	23,23	19,67	0,00	15,43	0,00
	Aprilie	92,17	13,92	24,35	0,09	21,21	18,73	0,00	13,86	0,00
	Mai	92,44	14,09	24,44	0,00	21,20	19,04	0,05	13,47	0,15
	Iunie	88,88	13,37	24,12	2,38	17,05	18,51	0,00	13,45	0,00
	Iulie	92,73	13,85	24,48	0,00	21,38	18,91	0,00	14,11	0,00
	August	92,24	11,27	25,36	0,00	21,96	19,12	0,00	14,47	0,07
	Septembrie	91,28	13,53	22,89	1,33	20,29	18,27	0,02	14,91	0,00
	Octombrie	96,56	14,07	25,35	0,00	22,55	19,34	0,00	14,53	0,72
	Noiembrie	100,74	14,24	23,93	0,00	24,18	16,99	2,30	18,97	0,12
	Decembrie	109,03	14,57	25,46	0,26	24,94	19,84	0,00	23,84	0,12
	Total	1129,63	156,42	286,92	4,06	264,48	226,20	2,37	187,87	1,32
Pierderi Indep. (Pfe)	978,68	136,59	278,16	3,83	225,58	209,86	2,13	121,28	1,26	
Pierderi dep. (Pcu)	150,95	19,83	8,76	0,23	38,89	16,34	0,24	66,59	0,06	
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi	AN 2005								
1	Progr. stații	1171,86	158,90	296,90	3,98	272,30	228,98	2,25	207,26	1,29
2	$p \cdot \text{kup} + (1-p) \cdot \text{kup}^2$	1160,34	159,13	293,31	4,07	270,20	228,44	2,37	201,50	1,31
3	kup	1276,12	174,06	318,01	3,83	306,01	242,93	2,13	229,15	
4	$\text{kup}/(2-\text{kup})$	1157,86	161,22	300,21	3,83	275,78	231,41	2,13	183,27	
5	$\text{kup}^{1.6}$	1131,59	160,68	293,02	3,83	271,86	230,75	2,13	169,34	
6	$1/2(\text{kup} + \text{kup}^2)$	1177,31	164,30	301,93	3,83	281,80	234,08	2,13	189,23	
7	$(0.124 + T_{\text{max}}/10000)^2$	1171,19	158,00	296,11	3,84	272,40	229,31	2,14	208,13	1,26
8	$1/2(\text{kup}^2 + \text{akup} + \text{kup} - \text{a})$	1079,39	164,30	287,19	3,83	257,50	226,44	2,13	138,01	
9	$2T_{\text{max}} - 1 + (1 - T_{\text{max}})^2$ (1 + T _{max} - 2a)	1123,19	161,64	286,77	4,09	260,43	225,11	2,40	182,75	
10	$\text{ku}(0.66 + 0.34\text{ku})^2$	1202,18	162,64	300,39	4,11	279,40	231,67	2,39	220,26	1,32
11	$\text{ku} \cdot \text{Vku}$	1199,10	163,26	297,00	4,12	279,61	232,05	2,40	219,34	1,32
12	$0.17\text{ku} + 0.83\text{ku}^2$	1153,80	158,55	292,31	4,06	268,73	227,91	2,37	198,56	1,31
13	$0.7\text{ku}^2 + 0.3\text{ku}$	1182,15	161,09	296,65	4,09	275,10	230,21	2,39	211,30	1,32
14	$0.85\text{ku}^2 + 0.15\text{ku}$	1149,44	158,16	291,65	4,06	267,75	227,56	2,37	196,60	1,31
15	ku^2	1116,74	155,22	286,64	4,02	260,39	224,91	2,35	181,90	1,30
16	$0.8\text{ku}^2 + 0.2\text{ku}$	1149,44	158,16	291,65	4,06	267,75	227,56	2,37	196,60	1,31
Coeficientul de variație CV		3,59%	2,58%	2,53%	2,93%	3,95%	1,80%	5,09%	10,75%	1,01%

**ANEXA 27 Valoarea pierderilor și coeficientul de variație
la compararea metodelor de calcul a
pierderilor în transformatoarele din stațiile de
pe raza CE Mediaș**

		CE Mediaș	AurelVlăcu TR2_110KV	CopsaMica TR1_110KV	CopsaMica TR2_110KV	Dumbraveni TR1_110KV	Dumbraveni TR2_110KV	Mediaș_TR1_ 110kv	Mediaș_TR2_ 110KV
Valorile lunare ale pierderilor în TRAFU 110/20kV cu meoda integrării curbei de sarcină	Ianuarie	107,45	22,17	17,37	0,65	16,03	0,56	18,67	32,00
	Februarie	98,74	21,07	16,45	0,00	14,89	0,07	17,47	28,80
	Martie	107,05	23,09	17,70	0,00	15,27	1,08	18,71	31,21
	Aprilie	98,44	20,27	14,17	1,83	15,22	0,19	17,70	29,05
	Mai	97,56	20,37	0,00	13,96	15,24	0,53	18,28	29,19
	Iunie	88,87	13,37	0,00	13,30	15,39	0,00	18,36	28,45
	Iulie	94,95	17,30	0,00	13,70	14,30	1,65	18,68	29,32
	August	97,86	19,96	1,78	12,93	15,22	0,54	18,02	29,40
	Septembrie	93,66	19,40	0,42	13,34	14,68	0,00	17,78	28,05
	Octombrie	98,87	20,87	0,00	14,58	15,43	0,00	18,19	29,81
	Noiembrie	102,24	22,09	9,38	8,12	15,06	0,00	17,67	29,91
	Decembrie	108,41	23,62	17,95	0,54	15,81	0,55	17,99	31,96
	Total	1194,10	243,59	95,21	92,95	182,54	5,14	217,51	357,15
Pierderi indep. (Pfe)	1056,30	200,05	81,76	83,44	171,11	4,81	196,12	319,01	
Pierderi dep. (Pcu)	137,80	43,54	13,45	9,52	11,43	0,34	21,39	38,14	
Nr.	Formula de calcul pt. Timpul de pierderi	AN 2005							
1	Progr. stații	1219,36	247,49	91,85	92,44	185,10	5,03	231,48	365,97
2	$p \cdot \text{kup} + (1-p) \cdot \text{kup}^2$	1216,98	247,64	95,99	94,36	184,73	5,17	225,37	363,72
3	kup	1327,28	277,99	91,30	93,45	194,08	4,83	266,61	399,04
4	$\text{kup}/(2-\text{kup})$	1223,73	252,15	87,30	89,20	185,55	4,82	235,52	369,20
5	$\text{kup}^{1.6}$	1204,58	251,72	86,20	87,92	184,55	4,81	223,83	365,57
6	$1/2(\text{kup} + \text{kup}^2)$	1242,43	258,66	87,86	89,75	187,29	4,82	238,80	375,24
7	$(0.124 + T_{\text{max}}/10000)^2$	1209,54	247,26	86,31	88,46	184,94	4,83	230,85	366,88
8	$1/2(\text{kup}^2 + a \cdot \text{kup} - a)$	1164,81	242,13	81,14	89,75	180,49	4,82	213,74	352,74
9	$2T_{\text{max}}8 - 1 + (1 - T_{\text{max}}8)^2 (1-a)^2$ ($1 + T_{\text{max}}8 - 2a$)	1186,24	240,60	94,45	95,58	182,01	5,21	214,04	354,35
10	$\text{ku}(0.66 + 0.34\text{ku})^2$	1250,80	254,48	97,33	96,08	187,28	5,22	237,70	372,71
11	$\text{ku} \cdot V/\text{ku}$	1248,69	255,99	97,92	96,37	187,47	5,24	232,65	373,04
12	$0.17\text{ku} + 0.83\text{ku}^2$	1211,66	246,48	95,74	94,08	184,31	5,17	223,60	362,28
13	$0.7\text{ku}^2 + 0.3\text{ku}$	1234,73	251,51	96,80	95,32	186,11	5,20	231,27	368,53
14	$0.85\text{ku}^2 + 0.15\text{ku}$	1208,11	245,71	95,58	93,89	184,03	5,16	222,43	361,31
15	ku^2	1181,48	239,91	94,36	92,46	181,96	5,12	213,59	354,09
16	$0.8\text{ku}^2 + 0.2\text{ku}$	1208,11	245,71	95,58	93,89	184,03	5,16	222,43	361,31
Coeficientul de variație CV		2,89%	3,48%	5,15%	2,85%	1,59%	3,39%	5,45%	2,88%