

INTEGRAREA SURSELOR REGENERABILE DE ENERGIE ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE ACTUALE

Teză destinată obținerii
titlului științific de doctor inginer
la
Universitatea "Politehnica" din Timișoara
în domeniul Inginerie Energetică
de către

Ing. Dan JIGORIA-OPREA

Conducător științific:	Prof.univ.dr.ing. Ștefan KILYENI
Referenți științifici:	Prof.univ.dr.ing. Mircea EREMIA Prof.univ.dr.ing. Ioan FELEA Prof.univ.dr.ing. Flavius Dan ȘURIANU

Data susținerii tezei: 30.IX.2010

Seriile Teze de doctorat ale UPT sunt:

- | | |
|------------------------|---|
| 1. Automatică | 7. Inginerie Electronică și Telecomunicații |
| 2. Chimie | 8. Inginerie Industrială |
| 3. Energetică | 9. Inginerie Mecanică |
| 4. Ingineria Chimică | 10. Știința Calculatoarelor |
| 5. Inginerie Civilă | 11. Știința și Ingineria Materialelor |
| 6. Inginerie Electrică | |

Universitatea „Politehnica” din Timișoara a inițiat seriile de mai sus în scopul diseminării expertizei, cunoștințelor și rezultatelor cercetărilor întreprinse în cadrul școlii doctorale a universității. Seriile conțin, potrivit H.B.Ex.S Nr. 14 / 14.07.2006, tezele de doctorat susținute în universitate începând cu 1 octombrie 2006.

Copyright © Editura Politehnica – Timișoara, 2010

Această publicație este supusă prevederilor legii dreptului de autor. Multiplicarea acestei publicații, în mod integral sau în parte, traducerea, tipărirea, reutilizarea ilustrațiilor, expunerea, radiodifuzarea, reproducerea pe microfilme sau în orice altă formă este permisă numai cu respectarea prevederilor Legii române a dreptului de autor în vigoare și permisiunea pentru utilizare obținută în scris din partea Universității „Politehnica” din Timișoara. Toate încălcările acestor drepturi vor fi penalizate potrivit Legii române a drepturilor de autor.

România, 300159 Timișoara, Bd. Republicii 9,
tel. 0256 403823, fax. 0256 403221
e-mail: editura@edipol.upt.ro

PREFAȚĂ

Teza de doctorat este rodul activității desfășurate în cadrul *Catedrei de Electroenergetică a Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică din Timișoara*, sub îndrumarea permanentă, generoasă și plină de înțelegere a conducătorului științific, Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni. Domniei sale îi adresez cele mai respectuoase și prețioase mulțumiri și pe această cale, pentru modul în care a știut să mă ghideze și să mă formeze în acești ani. Aportul său a fost cu totul remarcabil și sunt deosebit de încântat de a fi putut beneficia de această colaborare, care va continua și pe mai departe.

Lucrarea reprezintă o sinteză a rezultatelor de cercetare ale autorului, în perioada octombrie 2007 – august 2010, în cadrul studiilor doctorale desfășurate în domeniul *Inginerie Energetică la Universitatea „Politehnica” din Timișoara*. În acești ani am fost permanent angrenat în activitatea unor echipe de cercetare din cadrul *Catedrei de Electroenergetică a Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică*. Am avut șansa să particip la soluționarea unor contracte de cercetare încheiate cu C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., strâns legate de tema tezei de doctorat, în cadrul colectivului de *Analiza și optimizarea regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice*, condus de Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni. Toate aceste activități de cercetare au avut o puternică influență asupra formării și orientării mele profesionale. În acest context, adresez alese mulțumiri Prof.dr.ing. Bucur Luștea, Șef lucr.dr.ing. Ioan Borlea, Conf.dr.ing. Gheorghe Vuc și Asist.dr.ing. Constantin Bărbulescu, pentru ajutorul permanent acordat la sistematizarea materialului și pentru observațiile și sfaturile primite, întotdeauna constructive.

Pentru condițiile de lucru create în vederea elaborării și finalizării tezei, doresc să adresez mulțumiri călduroase Decanului Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică, Prof.dr.ing. Petru Andea, și șefului Catedrei de Electroenergetică, Prof.dr.ing. Flavius Dan Șurianu.

Mulțumesc cadrelor didactice din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara, care au contribuit la formarea și dezvoltarea mea profesională. În mod special doresc să-mi exprim gratitudinea față de colegii mei din cadrul Catedrei de Electroenergetică, care m-au încurajat și mi-au oferit un ajutor prețios.

Pe parcursul elaborării tezei am avut o colaborare fructuoasă cu colegii mei de birou, Dr.ing. Oana Dulca și Masterand ing. Attila Simo, cărora le mulțumesc pentru încurajările și ajutorul oferit oricâte ori am avut nevoie.

Doresc să remarc, alăturând recunoștința mea, ajutorul de care am beneficiat din partea unor specialiști din cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., Sucursala de Transport Timișoara, prin asigurarea suportului necesar pentru partea aplicativă a tezei de doctorat: Dr.ing. Nicolae Chiosa, director, Dr.ing. Ilie Ardelean, șef serviciu tehnic, și Drd.ing. Dana Pop.

Mulțumesc în mod deosebit, și pe această cale, membrilor comisiei de analiză a tezei de doctorat, Prof.dr.ing. Mircea Eremia (Universitatea POLITEHNICA din București), Prof.dr.ing. Ioan Felea (Universitatea din Oradea) și Prof.dr.ing. Flavius Dan Șurianu (Universitatea „Politehnica” din Timișoara), pentru atenția cu care au parcurs teza de doctorat, pentru criticile și aprecierile formulate, pentru sfaturile primite.

Nu în ultimul rând, doresc să adresez călduroase mulțumiri soției mele, pentru suportul necondiționat și înțelegerea de care a dat dovadă în acești ani, și, de asemenea, întregii mele familii.

Timișoara, Septembrie 2010

Dan Jigoria-Oprea

Soției mele

Jigoria-Oprea, Dan

Integrarea surselor regenerabile de energie în sistemele electro-energetice actuale

Teze de doctorat ale UPT, Seria 3, Nr. 12, Editura Politehnica, 2010, 234 pagini, 127 figuri, 70 tabele.

ISSN: 2066-5156

ISBN: 978-606-554-155-9

Cuvinte cheie: sisteme electroenergetice, surse regenerabile de energie, centrale electrice eoliene, circulație de puteri, abordare stohastică, congestie, prognoză.

Rezumat: Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul planificării sistemelor electroenergetice, al analizei și optimizării regimurilor de funcționare, al integrării surselor regenerabile de energie. Teza tratează o serie de aspecte esențiale privind integrarea centralelor electrice eoliene de mare putere în sistemele electroenergetice moderne.

Abordarea analizelor de regim este una stohastică, din punctul de vedere al modelării puterilor generate în centralele electrice eoliene în funcție de viteza vântului și al variației aleatoare a puterilor consumate. De asemenea, s-a realizat o generare aleatoare a contingențelor de tip N-1 și N-2, pentru a verifica și din acest punct de vedere soluțiile propuse.

Prognozele referitoare la puterile consumate și cele generate s-a realizat cu tehnici moderne, bazate pe inteligența artificială, pe baza unui algoritm și al unui instrument soft de concepție proprie.

Metodologiile elaborate au la bază o abordare teoretică riguroasă și completă, finalizându-se prin realizarea unor instrumente soft de aplicabilitate generală, utile operatorilor de transport și sistem. Aplicațiile software au fost realizate în mediul Matlab și Delphi, înglobând și programele specializate de analiză și optimizare a circulației de puteri, cu utilizarea eficientă a facilităților de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows.

Aplicațiile numerice concrete din cadrul tezei se referă în exclusivitate la sisteme electroenergetice complexe reale: sistemul electroenergetic național al României (SEN) și subsistemul corespunzător Dispeceratului Electroenergetic Teritorial Timișoara.

CUPRINS

Lista de figuri	9
Lista de tabele.....	13
1. INTRODUCERE	17
2. SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE	23
2.1. Contextul global	23
2.2. Surse regenerabile de energie	26
2.2.1. Considerații generale.....	26
2.2.2. Situația la nivel mondial privind valorificarea SRE	28
2.2.3. Strategia energetică a României în domeniul SRE	35
2.3. Producerea distribuită și energiile regenerabile	39
2.4. Concluzii	48
3. ASPECTE FUNDAMENTALE PRIVIND INTEGRAREA SURSELOR REGENERABILE DE ENERGIE	49
3.1. Considerații preliminare	49
3.2. Aspecte legislative.....	49
3.3. Aspecte economice.....	55
3.4. Aspecte tehnice	60
3.5. Concluzii.....	68
4. ELEMENTE DE PROGNOZĂ A CONSUMULUI DE PUTERE ȘI ENERGIE ELECTRICĂ	69
4.1. Importanța cunoașterii evoluției consumului	69
4.2. Rețele Neuronale Artificiale Recursive (RNAR)	71
4.2.1. Arhitectura	71
4.2.2. Metoda de antrenament folosind regresia liniară multiplă.....	73
4.3. Indicatori de calitate pentru aprecierea prognozei	76
4.4. Descrierea instrumentului software	78
4.5. Studii de caz	81
4.6. Concluzii	86
5. MODELUL MATEMATIC AL ANALIZEI REGIMULUI PERMANENT NORMAL PENTRU SISTEMELE ELECTROENERGETICE COMPLEXE	87
5.1. Considerații preliminare	87
5.2. Analiza regimului permanent normal.....	87
5.2.1. Sistematizarea modelului matematic	87
5.2.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton	90
5.2.3. Soluționarea modelului matematic cu versiunea Newton decuplat ultrarapid	94
5.3. Tehnici de memorare și prelucrare a matricelor lacunare	96
5.3.1. Prezentarea problemei.....	96
5.3.2. Tehnici de memorare lacunară	96
5.3.2.1. Considerații preliminare	96
5.3.2.2. Metoda I (pentru matrice pătrate nesimetrice)	98
5.3.2.3. Metoda II (pentru matrice pătrate nesimetrice)	99

5.3.2.4. Metoda III (pentru matrice pătrate simetrice)	101
5.3.2.5. Metoda IV (pentru matrice pătrate simetrice)	102
5.4. Tehnici de conservare a lacunarității.....	104
5.4.1. Prezentarea problemei.....	104
5.4.2. Metode de conservare a lacunarității.....	106
5.4.2.1. Metoda I – „statică”	106
5.4.2.2. Metoda II – „semidinamică” (quasi optimală)	107
5.4.2.3. Metoda III – „dinamică” (optimală)	108
5.4.3. Studii de caz pentru SEE test și reale.....	109
5.4.4. Aspecte practice privind implementarea metodelor de conservare a lacunarității	110
5.5. Tehnici de soluționare lacunară a modelelor matematice	115
5.5.1. Factorizarea LR Doolittle clasică	115
5.5.2. Algoritmul de factorizare lacunară pentru metoda Newton decuplată ultrarapidă	118
5.5.3. Algoritmul de factorizare lacunară pentru versiunea clasică a metodei Newton	121
5.6. Concluzii	129
6. APLICAȚIA SOFTWARE	131
6.1. Considerații preliminare	131
6.2. Abordarea stohastică a circulației de puteri	132
6.2.1. Aspecte generale	132
6.2.2. Modelarea puterilor consumate	133
6.2.3. Modelarea puterilor generate în CEE în funcție de viteza vântului.....	133
6.2.4. Determinarea numărului necesar de eșantioane	135
6.2.5. Prelucrarea statistică a rezultatelor circulației de puteri	136
6.3. Analiza aleatoare a contingențelor	136
6.4. Programe de lucru utilizate	137
6.4.1. Matlab	137
6.4.2. Powerworld.....	138
6.4.3. Power	139
6.5. Descrierea aplicației software.....	140
6.6. Concluzii	148
7. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE	149
7.1. Prezentarea SEE analizate	149
7.1.1. Sistemul DET Vest	149
7.1.2. Sistemul electroenergetic al României (SEN).....	152
7.2. Determinarea numărului de eșantioane	153
7.3. Analiza integrării CEE din zona Banat	154
7.3.1. Structura sistemului analizat	154
7.3.2. Varianta A de evacuare a puterii din CEE	157
7.3.2.1. Analiza aleatoare a contingențelor	157
7.3.2.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE	159
7.3.2.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate.....	163
7.3.3. Varianta B de evacuare a puterii din CEE	167
7.3.3.1. Analiza aleatoare a contingențelor	167
7.3.3.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE	169
7.3.3.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate.....	171
7.3.4. Concluzii privind zona Banat.....	174

7.4. Analiza integrării CEE în zona Moldova.....	174
7.4.1. Structura sistemului analizat	174
7.4.2. Scenariul Moldova 1	177
7.4.2.1. Analiza aleatoare a contingențelor	177
7.4.2.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE	178
7.4.2.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate.....	180
7.4.3. Scenariul Moldova 2.....	183
7.4.3.1. Analiza aleatoare a contingențelor	183
7.4.3.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE	184
7.4.3.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate.....	187
7.4.4. Scenariul Moldova 3.....	190
7.4.4.1. Analiza aleatoare a contingențelor	190
7.4.4.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE	192
7.4.4.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate.....	194
7.4.5. Scenariul Moldova 4.....	196
7.4.5.1. Analiza aleatoare a contingențelor	196
7.4.5.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE	198
7.4.5.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate.....	201
7.4.6. Concluzii privind zona Moldova	203
7.5. Analiza integrării CEE în zona Dobrogea.....	204
7.5.1. Structura sistemului analizat	204
7.5.2. Dobrogea – Varianta A	206
7.5.2.1. Analiza aleatoare a contingențelor	206
7.5.2.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate.....	208
7.5.3. Dobrogea – Varianta B	211
7.5.3.1. Analiza aleatoare a contingențelor	211
7.5.3.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate.....	213
7.5.4. Concluzii privind zona Dobrogea	216
7.6. Concluzii	217
8. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE.....	219
Bibliografie	223
Sinteza privind lucrările proprii	233
Anexe	
Anexa 1. Regimul inițial al subsistemului DET Vest extins la 400 kV considerând prezența CEE în zona Banat	CD
Anexa 2. Regimul inițial al SEN considerând prezența CEE în zona Moldova.....	CD
Anexa 3. Regimul inițial al SEN considerând prezența CEE în zona Dobrogea.....	CD

ACRONIME

AGC	- controlul automat al puterii generate (Automated Generation Control)
ANRE	- Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ARCE	- Agenția Română pentru Conservarea Energiei
ATR	- aviz tehnic de racordare
CEE	- centrală electrică eoliană
CHP	- sistem de cogenerare (Combined Heat and Power)
CV	- Certificat Verde
DET Vest	- subsistemul aflat în gestiunea Dispeceratului Energetic Teritorial Timișoara (partea de Vest și Sud-Vest a SEN)
DG	- generare distribuită (distributed generation)
DSTATCOM	- Distribution Static Compensator
DVR	- Dynamic Voltage Restorer
E-SRE	- energie electrică produsă din surse regenerabile de energie
FACTS	- Flexible Alternating Current Transmission Systems
HG	- Hotărâre de Guvern
IEA	- Agenția Internațională a Energiei (International Energy Agency)
IEEE	- Institute of Electrical and Electronics Engineers
LEA	- Linie Electrică Aeriană
NA	- neuron artificial
MAPE	- eroare medie absolută procentuală (Mean Absolute Percentage Error)
MCS	- metoda simulării Monte-Carlo (Monte-Carlo Simulation method)
OECD	- Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică
OTS	- Operatorul de Transport și de Sistem
PE	- Piața de Echilibrare
PIP	- prețul de închidere a pieței
POO	- programare orientată pe obiect
PZU	- Piața pentru Ziua Următoare
RED	- rețea electrică de distribuție
RNA	- rețea neuronală artificială
RNAR	- rețea neuronală artificială recursivă
RET	- rețea electrică de transport al energiei electrice
SEE	- sistem electroenergetic
SEN	- Sistemul Electroenergetic Național
SRE	- surse regenerabile de energie
TEN-E	- Trans European Transmission Networks
TI&C	- tehnologia informației și comunicații
UE	- Uniunea Europeană
VSI	- vârf-seară-iarnă
UnODEN	- Unitatea Operațională Dispecerul Energetic Național
UPQC	- Unified Power Quality Conditioner
WEC	- Consiliul Mondial al Energiei (World Energy Council)

LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.	Estimarea repartizării pe combustibili a energiei în perioada 2008-2030
2.	Fig. 2.2.	Producția netă și consumul de energie electrică la nivel mondial [TWh]
3.	Fig. 2.3.	Generare și consum de energie la nivel mondial 1990-2006-2030
4.	Fig. 2.4.	Mixul energiilor primare în UE (2006 vs. 2030)
5.	Fig. 2.5.	Ponderile puterilor electrice instalate la nivel mondial
6.	Fig. 2.6.	Top 10 țări la capitolul puteri instalate în centrale eoliene [MW]
7.	Fig. 2.7.	Energia electrică generată utilizând biomasa
8.	Fig. 2.8.	Panouri fotovoltaice – putere instalată
9.	Fig. 2.9.	Evoluția gradului de îndeplinire al țintei naționale privind ponderea E-SRE
10.	Fig. 2.10	Generarea distribuită în cadrul unui SEE
11.	Fig. 2.11.	Economia costurilor de capital obținute de DG față de producerea centralizată
12.	Fig. 2.12.	Model de SmartGrid
13.	Fig. 2.13.	Model de centrală virtuală
14.	Fig. 3.1.	Valoarea cotelor obligatorii anuale de CV (2008-2020)
15.	Fig. 3.2.	Estimarea valorii investițiilor și valorii economiilor pentru perioada 2008-2030
16.	Fig. 3.3.	Evoluția ponderii diferitelor costuri în totalul investiției într-o CEE
17.	Fig. 3.4.	Variația costului energiei electrice generate de CEE în funcție de durata de funcționare anuală
18.	Fig. 3.5.	Costul estimat al energiei electrice generate din diverse surse
19.	Fig. 3.6.	Variația frecvenței și activarea rezervelor putere la deconectarea unei centrale clasice de mare putere
20.	Fig. 3.7.	Model de centrală virtuală
21.	Fig. 3.8.	Valorile impuse ale frecvenței sistemului pentru care CEE trebuie să rămână conectate
22.	Fig. 3.9.	Variația tensiunii la bornele unei turbine eoliene la apariția unui gol de tensiune
23.	Fig. 4.1.	Modelul NA
24.	Fig. 4.2.	Structura RNA propuse cu 2 intrări
25.	Fig. 4.3.	Fereastra principală a RANN Forecast
26.	Fig. 4.4.	Schema logică corespunzătoare RANN Forecast
27.	Fig. 4.5.	Fereastra cu baza de date

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
28.	Fig. 4.6.	Selecția setului de antrenament
29.	Fig. 4.7.	Fereastra de opțiuni
30.	Fig. 4.8.	Fereastra rezultat
31.	Fig. 4.9.	Set de curbe de sarcină bine corelate
32.	Fig. 4.10	Prognoza pentru cele 4 tipuri de rețele
33.	Fig. 4.11.	Diferența dintre o curbă de sarcină estimată și cea efectiv realizată
34.	Fig. 4.12.	Curbe de sarcină cu un nivel scăzut de corelare
35.	Fig. 4.13.	Curba reală și cea prognozată utilizând RNA recursivă cu 4 intrări
36.	Fig. 4.14.	Erorile procentuale (EP) pentru prognoza obținută utilizând RNA recursivă cu o intrare și set de antrenament cu date recente
37.	Fig. 4.15.	Mulțime de antrenament conținând curbe de sarcină cu corelație proastă
38.	Fig. 5.1.	Schema sistemului considerat pentru exemplificare
39.	Fig. 5.2.	Exemplificarea metodei I de memorare
40.	Fig. 5.3.	Exemplificarea metodei II de memorare
41.	Fig. 5.4.	Exemplificarea metodei III de memorare
42.	Fig. 5.5.	Exemplificarea metodei IV de memorare
43.	Fig. 5.6.	Situații în care se alterează lacunaritatea
44.	Fig. 5.7.	Structura simbolică inițială a matricei coeficienților
45.	Fig. 5.8.	Triunghiularizarea simbolică a matricei coeficienților
46.	Fig. 5.9.	Mecanismul metodei de ordonare I
47.	Fig. 5.10.	Mecanismul metodei de ordonare II
48.	Fig. 5.11.	Schema logică de principiu a algoritmului de ordonare a nodurilor SEE și de creare a matricei de admitanță nodală \mathbf{Y}_n
49.	Fig. 5.12.	Schema logică a algoritmului de ordonare quasi optimală a nodurilor cu metoda II
50.	Fig. 5.13.	Schema logică a procedurii recursive EliminareNod (k_1 , Leg1, nr)
51.	Fig. 5.14.	Ordonarea quasioptimală lacunară a nodurilor cu metoda II
52.	Fig. 5.15.	Schema logică a factorizării LR Doolittle a matricelor
53.	Fig. 5.16.	Factorizarea clasică a matricei \mathbf{A}
54.	Fig. 5.17.	Factorizarea lacunară a matricei \mathbf{A}
55.	Fig. 5.18.	Relațiile de calcul pentru factorizarea matricei \mathbf{A}
56.	Fig. 5.19.	Schema logică a factorizării lacunare
57.	Fig. 5.20.	Structura simbolică inițială a matricei coeficienților \mathbf{A}
58.	Fig. 5.21.	Triunghiularizarea simbolică a matricei coeficienților \mathbf{A}
59.	Fig. 5.22.	Structura simbolică inițială a matricei coeficienților \mathbf{A} rearanjată
60.	Fig. 5.23.	Triunghiularizarea simbolică a matricei coeficienților \mathbf{A} rearanjată
61.	Fig. 5.24.	Memorarea lacunară a matricei \mathbf{A} și a factorilor \mathbf{L} și \mathbf{R} pentru versiunea clasică a metodei Newton

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
62.	Fig. 5.25.	Forma factorilor L și R ai matricei A pentru versiunea clasică a metodei Newton
63.	Fig. 5.26.	Schema logică a factorizării lacunare
64.	Fig. 6.1.	Fereastra de selectare a opțiunilor pentru realizarea prognozei
65.	Fig. 6.2.	Curba puterii generate în funcție de viteza vântului pentru o turbină de 2 MW
66.	Fig. 6.3.	Determinarea numărului necesar de eșantioane
67.	Fig. 6.4.	a) Starea inițială a SEE; b) Starea SEE cu contingențe de tipul N-2
68.	Fig. 6.5.	Schema apelurilor sistem pentru aplicația client-server
69.	Fig. 6.6.	Schema logică a aplicației dezvoltate
70.	Fig. 6.7.	Schema logică corespunzătoare abordării stohastice a circulației de puteri
71.	Fig. 6.8.	Fereastra principală a aplicației software
72.	Fig. 6.9.	Opțiunea „Fisier”
73.	Fig. 6.10.	Selectarea fișierului care conține baza de date a SEE analizat
74.	Fig. 6.11.	Opțiunea prognoză consum
75.	Fig. 6.12.	Meniul de determinare probabilistă a circulației de puteri
76.	Fig. 6.13.	Fereastra de introducere a numărului de eșantioane
77.	Fig. 6.14.	Fereastra de prelucrare a rezultatelor
78.	Fig. 6.15.	Vizualizarea indicatorilor statistici calculați
79.	Fig. 6.16.	Vizualizare raport congestii
80.	Fig. 6.17.	Trasare histograme corespunzătoare circulațiilor de puteri prin elementele de rețea
81.	Fig. 6.18.	Histograma circulației de puteri pe o anumită latură
82.	Fig. 7.1.	Structura RET în zona S.T. Timișoara
83.	Fig. 7.2.	Structura sistemului electroenergetic DET Vest extins la 400 kV
84.	Fig. 7.3.	Structura SEN
85.	Fig. 7.4.	Varianta A de evacuare a puterii CEE pentru DET Vest
86.	Fig. 7.5.	Varianta B de evacuare a puterii CEE pentru DET Vest
87.	Fig. 7.6.	Încărcarea CEE din sistemul DET Vest – Varianta 3A
88.	Fig. 7.7.	Variația tensiunii în nodul de racord al CEE – Varianta 3A
89.	Fig. 7.8.	Încărcarea CEE din sistemul DET Vest – Varianta 3A
90.	Fig. 7.9.	Variația tensiunii în nodul de racord al CEE – Varianta 3A
91.	Fig. 7.10.	Încărcarea CEE din sistemul DET Vest – Varianta 3B
92.	Fig. 7.11.	Histograma tensiunilor aferentă nodului Socol 400 kV
93.	Fig. 7.12.	Histograma tensiunii în nodul Racord Socol 400 kV
94.	Fig. 7.13.	Încărcarea CEE din sistemul DET Vest – Varianta 3B
95.	Fig. 7.14.	Variația tensiunii în nodul Socol 400 kV – Varianta 3B
96.	Fig. 7.15.	Variația tensiunii în nodul Racord Socol 400 kV – Varianta 3B

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
97.	Fig. 7.16.a.	Detaliu scenariu de analiză Moldova 1
98.	Fig. 7.16.b.	Detaliu scenariu de analiză Moldova 2
99.	Fig. 7.16.c.	Detaliu scenariu de analiză Moldova 3
100.	Fig. 7.16.d.	Detaliu scenariu de analiză Moldova 4
101.	Fig. 7.17.	Repartiția pe eșantioane a puterii generate în cele 8 CEE din scenariul Moldova 1
102.	Fig. 7.18.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 1
103.	Fig. 7.19.	Repartiția pe eșantioane a puterii generate în cele 8 CEE – scenariul Moldova 1
104.	Fig. 7.20.	Histograma aferentă liniei 220 kV Bacău – Roman
105.	Fig. 7.21.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 1
106.	Fig. 7.22.	Repartiția pe eșantioane a puterii generate în cele 12 CEE – Moldova 2
107.	Fig. 7.23.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 2
108.	Fig. 7.24.	Repartiția pe eșantioane a puterii generate în cele 12 CEE – scenariul Moldova 2
109.	Fig. 7.25.	Histograma aferentă AT 400/220 kV Gutinaș
110.	Fig. 7.26.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 2
111.	Fig. 7.27.	Puterile medii generate de CEE – scenariul Moldova 3
112.	Fig. 7.28.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 3
113.	Fig. 7.29.	Puterile medii generate de CEE – scenariul Moldova 3
114.	Fig. 7.30.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 3
115.	Fig. 7.31.	Puterile medii generate și puterea instalată în CEE – scenariul Moldova 4
116.	Fig. 7.32.	Histograma aferentă laturii Gutinaș – Brașov
117.	Fig. 7.33.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 4
118.	Fig. 7.34.	Puterile generate de CEE pentru viteza vântului de peste 5 m/s – scenariul Moldova 4
119.	Fig. 7.35.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din scenariul Moldova 4
120.	Fig. 7.36.	Detaliu Zona Dobrogea – Varianta A
121.	Fig. 7.37.	Detaliu Zona Dobrogea – Varianta B
122.	Fig. 7.38.	Puterea medie generată și puterea instalată în CEE în zona Dobrogea – Varianta A
123.	Fig. 7.39.	Histograma aferentă liniei 220 kV Dumbrava – Stejaru
124.	Fig. 7.40.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din Varianta A
125.	Fig. 7.41.	Puterea medie generată și puterea instalată în CEE în zona Dobrogea – Varianta B
126.	Fig. 7.42.	Histograma aferentă liniei 220 kV Lacu Sărat – Filești
127.	Fig. 7.43.	Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din Varianta B

LISTA DE TABELE

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
1.	Tabelul 2.1.	Trendul energiei electrice produse la nivel global din SRE
2.	Tabelul 2.2.	Potențialul energetic național al SRE
3.	Tabelul 2.3.	Pondere SRE în consumul total de resurse primare din România
4.	Tabelul 2.4.	Caracteristicile tehnologiilor DG
5.	Tabelul 3.1.	Scheme de promovare a E-SRE
6.	Tabelul 3.2.	CV tranzacționate în România în perioada 2007-2009
7.	Tabelul 3.3.	Evoluția costurilor pentru diferite tipuri de turbine eoliene
8.	Tabelul 3.4.	Evoluția costului unui kWh produs în CEE
9.	Tabelul 3.5.	Estimări privind prețul energiei la nivelul anului 2015, respectiv 2030
10.	Tabelul 3.6.	Efecte de natură tehnică determinate de CEE
11.	Tabelul 4.1.	Valorile MAPE pentru cele 4 tipuri de rețele
12.	Tabelul 4.2.	Valorile MAPE pentru aproximarea valorilor trecute
13.	Tabelul 4.3.	Valorile MAPE pentru set de antrenament cu date recente
14.	Tabelul 4.4.	Valorile MAPE pentru cele 2 seturi de antrenament utilizate
15.	Tabelul 4.5.	Valorile MAPE pentru cele 3 seturi de antrenament utilizate
16.	Tabelul 5.1.	Rezultatele ordonării nodurilor cu diverse metode pentru SEE test și SEE reale
17.	Tabelul 6.1.	Puterea generată de CEE în funcție de viteza vântului
18.	Tabelul 6.2.	Starea elementelor după generarea aleatoare a contingențelor de tipul N-2
19.	Tabelul 7.1.	Rezultate statistice ale circulațiilor de puteri pe laturi
20.	Tabelul 7.2.	Bilanțul general de puteri pentru varianta A
21.	Tabelul 7.3.	Bilanțul general de puteri pentru varianta B
22.	Tabelul 7.4.	Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea ale sistemului DET Vest – Varianta 3A
23.	Tabelul 7.5.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea pentru care σ/S_{med} este mai mare decât 10%
24.	Tabelul 7.6.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în principalele noduri ale sistemului DET Vest – Banat 3A (U_0 – valoarea tensiunii în regimul de bază)
25.	Tabelul 7.7.	Puterea consumată în sistemul DET Vest – Varianta 3A

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
26.	Tabelul 7.8.	Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea ale sistemului DET Vest – Varianta 3A
27.	Tabelul 7.9.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în principalele noduri ale sistemului DET Vest – Banat 3A (U_0 – valoarea tensiunii în regimul de bază)
28.	Tabelul 7.10.	Parametrii statistici ai circulației de puteri pentru elementele de rețea prezente doar în Varianta 3B
29.	Tabelul 7.11.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în principalele noduri ale sistemului DET Vest – Banat 3B (U_0 – valoarea tensiunii în regimul de bază)
30.	Tabelul 7.12.	Puterea consumată în sistemul DET Vest – Varianta 3B
31.	Tabelul 7.13.	Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea prezente doar în Varianta 3B
32.	Tabelul 7.14.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în principalele noduri ale sistemului DET Vest – Banat 3B
33.	Tabelul 7.15.	Bilanțurile de puteri pentru scenariile corespunzătoare zonei Moldova
34.	Tabelul 7.16.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
35.	Tabelul 7.17.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – Moldova 1
36.	Tabelul 7.18.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Moldova 1
37.	Tabelul 7.19.	Puterea consumată în sistemul SEN – scenariul Moldova 1
38.	Tabelul 7.20.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
39.	Tabelul 7.21.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – Moldova 1
40.	Tabelul 7.22.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Moldova 1
41.	Tabelul 7.23.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
42.	Tabelul 7.24.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum peste 150 MW – scenariul Moldova 2
43.	Tabelul 7.25.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 2
44.	Tabelul 7.26.	Puterea consumată în sistemul SEN – scenariul Moldova 2
45.	Tabelul 7.27.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
46.	Tabelul 7.28.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum peste 150 MW – scenariul Moldova 2

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
47.	Tabelul 7.29.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 2
48.	Tabelul 7.30.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
49.	Tabelul 7.31.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – Moldova 3
50.	Tabelul 7.32.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 3
51.	Tabelul 7.33.	Puterea consumată în sistemul SEN – scenariul Moldova 3
52.	Tabelul 7.34.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
53.	Tabelul 7.35.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – scenariul Moldova 3
54.	Tabelul 7.36.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 3
55.	Tabelul 7.37.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
56.	Tabelul 7.38.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – scenariul Moldova 4
57.	Tabelul 7.39.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 4
58.	Tabelul 7.40.	Puterea consumată – scenariul Moldova 4
59.	Tabelul 7.41.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
60.	Tabelul 7.42.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – Moldova 4
61.	Tabelul 7.43.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Moldova 4
62.	Tabelul 7.44.	Bilanțurile de puteri pentru variatele corespunzătoare zonei Dobrogea
63.	Tabelul 7.45.	Puterea consumată în sistem pentru scenariul Dobrogea – Varianta A
64.	Tabelul 7.46.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de sistem din apropierea CEE
65.	Tabelul 7.47.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum peste 150 MW – Varianta A
66.	Tabelul 7.48.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Varianta A
67.	Tabelul 7.49.	Puterea consumată în sistem pentru scenariul Dobrogea – Varianta B

Nr. crt.	Numărul tabelului	Titlul tabelului
68.	Tabelul 7.50.	Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE
69.	Tabelul 7.51.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum peste 150 MW – Varianta B
70.	Tabelul 7.52.	Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Varianta B

1. INTRODUCERE

Liberalizarea pieței de energie și noile reglementări din domeniu au condus la utilizarea și integrarea de modalități noi și/sau mai eficiente, de producere și management a energiei. Ca urmare, atât consumatorii cât și companiile de producere a energiei electrice caută căi de creștere a eficienței în condițiile instabilității prețului energiei, îmbătrânirii infrastructurii energetice și a modificărilor privind reglementările referitoare la protecția mediului. În acest context, integrarea surselor de energie regenerabilă se impune din ce în ce mai mult.

Restructurarea companiilor de producere a energiei electrice, evoluția tehnologiilor, politicile recente privind mediul înconjurător asigură baza pentru progresul integrării surselor de energie regenerabilă ca opțiune importantă în viitorul apropiat.

Economia europeană se vrea o economie a consumurilor energetice scăzute, bazată pe surse de energie mai sigure, mai curate, mai competitive și sustenabile. Prioritățile energetice vizează asigurarea unei piețe interne europene funcționale, stabile și continue, securitatea strategică a surselor de energie, structuri ale balanței energetice care să asigure conservarea și protejarea mediului ambiant, precum și unitatea de acțiune a partenerilor europeni pe plan global. Atingerea acestor obiective impune o funcționare sinergică a tuturor factorilor implicați în acest domeniu: decidenți politici, învățământ, cercetare fundamentală și aplicativă, tehnologi, firme de producere, transport, distribuție și comercializare, precum și utilizatorii finali.

Având în vedere câțiva factori esențiali, cum ar fi epuizarea resurselor convenționale în viitorul mai mult sau mai puțin apropiat, volatilitatea prețurilor petrolului și gazelor naturale, precum și schimbările climatice, cauzate de emisiile de gaze cu efect de seră, Uniunea Europeană (UE) prin Directiva 77/2001 [EC/77/2001] și Propunerea de Directivă (publicată în ianuarie 2008 și menită să înlocuiască Directiva 77/2001 și Directiva 30/2003) privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, încurajează înlocuirea resurselor convenționale prin utilizarea resurselor regenerabile.

Încurajările UE sunt deosebit de generoase față de utilizarea resurselor regenerabile. Se prevede, și chiar se practică, implementarea de scheme de sprijin, cofinanțări în etapa investițională, tratament preferențial față de ceilalți producători de energie electrică etc.

Ținta generală a UE este ca 20% din consumul de energie electrică să fie acoperit din producția surselor regenerabile de energie până în anul 2020. Pentru atingerea acestui obiectiv, statele membre, printre care și România, au obligația de a-și îndeplini propriile ținte, stabilite în funcție de potențialul de resurse regenerabile și de evoluția PIB.

În ce privește România, creșterea producției de energie electrică bazate pe resurse regenerabile constituie una din componentele Strategiei guvernamentale în domeniul energiei electrice. Prin Tratatul de aderare, Guvernul României s-a angajat față de Uniunea Europeană ca ponderea energiei electrice produse din sursele regenerabile (inclusiv sursele hidro) în totalul consumului brut de energie electrică să fie de 33% în anul 2010, 35% în anul 2015 și 38% în anul 2020 [HG1069/2007].

În prezent, singura resursă regenerabilă pentru care există proiecte importante în România este energia eoliană. C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. – Operatorul de Transport și de Sistem (OTS) din România a primit un număr mare de solicitări de racordare la rețeaua electrică de transport (RET) din partea unor investitori în centrale electrice eoliene (CEE) [Hermina2009].

CEE au caracteristici tehnice și de exploatare care le deosebesc semnificativ de celelalte tipuri de centrale electrice:

- puterea disponibilă în fiecare moment are valori aleatorii, care pot varia între zero și puterea instalată, la discreția factorilor meteorologici;
- performanțele tehnice ale centralelor eoliene în cazul unor perturbații în sistem pot fi foarte diferite, iar experiența în exploatarea lor este practic inexistentă în România;
- volatilitatea și impredictibilitatea producției centralelor eoliene pun probleme tehnice specifice a căror rezolvare induce costuri suplimentare pentru echilibrarea balanței și pentru funcționarea sigură a SEN.

Datorită caracteristicilor CEE și a cerinței mari de conectare a acestui tip de centrală la RET, este justificată o analiză foarte riguroasă asupra modului cum influențează acestea comportarea sistemului.

În contextul prezentat, tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul planificării, analizei și optimizării regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice (SEE) complexe, în condițiile liberalizării pieței de energie electrică și a integrării surselor regenerabile de energie. Teza tratează o gamă largă de aspecte legate de integrarea CEE în SEE, de analiza regimurilor de funcționare, inclusiv situațiile speciale care pot să apară (injectarea în sistem a puterii produse, nivelul de tensiune, congestii). Toate metodele utilizate au la bază o abordare teoretică riguroasă, finalizându-se prin realizarea și implementarea unor instrumente soft de aplicabilitate generală, utile OTS (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în cazul României).

Aplicațiile concrete prezentate în cadrul tezei se referă în exclusivitate la SEE complexe reale: sistemul electroenergetic național al României (SEN) și subsistemul deservit de Dispeceratul Energetic Teritorial Timișoara (DET) (extins și cu o parte din subsistemele deservite de dispeceratele vecine – practic zona de vest, sud-vest, nord-vest și centru din SEN). Ele au fost precedate de studii realizate pe diverse sisteme test consacrate (IEEE 14, IEEE 30, IEEE 118) sau pe cele elaborate la Catedra de Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara (Test 13, Test 25, Test 50, Test 100).

Teza de doctorat, extinsă pe 234 de pagini, este structurată pe 8 capitole, o prefață, 3 anexe și o listă bibliografică, conținând un număr de 127 figuri, scheme, histograme și 70 tabele. Lista bibliografică cuprinde 179 de titluri, semnalându-se prezența unor lucrări reprezentative, atât cele considerate deja clasice, cât și cele de dată relativ mai recentă, apărute în țară sau în reviste de prestigiu din străinătate.

Capitolul 1 are un caracter introductiv. El cuprinde încadrarea și justificarea tematicii care constituie obiectul tezei de doctorat, în contextul stadiului actual al evoluției sistemelor electroenergetice și al preocupărilor existente pe plan mondial și la noi în țară, și prezentarea succintă a conținutului fiecărui capitol al tezei. În încheiere se evidențiază atât modul de valorificare a cercetărilor efectuate în cadrul elaborării tezei de doctorat (publicații, contracte de cercetare științifică, instrumente soft), cât și perspectivele privind direcțiile ulterioare de cercetare.

Capitolul 2 prezintă sursele regenerabile de energie precum și stadiul actual, la nivel mondial, european și la nivelul României, privind integrarea surselor regenerabile de energie în SEE actuale. Analiza pleacă de la situația pieței de energie în condițiile liberalizării acesteia și a necesității asigurării securității energetice pentru viitor, respectând normele naționale și internaționale privind protecția mediului. Al doilea subcapitol prezintă principalele caracteristici ale diferitelor surse regenerabile de energie precum și modul în care acestea au pătruns în SEE în ultimii ani, la nivel mondial. În ultima parte a acestui subcapitol este prezentată strategia energetică a României în domeniul surselor regenerabile de energie. Penultimul capitol prezintă un concept cu o penetrare accentuată în ultimii ani pe piața de energie și anume generarea distribuită. Accentul cade pe particularitățile tehnologiilor de producere distribuită care utilizează surse regenerabile de energie: tehnologii utilizate, impactul asupra rețelelor la care se conectează acestea, noi concepte pentru conducerea eficientă a rețelelor cu un grad mare de penetrare a producerii distribuite din surse regenerabile.

Capitolul 3 prezintă principalele elemente de natură legislativă, economică și tehnică ce influențează integrarea surselor regenerabile de energie. Primul subcapitol face o scurtă trecere în revistă a principalelor aspecte care însoțesc integrarea pe o scară mare sau la un nivel mai redus a surselor regenerabile de energie. Al doilea subcapitol evidențiază principalele reglementări de natură legislativă, cu accent pe legislația română privind strategia energetică a României cu privire la promovarea utilizării surselor regenerabile. Legislația română în vigoare privind sursele regenerabile de energie a apărut ca rezultat al directivelor europene în acest domeniu. Legislația europeană (directiva EC/77/2001, comunicarea din 2007 a Comisiei Europene către Consiliul European și Parlamentul European privind politica energetică a Europei etc.), dar și tratatele la nivel mondial (Kyoto 1995) au apărut datorită preocupărilor privind protecția mediului, aceste preocupări fiind factorul determinant care accelerează integrarea surselor regenerabile de energie. Este prezentată atât legislația primară, cât și cea secundară în domeniu. De asemenea, sunt detaliate principalele scheme și mecanisme de suport care stau la baza promovării utilizării surselor regenerabile de energie în România: tarifele feed-in, sistemul de cote obligatorii, certificatele verzi și garanția de origine.

Următorul subcapitol prezintă aspectele economice care pot să ajute la accelerarea integrării acestor surse în SEE sau pot să pună o barieră în penetrarea energiilor regenerabile. Chiar dacă pe un orizont redus de timp acestea sunt umbrite de costuri de investiție mai mari decât în cazul generării clasice, totuși utilizarea surselor regenerabile de energie determină beneficii importante. Acestea se pot observa cel mai ușor dacă analiza economică a integrării CEE nu consideră doar de costurile investiției inițiale, ci și economia obținută prin eliminarea CO₂ și a costurilor cu combustibilii fosili pe toată durata de viață a echipamentelor. De asemenea, sunt prezentate și unele costuri suplimentare la conectarea CEE în sistem ce pot frâna integrarea acestora în sistem. Prezentarea tuturor acestor aspecte este însoțită de un volum mare de informații, sub formă numerică și grafică.

Aspectele de natură tehnică sunt prezentate în următorul subcapitol, în mare parte acestea fiind strâns legate de cele economice. Sunt evidențiate particularitățile de natură tehnică ce pot determina probleme la integrarea CEE în sistem, precum și tehnologii noi care pot preveni eventualele evenimente neplăcute.

Capitolul 4 prezintă o serie de elemente legate de prognoza consumului de putere (energie) electrică, element important în analiza soluțiilor de integrarea a

noilor surse de energie în SEE complexe. Scopul principal constă în realizarea unui estimator performant al curbelor de sarcină ale consumatorilor. Primul subcapitol justifică importanța acestui estimator și alegerea tehnicii utilizate la realizarea sa. Acesta este util pentru generarea scenariilor ulterioare de analiză, deoarece cunoașterea evoluției puterii consumate reprezintă un element important în analiza regimurilor de funcționare a SEE, mai ales în condițiile prezenței surselor regenerabile de energie, având un caracter intermitent.

Al doilea subcapitol prezintă în detaliu rețeaua neuronală artificială recursivă realizată pentru prognoza curbelor de sarcină și caracteristicile acesteia, precum și metoda de antrenament utilizată (regresia liniară multiplă). În următoarele subcapitole sunt prezentați diferiți indicatori de calitate pentru a stabili gradul de performanță al prognozelor rezultate și este descrisă (utilizând și capturi de ecran) aplicația software proprie, dezvoltată în mediul Delphi. Aceasta utilizează rețeaua neuronală prezentată în subcapitolele anterioare. În plus, permite implicarea activă a utilizatorului uman prin intermediul experienței sale, lăsând la latitudinea acestuia alegerea setului de antrenament. Pentru a prezenta modul în care lucrează aplicația, în penultimul capitol sunt prezentate studii de caz pentru diferiți consumatori.

Capitolul 5 se referă la o variantă sistematizată completă a modelului matematic al determinării circulației de puteri în SEE complexe, cu considerarea unor valori deterministe privind puterile consumate și generate, împreună cu toate aspectele conexe, insistându-se asupra aspectelor practice legate de implementarea în programele de calcul aferente. Un subcapitol aparte este destinat implementării unor tehnici lacunare performante în algoritmul de soluționare a modelului matematic. Aceste tehnici au fost implementate în pachetul de programe POWER, realizat la Catedra de Electroenergetică, destinat analizei și optimizării regimurilor de funcționare a SEE complexe. Se prezintă și o serie de elemente legate de modelul matematic al optimizării circulației de puteri, cu considerarea posibilității apariției congestiilor. Principalele contribuții din acest capitol se referă la elaborarea și implementarea unor tehnici lacunare performante și la adaptarea corespunzătoare a instrumentelor software proprii. Necesitatea acestora este justificată și de criticile formulate la adresa diverselor versiuni ale softului Powerworld (utilizarea acestui program este justificată de portabilitatea bazelor de date și interfața grafică avantajoasă, făcându-se însă sub "controlul" pachetelor soft elaborate la Catedra de Electroenergetică – pachetul de programe POWER).

Capitolul 6 are ca obiect aplicația software realizată pentru analiza regimurilor de funcționare a SEE în care sunt integrate surse regenerabile de mare putere (în acest caz centrale electrice eoliene). Pentru început se prezintă abordarea stohastică a circulației de puteri, aceasta fiind mult mai apropiată de realitate decât cea deterministă. Urmează modalitățile de modelarea a puterilor consumate, precum și a puterilor generate în CEE în funcție de viteza vântului. Subcapitolul se încheie cu prezentare modului de determinare a numărului de eșantioane și a prelucrării statistice a rezultatelor circulației de puteri. Următorul subcapitol este destinat prezentării modului de lucru pentru analiza aleatoare a contingențelor.

Programele de calcul utilizate sunt prezentate în subcapitolul 4. Aplicația software originală realizată este prezentată în detaliu în următorul subcapitol. Aceasta este dezvoltată în mediul Matlab, înglobând și programele specializate de analiză și optimizare a circulației de puteri și utilizând eficient facilitățile de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows.

Capitolul 7 este în întregime original, reprezentând partea aplicativă a tezei de doctorat. Exemplele numerice acoperă complet aspectele teoretice prezentate în capitolele 4, 5 și 6. Toate aplicațiile prezentate în acest capitol se referă la sisteme reale, cu caracteristici complexe și de foarte mari dimensiuni: sistemul electroenergetic al României (SEN), respectiv sistemul DET Vest (subsistemul deservit de Dispeceratul Energetic Teritorial Timișoara, extins și cu o parte din subsistemele deservite de dispeceratele vecine – practic zona de vest, sud-vest, nord-vest și centru a SEN).

Primul subcapitol prezintă caracteristicile SEE mai sus menționate. Regimurile de funcționare considerate sunt regimuri reale, de tip vârf-seară-iarnă, corespunzătoare ultimilor ani. Pornind de la aceste date, au fost analizate și o serie de regimuri de funcționare care țin cont de perspectivele evoluției sistemului electroenergetic al României în perioada următoare.

Al doilea subcapitol se referă la determinarea numărului de eșantioane utilizat în analizele ulterioare.

Subcapitolul 7.3 prezintă analiza regimurilor de funcționare în condițiile integrării CEE în zona Banat, scenariile analizate fiind generate considerând sistemul DET Vest.

Subcapitolul 7.4 analizează soluțiile de racordare în SEN a viitoarelor CEE din zona Moldova, scenariile analizate fiind generate pe SEN, la care s-au adăugat CEE din zona respectivă.

Subcapitolul 7.5 prezintă analiza regimurilor de funcționare în condițiile integrării CEE din zona Dobrogea, scenariile analizate fiind generate pe SEN, la care s-au adăugat CEE din zona respectivă.

Concluziile formulate pe parcursul acestui capitol, referitoare analiza SEE caracterizate de prezența surselor regenerabile de energie, sunt de o deosebită utilitate pentru OTS. De altfel, o parte din rezultatele teoretice și practice ale tezei de doctorat au fost valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. [***2007a], [***2007b], [***2007c], [***2007d], [***2008], [***2009a], [***2009b].

Se menționează că fiecare capitol se încheie cu un subcapitol final, care, alături de evidențierea concluziilor și a contribuțiilor originale, deschide calea pentru capitolele următoare.

Ultimul capitol cuprinde concluziile generale ale tezei de doctorat și prezentarea sistematizată a contribuțiilor originale ale autorului, precum și reliefaarea direcțiilor și perspectivelor oferite de lucrarea de față pentru continuarea cercetărilor și aplicarea rezultatelor și a experienței obținute. Pachetele de programe elaborate sunt de aplicabilitate generală, oferind un instrument eficient operatorilor de transport și sistem, precum și altor entități specializate, cu preocupări în domeniul analizei regimurilor de funcționare a SEE complexe, caracterizate de prezența surselor regenerabile de energie de putere mare.

Cele 3 anexe ale tezei de doctorat oferă o serie de elemente și rezultate de detaliu, referitoare la bazele de date utilizate privind sistemul electroenergetic al României și sistemul DET Vest, precum și la regimurile de funcționare studiate.

Rezultatele cercetării au fost și vor fi valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările operatorului național de transport și de sistem privind derularea

unor asemenea cercetări, de maximă importanță și actualitate pentru sistemul electroenergetic al României, în condițiile funcționării interconectate cu sistemul european și ale pieței libere de energie.

O parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate, iar restul sunt în curs de publicare, în reviste de prestigiu și în volumele unor manifestări științifice recunoscute din străinătate sau din țară [Jigoria2009a], [Jigoria2009b], [Jigoria2009c], [Jigoria2009d], [Andea2010], [Ardelean2008], [Ardelean2009], [Bărbulescu2008a], [Bărbulescu2008b], [Bărbulescu2008c], [Bărbulescu2009a], [Bărbulescu2009b], [Bărbulescu2009c], [Bărbulescu2010], [Borlea2010a], [Borlea2010b], [Kilyeni2007a], [Kilyeni2007b], [Kilyeni2010a], [Kilyeni2010b], [Vuc2008], [Vuc2010]. Dintre cele 22 de lucrări 9 sunt publicate în străinătate, 9 sunt cotate ISI Thomson și 3 în alte BDI.

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de perspective și direcții de continuare și aprofundare ulterioară a cercetărilor în domeniu:

- analiza integrării surselor regenerabile de energie în alte zone ale SEN, în funcție de evoluțiile viitoare pe plan european și național;
- migrarea aplicației destinate circulației probabiliste de puteri spre un sistem expert, care să fie capabil să sugereze utilizatorului posibile soluții de remediere a situațiilor speciale care au fost identificate;
- extinderea instrumentului software pentru analiza integrării surselor regenerabile de energie de putere mică în rețelele de distribuție.

2. SURSELE REGENERABILE DE ENERGIE

Obiectivul capitolului 2 constă în a realiza o prezentare a surselor regenerabile de energie. Analiza pleacă de la situația actuală a pieței de energie în condițiile liberalizării acesteia și a necesității asigurării securității energetice pentru viitor, respectând normele naționale și internaționale privind protecția mediului. Se continuă cu prezentarea surselor regenerabile de energie și a situației actuale a acestora la nivel mondial și la nivelul României. De asemenea, sunt prezentate particularitățile utilizării surselor regenerabile de energie de putere mică în cadrul producerii distribuite, integrate în rețelele de distribuție.

2.1. Contextul global

Indiferent de perioada din istorie sau de zona geografică, energia a reprezentat o problemă esențială, unul din factorii primordialii ai dezvoltării societății umane. Nu se poate vorbi despre dezvoltare durabilă, atât din punct de vedere economic, cât și social, decât în strânsă corelație cu evoluția sectorului energetic. Mai exact, evoluția economiei și a societății este determinată de modul în care atât în prezent cât și în viitor se va realiza accesibilitatea și disponibilitatea energiei. Din acest motiv, s-au căutat de-a lungul timpului soluții pentru a se asigura necesarul de energie pentru nevoile societății și creștere economică.

Asigurarea pe termen lung a cererii de energie sub diferite forme de utilizare și la prețuri accesibile pentru toți consumatorii reprezintă doar o componentă a dezvoltării durabile. În plus, trebuie acordată o atenție sporită riscurilor pe care le presupune producția, conversia, transportul energiei, dar mai ales modul în care aceasta este acceptată de societate prin prisma impactului asupra mediului înconjurător și al managementului deșeurilor rezultate.

Mai multe organisme lucrează în acest domeniu. Dintre acestea, la nivel global se remarcă Consiliul Mondial al Energiei (World Energy Council – WEC) fondat în 1924, România fiind membru din același an, precum și Agenția Internațională a Energiei (International Energy Agency – IEA), fondată în 1974. Acestea au ca și țeluri asigurarea securității energetice, protecția mediului și dezvoltarea economică. Găsirea de soluții pentru a îndeplini aceste scopuri devine o problemă care trebuie rezolvată cât mai repede, mai ales în contextul evoluțiilor din ultima perioadă (sfârșitul secolului XX – începutul mileniului III).

La stabilirea soluțiilor cu privire la siguranța energetică, trebuie în primul rând luate în considerare tendințele actuale și anume [WEC2009]:

- deplasarea curbei cererii de energie către Africa, Asia, Orientul Mijlociu și America Latină;
- nevoia urgentă de a reduce emisiile de gaze de seră;
- respectarea reglementărilor naționale, europene (acolo unde este cazul) și mondiale cu privire la politicile de poluare a aerului;
- utilizarea surselor de energie cu emisii minime sau zero de CO₂ și dezvoltarea rapidă a tehnologiilor aferente.

Nici evoluția piețelor de energie primară din ultimii ani nu trebuie neglijată. Diferitele evenimente de ordin social sau politic apărute în zonele resurselor energetice principale au determinat apariția anumitor tensiuni serioase, perturbări și au generat o mare volatilitate a prețurilor. Principalele probleme care caracterizează diverse piețe de energie primară sunt [Gilbert2007]:

- dezechilibrul cerere / ofertă la nivel mondial, care a determinat volatilitatea prețurilor;
- volatilitatea prețurilor reprezintă un factor de risc în competiția producătorilor mari de energie;
- lipsa de investiții în infrastructură atât în cadrul pieții petrolului și a gazelor naturale;
- lipsa preocupărilor în a găsi substituenți ai combustibililor fosili pentru utilizare în sectorul de transport;
- alocarea de fonduri insuficiente în sectorul de cercetare și dezvoltare tehnologică pentru surse preconizate de energie, în detrimentul altor sectoare;
- instabilitate politică care determină incertitudini în investiții în sectorul energetic;
- conflicte între țările care furnizează principalele surse de energie primară și țările de tranzit și/sau cele care cumpără, care determină perturbații sau întreruperi de lungă durată ale alimentării cu energie;
- lipsa de încredere a societății în energia nucleară ca soluție viabilă în reducerea poluării datorită securității instalațiilor și managementului și depozitării deșeurilor.

Indiferent de estimările studiilor efectuate în ultimii ani (unele mai sumbre, altele mai optimiste) cu privire la sursele de combustibili fosili, la evoluția prețului energiei sau la viitorul climatic al planetei, așteptările consumatorului cu privire la energia necesară rămân neschimbate, oriunde s-ar afla pe glob:

- prețul să fie competitiv;
- energia să fie curată;
- energia să fie sigură;
- energia să fie disponibilă pentru toți.

Energia electrică reprezintă o componentă strategică a infrastructurii societății din secolul XXI, a cărei importanță crește simțitor pe zi ce trece. Conform prognozelor WEC, se estimează că mixul de energie global corespunzător anului 2050 va fi format din cel puțin opt surse energetice (cărbune, petrol, gaz, combustibil nuclear, hidro, biomasă, vânt și radiație solară), dar niciuna dintre acestea neacoperind mai mult de 30 % din piață [EC2004]. Energia electrică face ca acest portofoliu divers să fie posibil, respectând în același timp politicile globale de energie și mediu. Cota de piață a energiei electrice este în continuă creștere și se așteaptă o valoare de 40 % în anul 2020 pentru țările membre în Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (Organisation for Economic Co-operation and Development – OECD), conform IEA. Toate acestea se datorează proceselor și tehnologiilor inteligente și eficiente care sunt deja introduse sau vor fi implementate în industrie, consum casnic și transport. Pe intervalul 2007-2030, se estimează o creștere a cererii de energie electrică de 76 %, aceasta însemnând instalarea a 4800 GW [IEA2009].

În figura 2.1 se prezintă estimarea repartizării pe combustibili a energiei în perioada 2008-2030.

Luând în considerare toate cerințele din partea consumatorilor, analizând trendul estimat al energiei în următorii ani (în special al energiei electrice) și aliniindu-se la politicile locale sau globale de mediu, piața de energie a intrat în ultimii ani într-un proces amplu de reorganizare, încurajând competiția atât pe sectorul angro cât și pe piața de vânzare cu amănuntul. Crearea unei piețe unice de energie electrică implică transformări ale rețelelor clasice de transport și distribuție într-o rețea unificată și interactivă de furnizare de energie – *Smartgrid*, având ca și principală funcție producerea,

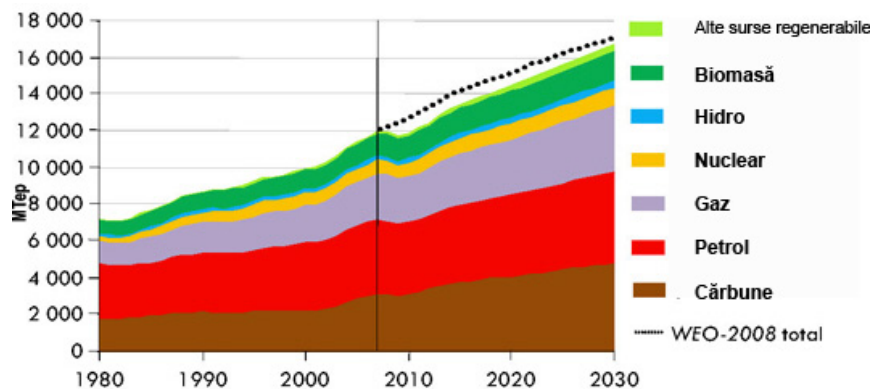


Fig. 2.1. Estimarea repartizării pe combustibili a energiei în perioada 2008-2030

intermedierea ofertă-cerere și vânzarea energiei electrice. Toate acestea determină o creștere a competitivității și a calității serviciilor, siguranță și fiabilitate sporită.

În acest nou context, asigurarea securității energetice și continuarea procesului de dezvoltare a societății, presupune urmărirea a două direcții:

- creșterea eficienței în utilizarea combustibililor fosili (în condițiile în care cărbunele rămâne combustibilul principal);
- utilizarea pe scară largă a energiei obținute din surse regenerabile.

Utilizarea pe scară largă a surselor de energie regenerabilă determină creșterea gradului de siguranță energetică atât pentru prezent, cât mai ales pentru viitor. Cu toate că nu este un concept nou, explozia integrării surselor regenerabile în SEE a început odată cu deceniul nouă al secolului trecut, trendul ascendent continuând și astăzi.

Utilizarea acestor surse împreună cu măsurile privind eficiența energetică și utilizarea rațională a energiei, poate asigura consumatorilor aceleași servicii energetice pe care combustibilii fosili le oferă astăzi: încălzire și răcire (prin sisteme care utilizează energia solară, biomasa, energia geotermală), combustibil (biocombustibili – bioetanol, biodiesel), produse, produse chimice (biocombustibilii pot înlocui o gamă largă de produse din acest domeniu, obținute la ora actuală din petrol sau gaz), energie electrică [EREC2004].

Asigurarea necesarului de energie electrică reprezintă principalul serviciu pentru care sunt utilizate sursele regenerabile. Producerea energiei electrice din surse regenerabile se realizează atât sub formă centralizată („centrale clasice”), cât și prin unități de putere mică (de ordinul MW și zecilor de MW), dispersate în teritoriu.

Producerea centralizată de energie electrică (prin centrale cu putere instalată de ordinul zecilor și sutelor de MW) este caracteristică centralelor hidroenergetice, parcurilor eoliene (atât off-shore cât și continentale), centralelor geotermale cât și centralelor care utilizează biomasa. Principalele aspecte care trebuie analizate privesc impactul integrării în rețelele de transport.

Producerea de energie electrică prin unități de putere mică dispersate în teritoriu poartă numele de *producere (generare) distribuită* (Distributed Generation – DG) și prezintă o răspândire din ce în ce mai mare pe glob. Avantajul major pe care îl prezintă acest concept reprezintă utilizarea de tehnologii de producere a puterii electrice aproape de locul de consum, reducându-se astfel un procent semnificativ din costul total al energiei electrice (circa 30 %) prin minimizarea pierderilor de transport și distribuție și prin scăderea costurilor pe aceste etape [VanSambeek2004].

2.2. Surse regenerabile de energie

2.2.1. Considerații generale

Termenul „sursă regenerabilă de energie” se referă la sursele naturale veșnice, inepuizabile sau la cele care se regenerează prin procese naturale într-un ritm mai rapid decât sunt consumate (soarele, vântul etc.). Sistemele care utilizează aceste tipuri de energie convertesc sursele naturale de energie, în energie utilă (electrică și/sau termică).

O clasificare a SRE se poate face în funcție de tipul energiei primare utilizate:

- energia solară;
- energia eoliană;
- hidroenergia;
- biomasa și biogazul;
- energia geotermală;
- gazele rezultate din fermentarea deșeurilor (gazul de depozit);
- energia valurilor;
- energia curenților marini;
- energia mareelor.

Dacă pe parcursul ultimilor anii s-a remarcat o explozie la nivel mondial cu privire la utilizarea DG, acest fapt s-a datorat în mare măsură SRE. La nivel global, cea mai mare utilizare o au primele 4 energii enumerate mai sus (analizate mai în detaliu în subcapitolele următoare), ponderea celorlalte fiind mai mică, dar în creștere.

Energia geotermală provine din energia stocată în depozite și zăcăminte hidrogeotermale subterane. La nivel mondial, această energie este utilizată atât pentru producere de energie electrică cât și termică, centralele de acest tip fiind prezente în peste 20 de țări. Puterea instalată la nivel mondial este de 10 GW, producția anuală fiind de peste 60 TWh [EIA2009].

Biogazul și gazele de fermentare a deșeurilor sunt produse din resturi vegetale și/sau animale sau din reziduuri și pot fi utilizate pentru producerea de energie termică sau electrică [Wiki_RE].

Energia valurilor este strâns legată de energia eoliană, potențialul acestui tip de energie fiind determinat de frecvența și intensitatea vânturilor care pun în mișcare stratul superficial de apă al Oceanului Planetar. Prima fermă generatoare de energie electrică care utilizează energia valurilor a fost inaugurată în 2008 în Portugalia, având o putere instalată de 2,25 MW [Pelamis].

Energia curenților marini rezultă din mișcările orizontale ale unor mase mari de apă, sub influența vântului, a diferențelor de densitate, de temperatură sau salinitate dintre două puncte. Deocamdată, tehnologiile sunt în curs de dezvoltare, iar toate amenajările în curs de proiect. Un prototip de mini centrală de acest tip este realizat în Marea Britanie și are o putere instalată de 330 kW [Wiki_RE].

Energia mareelor este determinată de atracția exercitată de Soare și Lună asupra apei mărilor și oceanelor. Valorificarea economică a mareelor este posibilă numai acolo unde diferența de nivel dintre flux și reflux depășește 8 m, fenomen întâlnit cel mai adesea în golfuri și strâmțori. Centrala cu cea mai mare putere instalată se găsește în Coreea de Sud (254 MW), urmată de prima centrală construită care utilizează această energie, în Franța în 1966 (240 MW) [Wiki_RE], [Rance].

Analizând particularitățile fiecărei energii regenerabile utilizate la producerea energiei electrice, noile politici de mediu (atât la nivel global, regional sau la nivel de stat) și evoluția pieței de energie, se pot extrage cu ușurință atât avantajele, cât și dezavantajele acestora.

Un mare avantaj al surselor regenerabile de energie îl reprezintă contribuția nulă sau aproape nulă la extinderea gazelor cu efect de seră și la poluarea mediului înconjurător. Acest fapt este foarte important mai ales în contextul ultimilor ani, în condițiile în care politicile și reglementările de mediu s-au înăsprit și țintele impuse de diferite organisme internaționale sunt foarte greu (dacă nu imposibil) de atins fără a considera SRE.

De asemenea, un alt avantaj major îl reprezintă „insensibilitatea” la prețul combustibililor fosili. Indiferent de crizele economice, politice sau militare, prețul energiei obținute din SRE rămâne același. Acest fapt determină descreșterea costului de funcționare al surselor regenerabile de energie și reduce riscurile de funcționare.

Progresul tehnologic reprezintă un alt mare avantaj. Tehnologiile utilizate prezintă o mai mare eficiență și randament superior. Chiar mai mult, odată cu evoluția tehnologiilor, prețul este în scădere, astfel tehnologiile fiind accesibile pe diferite piețe, chiar și în țări în curs de dezvoltare.

Din punct de vedere al dezavantajelor, cerințele specifice pentru locul de amplasare al instalațiilor în funcție de tehnologia și energia utilizată, reprezintă unul dintre acestea. Este determinată astfel o influență asupra mediului înconjurător prin modificarea peisajului – impact vizual, influență asupra habitatului anumitor specii, o ușoară poluare fonică (de exemplu la turbinele de vânt) etc.

Caracteristica slabă de predictibilitate a puterii generate (în special pentru energia eoliană) și disponibilitatea energiei regenerabile (soare, vânt, apă) imprimă o influență ușor negativă asupra fezabilității sistemelor de energie regenerabilă. Impredictibilitatea SRE implică costuri mai mari pentru echilibrarea rețelei electrice și menținerea rezervei de putere în eventualitatea dispariției sursei (chiar și pentru un interval scurt de timp).

Lăsând la o parte toate acestea, costurile de multe ori reprezintă principalul element care poate înclina balanța avantajelor și dezavantajelor. Chiar dacă la o primă privire costurile pe care le presupune implementarea acestor tehnologii sunt (poate) mai mari, totuși, pe termen lung, SRE determină avantaje pe mai multe planuri (economic, tehnic, protejarea mediului înconjurător etc.).

Fezabilitatea economică a producerii distribuite din SRE depinde de multe lucruri. Investițiile sunt importante, de asemenea și prețul combustibilului fosil și prețul de piață pentru energia electrică. Acesta va depinde, încă în mare măsură, de prețul combustibilului atâta timp cât centralele electrice alimentate cu combustibil fosil vor domina piața.

De asemenea valoarea diferitelor tipuri de costuri determină avantaje sau dezavantaje, atât în faza de început, cât și în cea de exploatare sau extindere. Costurile de conectare la rețea (de obținere a avizului de conectare și de conectare efectivă) au o pondere semnificativă în calculul costului total, în special pentru sursele DG.

Venitul obținut din DG și SRE este dependent de energia electrică vândută (și de căldură în cazul cogenerării). În plus, beneficiile de costuri pot fi serviciile de rețea (de exemplu echilibrare, amânarea investițiilor în rețea, reducerea pierderilor din rețea) sau subvenții de mediu și taxe. Aceste subvenții și taxe sunt, în general, destinate să stimuleze producerea curată de energie electrică. Astfel de exemple sunt certificatele verzi sau tarifele „feed-in” pentru energia electrică produsă din SRE, reducerea de taxe pentru investiții în CHP și SRE, taxe pentru CO₂ și credite pentru carbon [SIER2006].

Costul energiei electrice în DG și produsă din RES este determinat folosind metoda valorii nete prezente (actuale) [Willis2000]. În acest calcul, evoluția valorii monetare în timp se evaluează folosind un anumit procent de scădere aplicat valorii viitoare a veniturii și cheltuielilor. Acest procent de scădere include rata normală a profitului pentru banii împrumutați și prima de risc depinzând de profilul de risc.

Conform [WEC2003] valorificarea SRE se realizează pe baza a trei premise importante (cei 3 A – „accessibility, availability, acceptability”):

- *accesibilitate* – asigurarea accesului la energie caracterizată de prețuri rezonabile pentru toate categoriile sociale și durabilitate;
- *disponibilitate* – continuitatea în furnizare pe termen lung și servicii de calitate pe termen scurt, orice întrerupere în alimentare, fie ea și de scurtă durată poate determina consecințe negative asupra activităților;
- *acceptabilitate* – integrarea aspectelor sociale și a protecției mediului (poluarea locală, regională și globală).

Este foarte ușor de dedus rolul activ al SRE în noua piață de energie, constituind elementul de bază al conceptului de DG. Chiar mai mult, SRE asigură furnizarea energiei necesare din surse proprii limitând importul de resurse energetice și fiind o componentă foarte importantă a dezvoltării economice durabile.

2.2.2. Situația la nivel mondial privind valorificarea SRE

Pentru a avea o imagine clară în privința ponderii de energie electrică produse din SRE la nivel mondial, dar și trendul pe care îl va avea aceasta, trebuie analizat modul în care se prezintă atât producția netă de energie electrică, cât și consumul la nivelul întregului glob.

Privind în urmă și analizând evoluția începând cu anul 2000, lucrurile se prezintă ca în fig. 2.2.

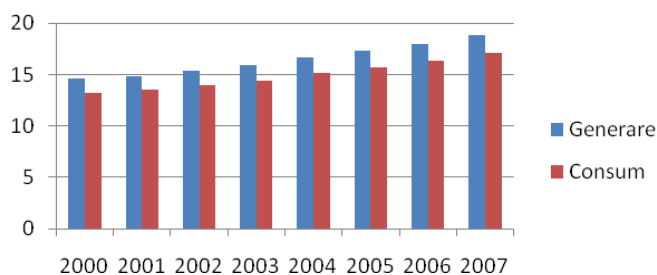


Fig. 2.2. Producția netă și consumul de energie electrică la nivel mondial [TWh]

În mod evident, atât producția de energie cât și consumul sunt în continuă creștere. Încă din 1990, creșterea valorilor energiei electrice produse a depășit pe cea a energiei electrice consumate (2,9 % față de 1,9 %). Conform valorilor studiului IEO2009 [EIA2009], creșterea prognozată pentru perioada 2006-2030 este de 2,4 % pe an (fig. 2.3). Astfel la nivelul anului 2030, valoarea energiei produse va fi de 31,8 TWh. Totuși, se așteaptă ca această valoare să fie mai mică, dar nu cu foarte mult, datorită crizei economice din această perioadă. Valoarea este influențată doar de cererea din sectorul industrial. În sectorul consumului casnic, valorile nu se modifică indiferent de situația economică.

În ceea ce privește situația din Europa, conform previziunilor VGB Power Tech [VGB2008], până în anul 2020, diferența dintre cererea de energie electrică și capacitatea de producere a acesteia în Europa, se va situa în jur de 300.000 MW atât datorită creșterii cererii de energie, cât și scoaterii din uz a unor capacități instalate, datorită vechimii.

Mixul de energii primare utilizate pentru generarea de energie electrică s-a modificat semnificativ în ultimele decenii. Chiar dacă cărbunele constituie principalul combustibil utilizat pentru generarea energiei electrice, în ultimii ani o creștere rapidă s-a remarcat la utilizarea gazelor naturale și a combustibililor nucleari. De asemenea

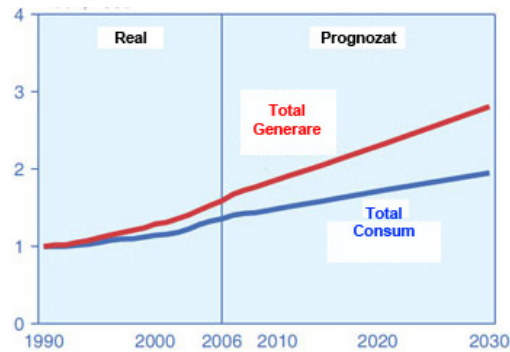


Fig. 2.3. Generare și consum de energie la nivel mondial 1990-2006-2030

trendul utilizării petrolului este în scădere datorită instabilității prețului (mai ales în perioada 2003-2008). În fig. 2.4 se prezintă prognoza pentru anul 2030 privind balanța energiei primare în UE.

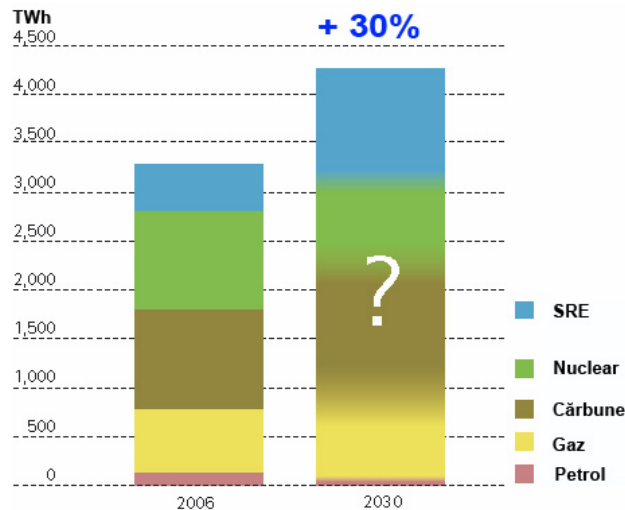


Fig. 2.4. Mixul energiilor primare în UE (2006 vs. 2030)

La nivelul politicilor europene în domeniul energiei, obiectivele majore constau în siguranța alimentării cu energie, sisteme de energie competitive și protecția mediului. Creșterea dependenței UE de sursele externe de energie, combaterea schimbărilor climatice și liberalizarea piețelor de energie, au accentuat importanța siguranței alimentării cu energie.

Tocmai din aceste motive, atât la nivel european cât și la nivel mondial, organismele abilitate prezintă SRE ca având un rol hotărâtor asupra siguranței energetice.

Valorile energiei electrice produse din surse regenerabile sunt încă mici, dar într-o accelerată creștere. Unul din lucrurile remarcabile este faptul că la nivelul anului 2008, puterea instalată în noile centrale care utilizează surse regenerabile (SUA și UE) depășește valoarea pentru centralele clasice (având ca și combustibili cărbunele, petrolul sau cel nuclear).

Se observă din Tabelul 2.1 că în decurs de doar câțiva ani, SRE excluzând marile hidrocentrale și-au dublat aportul la energia electrică produsă.

Tabelul 2.1. Trendul energiei electrice produse la nivel global din SRE

Anul	SRE cu mari amenajări hidro [TWh]	SRE fără mari amenajări hidro [TWh]
2000	2.86	0.24
2001	2.81	0.25
2002	2.88	0.28
2003	2.91	0.30
2004	3.11	0.33
2005	3.26	0.37
2006	3.41	0.41
2007	3.47	0.47

În Figura 2.5 se prezintă repartizarea puterilor instalate în funcție de sursa de energie utilizată (la nivelul anului 2008).

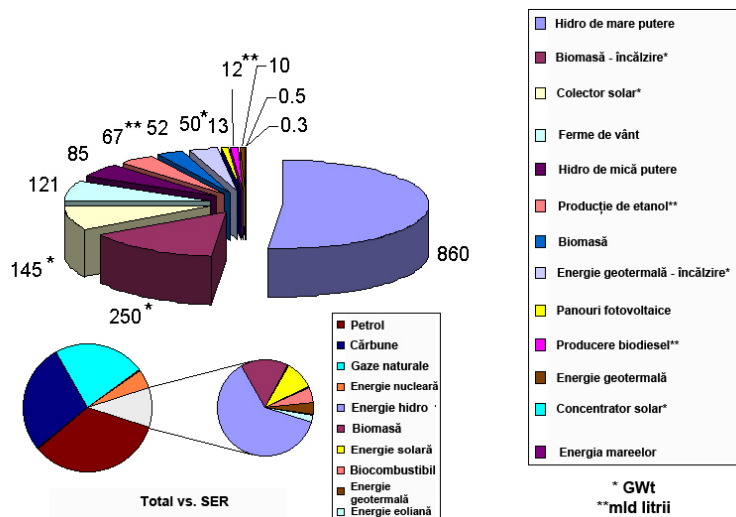


Fig. 2.5. Ponderile puterilor electrice instalate la nivel mondial

Piața de SRE a crescut mult în ultimii ani. În mod special această creștere s-a datorat utilizării din ce în ce mai mult a fermelor eoliene și a celulelor fotovoltaice, alături, bineînțeles de marile și micile centrale hidroelectrice.

Energia eoliană provine din potențialul energetic al vântului transformat prin intermediul turbinelor eoliene în energie electrică. Progresele tehnologice în domeniu au determinat apariția și utilizarea pe piață a turbinelor de putere crescândă. Dacă valorile uzuale ale puterii nominale pentru o turbină sunt cuprinse între 1-2 MW, astăzi cele mai performante pot genera și 5-6 MW.

Puterea instalată în centralele eoliene a crescut cu aproape 30 % în decursul anului 2008, ajungând la 121 GW, practic dublându-se față de 2004. Cele mai importante țări din punctul de vedere al puterilor instalate în centrale eoliene sunt prezentate în Fig. 2.6 [REN2009].

Dacă în unele țări acest trend de creștere al utilizării vântului pentru producerea energiei electrice era ceva obișnuit, totuși sunt de remarcat anumite țări care au reușit să-și dubleze puterea instalată pentru al cincilea an consecutiv și să-și atingă ținta cu doi ani mai devreme (China) sau altele (mai slab dezvoltate) care au intrat în forță pe piață: Mongolia, Pakistan, Kenya etc. Referitor la centralele eoliene off-shore (dispuse în larg), puterea instalată era de 1,5 GW la finele lui 2008, majoritatea acestor centrale fiind prezente în Europa. Liderul de necontestat la acest capitol rămâne Marea Britanie.

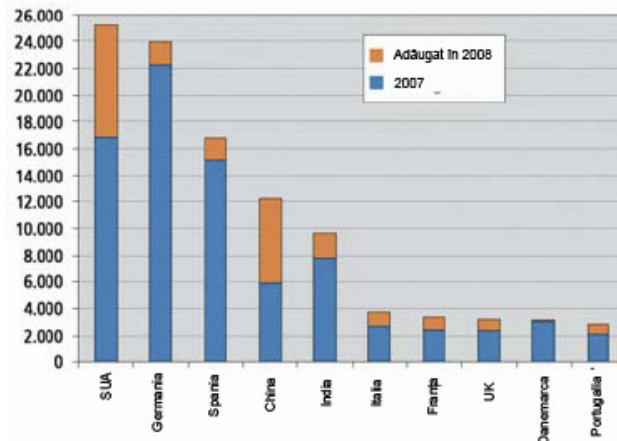


Fig. 2.6. Top 10 țări la capitoul puteri instalate în centrale eoliene [MW]

La nivelul întregului glob, 1,5 % din consum este asigurat de energia produsă din centralele eoliene. Există totuși și țări cu un nivel important de pătrundere a energiei eoliene, de exemplu Danemarca, unde o cincime din energia electrică produsă provine din fermele de vânt.

Centralele eoliene de mare putere sunt conectate la rețeaua de transport, cu echipamente și sisteme de control pentru a îndeplini standardele tehnice impuse de operatorul de sistem și pentru a asigura stabilitatea rețelei. Cele mai mari puteri instalate se regăsesc în centralele din SUA (peste 500 MW/centrală). Centralele eoliene de puteri mai mici sunt fie conectate la sistem, furnizând surplusul de energie contracost pe piață sau deconectate, producând energie doar pentru proprietar.

Energia hidrolică rămâne principala componentă a energiilor regenerabile. Centralele care utilizează acest tip de energie se grupează în două categorii în funcție de puterea instalată: mini și microhidrocentrale (sub 10 MW, în SUA sub 30 MW) și hidrocentrale mari (peste 10 MW). La nivel mondial, puterea instalată depășește valoarea de 850 GW, producând peste 3000 TWh. Această valoare reprezintă 20 % din totalul energiei electrice la nivel mondial și 88 % din totalul SRE.

Complexul *Three Gorges Dam* din China rămâne cea mai mare centrală hidroelectrică din lume atât ca putere instalată (peste 21000 MW) cât și ca energie produsă (aproape 100 TWh). Cu toate că în lume numărul marilor centrale hidro este foarte ridicat, trendul investițiilor în acest segment este în scădere, pe piață accentul deplasându-se către mini și microcentrale, ca parte importantă a DG. Centralele hidro de mici dimensiuni au ajuns la o putere instalată de 85 GW, cu o dezvoltare accentuată în special în Asia și Africa. Centralele hidroelectrice de mari dimensiuni au avut o creștere de aproximativ 30 GW, valori mari înregistrându-se în special în China și India.

Și utilizarea **biomasei** are o mare răspândire în lume și reprezintă principala sursă de energie în cazul cogenerării. Ea reprezintă fracțiunea biodegradabilă a produselor, deșeurilor și reziduurilor din agricultură, silvicultură sau sectoare industriale conexe, precum și a deșeurilor industriale și urbane. Puterea instalată la nivel mondial a ajuns la valoarea de 52 GW. Țările cu cea mai mare utilizare a biomasei se găsesc tot pe continentul european: Finlanda, Franța, Germania, Italia, Polonia etc. Cu toate acestea, pe piață pătrund în forță țări ca Brazilia, Filipine, Argentina, China, India, care utilizează din ce în ce mai mult alături de biomasă și biogazul. Evoluția producției de energie electrică pe bază de biomasă este prezentată în fig. 2.7.

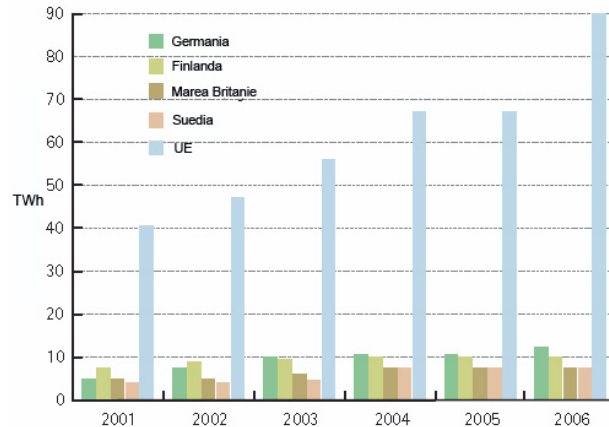


Fig. 2.7 Energia electrică generată utilizând biomasa

Energia solară provenită din radiația solară este utilizată în principal pentru obținerea energiei electrice pe baza tehnologiei fotovoltaice. De asemenea, utilizând concentratoare și alte tehnologii, acest tip de energie poate fi valorificat și pentru a obține energie termică.

Conectarea unităților care utilizează panourile fotovoltaice este în continuă creștere. Numai în 2008, creșterea a fost de 70 %, ajungând la 13 GW, ceea ce a determinat o valoare de șase ori mai mare decât în 2004. Fig. 2.8. prezintă evoluția puterii instalate în panouri fotovoltaice.

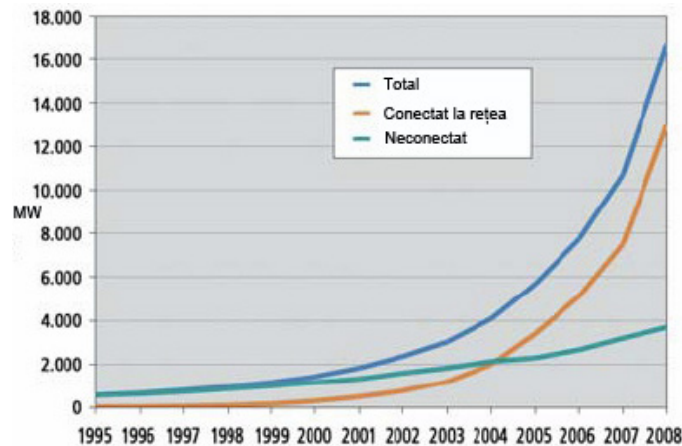


Fig. 2.8. Panouri fotovoltaice – putere instalată

Liderul la capitolul putere instalată și conectată la rețea (în 2008) îl reprezintă Spania cu 2,6 GW (de cinci ori mai mult decât în 2007), urmat de Germania și SUA. De asemenea creșteri importante se regăsesc și în Australia, Japonia, Coreea de Sud, Franța etc.

De remarcat sunt cele trei direcții mari de dezvoltare cu privire la utilizarea panourilor fotovoltaice. În primul rând, considerând integrarea acestora în cadrul noilor locuințe construite (BIPV – Building Integrated Photo Voltaics), puterile instalate în Europa au ajuns la aproximativ 28 MW. O a doua direcție o reprezintă creșterea ponderii panourilor fotovoltaice cu peliculă subțire de material semiconductor, pulverizat direct pe sticlă, caracterizate printr-o eficiență foarte mare la un preț mic.

O ultimă direcție importantă o reprezintă construcția pe scară largă a centralelor solare de putere mai mare de 200 kW, numărul acestora fiind de aproximativ 1800. Puterea instalată în acestea este de 3 GW, Spania fiind liderul incontestabil cu 1,9 GW, urmată de Franța și Germania. Centrala Olmedilla de Alarcon din Spania cu o putere instalată de 60 MW reprezintă cea mai mare instalație de acest tip din lume.

Valoarea investițiilor făcute în utilizarea energiilor regenerabile în anul 2008 și anume 120 miliarde de USD (valoare dublă față de 2006), reprezintă o altă dovadă a interesului crescut față de SRE. Defalcate pe tipuri de energii, majoritatea fondurilor au fost folosite pentru instalații care utilizează energia eoliană (42 %) și pentru panouri fotovoltaice (32 %). Raportat la țări, SUA reprezintă liderul (20 % din totalul investițiilor), urmată de Spania, China, Germania și surprinzător sau nu Brazilia. O bună parte din investiții s-au datorat și investitorilor privați. Băncile au continuat să sprijine cu împrumuturi avantajoase proiectele care utilizează energii regenerabile. Un loc fruntaș îl ocupă Banca Europeană pentru Investiții, cu 2,2 miliarde de euro [BEI2009].

Sprrijinul din partea diferitelor guverne și organizații în diferite proiecte a fost unul major. Chiar și în contextul crizei economice (începând cu 2007) valoarea investițiilor în acest sector nu a scăzut până spre sfârșitul anului 2008. Valoarea acestora a scăzut cu 23 % față de perioada similară a anului 2007. Chiar și așa, în ultimele luni, ca o contramăsură la criză și stimul economic, dar și pentru a încuraja crearea de slujbe noi, multe guverne au anunțat creșterea finanțărilor publice și a sprijinului financiar pentru proiecte care utilizează energii regenerabile sau tehnologii verzi, respectiv cu emisii reduse de carbon. Ca exemplu, SUA pune la dispoziția celor interesați 150 de miliarde de USD pe parcursul a 10 ani, în timp ce țara vecină de la vest, Ungaria, oferă 250 de milioane de euro timp de 7 ani.

Industria producătoare de tehnologii și echipamente pentru energiile regenerabile a fost într-o explozie continuă privind capacitățile și multitudinea de locații de producție. Valoarea de piață a companiilor, înainte de jumătatea anului 2008, odată cu criza economică, depășea 240 miliarde USD. Chiar dacă criza și-a pus amprenta și în acest domeniu (unele companii s-au desființat, s-au făcut reduceri de personal, reduceri ale producției etc.), totuși prognozele pentru perioada următoare nu sunt foarte sumbre, din contră sunt încurajatoare [Greenwood2009].

Una din industriile cu cea mai mare rata de creștere este cea a panourilor fotovoltaice. Liderul mondial este în acest moment China (producție de 1,8 GW), surclasând Japonia, Taiwan și SUA. Raportat la tehnologii, SUA este liderul mondial la producția de panouri cu peliculă de film subțire (270 MW) în condițiile în care producția acestui tip de panouri a crescut într-un an cu 120 %. Chiar în condițiile crizei economice, la final de 2008, producția de celule fotovoltaice a însumat 8 GW, din care 1 GW reprezintă tehnologia cu film subțire, iar valoarea investițiilor continuă să fie mare, în ciuda instabilității economice.

Industria producătoare de turbine eoliene are cel mai proeminent reprezentant în China, prin aproape 70 de companii producătoare de turbine și alte echipamente. Cu toate acestea, principalii producători de turbine la nivel mondial sunt Vestas (Danemarca), GE Wind (SUA) și Gamesa (Spania). Primii 10 producători sunt responsabili pentru circa 80 % din totalul de turbine produse în lume.

Explozia continuă a tehnologiilor utilizate în valorificarea SRE determină avantaje și în domeniul social. Astfel și numărul slujbelor generate de acest fenomen este în continuare creștere, estimarea la nivelul anului 2006 conform [REN2007] fiind de 2,4 milioane.

Interesul mare cu privire la utilizarea SRE pentru producerea energiei electrice s-a datorat în mare parte reglementărilor cu privire la protecția mediului, reducerea emisiilor de carbon și politicilor utilizării SRE, adoptate atât la nivel regional cât și global.

Primul pas pentru atingerea obiectivelor legate de limitarea poluării mediului ambiant a fost făcut prin semnarea Protocolului de la Kyoto, în 1995 [Kyoto1995].

Conform acestuia, țările industrializate sunt obligate să limiteze sau să reducă emisiile de gaze cu efect de seră (CO₂, metan, gaze industriale etc.). Micșorarea emisiilor trebuie făcută cu 5 % sub valoarea nivelului din anul de referință (1990), în decursul primei perioade de angajament, și anume 2008-2012. Aceste prevederi legate de emisii nu se aplică țărilor în curs de dezvoltare.

Protocolul a intrat în vigoare abia în 16 februarie 2005, fiind ratificat de 187 de state, inclusiv de membrii Uniunii Europene. Prin ratificarea acestui tratat, Uniunea Europeană face dovada abordării cu maximă responsabilitate a problemelor de mediu și devine lider mondial în promovarea tehnologiilor curate.

Unul din actele de mare importanță la nivel european îl reprezintă Directiva 77/2001/EC. Aceasta, cu titlul "Promovarea energiei electrice produse din surse regenerabile, pe piața unică de energie" [EC/77/2001], prevede dublarea până în 2010 a contribuției SRE la totalul consumului brut de energie din țările UE și anume de la 6 % la 12 %. Un alt obiectiv al Directivei este creșterea contribuției SRE de la 14 % la 22 % din consumul brut de energie electrică, tot până în 2010. Organismul care va monitoriza implementarea Directivei este Comisia Europeană.

În vedea atingerii acestor ținte, guvernele trebuie să aibă în vedere un orizont larg și să nu înlăture nicio sursă de combustibil sau opțiune tehnologică. Atât energia nucleară, energia hidro la puteri mari dar și captarea și stocarea carbonului trebuie să rămână în atenție, împreună cu tehnologiile disponibile pentru energiile regenerabile. Nu trebuie lăsată la o parte nicio sursă sau formă de energie pentru a nu prejudicia obiectivele politice privind securitatea, competitivitatea energiei și combaterea modificării climatului. În plus, trebuie pus accentul pe utilizarea tehnologiilor de stocare a energiei, atașate surselor regenerabile, astfel încât să se asigure echilibrarea cantității de energie electrică între perioadele de vârf de sarcină și cele de gol de sarcină: apa acumulată prin pompaj, hidrogen, baterii de condensatoare de generații viitoare, volanți, ultracondensatoare [IRE2007].

Odată cu anul 2007, s-au operat modificări cu privire la țintele impuse de UE [EC2007]. Astfel, pentru anul 2020 se dorește ca aportul SRE la consumul total de energie să fie de 20 %. Pentru aceasta, energia electrică produsă din SRE trebuie să reprezinte 34 %.

Pentru atingerea obiectivelor, Directiva impune statelor membre o serie de măsuri de încurajare a producției de energie electrică din SRE și crearea de facilități pentru agenții economici care valorifică astfel de resurse:

- stabilirea unei cote țintă pentru fiecare țară, privind consumul de energie electrică produsă din SRE;
- introducerea unor scheme financiare de suport pentru producția din SRE;
- simplificarea procedurilor administrative pentru proiectele care valorifică SRE;
- acces garantat și prioritar la rețelele de transport și distribuție pentru energia electrică provenită din SRE;
- garantarea originii energiei electrice produse din SRE.

Ca și mecanismele de promovare a SRE se pot distinge:

- ajutorul acordat pentru investiții;
- sprijinul direct prin prețurile practicate pentru fiecare tip de SRE;
- sprijinul pentru activitatea de cercetare-dezvoltare;
- ajutorul indirect pentru dezvoltarea diferențiată pe fiecare tip de SRE;
- adoptarea unor măsuri fiscale de promovare.

Unul din modurile în care se manifestă suportul acordat de guvern pentru producția de energie din SRE îl reprezintă *certIFICATELE VERZI* (CV), corelat cu sistemul cotelor fixe. Astfel, cantitatea de energie produsă sau consumată din SRE („energie verde”) este stabilită administrativ, iar prețul CV este stabilit de piața de energie. Îndeplinirea obligației de către producători se face prin primirea unui număr de CV corespunzător cantității produse (un CV pentru fiecare MWh produs), iar de către

furnizori și consumatori prin obligația cumpărării unui număr de CV corespunzător cotelor impuse.

CV au o valoare care se stabilește pe o piață de tranzacționare. Tranzacționarea CV și stabilirea valorii acestora se face pe o „piață a certificatelor verzi”, independentă de piața energiei. În acest fel, producătorii de energie din surse regenerabile primesc diferența dintre prețul de vânzare pe piață (mai mic) și prețul de producere (eventual mai mare), iar furnizorii și consumatorii plătesc această diferență prin valoarea CV. Sistemul presupune penalități în cazul în care obligațiile nu sunt respectate.

Certificatele de origine emise la nivel național, vor fi recunoscute mutual pe piața europeană de energie electrică. Procedurile principale pentru promovarea pe piață a comerțului cu CV, sunt următoarele:

- acreditarea producătorilor eligibili;
- emiterea de certificate;
- controlul calității (verificare și audit);
- mecanisme pentru transferul și comercializarea certificatelor.

Pentru implementarea acestor proceduri, sunt necesare instituții responsabile pentru control, implementare și funcționare. În anul 2010, cifra de afaceri a comerțului cu Certificate Verzi în Europa, se estimează la 20 miliarde euro.

O altă politică care încurajează utilizarea SER îl reprezintă *tariful „feed-in”* (feed-in tariff). Utilizarea acestui tarif implică obligația achiziției de către furnizorii și consumatorii de energie electrică a energiei produse din SRE la un tarif fix a cărui valoare se stabilește pentru fiecare sursă în concordanță cu tehnologia folosită.

El reprezintă un element care include trei componente: garantarea accesului la rețea, contracte pe termen lung pentru producerea energiei electrice și prețuri de cumpărare stabilite metodologic pe baza costului generării din surse regenerabile. Practic, acesta devine o condiție obligatorie pentru companiile de furnizare a energiei electrice de a cumpăra energia de la toți participanții eligibili pe piață, cu condiția ca energia să fie produsă din SRE [Klein2008].

Tarifele solicitate de producători sunt superioare prețurilor de producție având scopul de a permite recuperarea investiției într-un interval rezonabil de timp și cu un profit corespunzător. Diferența dintre prețul pieții și tarifele „feed-in” este împărțită la nivel național între operatorii de distribuție și se reflectă în creșterea prețului la consumatorul final.

Valorile pot fi unice la nivelul țării sau diferențiate pe zone geografice (în funcție de potențialul zonei, condiții de valorificare, grad de asigurare etc.). De asemenea, valorile tarifului se pot menține constante un număr de ani pentru a garanta securitatea investitorilor sau se pot ajusta periodic în funcție de strategia de dezvoltare adoptată. Aceste tarife sunt practicate în peste 45 de țări și 18 provincii, majoritatea adoptând această politică după anul 2000.

2.2.3. Strategia energetică a României în domeniul SRE

România dispune de o gamă diversificată de resurse de energie primară: țiței, gaze naturale, cărbune, minereu de uraniu, precum și de un potențial valorificabil de resurse regenerabile important.

Conform studiilor de specialitate, potențialul energetic al SRE din România, este redat în tabelul 2.2.

În ultimii ani, importurile de resurse primare de energie au înregistrat o creștere continuă, reprezentând circa o treime din totalul resurselor de energie primară. Mai mult, prognozele pentru perioada următoare nu sunt prea optimiste. Se estimează că la nivelul anului 2015 dependența de importurile de resurse primare de energie va ajunge la aproximativ 50 % din total, cu o creștere de 3 % pe an.

Tabelul 2.2. Potențialul energetic național al SRE

SRE	Potențialul energetic anual	Aplicație
Biomasă	318 x 10 ⁶ GJ	energie termică
Energie eoliană	23.000 GWh	energie electrică
Energia geotermală	7 x 10 ⁶ GJ	energie termică
Energie hidro din care: < 10 MW	40.000 GWh 6.000 GWh	energie electrică
Energie solară: • termică • fotovoltaică	60 x 10 ⁶ GJ 1.200 GWh	energie termică energie electrică

Acest fapt determină promovarea valorificării SRE ca unul din obiectivele prioritare ale politicii energetice actuale, după cum rezultă din *Strategia de valorificare a SRE*, acestea reprezentând o soluție fezabilă și accesibilă pe termen mediu și lung.

Accelerarea ritmului de exploatare a SRE din România, se justifică prin beneficiile pe care acestea le conferă:

- creșterea securității în alimentarea cu energie;
- promovarea dezvoltării regionale;
- asigurarea normelor de protecție a mediului;
- diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră.

Principalul act normativ care redă politica energetică a României, HG1535/2003, prezintă atât obiectivele generale ale strategiei de valorificare a SRE, cât și obiectivele specifice prezentate distinct pentru fiecare tip de sursă.

Principalele **obiectivele generale** sunt:

- integrarea SRE în structura Sistemului Electroenergetic Național al României (SEN);
- diminuarea barierelor tehnico-funcționale și psiho-sociale în procesul de valorificare a SRE, simultan cu identificarea elementelor de cost și de eficiență economică;
- promovarea investițiilor private și crearea condițiilor pentru facilitarea accesului capitalului străin pe piața SRE;
- asigurarea independenței consumului de energie al economiei naționale;
- asigurarea, după caz, a alimentării cu energie a comunităților izolate, prin valorificarea potențialului SRE locale;
- crearea condițiilor de participare a României la piața europeană de „CertIFICATE VERZI” pentru energie produsă din SRE.

Dintre obiectivele specifice, cele mai importante vizează:

- *biomasa* – ar putea să acopere cca. 70 % din angajamentele României referitoare la aportul SRE în energia totală consumată. Obiectivul principal privind utilizarea biomasei, constă în asumarea unui consum echivalent de cca. 3350 tep, până în anul 2010. Pentru realizarea obiectivelor specifice de exploatare energetică a biomasei, se va acorda prioritate următoarelor acțiuni:
 - creșterea cantității disponibile de biomasă pentru producerea de energie;
 - diversificarea formelor de biomasă cu potențial energetic atestat în unități pilot, prin ardere / gazeificare;
 - organizarea de campanii promoționale referitoare la avantajele producerii de energie din biomasă, cu consecințe directe asupra mediului înconjurător, sau în restructurarea economiei rurale / locale;
- *energia eoliană* – studiile de specialitate au identificat un potențial de circa 14.000 MW putere instalată, care ar putea furniza 23000 GWh/an. În zona platoului continental al Mării Negre („off-shore”), studiile întreprinse evidențiază un potențial eolian de cca. 2 000 MW, considerat fezabil pe termen lung (> 20 ani);

- *energia geotermală* – obiectivele programului de valorificare eficientă a potențialului hidrogeotermal din România, constau în:
 - elaborarea de studii de fezabilitate și consultanță, cu soluții de implementare și asimilarea de tehnologii și echipamente performante;
 - diseminarea și valorificarea datelor și informațiilor aferente programelor de tehnologizare și implementare curente;
 - elaborarea unui cadru legislativ de norme și reglementări pentru valorificarea surselor geotermale în condiții de eficiență economică ridicată.
- *energia hidro* – studiul privind valorificarea potențialului hidroenergetic din România, conferă posibilități de realizare a unui număr de 780 de unități (cu putere instalată maximă de 10 MW/unitate), cu o putere totală de 2.150 MW, care ar putea furniza 6.000 GWh/an. Pe termen lung, se estimează că puterea totală instalată în unități hidro noi va fi de cca. 840 MW, din care 240 MW în centrale de mică putere;
- *energia solară* – se vor crea sisteme energetice solar-fotovoltaice și / sau solar-termice, cu sau fără conectarea la rețeaua energetică. Aplicațiile solar-termale se vor realiza cu captatori (inclusiv componentele auxiliare), care vor însuma o suprafață de cca. 150000 m². În aplicațiile fotovoltaice s-au identificat mai multe tipuri de proiecte:
 - sisteme fotovoltaice autonome pentru electrificări rurale, cu aplicații în Munții Apuseni, în nordul Moldovei, parcuri naturale (Delta Dunării) etc.;
 - sisteme fotovoltaice conectate la Rețeaua Electrică de Distribuție (RED): minicentrale solar-fotovoltaice, cu puteri instalate de la câteva sute de kW până la 1 MW, în zona litoralului Mării Negre și sisteme fotovoltaice de 1-5 kW, conectate la rețea în orașe mari, litoral etc.

Principalele valori ale țintelor stabilite prin strategia propusă sunt următoarele:

- 2003-2010: capacități noi de producere a energiei din surse regenerabile însumând 441,5 MW (energie electrică) a căror investiții însumează o valoare estimată de 887,5 milioane euro;
- 2011-2015: instalarea unei puteri totale de 789 MW (energie electrică) utilizând o investiție de 1153 milioane de euro.

Toate acestea vor determina o reducere a importului de resurse energetice primare cu un echivalent de 19650 GWh (energie electrică) (pondere 11 %), iar pentru anul 2015 se prognozează o economie de 23.367 GWh (pondere 11,2 %).

Raportat la fiecare SRE în parte, valorile ponderilor sunt prezentate în tabelul 2.3.

Tabel 2.3 Ponderea SRE în consumul total de resurse primare din România

Surse regenerabile de energie	Anul 2000 [mii tep]	Anul 2010 [mii tep]	Anul 2015 [mii tep]
Energie solară:	-	7,50	17,00
• solar-termic	-	7,34	16,00
• solar-electric	-	0,16	1,00
Energie eoliană	-	27,00	86,10
Energie hidro:	1.272	1.565,20	1.608,20
• centrale hidro de putere mare	1.185	1.470,60	1.470,60
• centrale hidro de putere mică	87	94,60	137,60
Energie din biomasă:	2 772	3.347,30	3.802,00
• biomasă-termal	2 772	3.249,80	3.487,80
• biomasă-electric	-	97,50	314,20
Energie geotermală	-	17,50	23,90
Total (inclusiv hidroenergia mare) [mii tep]	4.044	4.946,00	5.537,20
Ponderea SRE în consumul total de resurse primare de energie [%]	10,01	11,00	11,20

Susținerea proiectelor de investiții și identificarea surselor de finanțare în domeniul SRE, se vor realiza prin următoarele acțiuni:

- inițierea unor acțiuni legislative și instituirea cooperării instituționale directe între autoritatea centrală și autoritățile executive locale;
- atragerea de fonduri directe pentru exploatarea SRE, inclusiv prin mecanisme aplicate conform Protocolului de la Kyoto;
- susținerea implementării proiectelor în domeniul gestiunii și valorificării deșeurilor (producere de biogaz, utilizare deșeuri forestiere la producerea energiei termice, incinerare deșeuri urbane cu recuperarea căldurii etc.);
- valorificarea potențialului energetic al râurilor interioare, prin construirea de centrale hidroelectrice de mică putere (max. 10 MW).

Odată cu aderarea României la Uniunea Europeană, s-au stabilit anumite ținte care trebuiau atinse pentru a se alinia la efortul comun al statelor membre în a promova și utiliza SRE. Astfel, prevederile Directivei Europene 77/2001/CE s-au transpus pentru România prin Hotărârea de Guvern nr. 443 din 2003 [HG443/2003]:

- ținta națională de 33 % energie electrică produsă din SRE în consumul național brut de energie electrică, pentru anul 2010;
- termene și responsabilități clare pentru ministerul de resort și autoritățile competente, respectiv Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE) și Agenția Română pentru Conservarea Energiei (ARCE);
- obligativitatea introducerii de scheme de sprijin a energiei produse din SRE, compatibile cu principiile mecanismelor de piață;
- necesitatea eliminării eventualelor bariere administrative sau de reglementare în promovarea energiei produse din SRE;
- obligativitatea certificării originii energiei electrice produse din SRE.

Mai mult, odată cu adoptarea legii 220/2008 [L220] a fost stabilit și sistemul de promovare pentru producerea de energie din SRE. Acesta utilizează sistemul cotelor obligatorii combinat cu tranzacționarea certificatelor verzi sau prin sistemul preț fix.

Acțiunile Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE), responsabilă cu elaborarea cadrului de reglementare pentru organizarea și funcționarea pieței de CV, ale S.C. OPCOM S.A., în calitate de administrator al pieței de CV și C.N.T.E.E. „Transelectrica” S.A., în calitate de organism responsabil cu emiterea de CV, sistemul de promovare al energiei electrice produse din SRE (E-SRE) în România, a devenit operațional. Astfel în data de 16 noiembrie 2005, a avut loc prima sesiune de tranzacționare a CV, prețul de încheiere fiind de 41,6 euro/CV.

Beneficiarii sistemului de promovare a producerii de E-SRE sunt producătorii de energie electrică din sursele regenerabile: eoliană, solară, geotermală, biomasă, a valurilor, hidrogen, precum și energia electrică produsă în centralele hidroelectrice cu o putere instalată mai mică sau egală cu 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate începând cu anul 2004.

Pe Piața de Certificate Verzi au fost emise în 2008 peste 132.000 de CV, din care aproximativ 11.000 pentru eolian, de aproape 3 ori mai multe ca în 2007. Piața Centralizată de Certificate Verzi a înregistrat și ea o creștere a tranzacțiilor, ajungând la valoarea de 95.593 de CV în timp ce numărul de contracte bilaterale de vânzare-cumpărare de CV a fost de 24 [OPCOM2009].

În martie 2009, în România au semnat în Registrul Anual de Evidență a Producătorilor de E-SRE un număr de 24 de producători care utilizează CV: 12 care folosesc energia eoliană și 12 hidro. Pentru aceștia, Transelectrica a emis, la nivelul aceleiași luni, 20.084 de certificate verzi, din care 1.213 pentru energie eoliană. Comparat cu valorile înregistrate în aceeași perioadă din ultimii patru ani, se observă o creștere de 17 ori pentru eolian și 32,6 ori pentru energia hidro.

La sfârșitul anului 2008, puterea instalată în centralele hidro (atât cele de putere mare cât și cele cu putere instalată mai mică sau egală cu 10 MW) era de

6.422 MW, iar centralele eoliene însumau aproximativ 11 MW. Conform [CNTEE2009], se remarcă o creștere a ponderii E-SRE, valoarea fiind de 121 GWh, din care 11 GWh proveniți din energie eoliană. Raportat la 2007, energia electrică produsă din sursa eoliană a crescut cu 36 %. În aceste condiții, ținta națională de 33 % pentru anul 2010 privind ponderea E-SRE în consumul național brut de energie electrică s-a realizat în proporție de peste 86 % (fig. 2.9).

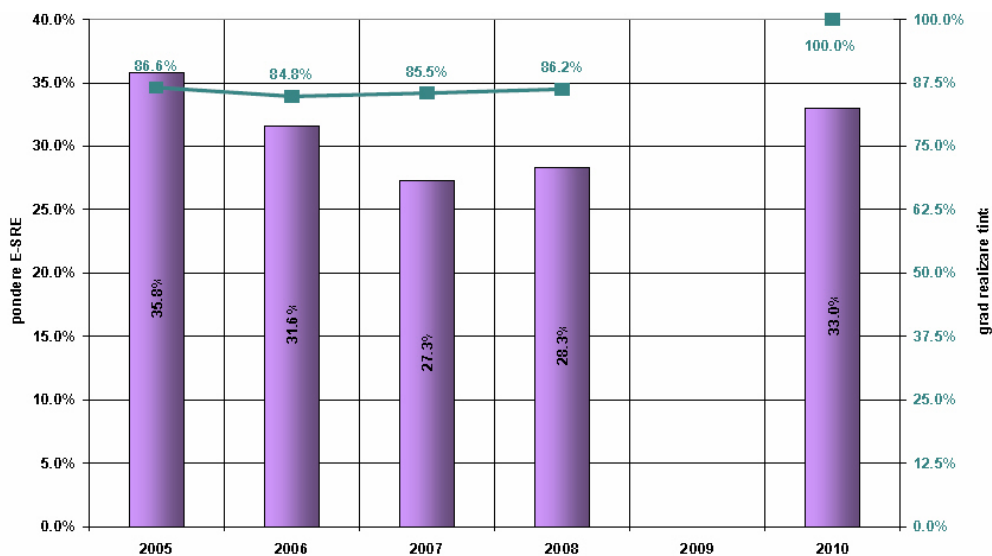


Fig. 2.9. Evoluția gradului de îndeplinire al țintei naționale privind ponderea E-SRE

Chiar dacă la momentul de față, ponderea în sistem a unităților de producție ce utilizează SRE (altele decât energia hidro) este mică, interesul investitorilor în este ridicat, mai ales cel cu privire la energia eoliană. Regiunile vizate sunt Banatul, Dobrogea și Moldova, datorită potențialului eolian însemnat. Astfel, cererile privind racordarea la rețea însumează o putere de aproape 17.000 MW, din care 2.700 MW au primit deja avize tehnice de racordare. De asemenea, există contracte gata semnate cu diferite firme pentru conectare la rețea, având o putere de 680 MW. Cifrele se modifică astfel de la zi la zi, ca rezultat al noilor cereri care apar și al monitorizării validității vechilor permise. Sunt în discuție realizarea de parcuri eoliene în perioada următoare, având puteri însemnate: aprox. 3.000 MW în Dobrogea, 1.500 MW în Moldova, 600 MW în Clisura Dunării.

Asta înseamnă că investițiile în unitățile de producere a energiei electrice din SRE sunt într-o continuă și accelerată creștere, determinând reducerea influenței negative asupra schimbărilor climatice și dependența de importul de energie dar și atingerea țintelor propuse.

2.3. Producerea distribuită și energiile regenerabile

Alături de generarea centralizată a energiei, producerea distribuită (DG) reprezintă un concept care se dezvoltă accentuat în ultimii ani, mai ales în strânsă legătură cu utilizarea energiilor regenerabile.

În accepțiune largă, producerea distribuită reprezintă utilizarea de surse de putere redusă, localizate în apropierea consumatorului care trebuie deservit, bazate

pe tehnologii de generare de energie electrică (și nu numai), care valorifică potențialele energetice clasice și regenerabile [Wiki_DG].

O definiție mai precisă nu poate fi dată conceptului de DG, literatura de specialitate neajungând la un consens. Mai multe criterii stau la baza definirii acestui concept. Unele se referă la nivelul de tensiune la care este conectat un nod DG, alte criterii țin seama de faptul că DG este conectată direct la rețeaua de alimentare a consumatorului. De asemenea, tehnologiile folosite de DG (cogenerare – Combined Heat and Power – CHP, energii regenerabile etc.) pot constitui criteriile de definire a conceptului.

Conform CIRED [CIRED1999], DG reprezintă toate unitățile de generare având o putere maximă de 100 MW, conectate de regulă la rețeaua de distribuție și care nu au caracter centralizat și nu sunt dispecerizabile, nefiind sub controlul operatorului rețelei de transport. Mai mult, unitățile de generare construite de către operatorul de rețea ca alternativă la extinderea rețelei și care au implementate măsuri de dispecerizare, nu sunt considerate ca aparținând DG conform definiției de mai sus.

IEEE definește DG ca fiind generarea de energie electrică de către unități de putere mai mică decât cele centralizate și care pot fi conectate în orice punct al SEE [Dondi2002].

Conform IEA, DG presupune generarea puterii direct la consumator sau furnizarea energiei direct în rețelele de distribuție locale. Mai mult, IEA spre deosebire de celelalte definiții, nu face trimitere la capacitatea de generare.

În ultimii ani, în special datorită preocupării pentru protecția mediului, unitățile de mică putere folosite în special în apropierea consumatorului, deci fac parte din conceptul de DG, utilizează predominant surse regenerabile. Se poate afirma astfel că termenul DG conține automat și sintagma surse regenerabile.

Analizând multitudinea de definiții, se observă un domeniu destul de larg pe care îl cuprinde acest concept. Astfel, atât unitățile mici conectate direct la rețeaua de distribuție cât și unitățile de capacitate mare care utilizează cogenerarea sau ferme eoliene de mai dimensiuni conectate direct în rețeaua de transport pot fi considerate ca aparținând DG.

Conceptul DG se regăsește în literatura de specialitate și sub alte denumiri: *producere locală* (on-site generation), *generare dispersată* (dispersed generation), *putere dispersată* (dispersed power – DP), *generare integrată* (embedded generation – EG), *energie descentralizată* (decentralized energy – DE), *surse distribuite de energie* (distributed energy resources – DER).

Cu toate că în ultimii ani s-a înregistrat o explozie în ceea ce privește utilizarea acestui concept și a tehnologiilor aferente la nivel global, producerea distribuită nu este de dată recentă.

La începutul utilizării energiei electrice, toată energia a fost produsă și consumată în imediata apropiere a consumatorului, noțiunea de producere distribuită (în accepțiunea de astăzi) constituind regula și nu excepția. Începând cu o lumânare, un cuptor sau chiar o baterie de ceas – forme de energie distribuită la scară redusă –, s-a ajuns la mici centrale care deserveau o comunitate mică sau un consumator industrial [Borbely2001]. Transferul de energie se făcea prin intermediul unei micro-rețele de tensiune continuă conectând generatorul de consumator, acesta din urmă aflat la o distanță nu foarte mare de sursa de putere. Echilibrul cerere-ofertă se realiza parțial local, utilizând instalații de stocare (de exemplu baterii), conectate direct la rețea.

În timp, odată cu dezvoltarea rețelelor de curent alternativ (caracterizate printr-o capacitate de transport mărită și vehiculare a puterii pe distanțe mult mai mari decât în curent continuu) și crescând economiile datorită acestor noi tehnologii, s-a ajuns la o creștere a puterilor generate. Toate acestea au determinat apariția de SEE de mari dimensiuni compuse din centrale cu puteri de ordinul sutelor și miilor de

MW și rețele de distribuție și transport complexe, interconectate. În aceste condiții, echilibrul cerere-ofertă se realiza utilizând efectul de mediere prin combinarea unor cantități mari de sarcini variabile în timp [Driesen2006]. Acumularea energiei este de asemenea prezentă, cea mai cunoscută metodă fiind centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj, dar în proporție mică față de totalul generat.

Utilizarea surselor centralizate de producere necesită un efort financiar major pentru întreținere și reparații. Efectul de scară este caracteristic acestor instalații: cu cât capacitatea unei centrale este mai mare, cu atât este mai eficientă. Cu toate acestea, eficiența se situează în jurul valorilor de 28-35 %, influențată fiind de tehnologia utilizată și durata de funcționare [Hlusov2007].

Chiar și așa, sistemele electroenergetice s-au dezvoltat foarte mult, atât pe partea de producție centralizată cât și pe partea de transport. Nici sectorul economic nu a stat pe loc, dezvoltarea accentuată fiind simțită printr-o cerere crescândă și o supraîncărcare a liniilor de transport. Astfel, asigurarea unui echilibru producere-consum cu păstrarea siguranței și calității în alimentare, dar și a costurilor la niveluri acceptabile a început să devină o problemă. De asemenea creșterea cererii de energie electrică la parametrii cât mai buni, liberalizarea pieței de energie, limitările care pot să apară la construcția de noi linii de transport și distribuție și nu în ultimul rând preocuparea asupra protecției mediului înconjurător prin legislația în vigoare, au dus la o „nouă revoluție energetică” și anume creșterea accentuată a interesului pentru producerea distribuită. Este ușor de observat că interesul crescut pentru integrarea pe scară mare a surselor DG se datorează influenței a două forțe directoare: *liberalizarea pieței de energie și preocupările legate de protecția mediului înconjurător*.

Referitor la liberalizarea pieței de energie, DG este privită cu mare încredere de către furnizorii de energie electrică datorită faptului că poate fi folosită în zonele de nișă ale pieței, acolo unde consumatorii caută serviciile care îi pot satisface cât mai bine din toate punctele de vedere. Flexibilitatea diverselor tehnologii utilizate în cadrul DG poate fi valorificată în diferite aspecte ale centralelor utilizate în aceste noduri: mărime, funcționare și extindere. Locul generării distribuite în cadrul unui SEE este prezentat sintetic în fig. 2.10.

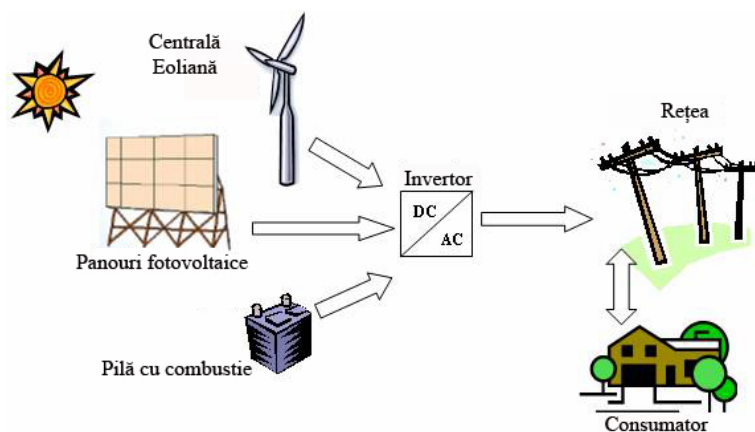


Fig. 2.10. Generarea distribuită în cadrul unui SEE

Odată cu liberalizarea pieței, consumatorii pun din ce în ce mai mult accent pe achiziționarea de energie la parametrii cât mai apropiați de cei ideali. Cu toate că nivelul fiabilității sistemelor electroenergetice este foarte ridicat, totuși în multe țări nu au lipsit blackout-urile de sistem. Un nivel ridicat de fiabilitate necesită investiții

și costuri mari de mentenanță atât la nivelul generării cât și la nivelul rețelelor de transport. De aceea, multe companii sunt hotărâte să investească în unități DG pentru a crește fiabilitatea sistemelor la nivelul dorit.

Pe lângă blackout-uri și goluri de tensiune, o altă problemă care poate să apară o reprezintă variațiile de tensiune, aspect care influențează calitatea energiei electrice. O calitate redusă a energiei electrice furnizate se poate datora unor manevre greșite sau unor avarii ale rețelei, determinând goluri de tensiune, întreruperi, supra-tensiuni tranzitorii și alte fenomene.

Nu doar furnizarea energiei electrice (și/sau termice) necesară anumitor consumatori reprezintă scopul utilizării acestor tehnologii, ci și asigurarea serviciilor auxiliare și toate cele necesare pentru a realiza funcționarea stabilă și susținută a rețelei unde este conectat nodul respectiv. Acest fapt permite generarea de putere activă la solicitarea dispecerului (de exemplu pentru a stabili o scădere a frecvenței cauzată de un exces al cererii sau producerii insuficiente de putere), precum și stabilirea necesarului de putere reactivă pentru a asigura nivelul optim al tensiunii. Se poate astfel afirma că DG reprezintă un element de sprijin pentru rețele, funcționarea fiabilă și cu un grad foarte mare de siguranță a sistemelor electroenergetice descentralizate reprezentând un avantaj al utilizării și integrării acestor surse.

Chiar dacă încă un procent foarte mare din energia electrică produsă provine din surse centralizate (centrale electrice de putere mare), procentul utilizării surselor distribuite de energie pentru producerea energiei electrice este în creștere, în unele țări (Danemarca, Olanda, Spania, Germania, SUA etc.) valorile fiind cuprinse chiar între 20 și 50 %. Gradul de pătrundere a DG reprezintă o măsură a nivelului de utilizare a acestora în procesul de generare, raportat la totalul surselor. De remarcat este faptul că acest grad nu reprezintă un indicator static. Chiar și o anumită sursă de tip DG de putere mică (1-10 MW) poate determina un grad mare de pătrundere în sistemul sau subsistemul din care face parte atunci când încărcarea acestuia este foarte mică. Un număr mai mic de centrale mari și linii electrice aeriene din sistem determină reducerea emisiilor, reducerea costurilor de transport și distribuție, eficiență crescută, siguranță mărită.

DG prezintă atractivitate pentru cei care realizează politicile și reglementările de piață în acest domeniu deoarece determină reducerea investițiilor în sistemele de transport și distribuție, dar minimizează, de asemenea, costurile aferente multor sectoare. Astfel, trei categorii de costuri sunt influențate de integrarea la diferite scări a DG [Frias2008]:

- costuri de întărire a rețelei: acestea sunt practic nule pentru o integrare la scară mică și cresc odată cu concentrarea nodurilor DG. Totuși, dacă integrarea pe scară largă este completată cu tehnici active de management a rețelelor, aceste valori ale costurilor vor scădea;
- costurile legate de pierderile de energie sunt bineînțeles mai mici decât în cazul sistemelor cu surse de putere centralizate, dar la un nivel mare de pătrundere a DG, ușoara creștere a nivelului pierderilor în rețea determină costuri puțin mai ridicate;
- investițiile cu privire la înlocuirea unor echipamente în condițiile creșterii cererii de putere în sistem sunt mici datorită unei circulații mai mici de putere între diferitele nivele de tensiune.

Interesul față de sursele DG se manifestă și la nivelul reducerii costurilor și al fiabilității suplimentare pe care o pot oferi nu numai producătorilor sau transportatorilor, ci întregii piețe de energie, de asemenea [Angelopoulos2004].

Per ansamblu, reducerea de costuri de capital rezultate în urma utilizării DG în defavoarea producerii centralizate este destul de însemnată, conform [WADE2006] (fig. 2.11).

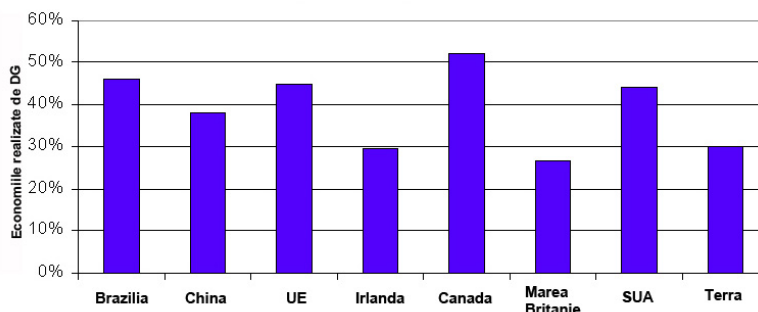


Fig. 2.11. Economia costurilor de capital obținute de DG față de producerea centralizată

Alături de tehnicile de management ale cererii, de inovațiile aduse pieței energetice angro și de vânzare cu amănuntul, DG poate juca un rol important în reducerea prețului energiei electrice în condițiile în care oferta producătorilor tradiționali este limitată, iar cererea pe piață este mare. De exemplu, producătorii din nodurile DG pot oferi consumatorilor de pe piața de retail o mai mare flexibilitate în modificarea cererii de energie electrică, ca răspuns la fluctuațiile orare ale prețului, astfel determinând operarea eficientă și în condiții de stabilitate a pieței, dar și creșterea competitivității.

Unul din motivele pentru care s-a accentuat utilizarea tehnologiilor DG îl reprezintă progresul tehnico-științific din ultimii ani. Acesta a determinat îmbunătățirea performanțelor centralelor de putere mică și medie, care pot fi realizate și puse în funcțiune în scurt timp și de la care recuperarea investițiilor este mult mai rapidă, ceea ce asigură o atractivitate sporită din partea investitorilor. Tocmai acest tip de centrale formează nodurile de DG.

Nivelul tehnic și comercial al DG la nivel global depinde de evoluția sistemului energetic al fiecărei țări. În țările în care statul încă mai este actor principal în industria energetică, DG este slab sau deloc reprezentată. În schimb în țările unde liberalizarea pieței a avut loc, DG a început să câștige teren datorită costurilor mici de capital, tehnologiilor modulare și duratei de scurte de construcție. De asemenea, mixul de tehnologii de DG este dependent de piața de energie și de contextul politic. Piața cere soluții pe care DG le poate furniza. De aceea, rezultatul îl reprezintă o piață a DG dominată de prețuri competitive, centrale cu combustibil fosil cu fiabilitate ridicată (de regulă gaz) și surse regenerabile de energie, acestea din urmă având o prezență din ce în ce mai mare.

Pe măsură ce DG devine un concept din ce în ce mai fiabil și fezabil economic, s-a dezvoltat tendința de a interconecta unitățile de tip DG cu utilitățile pentru a asigura nevoile energetice existente și pentru a oferi alte servicii atât consumatorilor cât și sistemelor electroenergetice gazdă și anume [Miller2003]:

- rezervă de putere cu rol de a îmbunătăți gradul de disponibilitate și fiabilitate;
- aplatizarea vârfurilor de sarcină din rețea: în perioadele de consum foarte ridicat se face apel în principal la sursele locale de putere;
- alternativă la utilizarea rețelelor sau la extinderea acestora;
- creșterea eficienței (randamentului) utilizării energiei folosind cogenerarea și trigenerarea locală;
- furnizor de energie electrică pentru utilități sau alți consumatori;
- furnizare de energie de calitate superioară – compensare putere reactivă și reglajul tensiunii;
- suport pentru stabilitatea dinamică a sistemului.

Referitor la protejarea mediului înconjurător, politicile de mediu reprezintă în momentul de față probabil cea mai importantă cauză care influențează DG în Europa și nu numai. Acestea somează jucătorii de pe piața de energie să dezvolte și să utilizeze soluții „curate” de energie. DG joacă un rol important în această privință deoarece permite optimizarea consumului de energie în special în cadrul consumatorilor de cantități mari de energie termică.

Mai mult, cerințele guvernamentale care impun utilizarea energiilor regenerabile în cadrul DG determină investitorii să țină cont și de acest aspect. În plus, tehnologiile care utilizează surse regenerabile (în special pentru aplicații de putere mică și mijlocie) au început să fie din ce în ce mai prezente pe piață, fiind recunoscute ca o alternativă la epuizarea combustibililor lichizi și gazeși fosili. În plus, un alt avantaj major al tehnologiilor regenerabile îl constituie capacitatea lor de a se încadra și a conserva cât mai bine mediul ambiant. De exemplu, pentru un consumator având o cerere însemnată de energie termică, varianta optimă de alimentare corespunde utilizării cogenerării (producerea combinată de energie electrică și termică), comparativ cu generarea separată a energiei termice cu ajutorul unui boiler și cumpărarea de energie electrică din rețea. Cogenerarea reprezintă un segment important al pieței DG. Comparat cu generarea separată de energie electrică și energie termică utilizând combustibilii fosili, cogenerarea determină o conservare a energiei primare de 10-30 % în funcție de mărimea și eficiența unităților. Mai mult, la o primă vedere, emisiile sunt reduse de aproximativ același procent cu energia economisită, valoarea reală depinzând de întregul sistem electroenergetic din care face parte.

Dacă la o primă vedere utilizarea DG determină o serie de avantaje, totuși integrarea acestora (mai ales pe scară largă) poate prezenta anumite probleme de natură tehnică [Driesen2006], [Pecas2007], [Bayod2009].

Un număr mare de unități DG pot determina injecții de putere din rețelele de joasă tensiune spre cele de înaltă tensiune, de la rețeaua de distribuție la cea de transport. Inversarea sensului circulației de putere influențează în mod negativ stabilitatea rețelei, prin scăderea eficienței protecțiilor și dificultăți în conducerea rețelei în anumite circumstanțe. Din acest motiv este nevoie de scheme noi de protecție la ambele niveluri de tensiune, pentru a asigura operarea rețelei în condiții de siguranță maximă. Protecțiile selective clasice nu sunt suficient de eficiente în acest context, deoarece un curent de defect poate proveni atât din zona rețelei, cât și din partea DG, detecția acestuia fiind mult îngreunată utilizând protecțiile selective uzuale. Sunt necesare protecții mai „active”, având și o formă de comunicație, pentru a asigura nivelul dorit de siguranță iar sistemul de protecții trebuie să fie suficient de selectiv astfel încât să asigure optimizarea disponibilității și fiabilității puterii generate.

O altă problemă o prezintă dificultățile în controlul tensiunii. Datorită conectării surselor DG, tensiunea va crește în rețea. Acest fapt a fost observat în cazul conectării în rețele de distribuție (în special în cele radiale). Lucrul acesta poate fi de bun augur în rețelele care se confruntă cu un nivel scăzut al tensiunii, DG îndeplinind rol de suport al acesteia. Eventualele probleme pot fi depășite utilizând conectarea echipamentelor la un nivel mai ridicat de tensiune sau utilizând transformatoare cu management îmbunătățit al controlului local al tensiunii.

Frecvența sistemului este considerată un bun public. Ca și consecință a acestui lucru, operatorul de sistem are obligația de a asigura stabilitatea frecvenței, la fel ca și pentru celelalte servicii considerate ca bunuri publice. Unul din factorii care pot influența stabilitatea frecvenței îl reprezintă și conectarea masivă a unităților DG la rețea. Dezechilibrarea balanței de putere între cerere și puterea generată determină variații ale valorii frecvenței față de valoarea nominală. Acest fenomen de instabilitate

trebuie menținut în limite cât mai reduse, deoarece influențează în mod negativ funcționarea atât a consumatorilor industriali, cât și a celor casnici. De aceea, conectarea unui număr tot mai mare de unități DG ar trebui să fie evaluată cu atenție și planificată.

Puterea reactivă reprezintă o altă problemă care poate apărea în cazul utilizării DG, deoarece marea majoritate a generatoarelor utilizate sunt mașini asincrone, care nu sunt capabile de a produce putere reactivă. Totuși, există unele modalități de a rezolva și această problemă, și anume utilizarea echipamentelor bazate pe electronică de putere, care pot uneori furniza putere reactivă.

O bună parte din unitățile DG funcționează în tensiune continuă. De aceea, conectarea la rețelele de tensiune alternativă se face prin intermediul unor invertoare. Utilizarea acestora determină posibilitatea apariției armonicilor de rang superior, nesănătoase pentru asigurarea de energie de calitate superioară.

Calitatea energiei electrice furnizate într-un nod trebuie să fie asigurată la nivel superior. Acest lucru reprezintă o cerință principală indiferent de sursele de generare. Cu toate că utilizarea DG determină creșteri ale calității, totuși există și anumite particularități care influențează negativ această calitate. Principalele probleme pot să apară datorită fluctuațiilor tensiunii. Aceste fluctuații apar în momentul în care puterea generată de unitățile DG variază rapid în intervale scurte de timp, generând supratensiuni sau goluri de tensiune la consumator. De asemenea, pornirile și opririle dese au un efect negativ asupra calității energiei.

Există anumite opinii conform cărora DG nu contribuie la îmbunătățirea siguranței în funcționare a sistemului și a stabilității acestuia. În mod obișnuit, fără considerarea surselor DG, rețelele de distribuție nu prezentau probleme legate de stabilitate și rămâneau stabile atâta timp cât rețeaua de transport era stabilă. Totuși această situație s-ar putea schimba odată cu integrarea SRE, contribuția acestora la securitatea rețelelor devenind din ce în ce mai importantă, în special atunci când cantitatea de putere nedispecerizabilă este mare (ferme eoliene, panouri solare).

Unitățile DG pot avea și un impact pozitiv asupra rețelei în cazul în care funcționarea acestora este coordonată cu restul rețelei. Acestea pot fi utilizate ca sursă de rezervă, funcționând în cazul întreruperii alimentării din sursa principală și astfel asigurând continuitatea în alimentare.

Clasificarea diferitelor tehnologii ale DG (inclusiv sistemele de stocare a energiei) se realizează în funcție de sursa de energie și anume:

- *combustibili fosili*: motoare cu ardere internă, turbine cu gaz, motor Stirling, pile cu combustie;
- *energie regenerabile*: turbine eoliene, conversie fotovoltaică, tehnologii care utilizează biomasa sau biogazul, sisteme bazate pe energia hidroelectrică, sisteme geotermale;
- *sisteme de stocare*: baterii, supracondensatoare etc.

Principalele caracteristici ale celor mai utilizate tehnologii [Pepermans2005] sunt sintetizate în Tabelul 2.1. Se poate foarte ușor observa faptul că majoritatea utilizează energii regenerabile.

Tabelul 2.4. Caracteristicile tehnologiilor DG

Tehnologia	Domeniul de putere	Randamentul	Aplicații	Combustibil
Motoare cu ardere internă	Diesel: 20 kW - 10 MW Gaz: 5 kW - 5 MW	36-43% 28-42%	Rezervă de putere, alimentare de siguranță; Cogenerare	Diesel, biodiesel Gaze naturale, biogaz
Turbine cu gaz	1-20 MW	21-40%	Cogenerare, alimentare la vârf de sarcină	Gaz, kerosen

Tehnologia	Domeniul de putere	Randamentul	Aplicații	Combustibil
Microturbine	30 kW -1 MW	25-30%	Alimentare cu energie electrică, eventual cogenerare	Gaze naturale, biogaz
Pile cu combustie	MCFC: 50 kW -1 MW	35-60%	Sisteme DG de mare putere	Metanol
Pile cu combustie	MCFC: 50 kW -1 MW PAFC: 50-100 kW PEMFC: 1-250 kW SOFC: 1-3 MW	35-60% >40% 25-35% 35-43%	Sisteme DG de mare putere DG cu cogenerare DG de mică putere Rezervă de putere, DG de putere mare	Metanol Hidrogen
Conversie fotovoltaică	Unități de ordinul kW		Aplicații off-grid, comerciale, casnice și DG de mică putere	Energie Solară
Turbine eoliene	Unități de 1 kW - 7 MW		Ferme on-shore și off-shore	Vânt

Implementarea tehnologiilor se regăsește sub două forme: *rețele insulare*, respectiv *racordarea la rețeaua publică* (rețeaua de distribuție sau rețeaua de transport). *Rețelele insulare* se obțin prin legarea mai multor producători locali care utilizează generarea distribuită și consumatori situați în zone izolate, fără a fi racordați la rețeaua publică. Rețeaua nou formată prezintă caracteristici specifice rețelelor de distribuție.

Racordarea la rețeaua publică a diferitelor surse de energie (inclusiv producerea distribuită) trebuie să asigure respectarea anumitor condiții atât pe partea de generare, cât și în ceea ce privește gestionarea rețelei. Pentru aceasta este nevoie de o nouă abordare privind rețelele, intervenind conceptul de rețea inteligentă – *SmartGrid*. Prin aceasta se înțelege o rețea de transport sau distribuție de energie electrică care are încorporate componente de rețea convențională și echipamente de măsură, control și monitorizare, TI (tehnologia informației), comunicații – toate de ultimă generație. În acest fel este asigurată creșterea performanțelor rețelei și furnizarea unei game largi de servicii pentru consumatori (fig. 2.12).

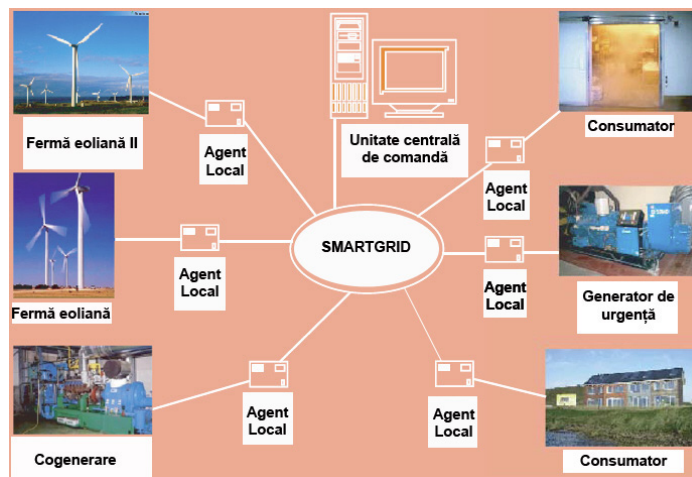


Fig. 2.12. Model de SmartGrid

Tehnologia informației și comunicării (TI&C) are un rol important în contextul actual în a realiza conexiunile necesare între marea varietate de echipamente de rețea, pornind de la unitățile de generare, continuând cu nodurile rețelei și nu în ultimul rând consumatorii. Asigurarea unei comunicări eficiente și a conexiunilor sigure între echipamente reprezintă o cerință fundamentală a viitorului rețelelor electrice în general și a SmartGrid (rețeaua inteligentă) – în particular.

TI&C trebuie de asemenea să asigure noi modalități de interacțiune în timp real între producători, distribuitori și consumatori. Acest lucru este realizat prin intermediul internetului și al web-ului. Informații de calitate și actualizate în timp real vor fi puse la dispoziția tuturor participanților la piață. Pe lângă monitorizare, internetul va oferi și servicii web noi bazate pe comunicare directă între producători și consumatori. Răspunsul automat la cerere, servicii de echilibrare, ajustarea dinamică a prețului, vânzarea / cumpărarea de energie online (în timp real) reprezintă doar o parte din viitoarele aplicații furnizate de soluțiile avansate generate de TI&C.

Odată cu liberalizarea pieței de energie și trecerea de la sistemele clasice centralizate la sistemele electroenergetice moderne, caracterizate de o multitudine de surse de energie distribuite, având un procent important de energii regenerabile (cu caracter intermitent), face ca vechiul sistem centralizat de conducere să nu mai corespundă cerințelor actuale. De aceea, sistemele electroenergetice necesită modalități descentralizate prin care informarea, coordonarea și controlul rețelei trebuie să deservească consumatorul. Lucrul acesta îl poate realiza TI&C, prin „injectarea” de inteligență în rețea atât pe partea de echipamente cât și pe partea de programe și aplicații [EC2005].

Alături de conceptul de rețea inteligentă și managementul acesteia apare și conceptul de centrală virtuală (Fig. 2.13). Centralele virtuale reprezintă un grup de mai mulți mici producători – apropiați geografic – conectarea putând fi făcută atât la joasă cât și la medie și înaltă tensiune. Centralele virtuale sunt conduse prin intermediul unui sistem de management al producerii distribuite (Demand Side Management – DSM). Mai mult, pentru compensarea oscilațiilor din rețea datorate capacității neuniforme a surselor de energie regenerabile și a utilizării pe scară largă a producerii distribuite, este nevoie de un tip nou de centrale virtuale și anume cele de reglare.

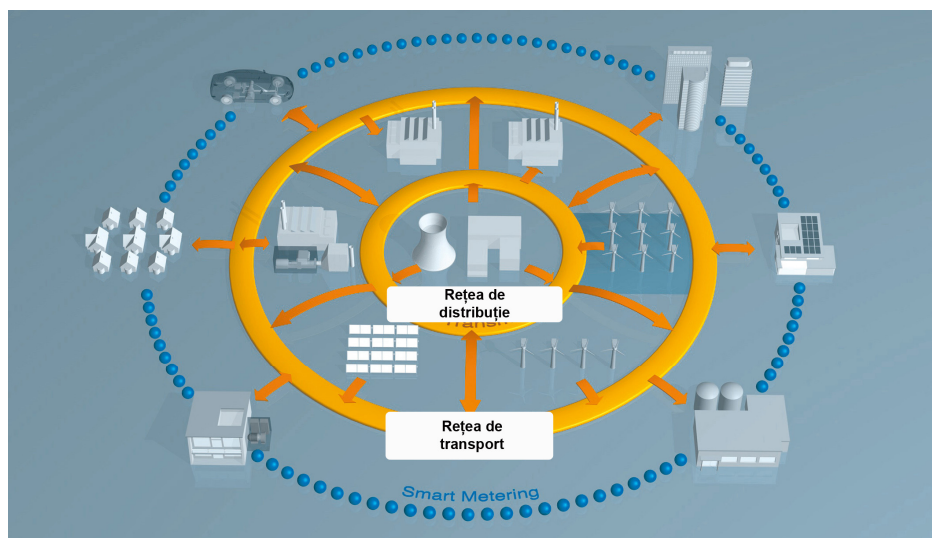


Fig. 2.13. Model de centrală virtuală

Preocupările legate de producerea distribuită sunt foarte intense. Pentru aceasta există și grupuri de studiu care analizează și caută să determine strategii cât mai productive atât economice cât și tehnice de integrare pe scară largă a producerii distribuite. Trendul este de a se ajunge la o „explozie” a surselor de energie distribuită prin maximizarea contribuției acestora la SEE. Lucrul acesta implică realizarea de centrale virtuale de dimensiuni mari și un management descentralizat.

2.4. Concluzii

În contextul ultimilor ani, analizând evoluția piețelor energetice precum și factorii de natură economică, politică și de mediu care influențează această evoluție, principalele cerințe cu privire la energie pot fi sintetizate astfel: energia să fie curată, sigură, disponibilă pentru toți și prețul ei să fie competitiv.

Sub aceste aspecte, asigurarea securității energetice și continuarea procesului de dezvoltare a societății, presupune urmărirea a două direcții: fie creșterea eficienței în utilizarea combustibililor fosili (în condițiile în care cărbunele rămâne combustibilul principal), fie utilizarea pe scară largă a energiei obținute din surse regenerabile.

Utilizarea pe scară largă a SRE reprezintă principala direcție ce este urmată deoarece determină creșterea gradului de siguranță energetică atât pentru prezent, cât mai ales pentru viitor.

Din multitudinea de SRE, chiar și în condițiile unor costuri inițiale destul de mari, energia eoliană prezintă cea mai mare rată de integrare și utilizare în SEE actuale, după hidroenergia, atât la nivel global cât și în România.

Contribuția personală se referă la realizarea unei prezentări sistematizate a SRE. Sinteza a cuprins definirea termenului de sursă regenerabilă de energie, prezentarea aspectelor particulare care definesc fiecare sursă în parte, precum și stadiul actual al utilizării acestora la nivel mondial și la nivelul României. De asemenea s-au prezentat aspecte particulare privind utilizarea SRE în cadrul tehnologiilor de producere distribuită, utilizate în cadrul rețelelor de distribuție.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- prezentarea într-o manieră proprie, graduală a aspectelor privind piața actuală de energie electrică și a factorilor care determină utilizarea și integrarea pe scară largă a SRE;
- s-a realizat un studiu bibliografic sistematizat referitor la stadiul actual al utilizării la nivel mondial al SRE;
- s-au evidențiat principalele aspecte care definesc energia eoliană ca principala sursă regenerabilă de energie din punct de vedere al investițiilor și integrării în SEE.

3. ASPECTE FUNDAMENTALE PRIVIND INTEGRAREA SURSELOR REGENERABILE DE ENERGIE

Scopul capitolului 3 constă în a realiza o sinteză a principalelor aspecte ce privesc integrarea surselor regenerabile de energie de putere mare în rețelele de transport ale sistemelor electroenergetice actuale. Accentul este pus pe elementele referitoare la energia eoliană și, implicit, la centralele electrice eoliene (CEE). Sunt prezentate atât problemele legate de legislație (cu referire specială la România), cât și aspectele economice și tehnice.

3.1. Considerații preliminare

Rolul energiei electrice în ultimii 100 de ani a evoluat foarte mult. Astăzi, în era informației, aceasta a depășit de mult nivelul de lux, devenind o necesitate. În condițiile în care cererea de energie este în continuă creștere (multe din echipamentele folosite vor fi retrase din exploatare și investițiile în rețelele de transport și distribuție nu pot ține pasul cu ritmul dezvoltării), utilizarea surselor regenerabile de energie poate fi soluția pentru a asigura necesarul de energie și funcționarea în condiții de siguranță și eficiență ridicată a sistemelor electroenergetice.

În condițiile integrării pe scară largă a SRE în SEE actuale, trebuie analizate o serie de aspecte care țin seama atât de implicațiile tehnice, cât și de aspectele economice și cadrul legislativ corespunzător. Dacă problemele de natură tehnică sunt aceleași, indiferent de zona geografică și statul pe teritoriul căruia sunt amplasate instalațiile, elementele economice și, în mod special, cele legislative, pot prezenta diferențe majore. Tocmai acestea pot ajuta sau pot pune bariere la integrarea rapidă și pe scară largă a SRE. Abordarea acestor aspecte în cadrul capitolului se va face atât din punct de vedere general (pentru aspecte tehnice și economice), cât și particular, referitor la aspectele legislative specifice României.

3.2. Aspecte legislative

Aspectele legislative care stabilesc cadrul integrării și funcționării SRE, dar și aspectele economice care rezultă, prezintă atât elemente comune, dar și particularități specifice în funcție de tehnologia utilizată.

Promovarea utilizării SRE se bazează pe motive din diverse domenii care s-au acumulat în timp: economice, de mediu și sociale [ANRE2004a]. Cele economice, în principal, se referă la securitatea alimentării cu energie și dezvoltarea industriilor specifice utilizării SRE. Odată cu ratificarea Protocolului de la Kyoto [Kyoto1995], preocupările legate de mediu au devenit oarecum prioritare: scăderea nivelului de poluare, reducerea factorilor care contribuie la schimbările climatice, reducerea efectului de seră. Toate acestea au determinat implicații și în mediul social prin suportul public

determinat de conștientizarea beneficiilor SRE asupra mediului și stării de sănătate a populației.

Legislația română în vigoare privind SRE a apărut ca rezultat al directivelor europene în acest domeniu. Actul de bază este reprezentat de *Directiva privind promovarea energiei electrice produse din surse regenerabile* (E-SRE) [EC/77/2001], obiectivul acesteia reprezentându-l creșterea contribuției E-SRE de la 14% la 22% din consumul brut de energie electrică al statelor membre în 2010. De asemenea, racordarea și dispecerizarea producătorilor de E-SRE trebuie să se facă cu prioritate, fără a afecta fiabilitatea și siguranța în funcționare a SEE.

Luând în considerare această directivă, precum și completările aduse de *Communication from the Commission of the European Communities to the European Council and the European Parliament – An Energy Policy for Europe* [EC2007], fiecare stat membru trebuie să depună eforturi pentru a crea un cadru legislativ pentru asigurarea de mecanisme care să conducă la garantarea originii energiei electrice și de a realiza scheme-suport, inițial la nivel național (în funcție de dezvoltarea pieței de energie internă), ulterior Comisia Europeană putând elabora o schemă-suport comună.

Considerând cele prezentate mai sus, a apărut necesitatea elaborării unei legislații care să asigure un cadru de reglementare adecvat și stabil, și, în același timp, să permită funcționarea unor mecanisme de sprijin financiar.

După elaborarea Directivei 77 [EC/77/2001], prima lege care a transpus în legislația națională prevederile Directivei a fost HG nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie [HG443/2003], cu modificarea din HG nr. 958/2005 [HG985/2005]. Conform acesteia, ținta stabilită privind ponderea E-SRE din consumul intern brut de energie electrică în anul 2012 a fost 33 %. Ulterior, prin HG nr. 1069/2007 privind aprobarea „Strategiei Energetice a României” pentru perioada 2007-2020 [HG1069/2007], au fost stabilite țintele de 35% pentru anul 2015, respectiv de 38% pentru anul 2020 reprezentând ponderea E-SRE din consumul intern brut de energie electrică.

Legislația națională privind domeniul SRE cuprinde atât legislația primară, cât și cea secundară.

Astfel, din cadrul *legislației primare* fac parte:

- HG nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie;
- HG nr. 1429/2004 pentru aprobarea Regulamentului de certificare a originii energiei electrice produse din surse regenerabile de energie;
- HG nr. 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- HG nr. 958/2005 pentru modificarea HG nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie și pentru modificarea și completarea HG nr. 1892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie;
- Legea energiei electrice nr. 13/2007, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei Energetice a României pentru perioada 2007-2020;
- HG nr. 750/2008 pentru aprobarea Schemei de ajutor de stat regional pentru valorificarea resurselor regenerabile de energie;
- HG nr. 1661/2008 privind aprobarea Programului național pentru creșterea eficienței energetice și utilizarea surselor regenerabile de energie în sectorul public pentru anii 2009-2010;
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie.

Legislația secundară cuprinde:

- Procedura de supraveghere a emiterii garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 23/2004;
- Regulamentul de organizare și funcționare a pieței de certificate verzi, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 22/2006;
- Procedura pentru monitorizarea pieței de certificate verzi, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2006;
- Regulamentul pentru calificarea producției prioritare de energie electrică din surse regenerabile de energie, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 39/2006;
- Ordinul ANRE nr. 44/2007 pentru stabilirea modului de comercializare a energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în unități calificate pentru producție prioritară;
- Procedura de alocare a sumei bănești rezultate din neîndeplinirea de către furnizorii de energie electrică a cotelor obligatorii de achiziție de certificate verzi, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 62/2009;

Mecanismele de suport sunt necesare mai ales în condițiile interesului mare pentru integrarea rapidă în sistem a unităților de putere mare dar și a celor de putere redusă, datorită prețurilor de producere mai mari ale E-SRE și a investițiilor mari.

Schemele de suport a E-SRE sunt grupate în două categorii: reglementate și obligatorii. Ca și mod de acțiune, fiecare din cele două categorii se axează atât pe investiții cât și pe producere [ANRE2004a]. Acestea sunt prezentate în Tabelul 3.1.

Tabelul 3.1. Scheme de promovare a E-SRE

Scheme de promovare	Mod de acțiune	Directe		Indirecte
		Efect asupra prețurilor	Efect asupra cantităților/capacităților	
Reglementate	Investiții	Subvenții Taxe stimulative	Cote obligatorii: • licitații • tranzacții, certificate verzi	Taxe de mediu
	Producere	Tarif feed-in, Prime		
Voluntare	Investiții	Programe de cumpărare acțiuni Programe de susținere		Acorduri voluntare
	Producere	Tarife verzi, Etichetare		

Pentru a integra cu succes o unitate de producere a energiei electrice din SRE în general și o unitate DG în particular, și în plus pentru a beneficia de toate avantajele economice pe care le prezintă utilizarea acestor tehnologii, trebuie parcurse anumite etape [ANRE2009]:

- obținerea avizelor și autorizațiilor necesare construirii;
- construirea obiectivului;
- obținerea licenței de producere a energiei electrice;
- obținerea calificării pentru producție prioritară de energie electrică a capacității de producție;
- înscrierea la Operatorul Pieței de Energie Electrică (OPEE – S.C. Opcom S.A.) pentru a tranzacționa E-SRE pe Piața pentru Ziua Următoare (PZU);
- înscrierea la Operatorul de Transport și Sistem (OTS – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.) pentru a obține certificatul verde (CV);
- înscrierea la Operatorul Pieței de Certificate Verzi (OPCV – S.C. Opcom S.A.) pentru înscriere în Registrul CV și pentru a participa la Piața de CV.

Producătorul de E-SRE poate tranzacționa energia pe piața de energie electrică prin mai multe căi:

- prin contracte bilaterale, încheiate cu furnizorii de energie electrică sau cu consumatorii eligibili, la prețuri negociate;
- prin contracte bilaterale, încheiate cu furnizorii de energie electrică, la prețuri reglementate de ANRE, în conformitate cu prevederile art. 3 din Ordinul ANRE nr. 44/2007;
- pe piața centralizată de energie electrică pentru ziua următoare (PZU), la prețul de închidere a pieței (PIP).

Sistemul de promovare cuprinde E-SRE produsă din energie eoliană, energie solară, geotermală, biomasă, energia valurilor, hidrogen, precum și energia electrică produsă în centrale hidroelectrice cu o putere instalată mai mică sau egală cu 10 MW, puse în funcțiune sau modernizate începând cu anul 2004.

Srijinul acordat pentru investiții prin schemele reglementate au ca scop principal atragerea investitorilor în domeniu. Mai mult, se dorește chiar stimularea consumatorilor casnici în a deveni producători de E-SRE, utilizând DG și exportând în rețea surplusul de energie. Schemele de sprijin au rolul de a compensa costurile suplimentare de dezvoltare a acestor tehnologii față de cele convenționale.

Una din schemele de promovare focalizată spre producere și cu efect direct asupra prețului îl reprezintă **tariful feed-in**. Această schemă constă în achiziția la un tarif fix a E-SRE de către producători, furnizori și consumatori. Valoarea acestui tarif este stabilită uniform sau diferențiat în funcție de tehnologia de producere utilizată. De asemenea, valoarea poate fi fixă pe o anumită perioadă de timp sau poate fi ajustată periodic.

Din punct de vedere al eficienței, mecanismul este simplu de aplicat. Reglementarea tarifului determină o distribuție uniformă pe toți consumatorii, astfel că per ansamblu efortul financiar este suportabil pe termen lung. De asemenea, beneficiarii pot fi foarte ușor identificați în cadrul acestui mecanism, iar investitorii beneficiază de o siguranță mare a recuperării prin tarif a investițiilor. Principalele critici care se aduc acestei scheme de promovare sunt caracteristica mică cu care contribuie la încurajarea concurenței pe piața liberalizată, dar și regulile complicate de alocare și distribuire a costurilor.

Sistemul de cote reprezintă o schemă de promovare cu efect direct asupra capacităților. Acest sistem este realizat de către guvern prin stabilirea cotelor obligatorii de energie produsă din SRE pe care furnizorii trebuie să o achiziționeze. Sistemul este combinat cu sistemul de comercializare al certificatelor verzi la prețuri limitate legal inferior și superior.

Pentru fiecare an, începând cu 2005 și până în 2020 inclusiv, sunt stabilite aceste valori obligatorii (Fig. 3.1). Pentru perioada 2021-2030 valorile se vor stabili de către Ministerul Economiei, Comerțului și Mediului de Afaceri și nu vor fi mai mici decât cota stabilită pentru anul 2020. Evaluarea îndeplinirii obligațiilor se face prin intermediul certificatelor verzi achiziționate în interval de un an. În condițiile în care obligațiile nu au fost respectate, apar penalitățile.

Privit în ansamblu, sistemul cotelor reprezintă un mecanism care se pliază foarte bine pe noua piață liberalizată de energie electrică. Mai mult, acesta a determinat apariția unei noi piețe (Piața Certificatelor Verzi), care funcționează paralel cu piața de energie electrică.

Corespunzător cotei obligatorii, se calculează cantitatea de E-SRE care trebuie produsă. Acestei cantități de energie îi corespund tot atâtea certificate verzi. Astfel, **certificatul verde** reprezintă un document care atestă o cantitate de 1 MWh de energie electrică produs din surse regenerabile de energie electrică.

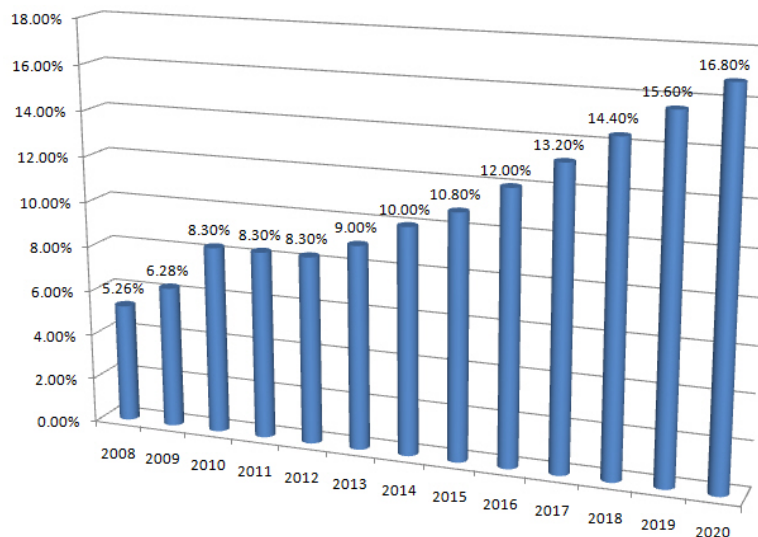


Fig. 3.1. Valoarea cotelor obligatorii anuale de CV (2008-2020)

Fiecare furnizor de energie electrică este obligat să achiziționeze în fiecare an un număr de CV egal cu produsul dintre valoarea cotei obligatorii și cantitatea de energie electrică furnizată în acel an de acesta consumatorilor finali, exprimată în MWh. Producătorul de energie verde își vinde energia pe piață și primește pentru acesta prețul pieței, diferența pentru acoperirea costurilor de producție este recuperată prin vânzarea certificatelor verzi.

Certificatul verde se poate tranzacționa distinct de cantitatea de energie electrică asociată acestuia. Acesta se tranzacționează pe o piață paralelă, diferită de piața fizică a energiei electrice, formată din piața contractelor bilaterale de CV și piața centralizată de CV.

Conform [ANRE2006], participanții la piața de CV sunt producătorii de E-SRE și furnizorii de energie electrică. Consumatorii de energie electrică pot achiziționa CV, dacă doresc, de pe piața contractelor bilaterale și/sau de pe piața centralizată de CV.

Pe *pieța contractelor bilaterale de CV*, participanții sunt liberi să se angajeze în tranzacții bilaterale cu CV, beneficiind de anumite drepturi și obligații. Toate aceste tranzacții sunt realizate în baza Contractului Cadru de vânzare-cumpărare de CV emis de Autoritatea Competentă.

Un vânzător de CV pe piața contractelor bilaterale se bucură de următoarele drepturi:

- să vândă CV primite de la OTS pe piața contractelor bilaterale;
- să primească de la cumpărător contravaloarea CV vândute lunar pe piața contractelor bilaterale la termenele și în condițiile stabilite de părțile contractante;
- să perceapă penalități pentru plăți întârziate;
- să achiziționeze CV de pe piața centralizată de CV pentru îndeplinirea obligațiilor contractuale;
- să vândă pe piața centralizată de CV excedentul de CV față de obligațiile contractuale.

În legătură cu obligațiile acestuia, trebuie precizate următoarele:

- obligativitatea deținerii de grupuri de măsurare a energiei electrice care respectă cerințele reglementărilor specifice în vigoare, în vederea asigurării condițiilor necesare determinării corecte a cantității de E-SRE produsă lunar;

- permiterea accesului la grupurile de măsurare, în vederea verificării corectitudinii datelor transmise de Operatorul de Distribuție;
- notificarea OPCV și Autorității Competente a contractelor bilaterale încheiate;
- facturarea lunară a contravalorii CV vândute pe piața contractelor bilaterale, respectând termenele și condițiile stabilite prin contract;
- transmiterea lunară, o dată cu factura cumpărătorului, OPCV și ANRE a informațiilor privind CV emise și alocate pe contractul bilateral încheiat;
- plata pentru numărul de CV nelivrate conform prevederilor contractuale, la valoarea maximă a CV;
- transmiterea lunară către Autoritatea Competentă a datelor necesare monitorizării pieței de CV, în conformitate cu „Procedura pentru monitorizarea pieței de CV” elaborată de Autoritatea Competentă.

Piața centralizată de CV reprezintă cadrul centralizat pentru vânzarea și cumpărarea de CV de către participanții la piață. Pe această piață este permisă participarea atât a producătorilor de E-SRE cât și a furnizorilor și a consumatorilor. Tranzacțiile se încheie odată pe lună, pe baza ofertelor de vânzare-cumpărare transmise de participanți.

Participanții la piața centralizată de CV au următoarele drepturi:

- să ofere CV pe piața centralizată de CV;
- să primească contravaloarea CV vândute pe piața centralizată conform regulilor pieței;
- să primească la începutul fiecărui an, în condițiile în care oferta anuală de CV este mai mică decât cererea anuală de CV, de la OTS, contravaloarea CV oferite, dar nevândute în anul anterior, la prețul minim al CV legal stabilit;
- să primească Confirmări de Tranzacție de la OPCV asupra CV tranzacționate și a prețurilor de tranzacționare a acestora;
- să recupereze costurile aferente achiziționării de CV, de la consumatorii captivi, prin intermediul tarifelor reglementate la energia electrică, iar de la consumatorii eligibili, prin mărirea corespunzătoare a prețului de vânzare a energiei electrice.

Referitor la obligații, participanții trebuie:

- să se înscrie ca participant la piața de CV;
- să dețină grupuri de măsurare a energiei electrice, care respectă cerințele reglementărilor specifice în vigoare, în vederea asigurării condițiilor necesare determinării corecte a cantității de E-SRE livrată lunar;
- să permită accesul la grupurile de măsurare în vederea verificării corectitudinii datelor transmise de Operatorul de Distribuție;
- să plătească OPCV tariful de administrare a pieței centralizată de CV;
- să plătească contravaloarea CV cumpărate pe piața centralizată de CV respectând regulile pieței.

Garanția de origine reprezintă o altă măsură utilizată pentru a încuraja producerea de E-SRE [ANRE2004b]. Ea reprezintă un document care specifică sursa regenerabilă de energie din care a fost produsă energia electrică, indicând data, locul de producere și puterea instalată a capacității de producere. În plus, permite producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie să demonstreze că energia electrică pe care o vând este produsă din SRE. Garanția de origine este mutual recunoscută de către statele membre, un eventual refuz în recunoaștere se face doar pe baza unor criterii obiective, transparente și nediscriminatorii.

Garanțiile de origine sunt necesare pentru a facilita comercializarea E-SRE și pentru a crește transparența pentru consumatori în alegerea tipului de energie pe care aceștia doresc să o consume (fie energie electrică "verde", fie produsă din surse convenționale) sau sunt obligați să o consume.

Datorită schemelor de promovare, în special a CV, se observă o creștere a integrării unităților de tip DG în Sistemul Electroenergetic al României. Lucrul acesta se poate observa foarte ușor din tabelul 3.2, analizând numărul de certificate verzi tranzacționate în perioada 2007-2009 [Transelectrica2009].

Mai mult, atât numărul producătorilor calificați pentru producția prioritară controlată și necontrolată (producători caracterizați ca DG), cât și capacitatea totală a acestora este în continuă creștere de la un an la altul. Pentru anul 2010, au fost calificați 44 de producători.

Tabelul 3.2. CV tranzacționate în România în perioada 2007-2009

Anul	Hidro (fără Hidroelectrică)	Eolian	Biomasă	Total
2007	28.444	7.186	-	46.299
2008	97.878	10.995	-	132.455
2009	78.622	14.155	30.192	241.520

3.3. Aspecte economice

În mod clar, aspectele economice și cele tehnice privind integrarea SRE se află în interdependență. Din acest motiv, analiza implicațiilor pe care le generează SRE trebuie făcută considerând efectele pe ambele planuri.

Integrarea SRE în sistemele electroenergetice actuale, privită din punct de vedere economic, determină anumite beneficii, chiar dacă pe un orizont redus de timp acestea sunt caracterizate de costuri totale mai mari decât generarea clasică.

Creșterea diversității surselor producătoare de energie electrică determină asigurarea securității energetice a unei țări și implicit beneficii economice. Utilizarea surselor alternative de energie implică scăderea importurilor de purtători de energie, reducându-se astfel cheltuielile. Mai mult, se elimină nesiguranța creată de instabilitatea prețurilor combustibililor fosili pe piață, aspect care determină reducerea costului energiei.

Deoarece la nivelul României principala sursă energetică regenerabilă este reprezentată de energia eoliană, majoritatea aspectelor economice prezentate se concentrează pe aceasta.

Odată cu integrarea unor centrale de putere mare care utilizează SRE în general și energie eoliană în particular, costul total al energiei electrice se va modifica, ca și rezultat al echilibrului dintre beneficiile și costurile pe care le implică tehnologia utilizată. Pentru a determina efectul economic net al integrării de CEE de mare putere în sistem, sunt comparate rezultatele economice obținute prin realizarea de scenarii, în care la nivelul întregului sistem sunt integrate CEE de diferite mărimi. Principalele premise de la care se pleacă sunt creșterea de la an la an a consumului și a cererii de energie, precum și menținerea la același nivel ridicat al fiabilității alimentării consumatorilor [EWEA2005].

Analiza din punct de vedere economic a integrării CEE nu trebuie să țină cont doar de costurile investiției inițiale, ci și de economia obținută prin eliminarea CO₂ și a costurilor cu combustibilii fosili. Mai mult, această economie nu trebuie privită doar pentru anul în care se face investiția, ci pe toată durata vieții instalațiilor (cel puțin 20-25 de ani). De regulă, energia eoliană înlocuiește în medie circa 690 g CO₂/kWh produs, prețul mediu al CO₂ fiind de 25 euro/t CO₂. Mai mult, la un preț mediu de 90 de \$/baril de petrol, economia obținută este de circa 42 milioane de euro pentru fiecare TWh produs din energie eoliană.

Conform [EWEA2007], în anul 2007, la o putere instalată la nivelul UE de 8.554 MW și investiții de 11,3 miliarde euro, economia obținută prin eliminarea emisiilor de CO₂ a fost de 6,6 miliarde euro, iar cea de combustibil de 16 miliarde euro. Pentru perioada 2008-2030, nivelul economiilor păstrează trendul ascendent (fig. 3.1), valoarea estimată la finalul intervalului analizat fiind de peste trei ori mai mare ca cea a investițiilor [EWEA2009].

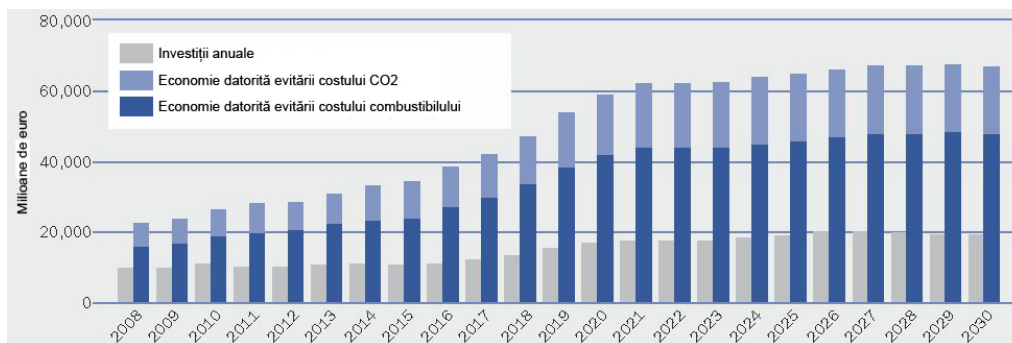


Fig. 3.2 Estimarea valorii investițiilor și valorii economiilor pentru perioada 2008-2030

La estimarea acestor valori, nu au fost luate în calcul costurile legate de funcționare și mentenanță. Deoarece valorile acestora sunt mici, ele nu influențează în mod negativ economia totală. Ca și ordin de mărime, acestea sunt de aproximativ 1,2-1,5 eurocenți/kWh de energie produsă pe durata de viață a CEE. Trendul actual arată o scădere a acestor costuri pe măsură ce sunt utilizate turbine mai noi și de putere mai mare.

Un nou mod de a cuantifica din punct de vedere economic beneficiile aduse de utilizarea energiei eoliene o reprezintă eficiența producției de energie electrică măsurată ca energia anuală produsă pe metru pătrat din suprafața rotorului [EWEA2009], [RISO DTU 2006]. Acest indicator este chiar mai eficient în a cuantifica energia produsă chiar față de puterea nominală a generatorului turbinei.

Conform [RISO DTU 2006], costurile pentru o turbină corespunzătoare energiei produse pe m² din suprafața rotorului au scăzut odată cu dezvoltarea tehnologiilor, de la 1100 euro/m² în 1989, la sub 800 de euro în perioada 2004-2005. Mai mult, și costul per kW instalat are o ușoară tendință de scădere, conform Tabelului 3.3.

Tabelul 3.3. Evoluția costurilor pentru diferite tipuri de turbine eoliene

Anul instalării	P _{nom} turbină [kW]	Cost per kW instalat [euro/kW]	Cost per m ² rotor [euro/m ²]	Alte costuri [euro/kW]
1989	150	1100	1050	410
1991	225	980	1020	350
1993	300	900	950	300
1995	500	820	850	180
1997	600	800	920	170
2001	1000	900	780	170
2004	2000	810	770	150
2006	3000	950	900	210

Așa cum se remarcă și din tabel, perioada 2005-2006 este caracterizată de o ușoară creștere a costurilor datorită nivelului foarte mare al cererii la nivel global, dar și anumitor restricții apărute la furnizorii de componente și creșterii costurilor materiilor prime. Acest fenomen a fost de scurtă durată, spre sfârșitul anului 2008 trendul costului producției turbinelor revenind pe o pantă descendentă. Costurile per

kW diferă de asemenea și de la o țară la alta, per ansamblu prețurile variind între 1000 euro/kW (Danemarca) și 1350 euro/kW (Canada) [IEA 2007].

Și costurile adiționale privind amenajarea locației, transport, echipamente auxiliare, costuri administrative, conectare etc. reprezintă un procent însemnat din costul total al investiției, de regulă între 15%-30% (fig. 3.3). Și la acest capitol se remarcă tendința economiei de scară, atât în ceea ce privește mărimea CEE (număr de turbine, putere instalată), dar și turbina individuală, acestea din urmă având un cost mai mic al instalării. Aceste costuri variază mai puțin decât proporțional cu mărimea turbinei [EWEA2009].

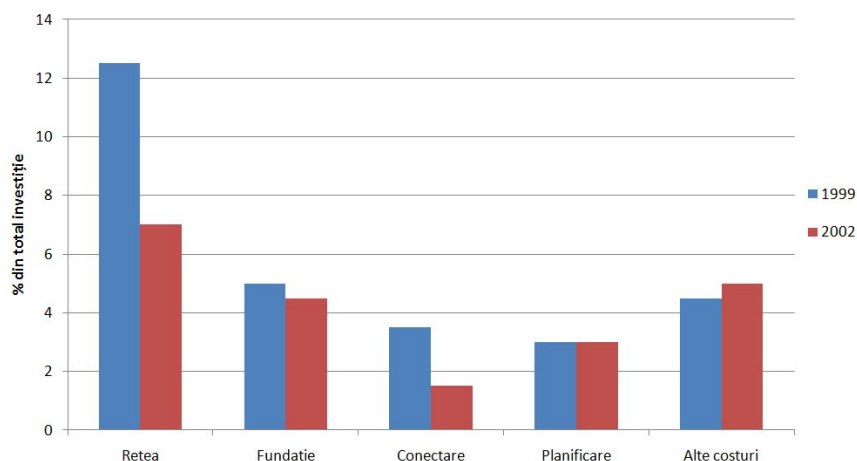


Fig. 3.3 Evoluția ponderii diferitelor costuri în totalul investiției într-o CEE

Dacă costurile enumerate mai sus interesează în principal pe investitor, ceea ce interesează în mod special pe consumator îl reprezintă costul energiei electrice produse în CEE, comparat cu cel al energiei electrice produse în centrale clasice. La analiza acestuia, trebuie făcută neapărat diferențierea între CEE continentale (on-shore) și CEE situate în larg (off-shore).

Costul unui kWh produs într-o CEE continentală (on-shore) se determină eliminând costurile investițiilor, ale mentenanței și funcționării pe durata de viață a turbinei și împărțind la producția anuală de electricitate. Valoarea obținută este una medie, în realitate aceasta fiind mai redusă în primii ani (datorită cheltuielilor mici cu mentenanța), crescând ușor spre sfârșitul duratei de viață a turbinei. Dezvoltarea tehnologiilor utilizate la construcția turbinelor și scăderea costurilor de producție și-au pus amprenta aspra prețului final. Analizând evoluția costului kWh începând cu sfârșitul anilor '80, se observă o scădere accentuată, valorile micșorându-se cu aproximativ 40-50% la nivelul anului 2006 față de anul de referință (1987), așa cum reiese din Tabelul 3.4 [EWEA2009].

Tabelul 3.4. Evoluția costului unui kWh produs în CEE

Anul	P_{nom} [kW]	Preț unitar [eurocent/kWh]
1987	95	11,5
1989	150	9
1991	225	8,5
1993	300	8,3
1995	500	6,5
1997	600	5,5
2001	1000	5
2004	2000	5
2006	2000	6

În condițiile în care puterea instalată în CEE se dublează odată la 3-4 ani, se așteaptă o scădere cu aproximativ 5% la cu fiecare generație de turbine introdusă pe piață, estimările făcute avansează o valoare cuprinsă între 4 și 5 eurocent/kWh la nivelul anului 2015.

Numărul de ore de funcționare a turbinei influențează și prețul energiei. Astfel, pentru o turbină de generație nouă, cu o putere de 1-2 MW, în condițiile în care se consideră valori medii ale costului kW instalat și cheltuielilor cu mentenanța, variația prețului în funcție de numărul de ore de funcționare se prezintă sub forma descrisă în Figura 3.4.

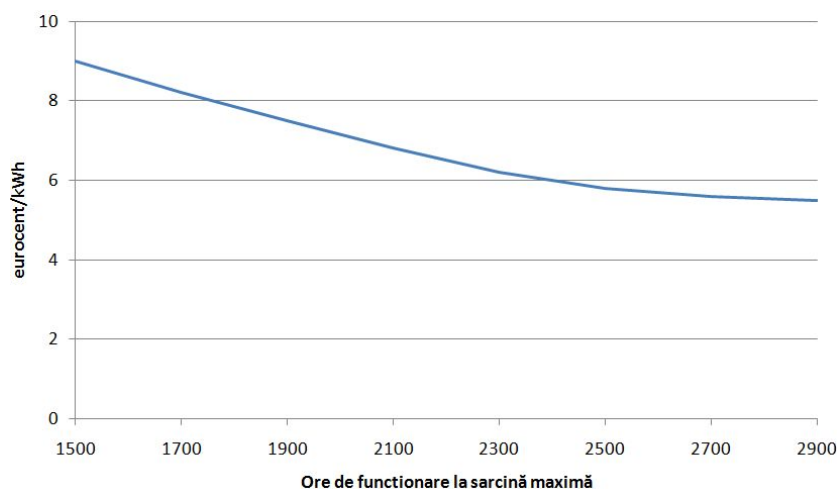


Fig. 3.4 Variația costului energiei electrice generate de CEE în funcție de durata de funcționare anuală

Chiar dacă reprezintă la ora actuală o fracțiune mică din puterea totală instalată (aproximativ 1%, adică 1471 MW), dezvoltarea de CEE off-shore în zonele cu potențial eolian însemnat reprezintă un țel pentru multe țări europene, în special cele din nordul Europei [EWEA2008].

Principala piedică în dezvoltarea de astfel de CEE o reprezintă costurile inițiale mari, de regulă cu până la 50% peste valoarea unei CEE on-shore. Valorile uzuale sunt cuprinse între 1,2 milioane de euro/MW și 2,7 milioane de euro/MW instalat. Începând cu anul 2008, costurile au început să se stabilizeze, ajungând la aproximativ 2 milioane de euro/MW instalat. Cu toate acestea, beneficiile obținute tind să surclaseze investiția inițială. Datorită vitezei mari a vântului, aceste CEE pot să funcționeze la sarcină maximă aproximativ 4000 de ore pe an, aproape dublu față de o CEE on-shore. Dacă se consideră o valoare anuală de 16 euro/MW pentru costuri de funcționare și mentenanță, costul de producere pentru 1 MWh poate avea valori între 60 și 90 euro.

Previziunile privind costurile pentru perioada următoare avansează valori de 1,8 milioane de euro/MW, în timp ce costurile cu mentenanța vor scădea la 13 euro/MW (date estimate pentru 2015) [EWEA2009].

Pentru a compara costurile producției de energie pentru diferite tehnologii, trebuie considerate patru componente: costul combustibilului, costul emisiei de CO₂, costuri de mentenanță și funcționarea și costuri de capital. De regulă, o CEE care înlocuiește o centrală clasică beneficiază de eliminarea costurilor combustibilului, a emisiilor de CO₂ dar și o ușoară scădere a costurilor de mentenanță.

Pe baza datelor utilizate în studiile [IEA2008], analiza comparativă pentru centrale noi cu diferite tehnologii, la nivelul anului 2010, se prezintă ca în fig. 3.5.

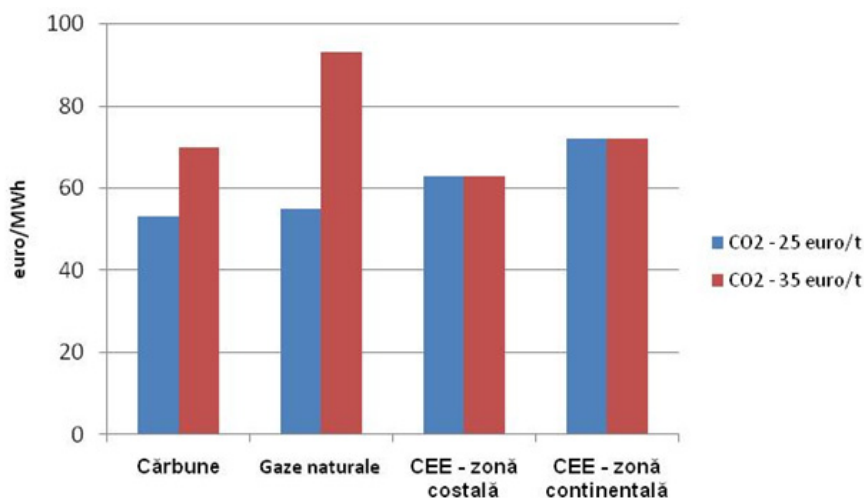


Fig. 3.5 Costul estimat al energiei electrice generate din diverse surse

Estimările pentru anii 2015 și 2030 [IEA2008], considerând o valoare de 30 \$/t pentru CO₂, prezintă o creștere a costului producerii unui MWh atât pentru centrale care utilizează cărbunile, cât și pentru cele pe gaz, în timp ce pentru un MWh produs în CEE costul este diminuat (tabelul 3.5).

Tabelul 3.5. Estimări privind prețul energiei la nivelul anului 2015, respectiv 2030

Combustibil	2015 [euro/MWh]	2030 [euro/MWh]
Cărbune	82	79
Gaze naturale	101	113
Vânt	75	68

Chiar și în cazul celor mai pesimiste analize (preț constant al gazului, zero beneficii economice din reducerea emisiilor de CO₂ etc.), creșterea numărului de CEE din sistem nu va aduce o creștere substanțială a prețului energiei (maxim cu 0-4 euro/MWh) [Milborrow2005].

Mai mult, ca stimulent economic, în marea majoritate a țărilor din UE în care se dorește integrarea pe scară largă a SRE s-au dezvoltat anumite scheme de suport, care se pot utiliza atât în faza de investiție cât și în faza de exploatare a investițiilor. Aceste scheme au fost prezentate în detaliu în subcapitolul anterior.

O altă categorie de costuri, separată de cele legate de investiții și mentenanță, este reprezentată de costurile variabile (costul combustibilului necesar asigurării echilibrului de putere în sistem) și costurile de rețea (extindere, întărire) [EWEA2005].

Datorită caracterului variabil al vântului, este absolut necesară asigurarea soluțiilor pentru echilibrarea sistemului (redispunerea anumitor grupuri generatoare, modificări ale configurației rețelei etc.), toate acestea determinând costuri suplimentare, numite costuri de echilibrare. Totuși, experiența ultimilor ani face ca estimarea acestora să fie cât mai apropiată de realitate și mai mult, valoarea lor să scadă în timp.

Unul din aspectele importante îl reprezintă asigurarea echilibrului de putere în sistem la variațiile de scurtă sau lungă durată ale cererii de energie, dar mai ales la variația producției de energie electrică din CEE. Costul de echilibrare variază în funcție de grupul generator utilizat ca rezervă, dar și de prognoza variației nete a cererii de energie. A asigura un cost minim al echilibrării înseamnă a avea o prognoză

cât mai exactă a variației nete a cererii. Aceasta înseamnă o dispecerizare eficientă a grupurilor utilizate în echilibrare, mai exact a celor mai ieftine și cu răspuns cât mai rapid [EWEA2009]. Principalii factori care contribuie la stabilirea costului de echilibrare sunt [EWEA2009]:

- puterea instalată a CEE din sistem și caracteristica variației consumului comparată cu variația producției de energie electrică din CEE;
- mărirea zonei de echilibrat și răspândirea geografică a CEE: pe măsură ce zona de echilibrat este mai mare, caracterul variabil este mai redus, scăzând în același timp cantitatea neprevăzută care determină dezechilibrul. De aceea interconectarea regională a piețelor de energie din UE poate determina beneficii economice pentru integrarea pe scară largă a CEE;
- tipul și costul marginal al grupurilor de rezervă;
- costul și caracteristicile altor opțiuni de atenuare utilizate în sistem (echipamente de stocare a energiei);
- schimb transfrontalier de energie;
- acuratețea și calitatea prognozelor utilizate pentru energia eoliană.

Considerând toți acești factori, costul funcționării sistemelor crește cu circa 1-4 euro pe fiecare MWh produs din CEE. La o penetrare de circa 20% a CEE în sistem, valorile uzuale fiind de 2 euro/MWh și cresc liniar odată cu gradul de penetrare al CEE în sistem [Holtinen2007].

De multe ori este nevoie de linii suplimentare de transport și distribuție pentru a conecta noile și viitoarele CEE sau, în unele cazuri, de întărirea și adaptarea celor existente. Toate acestea sunt necesare pentru a asigura un management îmbunătățit al tensiunii sistemului, element esențial pentru asigurarea siguranței și securității acestuia. Deoarece aceste măsuri sunt necesare în ansamblul funcționării sistemului, alocarea acestor costuri trebuie repartizate la toate centralele din sistem (atât la CEE cât și la cele hidro, termo etc.).

Cuantificarea valorii pentru extinderea sau întărirea rețelei este destul de greu de făcut și diferă de la o țară la alta. Studiile efectuate prezintă faptul că valorile costului cu noua infrastructură și costul echilibrării puterii în sistem odată cu integrarea CEE sunt aceleași. Astfel, valorile vehiculate sunt cuprinse între 1 și 5 euro/MWh [Holtinen2007].

3.4. Aspecte tehnice

Integrarea CEE determină efecte de natură tehnică, de diferite categorii. Un prim aspect privește efectele cu impact pe termen scurt și cele cu impact pe termen lung [Holtinen2004], prezentate succint în Tabelul 3.6.

Așa cum se observă și din tabelul de mai jos, atât efectele pe termen scurt cât și efectele pe termen lung, influențează diverse zone din sistem. Astfel, la nivel local, centralele eoliene pot afecta tensiunea rețelei (variații ale tensiunii, controlul tensiunii și calitatea energiei). La nivelul întregului sistem, pot să apară probleme care privesc atât reglajul de tensiune, dar și circulația de puteri. Noile surse pot avea și un caracter benefic pentru comportarea întregului sistem în condițiile în care sursele de putere se află în apropierea zonelor cu consum ridicat, prin descărcarea liniilor și prevenirea congestiilor, dar și prin reducerea nivelului pierderilor de putere.

Un aspect de natură tehnică pe care îl influențează integrarea unor surse regenerabile de putere mare (CEE în particular), îl reprezintă conducerea SEE. Principalele probleme apar datorită caracterului variabil al energiei eoliene, determinând considerarea de noi măsuri în conducerea SEE.

Tabelul 3.6. Efecte de natură tehnică determinate de CEE

	Efect / Impact	Zona de impact	Orizont de timp	Contribuție
Efecte pe termen scurt	Controlul tensiunii	Local	minute	Centralele eoliene pot asigura suportul tensiunii (condiționat de designul acestor centrale)
	Eficiența producției în centrale termo și hidro	Sistem	1-24 ore	Impactul este determinat de modul de conducere a sistemului și de calitatea prognozelor
	Eficiența rețelelor de transport și distribuție	Sistem sau local	1-24 ore	Dependent de nivelul de penetrare și de infrastructura existentă, centralele eoliene pot determina anumite costuri sau beneficii
	Rezervă	Sistem	minute/ore	Centralele eoliene pot influența reglajul primar și secundar
	Energie (eoliană) nefolosită	Sistem	ore	În condițiile unei penetrări mari, sistemul nu poate absorbi întreaga putere generată
Efecte pe termen lung	Fiabilitatea sistemului	Sistem	ani	Centralele pot participa la creșterea fiabilității

Trebuie făcută neapărat distincția între caracterul intermitent al energiei eoliene și caracterul variabil. Resursele eoliene trebuie analizate într-un context mai larg (sistem electroenergetic național sau sisteme naționale interconectate) și nu doar la nivel de fermă eoliană sau turbină. Privit în ansamblul unui întreg SEE național sau european, energia eoliană nu „apare” și „dispare” la anumite intervale de timp (caracter intermitent). Din contră, la acest nivel, energia eoliană nu „dispare” pur și simplu într-o fracțiune de secundă, trecerea de la o anumită valoare a puterii generate într-o CEE, la valoarea 0 (și implicit oprirea centralei), făcându-se gradual în timp. De aceea termenul corect este de caracter variabil al energiei electrice generate din CEE și nu caracter intermitent.

Variabilitatea pe termen scurt (minute, ore) a energiei eoliene afectează cel mai mult sistemul, influențând modul în care sunt dispacerizate centralele și asigurarea rezervelor necesare de putere în vederea echilibrării bilanțului de putere. În funcție de mărimea CEE, efectele variației energiei se resimt diferit [EWEA2005]:

- în cazul unei singure turbine, variația puterii generate determină un efect de mică intensitate dacă intervalul este de ordinul secundelor;
- în cazul unei CEE, variația puterii totale generate determină efecte de mică intensitate pentru un orizont de timp de ordinul zecilor de secunde;
- la nivelul parcurilor eoliene dintr-un sistem electroenergetic, variația este mică pentru orizont de timp de ordinul minutelor sau zecilor de minute (intervine efectul diversității geografice).

Datorită caracterului variabil al surselor eoliene, integrarea unor mari CEE necesită o analiză atentă asupra necesarului rezervei de putere, asupra costului puterii produse, dar și o analiză a măsurilor suplimentare care trebuie luate în conducerea sistemelor și în reorganizarea pieței astfel încât această integrare să se facă într-un mod cât mai economic și ordonat.

Pentru asigurarea echilibrului puterii în rețea, nu trebuie considerată existența rezervei de putere doar pentru o singură resursă energetică (de exemplu vântul), ci este necesar a considera gradul de incertitudine pentru întregul sistem, determinat de efectul combinat al variației cererii, cât și a generării (atât din surse convenționale, cât și din surse regenerabile).

Două tipuri de rezerve sunt luate în calcul, diferențele între ele constând în orizontul de timp caracteristic: rezerva primară și rezerva secundară. Prima este

reprezentată de surse care pot interveni în decursul a câtorva secunde / minute și sunt conectate deja la sistem. Acestea controlează puterea produsă în funcție de variația consumului prin intermediul AGC (Automatic Generation Control = Reglajul Automat al Puterii Generate). Rezerva secundară intervine după 10 minute – 1 oră și conține rezerva turnantă, formată din centrale hidro și termo care funcționează la un nivel scăzut al încărcării, și rezerva neturnantă, asigurată de grupuri cu pornire rapidă [Holttinen2004].

Din studiile efectuate [Dany2001], influența CEE de mari dimensiuni asupra sistemului și implicit a rezervelor datorită variabilității energiei eoliene se manifestă în principal la rezerva secundară, deci într-un interval de ordinul minutelor până la câteva ore (fig. 3.6). La nivelul unui orizont de timp mic influența este redusă, fiind echivalentă cu variațiile de scurtă durată ale sarcinii. Rezerva primară poate asigura echilibrul de putere în prezența acestor variații rapide. Fiind dimensionată astfel încât să facă față unei ieșiri din funcționare a unei centrale termoelectrice importante, ea poate asigura echilibrul de putere în prezența acestor variații rapide ale puterii generate din CEE. În plus, CEE prezintă un nivel de fiabilitate mult mai mare față de o centrală clasică (disponibilitatea unei turbine eoliene este de 98%). Ieșirea din funcționare pentru o centrală clasică se poate face foarte rapid (chiar și instantaneu). Sub influența caracterului variabil al vântului, ieșirea din funcționare a unei CEE se face mult mai lent, într-un anumit interval de timp în care se pot lua măsuri pentru a compensa, prin intermediul rezervelor, puterea generată de aceasta.

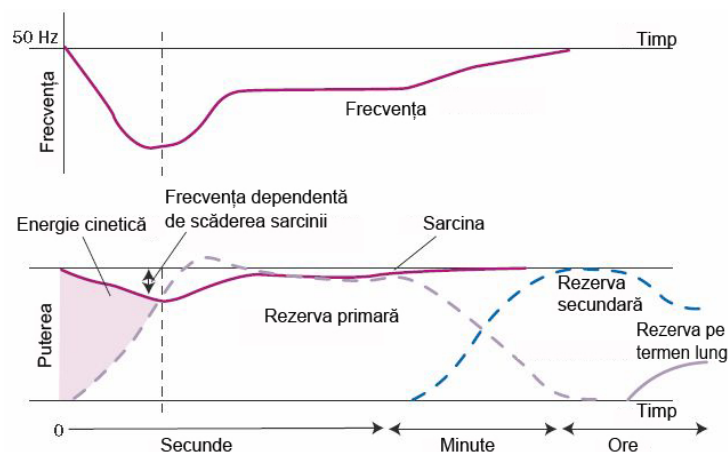


Fig. 3.6 Variația frecvenței și activarea rezervelor putere la deconectarea unei centrale clasice de mare putere

Pentru asigurarea unei rezerve secundare și terțiare suficiente, este necesară realizarea unor prognoze a vântului (și implicit a generării în CEE) foarte exacte. Pe lângă aceste prognoze, trebuie luat în calcul și faptul că datorită răspândirii în teritoriu, probabilitatea ieșirii din funcționare a tuturor CEE este destul de mică, și astfel valoarea necesară pentru realizarea rezervei va scădea.

Atât alocarea cât și utilizarea rezervelor implică costuri suplimentare. La gradul de penetrare actual al CEE, rezerva poate fi asigurată de centralele convenționale existente. În condițiile în care este nevoie de o creștere a rezervelor, vor fi necesare costuri suplimentare (de exemplu, costul pentru o centrală cu combustibili fosili, folosită pentru rezerva terțiară turnantă, este de 5-10 euro/MWh) [Ackermann2005].

Soluțiile actuale de rezervare și asigurare a echilibrului de putere în sistem utilizează centralele hidro, cele cu acumulare prin pompaj dar și cele termo. Centralele hidro au posibilitatea de a răspunde cât mai repede și a regla balanța de putere în

sistem, totul la un cost marginal foarte mic (aproape de 0). Centralele cu acumulare prin pompaj asigură în același timp și cea mai utilizată soluție de stocare a energiei. Dintre centralele termo, cele mai rapide care pot interveni pentru asigurarea echilibrului sunt cele care utilizează turbine pe gaz.

Odată cu creșterea ponderii centralelor de putere mare care utilizează SRE în general și energie eoliană în particular, trebuie identificate soluții noi pentru a asigura echilibrul de putere în rețea.

Managementul activ al cererii (managementul utilizării energiei – Demand Side Management – DSM) implică acțiuni luate de către consumator pentru a asigura echilibrul cerere-ofertă de putere pe piață, prin creșterea sau scăderea puterii cerute. Această soluție este una nouă și implică capacitățile de management ale consumatorului și beneficiile financiare prin contractele flexibile oferite consumatorului. Aplicabilitatea acestei soluții se regăsește mai ales în condițiile în care SRE sunt de mică putere și conectate în apropierea consumatorului [EWEA2005].

Una din noile soluții care prinde din ce în ce mai mult contur o reprezintă utilizarea rețelelor inteligente (SmartGrid) și a conceptului de centrală virtuală [Rudion2005].

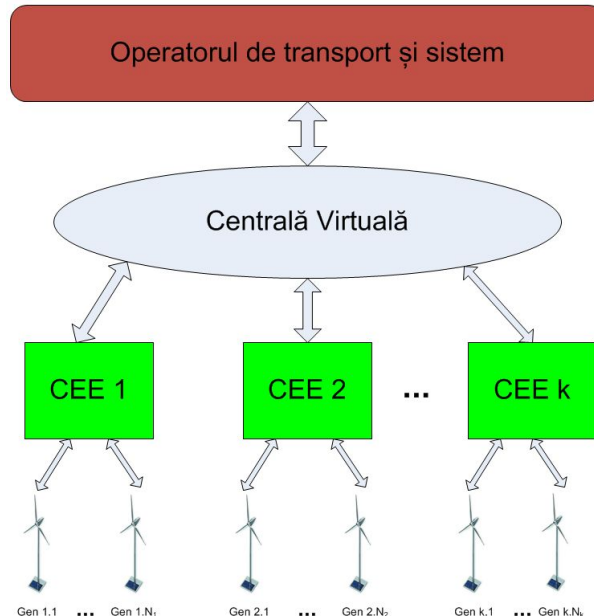


Fig. 3.7 Model de centrală virtuală

Realizarea acestor centrale virtuale (obținute din gruparea mai multor centrale dintr-o anumită arie geografică care utilizează SRE), va determina beneficii asupra funcționării sistemului: management optim al rețelei și optimizarea dispecerizării acestora. Fiecare centrală virtuală formată, va fi comandată și controlată ca o centrală convențională. Deoarece în multe cazuri acuratețea prognozei vântului este redusă, utilizarea acestui tip de centrale ajută la minimizarea diferenței dintre puterea prognozată și cea reală. Astfel, puterea generată va fi controlată în funcție de dispecerizarea realizată prin intermediul prognozei pe termen scurt și puterea disponibilă la momentul dat, totul producându-se „online” (la nivel de minut).

Prin utilizarea acestui tip de centrală și a managementului aferent, se pot preveni situațiile în care apar congestii, determinând astfel optimizarea economică a procesului de transport.

Un alt aspect care privește integrarea SRE de mare putere în sistem îl reprezintă modul în care acestea influențează nivelul și controlul tensiunii în rețea. Nivelul influenței și modul în care noile centrale participă la asigurarea stabilității sistemului este stabilit de fiecare operator de sistem în parte prin intermediul anumitor reguli de conectare. Acestea conțin aspecte privind capacitatea de a se menține conectate la sistem și de a asigura stabilitatea acestuia chiar și în cazul apariției unor defecte majore, prin existența unui management activ al puterii și tensiunii. Ele sunt caracteristice în special CEE care utilizează turbine eoliene de generație nouă. Pentru echipamente de generație veche, se recomandă utilizare de dispozitive suplimentare, de exemplu FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems) [Ackermann2005].

Există operatori care cer implicarea CEE la reglajul primar și secundar. Principalele cerințe vizează frecvența se referă la capacitatea de răspuns a frecvenței, limitarea ratei de creștere a încărcării generatorului și injecția de putere activă în sistem [EWEA2005].

Răspunsul frecvenței este determinat de capacitatea de a varia putere activă generată, ca răspuns la modificările frecvenței. Pentru situații limită, există posibilitatea ca anumite centrale eoliene să-și „cumpere” controlul frecvenței de la alt generator, care implică costuri suplimentare. În ce privește limitările ratei de creștere (pozitive sau negative), acestea trebuie să compenseze fluctuațiile mari ale frecvenței care apar la variațiile extreme ale vitezei vântului, dar și la pornirea și oprirea CEE.

Până în urmă cu câțiva ani, operatorii de sistem obligau CEE să fie deconectate în momentul scăderii frecvenței. Din păcate, de cele mai multe ori acest fapt determină o mai mare instabilitate a sistemului și condiții mai grele de restabilire a funcționării stabile. De aceea, odată cu integrarea unui număr mai mare de CEE în SEE și pentru a asigura funcționarea în siguranță, majoritatea operatorilor de sistem obligă CEE să rămână conectate și să funcționeze într-o bandă mai largă a valorilor frecvenței. Limitele impuse de unii operatori din UE se regăsesc în fig. 3.8, cu precizarea că în zonele cu albastru CEE trebuie să funcționez continuu [Badelin2007].

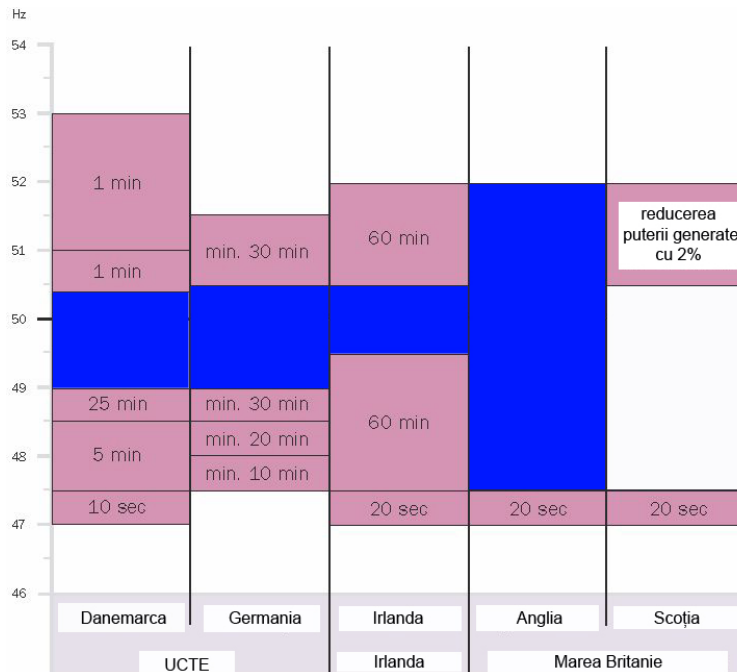


Figura 3.8 Valori impuse ale frecvenței sistemului pentru care CEE trebuie să rămână conectate

Principala cerință a operatorilor de sistem cu privire la controlul tensiunii este ca turbinele eoliene să funcționeze continuu, în limitele impuse ale tensiunii și să rămână conectate chiar și la modificări ale acesteia în limitele stabilite. Mai mult, CEE trebuie să asigure și furnizarea de putere reactivă, contribuind la asigurarea echilibrului de putere reactivă în sistem.

Reglementările operatorilor de sistem impun ca turbinele să-și controleze individual tensiunea la o valoare constantă prin intermediul unui regulator automat de tensiune. Acesta are și rolul de a proteja generatorul de eventuale absorbții de reactiv sau exces al puterii reactive generate în sistem datorită protecțiilor la supra și sub excitație. Prin aceasta, fermele moderne sunt capabile să regleze tensiunea la punctul de conectare cu sistemul la valoarea impusă de operatorul de sistem [Diedrichs2003].

Un alt aspect important îl reprezintă modul în care CEE se comportă la eventualele defecte apărute în SEE. În urmă cu câțiva ani, datorită tipului de turbină eoliană folosită, CEE trebuiau deconectate de la sistem la apariția unui defect într-o anumită zonă a sistemului, chiar dacă zona unde acestea erau conectate nu era afectată de defect. Lucrul acesta nu este necesar, deoarece dacă se deconectează și grupurile generatoare dintr-o zonă sănătoasă, apare un deficit suplimentar de putere injectată. Sistemul devine expus la instabilitate și sunt necesare măsuri privind reducerea puterii consumate și menținerea frecvenței.

Creșterea ponderii de SRE într-un SEE presupune și analiza unor eventuale extinderi sau întăriri ale rețelelor de transport. Pentru a se alege varianta optimă atât din punct de vedere tehnic și economic, trebuie analizate următoarele aspecte:

- distanța de la centralele eoliene noi și consumatori;
- modificarea circulației de putere și congestiile care pot să apară ca un rezultat al combinațiilor între nivelul cererii de putere și producție;
- concentrația mare de CEE în zonele geografice cu potențial eolian mare.

În condițiile în care consumul este în creștere și considerând necesarul de surse (SRE sau clasice) care trebuie conectate pentru asigurarea necesarului de putere, este nevoie de o întărire și o extindere a rețelelor. Conform studiilor efectuate pe baza calculului circulației de puteri în rețelele de transport și distribuție în care sunt integrate la diferite niveluri de penetrare noile CEE (în zonele cele mai favorabile din punct de vedere al amplasării ținând cont de viteza vântului), valorile estimate ale costurilor se regăesc între 0,1 și 4,7 euro/MWh produs. Cele mai mari valori sunt corespunzătoare unui grad de penetrare de peste 30% [Auer2005, Verseille2003, DENA2005].

De regulă, extinderea și întărirea rețelelor se realizează pentru a preveni congestiile și costurile aferente acestora, în condițiile unui exces de putere generată din noile centrale conectate la sistem. În zonele cu grad mare de penetrare a CEE, congestiile apar în condițiile de vânt puternic. În funcție de nivelul cererii de putere din sistem în acel moment, congestiile apărute pot fi clasificate astfel [DENA2005]:

- congestii apărute în perioade de sarcină redusă: acestea sunt determinate exclusiv de CEE; în aceste condiții se impune întărirea sau extinderea rețelei;
- congestii apărute în perioade de sarcină ridicată: acestea sunt determinate atât de CEE, dar și de restul centralelor din sistem; este necesară redistribuirea încărcării în centrale, cu implicații asupra costurilor generării.

O soluție care se dorește aplicată pentru a evita apariția congestiilor și a efectelor determinate de acestea o reprezintă exportul transfrontalier de energie, prin crearea rețelei de transport transeuropeană (TEN-E – Trans European Transmission Networks) și a rețelelor off-shore de-a lungul Europei [Matevosyan2003]. Generarea energiei electrice în CEE, privită ca un proces transfrontalier, poate determina economie de capital.

Exportul transfrontalier al energiei electrice obținute din CEE reprezintă mai degrabă o problemă de piață decât o problemă de natură tehnică, deoarece comerțul transfrontalier nu este nici gratuit, nici corect, și este încă determinat de ierarhia

companiilor de transport. Principala problemă apare datorită faptului că nu există un culoar pentru a evacua în afara granițelor puterea (variabilă) generată din surse regenerabile. Existența unui asemenea culoar ar determina un comerț transfrontalier corect al energiei provenită din surse regenerabile, care respectă principiile pieței și în care nu mai predomină interesele anumitor actori de pe piață, favorizând anumite surse de energie sau dețin și/sau controlează accesul la rețeaua de transport [Meeus2005].

Și aspectele privind calitatea energiei trebuie neapărat analizate atunci când se dorește integrarea SRE în sistemele electroenergetice. În acest caz, conectarea de noi instalații care utilizează SRE influențează calitatea energiei, dar și calitatea energiei din rețea are influență asupra comportamentului noilor echipamente.

În funcție de tipul generatoarelor utilizate, conectarea CEE la rețea poate determina anumite probleme, care, în condițiile în care nu sunt eliminate cât mai repede, pot determina reducerea calității energiei furnizate consumatorului. Impactul perturbațiilor produse de CEE este strâns legat de puterea de scurtcircuit în locul în care se conectează. În condițiile unor rețele de putere redusă, acest aspect limitează mărimea dar și numărul turbinelor care pot fi instalate.

Fluctuațiile de tensiune reprezintă una din perturbațiile care pot apărea la conectarea CEE. Acestea se datorează fie variațiilor lente ale puterii generate de turbine (influențate de modificările lente ale vitezei vântului sau fenomenului de „umbră” – datorită modului de amplasare a turbinelor în parcul eolian), fie variațiilor rapide sau în treaptă, apărute la conectarea / deconectarea CEE la / de la rețea.

Principalul mod în care se manifestă fluctuațiile de tensiune în punctul de conectare la sistem al CEE îl reprezintă fenomenul de flicker. Variațiile tensiunii sunt determinate, în special de circulația de putere reactivă în rețea. Limitarea acestora se poate realiza fie prin limitarea circulației puterii reactive sau prin creșterea curentului de scurtcircuit în punctul de conectare. Soluția cea mai recomandată este conectarea într-un nod cu putere de scurtcircuit mare, deoarece numărul de variații ale tensiunii într-un minut este mic [IEC61000-3-7].

Reglarea în timp real al puterii reactive reprezintă o altă soluție care poate fi utilizată pentru a păstra nivelul fluctuațiilor de tensiune în limitele admisibile. În funcție de curentul de scurtcircuit al nodului de conectare și de acuratețea dorită pentru reglare, soluțiile care pot fi aplicate utilizează fie condensatoare (prezintă dezavantajul reglării în trepte) sau bobine de reglare continue (pot determina apariția armonicelor datorită elementelor semiconductoare) [IEC61000-3-7]. Una din soluțiile care poate fi aplicată cu rezultate foarte bune, o reprezintă schema de control a tensiunii DVR (Dynamic Voltage Restorer). Aceasta cuprinde un transformator conectat în serie cu circuitul de transfer spre rețeaua electrică și care este alimentat de la inverterul de tensiune astfel încât să compenseze variațiile de tensiune. Energia necesară compensării este stocată într-o baterie de condensatoare, iar inverterul este comandat pe baza informațiilor privind valoarea reală a tensiunii și valoarea anterioară apariției variației de tensiune.

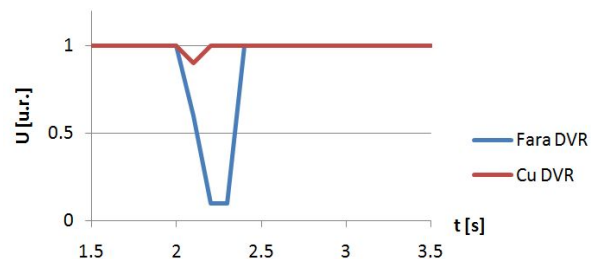


Fig. 3.9 Variația tensiunii la bornele unei turbine eoliene la apariția unui gol de tensiune

O altă categorie de perturbații o reprezintă armonicile. Acestea apar datorită circuitului nelinier al sistemului de cuplare la rețea. Configurația convertorului determină

nivelul de distorsiune al curentului electric transmis. În unele cazuri pot apărea frecvențe de ordinul kHz, care nu afectează calitatea, dar necesită măsuri pentru asigurarea compatibilității electromagnetice.

Cu toate că instalațiile eoliene sunt trifazate și în mod normal furnizează tensiuni simetrice la ieșire, pot să apară uneori nesimetrii datorită inegalității între impedanțele de scurtcircuit pe cele trei faze la care se conectează unitatea eoliană. Acestea apar doar în condițiile în care conectarea se face la nivel de joasă tensiune.

Pentru a nu perturba siguranța în funcționare și a funcționa la parametri optimi din punct de vedere a calității, au fost elaborate standarde care trebuie îndeplinite atunci când se face conectarea acestor instalații la rețea [IEC61400-1], [IEC61400-12-1], [IEC61400-21]. Respectarea acestor standarde nu limitează posibilitățile de conectare a surselor la rețea, ci asigură calitatea energiei electrice furnizate consumatorilor și crește calitatea serviciului de alimentare cu energie electrică în sistem. Mai mult, tehnologiile dezvoltate în ultimii ani asigură soluțiile tehnice pentru respectarea acestor standarde.

Nu numai CEE pot afecta rețelele electrice, ci și calitatea energiei din rețelele unde acestea se conectează pot avea influență asupra instalațiilor eoliene. Principalele probleme care pot să apară vizează golurile și întreruperile de tensiune din rețea. Pentru generațiile mai vechi de turbine eoliene, aceste evenimente determinau deconectarea generatoarelor de la rețea. Totuși, noile generații de instalații eoliene, prin echipamentele de care dispun, nu permit deconectarea decât după 3 secunde.

Golurile și întreruperile de tensiune afectează diferit generatoarele eoliene în funcție de tipul acestora [Ma2005].

În condițiile în care generatorul este unul asincron cu rotorul în scurtcircuit, la apariția unui gol de tensiune sau întrerupere de scurtă durată, viteza de rotație poate crește foarte mult și se poate ajunge la pierderea stabilității. O soluție este instalarea unui volant pe arborele mașinii, care poate limita efectele de scurtă durată, și implicit riscul deconectării. Și în condițiile apariției unui scurtcircuit apropiat care determină golul de tensiune, mașina asincronă debitează un curent electric inductiv de până la 3 ori curentul nominal, iar la reconectare poate să apară variații mari ale curentului absorbit datorită necesarului de putere reactivă pentru magnetizarea mașinii.

În cazul generatoarelor asincrone cu dublă alimentare, pe durata golului sau a întreruperii de tensiune, convertorul este blocat și mașina se comportă ca una cu rotorul în scurtcircuit, comanda convertorului devenind activă la eliminarea defectului. Riscul deconectării se poate și în acest caz minimiza dacă se utilizează un volant (sistem de stocare).

Pentru cazul generatorului sincron, convertorul este cel care blochează legătura cu rețeaua pe durata golului de tensiune. Totuși, există pericolul creșterii tensiunii la borne și suprasolicitarea elementelor semiconductoare, deoarece excitația rămâne constantă.

Principalele soluții în asigurarea limitării perturbațiilor datorate golurilor și întreruperilor de tensiune vizează sistemele FACTS care utilizează circuite electronice de putere: DSTATCOM (Distribution Static Compensator), DVR sau UPQC (Unified Power Quality Conditioner) [Amaris2007].

Compensatorul static DSTATCOM este utilizat pentru controlul tensiunii și puterii reactive în punctul de conectare, dar și pentru a corecta factorul de putere (limitarea armonicilor și a puterii reactive). Utilizarea lui pentru limitarea golurilor sau întreruperilor de tensiune este mai redusă. Circuitul UPFC este un circuit complex cu două invertoare conectate la un sigur element de stocare (un condensator), care asigură controlul fluxurilor de putere și al calității energiei electrice (factor de putere, armonici, nesimetrii etc.).

Și apariția nesimetriilor peste un anumit factor admis sau prezența armonicilor în curba tensiunii rețelei determină perturbații la funcționarea sistemelor de comandă

și control ale CEE. În aceste condiții, protecțiile aferente vor deconecta instalațiile de la rețea, iar în cazuri grave, se poate ajunge la imposibilitatea reconectării.

3.5. Concluzii

Integrarea pe scară largă a SRE este determinată de o gamă largă de factori legislativi, economici și tehnici.

Sub aspect legislativ, promovarea utilizării și integrării SRE în general și a CEE în particular, este influențată de factori din diferite domenii: economic, mediu, social. Preocuparea pentru protecția mediului, atât la nivel european cât și mondial, a reprezentat și reprezintă principalul aspect care își pune amprenta pe legislația națională. Cadrul legislativ al României asigură mecanisme de promovarea a utilizării SRE (tarife feed-in, sistem de cote obligatorii, certificate verzi, garanția de origine) dar și mecanisme de suport necesare pentru integrarea rapidă în sistem a unităților de putere mare dar și a celor de putere redusă, datorită prețurilor de producere mai mari ale E-SRE și a investițiilor mari.

Din punct de vedere al aspectelor economice, utilizarea SRE pentru producerea energiei electrice determină anumite beneficii, chiar dacă pe un orizont redus de timp acestea sunt umbrite de costuri mai mari decât generarea clasică. Din punct de vedere a beneficiilor, analiza economică a integrării CEE nu trebuie să țină cont doar de costurile investiției inițiale, ci și de economia obținută prin eliminarea CO₂ și a costurilor cu combustibilii fosili pe toată durata de viață a echipamentelor. Cu privire la costuri suplimentare, acestea pot să apară doar în condițiile întăririi rețelelor de transport existente sau extinderii acestora. Totuși aceste costuri suplimentare sunt necesare și în condițiile integrării altor surse de energie (în afară de cele regenerabile) dar și în condițiile creșterii consumului pentru a preveni anumite probleme de natură tehnică (congestii, avarii) care au impact și asupra aspectelor economice.

Aspectele de natură tehnică vizează atât aspecte pe termen scurt, cât și pe termen lung. Problemele tehnice ce pot apare determină ulterior daune însemnate de natură economică. Deoarece valoarea acestora este mai mare decât investițiile în echipamente și tehnologii noi care să prevină apariția problemelor generate de CEE din sistem, se preferă ultima variantă, care satisface atât producătorul cât și consumatorul: asigurarea de rezerva pentru CEE pentru a preveni nealimentarea în cazul variațiilor vitezei vântului, echipamente eficiente pentru controlul tensiunii și frecvenței, echipamente de protecție pentru asigurarea funcționării CEE chiar și în condițiile apariției defectelor în rețea, întărirea și extinderea rețelelor de transport pentru a preveni congestiile, conducerea eficientă a CEE dintr-o anumită zonă utilizând centralele virtuale etc.

Contribuția personală se referă la realizarea unei sinteze a principalelor aspecte de natură legislativă, economică și tehnică care însoțesc integrarea pe scară largă a SRE în general, și a CEE în particular, printr-un studiu bibliografic sistematizat.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- efectuarea unui studiu bibliografic sistematizat privind integrarea pe scară largă a SRE de mare putere în SEE actuale, la nivel mondial, european și național;
- realizarea unei sinteze bibliografice, într-o manieră proprie, a principalelor aspecte de natură legislativă, economică și tehnică ce însoțesc integrarea CEE în SEE actuale, în condițiile dereglementării și a liberalizării pieței de energie electrică.

4. ELEMENTE DE PROGNOZĂ A CONSUMULUI DE PUTERE ȘI ENERGIE ELECTRICĂ

Obiectivul principal al acestui capitol constă în realizarea unui estimator performant al curbelor de sarcină, ca element esențial al prognozei puterii și energiei electrice cerute de consumatori în perioada următoare. El va fi utilizat la generarea diferitelor scenarii de studiu ale regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice complexe, caracterizate de prezența semnificativă a surselor regenerabile de energie. Se prezintă maniera de realizare a instrumentului software pentru prognoză, precum și diferite studii de caz, corespunzătoare unor consumatori cu diverse caracteristici.

4.1. Importanța cunoașterii evoluției consumului

Prognoza consumului de putere și energie electrică are un rol foarte important în funcționarea eficientă și în condiții de siguranță a SEE. Acest fapt este valabil și pentru sistemele clasice de producere centralizată a energiei electrice, dar mai ales pentru sistemele moderne, caracterizate de utilizarea și integrarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie.

Mai mult, atât istoricul consumului cât și prognoza valorilor viitoare ale lui, reprezintă condiții absolut necesare pentru realizarea planificării extinderii SEE atât pe termen scurt cât și pe termen lung, care să determine îmbunătățiri la nivelul infrastructurii și funcționării întregului sistem. Planificarea extinderii SEE este condiționată de estimările privind valorile puterii și energiei consumate și localizării sale. Nivelul acestor valori este determinat de mărimea noilor consumatori, de trendul consumatorilor existenți și de modificările caracteristicilor consumatorului [daSilva2008].

Pentru a asigura din punct de vedere tehnic și economic funcționarea optimizată și controlul eficient al SEE, prognoza trebuie realizată pentru un orizont larg de timp [Yalcinoz2004]. În mod obișnuit, prognozele sunt:

- pe termen scurt – orizontul de timp vizat se extinde de la câteva ore până la o săptămână și acestea sunt utile pentru asigurarea eficienței economice în funcționarea sistemului;
- pe termen mediu – orizontul vizat de timp se extinde de la o zi până la câteva luni; acestea asigură o repartiție cât mai bună a surselor, resurselor și rezervelor energetice utilizate pentru producerea de energie electrică și a programării lucrărilor de mentenanță;
- pe termen lung – orizontul de timp vizat cuprinde un interval de cel puțin un an și acest tip de prognoză este util pentru planificările extinderii sistemelor.

Realizarea unei prognoze cu un grad de certitudine ridicat are o însemnătate foarte mare, mai ales în condițiile SEE moderne cu surse regenerabile de energie. Multe curbe zilnice de sarcină sunt caracterizate de existența unor diferențe mari între orele de zi (când apare vârful de sarcină) și orele de noapte (când apare golul de sarcină). Realizarea eficienței economice prin considerarea diferențelor de tarif pentru orele de vârf de sarcină, respectiv de gol de sarcină, creșterea siguranței tehnice în exploatare (prin descărcarea liniilor sistemului în condițiile de cerere mare de putere) se bazează pe planificarea SRE și/sau sistemele de stocare a energiei aferente și pe

cunoașterea curbei de sarcină zilnică a consumatorilor care vor fi deserviți, importante fiind perioadele de vârf de sarcină. De aceea în literatura de specialitate se acordă o importanță deosebită metodelor de prognoză a cererii pe termen scurt a consumului de putere și energie electrică [Rui1995], [Hippert2001], [Hayati2007], [Sarangi2009].

În procesul de realizare a unei prognoze, o sarcină dificilă o reprezintă alegerea metodei de prognoză. Tehnicile utilizate pentru prognoza curbei de sarcină pe termen scurt au evoluat în decursul anilor putând fi grupate în *tehnici tradiționale* și *tehnici moderne*.

Tehnicile tradiționale au fost folosite în practică multă vreme. Acestea utilizează regresia liniară, seriile de timp, recunoașterea modelelor, filtre Kalman, etc. [Murto1998], [Chen2001]. Pentru creșterea eficienței, acestea au fost combinate utilizând tehnici multi-model ponderate, ceea ce a permis obținerea unor rezultate în general acceptabile. Cu toate acestea, metodele clasice nu pot reprezenta cu acuratețe relațiile de neliniaritate ce există între consumator și factorii ce influențează consumul, de regulă aceștia fiind: ora din zi, ziua din săptămână, anotimpul, caracterul zilei (zi cu activități speciale – sărbători legale, religioase etc.), prețul energiei, schimbări legate de configurația sistemului [daSilva2008].

Tehnicile moderne se bazează pe elementele importante ale Inteligenței Artificiale, fiind reprezentate de sisteme expert, rețele neuronale artificiale (RNA), logică fuzzy, wavelets, precum și combinații ale acestora. Încă de la primele încercări, rezultatele obținute au fost încurajatoare. Dintre toate aceste tehnici de lucru, cea mai atractivă metodă o reprezintă RNA. Ea nu necesită prezența unei relații funcționale sau a unui model matematic propriu-zis pentru a descrie evoluția consumului, ci are abilitatea de a învăța – în decursul unui proces de antrenament – relațiile dintre intrările (parametrii și factorii de care depinde evoluția sarcinii și consumul viitor estimat) și ieșirile procesului simulat de RNA [Hippert2001], [Ganyun2006].

În literatura de specialitate există mai multe abordări privind utilizarea RNA pentru prognoza curbei zilnice de sarcină [Metaxiotis2003]. Particularitățile acestora se regăsesc în fiecare etapă a realizării prognozei, influențând capacitatea de a furniza rezultate cât mai corecte.

Prima etapă din realizarea unei RNA constă în alegerea configurației rețelei, alegerea tipului acesteia, a numărului de intrări și ieșiri, a numărului de neuroni, a numărului de straturi și a numărului și tipului ponderilor interconexiunilor, toate în concordanță cu problema care trebuie rezolvată. Alegerea corectă a acestor informații are o importanță mare deoarece poate influența comportarea și performanțele ulterioare ale rețelei. RNA cu învățare supervizată, pentru care mulțimea datelor de antrenament este formată din perechi intrare-ieșire, sunt preferate RNA cu învățare nesupravegheată (rețele Kohonen) [Baumann1993].

Pornind de la aceste considerente, cele mai bune rezultate au fost obținute utilizând o arhitectură multistrat (cu unul sau mai multe straturi intermediare ascunse – hidden layers) în care ieșirile se calculează pornind de la intrări succesiv avansând spre ieșiri (feedforward), iar ponderile neuronilor sunt corectate prin retropropagare (backpropagation) [Rui1995], [Hippert2001].

Problemele legate de corecția ponderilor în procesul de antrenament ridică numeroase aspecte legate de prezența unui număr prea mare de straturi ce îngreunează învățarea și de apariția problemelor cauzate de atingerea unui minim local. De asemenea, alegerea valorilor inițiale ale ponderilor reprezintă un proces dificil care poate conduce de foarte multe ori la eșecuri în antrenarea rețelei, cauzate de probleme de convergență, înghețarea procesului de învățare etc. Utilizarea tehnicilor de corecție a ponderilor începând cu neuronii ultimului strat, de ieșire și sfârșind cu cei de pe primul strat, de intrare (backpropagation), necesită un timp mai mare de antrenament și de regulă sunt mai puțin adaptabile la schimbările parametrilor de intrare. Mai mult, prin utilizarea algoritmului Levenberg-Marquardt, valorile ponderilor

sunt recalculat individual pentru fiecare intrare și nu simultan pe întreaga rețea, fapt care determină o ușoară scădere a performanțelor rețelei [Luștrea2001].

Numărul de intrări este un factor important ce influențează comportarea rețelei. Un număr prea mare – poate determina o arhitectură mai complexă care are tendința de a pierde din capacitatea de generalizare și implicit performanțele rețelei scad. Din acest motiv, este recomandată folosirea unui număr de 2-3 intrări.

Rezultate foarte bune se pot obține dacă se utilizează structuri recurente. Acestea se obțin prin legarea în cascadă a câte unei RNA, destinată prognozei sarcinii de la o anumită oră. Astfel pentru prognoza curbei de sarcină zilnică sunt necesare 24 de rețele, câte una pentru fiecare oră a zilei, iar ieșirea prognozată la o anumită oră constituie intrare pentru ora următoare. În acest caz sunt suficiente 1 sau maxim 2 straturi ascunse [Borlea2005].

A doua etapă de realizare a RNA constă în antrenarea rețelei. Se începe cu selectarea datelor (perechi de tipul intrări-ieșiri) ce vor alcătui mulțimea de antrenament. Alegerea unui set de antrenament cât mai bun este crucială, deoarece pe baza lui, rețeaua învață singură relațiile funcționale dintre intrări și ieșiri și ulterior va putea oferi la cerere valori suficient de sigure ale consumului prognozat.

Selectția setului de antrenament se poate face fie euristic, pe baza experienței, fie pe baza unor analize statistice [Momoh1997]. Un mare avantaj îl constituie alegerea acestuia pe baza experienței. Astfel se pot stabili în mod adecvat acele date care se potrivesc cât mai exact scopului propus. Setul de antrenament nu trebuie să utilizeze date dintr-o perioadă prea îndepărtată, deoarece pot apărea modificări semnificative ale acestuia într-o perioadă suficient de mare în timp care pot afecta calitatea procesului de învățare și implicit calitatea prognozei. În plus, dacă se dorește prognoza pentru curba de sarcină a unei zile de la sfârșitul săptămânii, mulțimea valorilor de antrenament trebuie să conțină date provenind din zile de acest tip și nu din zilele a căror curbă are altă formă (o zi obișnuită din săptămână sau una corespunzătoare unei sărbători).

Considerând cele prezentate anterior cu privire la caracteristicile RNA dar și la situația SEE actuale, s-a considerat necesară elaborarea unui instrument soft care să prognozeze cât mai rapid și cert curba zilnică de sarcină, program ce va fi utilizat în capitolele următoare. Astfel, în prezenta lucrare a fost elaborată o nouă arhitectură de RNA și anume o rețea neuronală artificială recursivă (RNAR) pentru prognoza curbei zilnice de sarcină. De asemenea, a fost dezvoltată un instrument software propriu, utilizând RNAR pentru realizarea de prognoze pe termen scurt. Acest soft combină atât avantajele mașinilor de calcul, experiența specialistului, dar se și adaptează cât mai bine la modificările (rapide) apărute în dinamica curbei de sarcină [Jigoria2009a], [Jigoria2009b], [Jigoria2009c], [Jigoria2009d].

4.2. Rețele Neuronale Artificiale Recursive (RNAR)

4.2.1. Arhitectura

La alegerea arhitecturii RNA recursive s-a ținut cont de aspectele prezentate în subcapitolul anterior. În plus, au fost considerate și următoarele particularități la realizarea soluției propuse:

- stabilirea arhitecturii RNA s-a făcut pe baza unor considerente și justificări specifice prognozei curbei de sarcină zilnică;
- simplitatea arhitecturii RNA este o cerință importantă cel puțin din două motive: RNA simple au o capacitate de generalizare mult mai bună decât RNA complicate și pentru RNA simple procesul de antrenare este mult mai rapid;

- arhitectura rețelei să fie flexibilă pentru ca ea să poată fi adaptată fiecărui caz analizat în parte. Vor rezulta mai multe variante de prognoză fiecare obținută pentru o anumită structură a RNA. Structura optimă va fi considerată cea a cărei rezultate apreciate în urma unei analize atente, să fie cele mai credibile;
- pentru ca prognoza să fie ușor de realizat, datele de intrare ale RNA trebuie să fie simplu de obținut, să se bazeze pe măsurători și pentru evitarea incertitudinilor să nu conțină mărimi ce trebuie estimate sau apreciate. Drept urmare, datele de intrare utilizate sunt doar puterile orare consumate pe perioada trecută, evitându-se introducerea indicatorilor climatici, demografici și de natură economică, a căror valori sunt mult mai greu de obținut cu un grad de certitudine suficient de ridicat; această alegere este justificată și de următoarele considerente:
 - influența factorilor climatici s-a considerat ca fiind implicită;
 - influența factorilor economici și demografici se manifestă cu o oarecare inerție, considerarea lor luându-se în calcul implicit prin influența lor asupra consumurilor din perioada trecută, adică introducând valorile consumurilor din trecut, se ține cont implicit de această influență.

Având în vedere principiul simplității și considerând structura unui neuron artificial (NA) (Fig. 4.1) ca un model ce combină corelația liniară multiplă a intrărilor x_j cu neliniaritatea relației intrare-ieșire cauzată de funcția de activare f , s-a apreciat că un simplu NA este capabil să modeleze în mod satisfăcător dinamica tendinței consumului pentru un palier al curbei de sarcină. Antrenarea NA se face utilizând datele referitoare la zile din perioada trecută (având aceleași caracteristici), aceste date formând setul de antrenament.

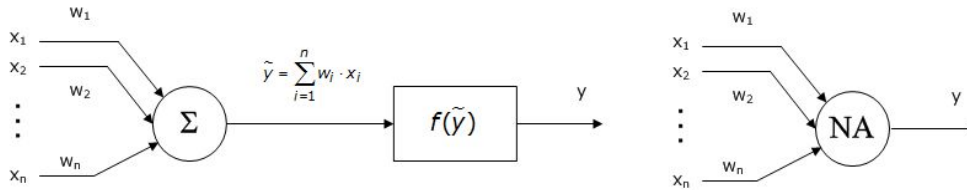


Fig. 4.1. Modelul NA

Intrările pentru primul NA din rețea reprezintă puterile consumate pentru ultimele paliere orare din ziua precedentă. Pentru a nu complica nejustificat structura rețelei, s-a limitat numărul de intrări la 4. Desigur, flexibilitatea structurii RNA este asigurată de posibilitatea alegerii numărului de intrări ale NA pentru fiecare variantă de prognoză în parte (în acest caz de 1 la 4 intrări).

Fiindcă prognoza realizată nu se dorește a fi doar pentru ora următoare, ci este o prognoză pentru puterile medii orare ale întregii zile, este necesară combinarea NA corespunzătorii orelor zilei într-o structură recurentă în care intrările unei ore oarecare să fie furnizate de ieșirile orelor precedente (Fig. 4.2).

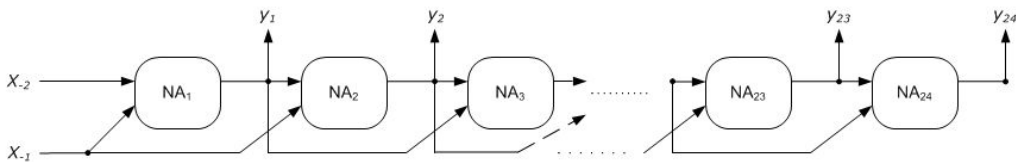


Fig. 4.2. Structura RNA propuse cu 2 intrări

Etapa cea mai laborioasă și mai dificilă a construirii unei RNA dedicate unei anumite aplicații o constituie procesul de antrenare. Comportarea ulterioară a rețelei este totalmente dependentă de calitatea învățării RNA.

Mulțimea de învățare (setul de antrenament) trebuie să fie consistentă, cu alte cuvinte să oglindească corect dinamica reală a evoluției consumului de energie. De aceea, se vor analiza mai multe variante posibile de prognoză pornind de la seturi diferite de antrenament. Astfel, ponderile NA din rețea vor avea valori diferite, deși structura rețelei va fi comună. În plus, se poate analiza și influența numărului de intrări al RNA asupra calității prognozei. Ulterior comparând valorile prognozate cu RNA realizate, se poate decide care este setul de antrenament cel mai potrivit. Datele incluse în setul de antrenare pot fi corectate atunci când se dorește supralicitarea unei anumite dinamici considerate foarte probabile, dar care este mai puțin evidentă în trecut.

Metoda folosită pentru antrenarea unei RNA are la bază ideea că valorile parametrilor obținuți prin învățare trebuie să conducă la o eroare minimă între valorile reale ale ieșirilor și valorile calculate cu rețeaua antrenată. Cele mai uzuale abordări pentru stabilirea corecției ponderilor RNA sunt bazate pe minimizarea funcției erorilor, multe dintre ele utilizând metode de gradient. În această situație pot să apară mai multe probleme [Borlea2005]:

- stabilirea adecvată a valorilor inițiale ale ponderilor care prin antrenare să conducă la valorile căutate;
- posibilitatea eșuării procesului de învățare într-un minim local al funcției erorilor care să difere substanțial de minimul global;
- convergența slabă spre soluția căutată care implică un timp mare de calcul.

Având în vedere cele prezentate și structura concretă a rețelei utilizate, s-a elaborat un algoritm original de antrenare combinând mai multe elemente distincte:

- antrenarea se face separat pentru fiecare NA, corespunzător fiecărui palier orar în parte;
- la antrenarea unui NA se folosesc simultan toate datele setului de antrenament pe baza metodologiei de stabilire a coeficienților unei regresii liniare multiple;
- considerarea neliniarității introdusă de funcția de activare prin utilizarea funcției tangentă hiperbolică;
- selecția datelor de antrenament se face de către specialist, fie folosind experiența proprie în analiza rezultatelor obținute, fie folosind unii indicatori de calitate ai învățării, definiți în mod adecvat.

În acest mod se asigură o antrenare foarte bună și rapidă, fără necesitatea (re)inițializării coeficienților și fără eșuarea în minime locale. Mai mult, rezultatele obținute sunt superioare metodelor clasice utilizate în prognoza curbilor de sarcină [Jigoria2009b].

4.2.2. Metoda de antrenament folosind regresia liniară multiplă

Una din particularitățile originale ale construirii RNA propuse o reprezintă modul de antrenare a unui NA din rețea utilizând în acest scop, simultan – și nu secvențial cum se procedează în cazul algoritmului Levenberg-Marquardt – toate datele din setul de antrenament. Acest lucru este posibil dacă se apelează la metodologia de stabilire a coeficienților unei regresii liniare multiple. Această tehnică originală de învățare este extrem de eficientă conducând direct, fără iterații, la valorile optime ale ponderilor intrărilor RNA [Jigoria2009a], [Jigoria2009b].

Conform [Luștea2001], [Eremia2006] utilizarea regresiei liniare multiple constă în a determina relația dintre variabilele vectoriale \mathbf{y} și $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_p$. Variabila \mathbf{y} poartă numele de variabilă de explicat sau criteriu, uneori fiind numită și variabilă dependentă. Variabilele $\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_p$ se numesc variabile explicative sau predictorii (uneori fiind întâlnită și denumirea de variabile independente). Fiecare vector are n componente

câte una pentru fiecare individ analizat. Numărul total de măsurători efectuate asupra tuturor indivizilor are valoarea $p+1$.

Pornind de la aceste date inițiale, se poate exprima variabila criteriu ca o combinație liniară a predictorilor:

$$\mathbf{y}^* = \sum_{j=0}^n b_j \cdot \mathbf{x}_j \quad (4.1)$$

unde \mathbf{y}^* trebuie "să se situeze cât mai aproape posibil" de \mathbf{y} . Criteriul utilizat în acest scop este cel al celor mai mici pătrate, definit de relația:

$$\|\mathbf{y} - \mathbf{y}^*\|^2 = \text{minim} \quad (4.2)$$

Considerând matricea \mathbf{X} din (4.3) cu n linii și $p+1$ coloane reprezentate de vectorii coloană $\mathbf{1}, \mathbf{x}_1, \mathbf{x}_2, \dots, \mathbf{x}_p$, relația (4.1) se poate scrie sub forma (4.4):

$$\mathbf{X} = [\mathbf{1} \ \mathbf{x}_1 \ \dots \ \mathbf{x}_p] = \begin{bmatrix} 1 & X_{11} & \dots & X_{1p} \\ 1 & X_{21} & \dots & X_{2p} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 1 & X_{n1} & \dots & X_{np} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$\mathbf{y}^* = \mathbf{X} \cdot \mathbf{b} \quad (4.4)$$

unde elementele vectorului \mathbf{b} reprezintă coeficienții regresiei liniare multiple.

Elementele vectorului \mathbf{b} se determină rezolvând sistemul de ecuații liniar supradeterminat (4.4) cu metoda celor mai mici pătrate clasică [Montgomery1992], [Kilyeni2004]. Rezultatul final este:

$$\mathbf{b} = (\mathbf{X}^t \cdot \mathbf{X})^{-1} \cdot \mathbf{X}^t \cdot \mathbf{y} \quad (4.5)$$

unde \mathbf{X}^t reprezintă transpusa matricei \mathbf{X} .

Pentru rezolvarea ecuației (4.4) și determinarea soluției acesteia s-au utilizat transformările ortogonale [Luștea2001], [Kilyeni2004]. Această metodă oferă rezultate bune având în același timp și o excelentă stabilitate numerică. Metoda transformărilor ortogonale constă în faptul că aplicând matricei \mathbf{X} , de dimensiune $n \times (p+1)$ o transformare ortogonală, acesta poate fi adusă la o formă superior triunghiulară:

$$\mathbf{Q} \cdot \mathbf{X} = \mathbf{R} \quad (4.6)$$

unde \mathbf{Q} este o matrice ortogonală iar forma matricei \mathbf{R} este:

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \mathbf{R}_1 \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

\mathbf{R}_1 fiind o matrice pătrată de dimensiune $(p+1) \times (p+1)$ superior triunghiulară. Astfel, relația (4.4) devine:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{R}_1 \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} \cdot \mathbf{b} = \mathbf{Q} \cdot \mathbf{y} \quad (4.8)$$

Determinarea matricei \mathbf{Q} se poate face utilizând diferite algoritme de calcul. Algoritmul utilizat și particularizat pentru aplicația de prognoză este algoritmul lui Housenholder, bazat pe reflectori elementari [Kilyeni2004].

Un reflector elementar de ordinul n și indice k este reprezentat de matricea \mathbf{U}_k pentru care:

$$\mathbf{U}_k = \mathbf{I} - \frac{1}{\rho_k} \cdot \mathbf{u}_k \cdot \mathbf{u}_k^t \quad (4.9)$$

$$\mathbf{u}_k = [0 \ \dots \ 0 \ u_{kk} \ \dots \ u_{kn}] \quad (4.10)$$

$$\rho_k = \frac{\mathbf{u}_k^t \cdot \mathbf{u}_k}{2} \quad (4.11)$$

Proprietățile reflectorilor elementari sunt următoarele:

- reflectorii sunt matrice simetrice și ortogonale;
- deoarece produsul unui reflector elementar de ordin n indice k cu un vector de dimensiune n este un vector având aceeași dimensiune și primele $n-k$ componente sunt neschimbate, atunci în condițiile în care ultimele $n-k+1$ componente ale vectorului sunt nule, acesta rămâne neschimbat la înmulțirea cu reflectorul elementar;
- există un reflector elementar de ordin n și indice k pentru orice vector având dimensiune n și normă nenulă, care aplicat acestuia va determina anularea ultimelor $n-k$ elemente.

Astfel, matricea de transformare ortogonală \mathbf{Q} se exprimă ca un produs de reflectori elementari:

$$\mathbf{Q} = \mathbf{U}_n \cdot \dots \cdot \mathbf{U}_k \cdot \dots \cdot \mathbf{U}_1 \quad (4.12)$$

Odată reflectorii determinați și implicit matricea \mathbf{Q} , se determină elementele vectorului \mathbf{b} , adică coeficienții regresiei liniare multiple, începând cu elementul $p+1$ (restul fiind determinați prin substituție inversă).

Pseudocodul algoritmului care implementează relațiile de mai sus pentru calculul coeficienților \mathbf{b} ai regresiei liniare multiple (ce reprezintă chiar ponderile \mathbf{w} ale intrărilor NA) este prezentat mai jos.

```

PENTRU  $k := 0$  PÂNĂ LA  $p$ 
   $\sigma := 0$ ;
  PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
     $\sigma := \sigma + \mathbf{X}[i, k]^2$ ;
   $\sigma := (\sigma)^{1/2}$ ;
  DACĂ  $\mathbf{X}[k, k] < 0$  ATUNCI  $\sigma := -\sigma$ ;
   $\mathbf{u}[k, k] := \mathbf{X}[k, k] + \sigma$ ;
  PENTRU  $i := k+1$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
     $\mathbf{u}[i, k] := \mathbf{X}[i, k]$ ;
   $\rho[k] := \sigma * \mathbf{u}[k, k]$ ;
   $\mathbf{X}[k, k] := -\sigma$ ;
  PENTRU  $j := k+1$  PÂNĂ LA  $p$ 
     $\tau := 0$ ;
    PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
       $\tau := \tau + \mathbf{u}[i, k] * \mathbf{X}[i, j]$ ;
     $\tau := \tau / \rho[k]$ ;
    PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
       $\mathbf{X}[i, j] := \mathbf{X}[i, j] - \tau * \mathbf{u}[i, k]$ ;
   $\tau := 0$ ;
  PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
     $\tau := \tau + \mathbf{u}[i, k] * \mathbf{y}[i]$ ;
   $\tau := \tau / \rho[k]$ ;
  PENTRU  $i := k$  PÂNĂ LA  $n-1$ 
     $\mathbf{y}[i] := \mathbf{y}[i] - \tau * \mathbf{u}[i, k]$ ;

```

```

DACĂ  $|X[p, p]| < \varepsilon$ 
  ATUNCI  $\mathbf{b}[p] := 0$ ;
  ALTFEL  $\mathbf{b}[p] := \mathbf{b}[p] / X[p, p]$ ;
PENTRU  $i := p-1$  PÂNĂ LA 0
  DACĂ  $|X[i, i]| < \varepsilon$ 
    ATUNCI  $\mathbf{b}[i] := 0$ ;
    ALTFEL
       $s := 0$ ;
      PENTRU  $j := i+1$  PÂNĂ LA  $p$ 
         $s := s + \mathbf{b}[j] / X[i, j]$ ;
       $\mathbf{b}[i] := (\mathbf{y}[i] - s) / X[i, i]$ ;

```

Observație: ε reprezintă valoarea sub care pivotul se consideră nul, n reprezintă numărul de date în mulțimea de antrenament, iar p reprezintă numărul de intrări ale unui NA.

Desigur, matricele \mathbf{X} și \mathbf{b} trebuie construite corespunzător pentru fiecare NA și deci palier al curbei de sarcină pornind de la curbele de sarcină considerate în setul de antrenament și de la numărul de intrări considerat pentru NA.

4.3. Indicatori de calitate pentru aprecierea prognozei

Pentru a aprecia calitativ setul de antrenament ales precum și diferitele variante de prognoze obținute, se vor defini mai mulți indicatori de calitate. Valorile corespunzătoare pentru fiecare indicator sunt calculate și apoi afișate în fereastra rezultat a programului de calcul destinat prognozei curbelor de sarcină. Indicatorii de calitate considerați sunt următorii:

- curba prototip, curba P_{\min} și curba P_{\max} ;
- minimul și maximum valorilor curbelor P_{\min} și P_{\max} ;
- valoarea minimă și maximă pentru coeficientul de aplatizare și coeficientul de uniformizare corespunzătoare curbelor din setul de antrenament;
- valorile corespunzătoare puterii la vârf de sarcină, la gol de sarcină, coeficientului de aplatizare și coeficientului de uniformizare pentru curba prognozată
- abaterea medie pătratică a valorilor prognozate față de curba prototip.

Curba P_{\min} , curba P_{\max} și curba prototip (CP) se obțin folosind valorile minime, maxime, respectiv medii ale puterii consumate la o anumită oră, pentru mulțimea curbelor de sarcină prezente în setul de antrenament:

$$P_{\min}(h) = \min\{P_i(h), 1 = \overline{1, n}\} \quad (4.13)$$

$$P_{\max}(h) = \max\{P_i(h), 1 = \overline{1, n}\} \quad (4.14)$$

$$CP(h) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n P_i(h) \quad (4.15)$$

unde $h = 1 \dots 24$ și reprezintă numărul orei, i reprezintă numărul curbei de sarcină din setul de antrenament iar n numărul total de curbe de antrenament. Forma curbei prototip redă forma comportamentului mediu al curbelor de sarcină din mulțimea de antrenament, față de care curba de sarcină prognozată nu poate diferi prea mult; prin urmare o curbă prognozată nu trebuie să aibă deviații mari față de curba prototip.

Alte mărimi caracteristice furnizate utilizatorului necesare aprecierii prognozei sunt coeficienții minim și maxim de aplatizare a curbelor de sarcină (k_{min} , k_{max}) și coeficienții minim și maxim de uniformizare (α_{min} , α_{max}), coeficienții de aplatizare (k_{pr}) și uniformizare pentru curba prognozată (α_{pr}):

$$k_{max} = \max\{k_i, 1 = \overline{1, n}\} \quad (4.16)$$

$$k_{min} = \min\{k_i, 1 = \overline{1, n}\} \quad (4.17)$$

$$k_i = \frac{P_{i_{min}}}{P_{i_{max}}} \quad (4.18)$$

$$\alpha_{max} = \max(\alpha_i) \quad (4.19)$$

$$\alpha_{min} = \min(\alpha_i) \quad (4.20)$$

$$P_{i_{med}} = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} P_i(h) \quad (4.21)$$

$$\alpha_i = \frac{P_{i_{med}}}{P_{i_{max}}} \quad (4.22)$$

$$k_{pr} = \frac{\hat{P}_{i_{min}}}{\hat{P}_{i_{max}}} \quad (4.23)$$

$$\alpha_{pr} = \frac{\hat{P}_{i_{med}}}{\hat{P}_{i_{max}}} \quad (4.24)$$

unde $P_{i_{min}}$, $P_{i_{max}}$, $P_{i_{med}}$ reprezintă valoarea minimă, maximă, respectiv medie a puterii pentru curba i din setul de antrenament.

Abaterea medie pătratică (d^2) a valorilor prognozate față de valorile corespunzătoare ale curbei prototip este un indicator sintetic de calitate a prognozei deosebit de util:

$$d^2 = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} [\hat{P}(h) - CP(h)]^2 \quad (4.25)$$

O valoare cât mai mică a acestui indicator relevă faptul că forma curbei prognozate este foarte apropiată de curba prototip iar erorile obținute sunt mici, prognoza realizată având un grad mare de certitudine.

Pentru compararea diferitelor prognoze realizate, s-a utilizat eroarea medie absolută procentuală (MAPE), care are următoarea expresie:

$$MAPE = \frac{1}{24} \cdot \sum_{h=1}^{24} EP(h) \quad (4.26)$$

unde EP reprezintă eroarea procentuală. Aceasta are expresia:

$$EP(h) = \frac{P(h) - \hat{P}(h)}{\hat{P}(h)} \cdot 100 \quad (4.27)$$

în care $P(h)$ reprezintă valoarea reală a puterii pentru ora h , iar $\hat{P}(h)$ puterea prognozată pentru aceeași oră h .

4.4. Descrierea instrumentului software

Implementarea prognozei curbelor de sarcină zilnice cu ajutorul RNA recursive a condus la realizarea instrumentului software denumită **RANN Forecast** (Recursive Artificial Neural Network Forecast). Ea a fost dezvoltată utilizând mediul de programare Delphi. Mediul de dezvoltare Delphi prezintă o serie de avantaje care au determinat alegerea acestuia pentru realizarea instrumentului [Jigoria2009c]:

- este un mediu de programare de nivel înalt care asigură toate resursele necesare pentru dezvoltarea instrumentului soft;
- asigură portabilitate pentru diferite sisteme de operare;
- conține o platformă pentru managementul bazelor de date;
- prezintă elemente avansate de programare, cele mai importante fiind programarea orientată pe obiecte (POO), programarea vizuală, paradigma client-server, care determină toate o interfață om-mașină plăcută, ajută la o utilizare cât mai ușoară a programului și la afișarea rezultatelor în rețea;
- prezintă posibilitate de realizare de grafice bi- sau tridimensionale necesare atât în stabilirea setului de antrenament cât și la vizualizarea rezultatelor finale.

Fereastra principală a instrumentului soft este prezentată în Fig. 4.3. Selectarea opțiunilor posibile se poate realiza fie din meniul principal care are ca și opțiuni *Database*, *Forecast*, *Windows*, *Help* și *Exit*, fie utilizând pictogramele din bara de unelte (Open Database, Close Database, New Forecast, Open Forecast, Close All).

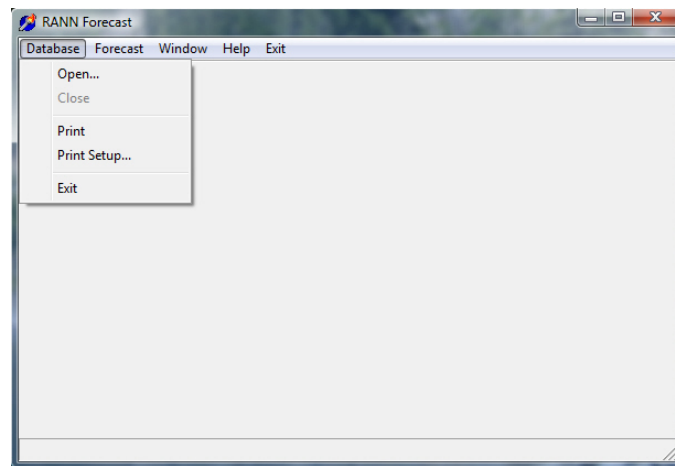


Fig. 4.3. Fereastra principală a **RANN Forecast**

După lansarea în execuție a programului, utilizatorul poate opta pentru a realiza o nouă sesiune de antrenament pentru o rețea și mai apoi prognoza (opțiunea *Open* din meniul *Database*) sau pentru a realiza o nouă prognoză folosind o rețea pentru care a fost deja ales setul de antrenament (meniul *Forecast*, opțiunea *New*), conform schemei logice a programului prezentată în Fig. 4.4.

În condițiile în care este se optează pentru prima variantă, trebuie neapărat deschis fișierul cu baza de date. În aceasta se găsesc valorile puterilor orare pentru fiecare zi dintr-o anumită perioadă trecută. Selectând o anumită zi din calendar, valorile orare ale puterilor medii consumate sunt redată atât sub formă tabelară cât și sub formă grafică (curba de sarcină zilnică) (Fig. 4.5).

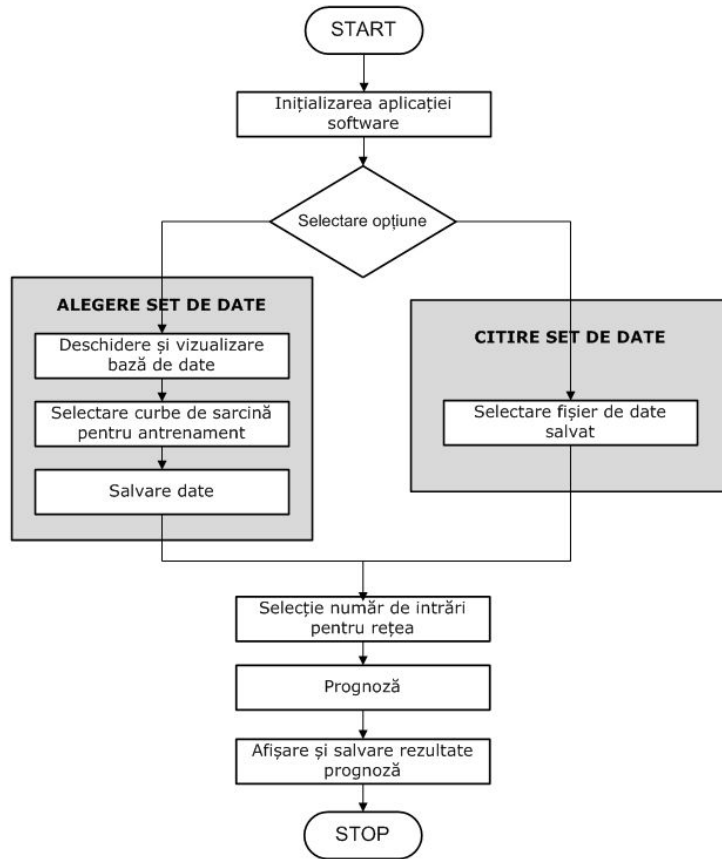
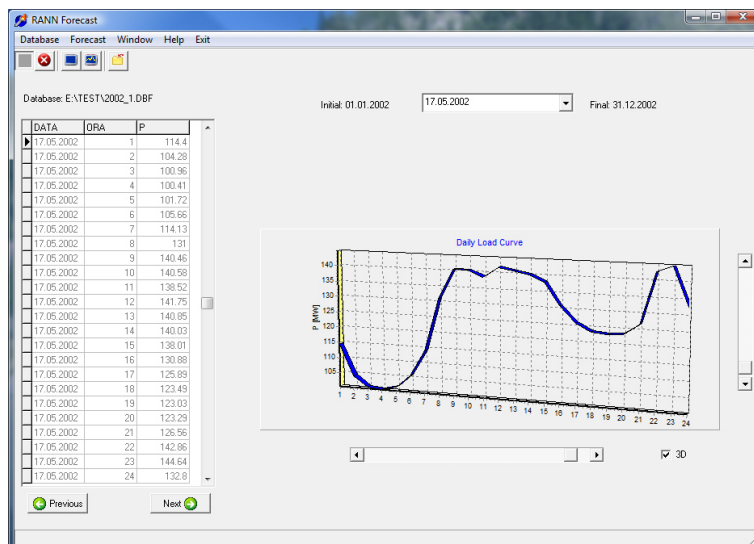
Fig. 4.4. Schema logică corespunzătoare **RANN Forecast**

Fig. 4.5. Fereastra cu baza de date

Selectând din meniul *Forecast* opțiunea de prognoză nouă (*New*) sau prin click de mouse pe pictograma aferentă din bara de unelte, utilizatorul poate începe selecția curbelor de sarcină care vor fi introduse în setul de antrenament. În acest moment intervine experiența utilizatorului, care poate selecta doar curbele relevante pentru scopul propus. Curbele selectate vor fi adăugate (butonul *Add*) și vizualizate în fereastra corespunzătoare setului de antrenament (Fig. 4.6).

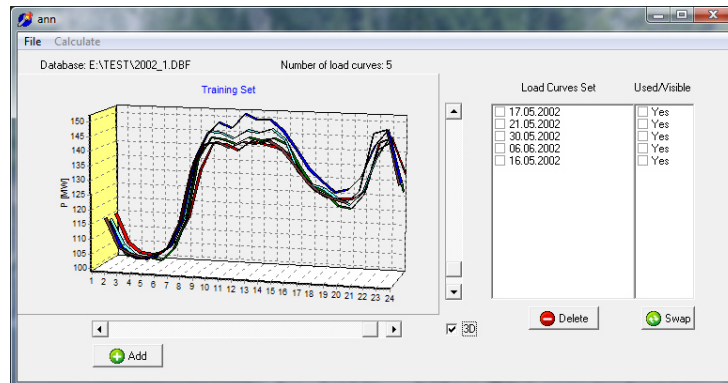


Fig. 4.6. Selecția setului de antrenament

Dacă utilizatorul hotărăște că una sau mai multe dintre curbele alese nu corespund cu restul setului, aceasta sau acestea pot fi eliminate. Eliminarea se face utilizând butonul *Delete*, după ce în prealabil curba respectivă a fost selectată. Odată selecția încheiată, setul va fi salvat, utilizând meniul *File* și opțiunea *Save*.

Un set salvat anterior poate fi utilizat oricând prin selectarea opțiunii *Open* din meniul *Forecast* sau prin butonul *Open Forecast* de pe bara de unelte. Această abordare constituie a doua modalitate de utilizare a instrumentului soft *RANN Forecast*, fiind reprezentată de ramura din dreapta a schemei logice din Fig. 4.4.

Începerea procesului de prognoză se face prin alegerea opțiunii *Calculate* din fereastra de selecție a setului de antrenament. Utilizatorul va completa în fereastra de opțiuni (Fig. 4.7) datele necesare pentru realizarea prognozei: alegerea zilei de prognoză, a numărului de intrări pentru RNA și a datelor inițiale de prognoză (valorile consumului în ultimele ore ale zilei precedente).

Fig. 4.7. Fereastra de opțiuni

Curba de sarcină prognozată va fi redată sub formă grafică într-o fereastră nouă, având culoarea verde, alături de curbele prezente în setul de antrenament, marcate cu alte culori și de curba prototip, având culoarea roșie (Fig. 4.8). Mai mult, valorile puterilor medii orare prognozate sunt exportate într-un fișier. Afișarea setului de antrenament poate fi inhibată prin selectarea opțiunii dorite din fereastra rezultat. De asemenea, în fereastra rezultat sunt prezenți o serie de indicatori privind calitatea prognozei, unii grafici (curba prototip, curba minimă, curba maximă) iar alții numerici.

O altă particularitate și un alt avantaj al instrumentului realizat constă în faptul că ea oferă posibilitatea de a realiza simultan mai multe prognoze, utilizatorul putând vizualiza simultan cu ajutorul ferestrelor corespunzătoare afișate pe spațiul de lucru (desktop), rezultatele obținute pentru fiecare variantă în parte. Comparând și analizând rezultatele, se poate opta cu ușurință pentru cea mai bună variantă.

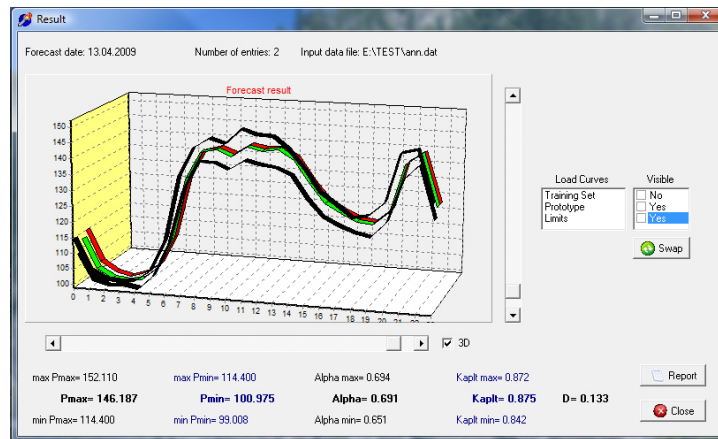


Fig. 4.8. Fereastra rezultat

4.5. Studii de caz

Unul din avantajele majore pe care îl oferă instrumentul soft *RANN Forecast* îl reprezintă posibilitatea alegerii de către utilizator (pe baza experienței) prin intermediul interfeței vizuale a mulțimii curbelor de sarcină care vor fi utilizate în antrenare și a numărului de intrări pentru rețeaua neuronală. În acest fel, se pot stabili datele de intrare optime astfel încât prognoza curbei zilnice de sarcină să estimeze cât mai corect realitatea. Desigur, alegerea acestora trebuie făcută în strânsă legătură cu:

- istoricul curbelor de sarcină (gradul de corelație al acestora):
 - curbe cu corelație bună;
 - curbe cu corelație proastă;
- tipul zilei pentru care se face prognoza:
 - zi lucrătoare: luni ... vineri;
 - week-end: sâmbătă, duminică;
 - sărbătoare: Ajunul Crăciunului, Crăciun, Revelion, etc.

Pentru a evidenția modul în care funcționează aplicația *RANN Forecast*, precum și pentru a prezenta aspecte practice referitoare la alegerea setului de antrenament și a datelor de intrare pentru prognoza curbei zilnice de sarcină în funcție de tipul consumatorului se vor prezenta în continuare trei cazuri concrete.

Un prim caz analizat se referă la un consumator pentru care curbele de sarcină din trecut sunt foarte bine corelate (Fig. 4.9). Ziua care se prognozează este o zi lucrătoare. Curbele utilizate pentru antrenarea rețelei trebuie neapărat să aparțină aceluiași tip de zi din care face parte și ziua prognozată, adică zi lucrătoare. În caz contrar, rețeaua va învăța și dinamica celorlalte tipuri de zile și implicit eroarea apărută în urma prognozei va fi mai mare. Mai mult, cele mai bune prognoze se vor obține la utilizarea datelor provenind din aceeași zi dintr-un interval de timp nu foarte depărtat, precum și din utilizarea ultimelor zile înainte de prognoză. Valorile MAPE în condițiile utilizării acestui tip de set de antrenament sunt cuprinse între 1,5% și 2,2%.

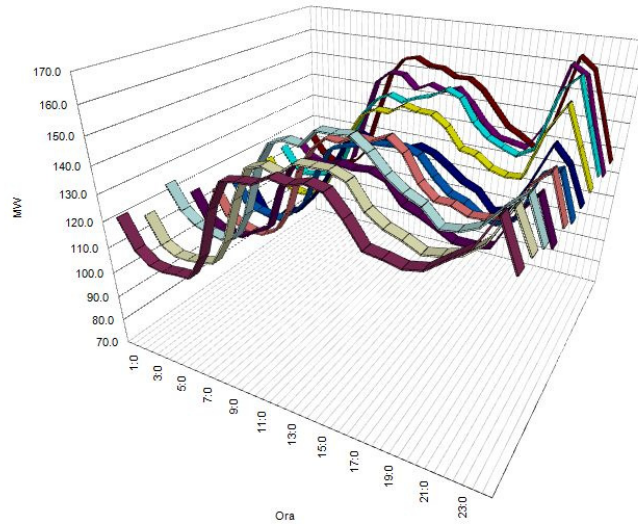


Fig. 4.9. Set de curbe de sarcină bine corelate

Ca și exemplu practic, se dorește realizarea prognozei ultimei zile de joi din luna iunie. Se vor testa mai multe seturi de antrenament pentru a se alege varianta optimă. Ca prim set de antrenament se vor folosi restul de curbe zilnice corespunzătoare zilelor de joi din luna curentă, din lunile anterioare precum și ultimele zile lucrătoare din săptămâna corespunzătoare prognozei (luni – miercuri). Pentru acest set de antrenament s-au realizat prognoze utilizând un număr diferit de intrări pentru rețea (1-4). Curbele prognozate pentru cele patru cazuri sunt prezentate în Fig. 4.10, iar valorile MAPE în Tabelul 4.1.

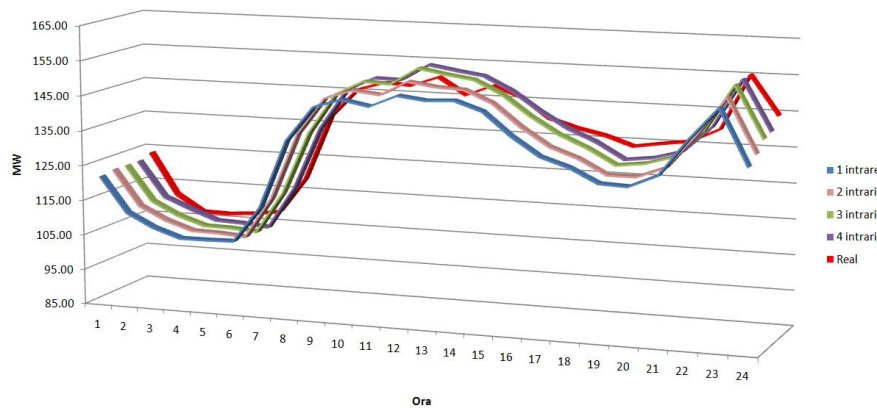


Fig. 4.10. Prognoza pentru cele 4 tipuri de rețele

Tabelul 4.1 Valorile MAPE pentru cele 4 tipuri de rețele

Număr de intrări	1	2	3	4
MAPE [%]	1,9	1,7	1,7	1,7

Analizând rezultatele, se observă că un număr suficient de mare de intrări (2-3) determină o performanță mai bună a rețelei, caracterizată printr-o valoare mai mică a erorii. Numărul de intrări care reprezintă de fapt ultimele date, furnizează informații rețelei despre dinamica curbei de sarcină chiar la începutul prognozei și

ajută înscrierea curbei prognozate pe trendul real al consumului. Totuși, pentru a nu afecta capacitatea de generalizare a rețelei, numărul intrărilor nu trebuie să fie foarte mare (3 intrări sunt suficiente).

Această arhitectură a rețelei, pe lângă o prognoză cu erori mici, asigură aproximarea cu un grad de încredere ridicat a valorilor din trecut, valorile erorilor descrescând odată cu creșterea numărului de intrări (Tabelul 4.2).

Din nou se observă că arhitectura cu 3 intrări furnizează rezultatele mai bune (Fig. 4.11).

Tabelul 4.2 Valorile MAPE pentru aproximarea valorilor trecute

Număr de intrări	1	2	3	4
MAPE [%]	1,2 ... 1,4	0,9 ... 1	0,9	0,9

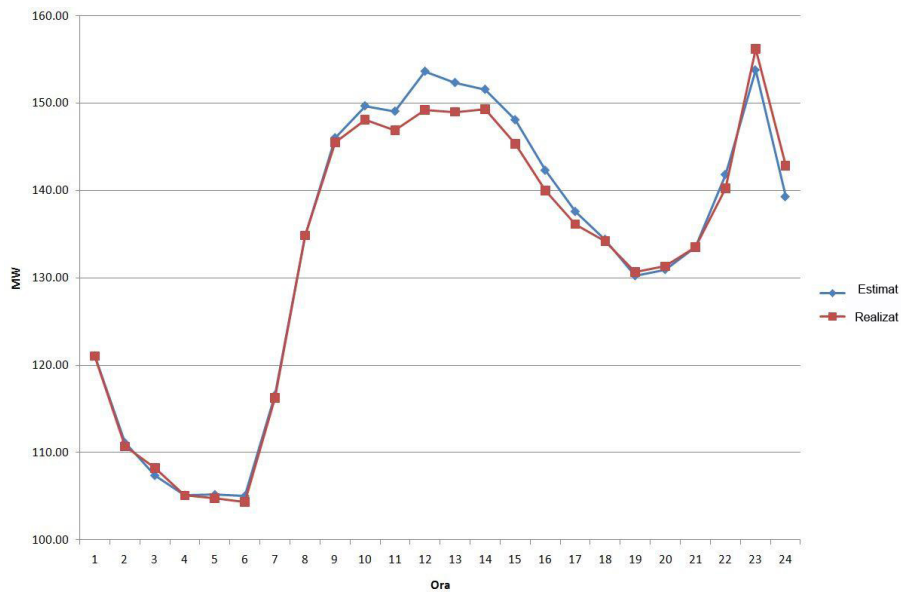


Fig. 4.11. Diferența dintre o curbă de sarcină estimată și cea efectiv realizată

Îmbunătățirea performanțelor rețelei neuronale se poate realiza prin alegerea unei mulțimi de antrenament în care să predomine curbele de sarcină cât mai recente. De exemplu, dacă în setul inițial de antrenament curbele corespunzătoare zilelor de joi din lunile anterioare (ianuarie – aprilie) se înlocuiesc cu datele corespunzătoare zilelor lucrătoare din săptămânile din luna iunie, rețeaua va învăța mai bine dinamica consumului și valorile erorilor obținute în urma prognozelor vor fi micșorate (Tabelul 4.3).

Tabelul 4.3 Valorile MAPE pentru set de antrenament cu date recente

Număr de intrări	1	2	3	4
MAPE [%]	1,6	1,7	1,5	1,6

Al doilea caz analizat îl reprezintă prognoza pentru consumatori caracterizați de o corelație mai slabă a curbelor de sarcină (Fig. 4.12). În aceste condiții, alegerea arhitecturii rețelei și a setului de antrenament conduce la o soluție diferită față de cazul prezentat anterior.

Datorită corelării mai slabe, procesul de învățare este afectat negativ ceea ce determină automat valori mai mari ale erorilor. Astfel, valorile MAPE pot ajunge la valori de 2,8-3,6%.



Fig. 4.12. Curbe de sarcină cu un nivel scăzut de corelare

Ca și exemplu practic, se urmărește prognozarea aceleiași zile ca și în cazul prezentat anterior, dar pentru un consumator cu un grad mai scăzut de corelare a curbelor de sarcină. Setul inițial de antrenament consideră informațiile corespunzătoare aceluiași zile calendaristice ca și pentru primul caz prezentat.

Datorită unei dinamici mai accentuate a curbelor de sarcină și deoarece setul considerat conține multe date situate mult în trecut față de ziua pentru care se face prognoza, valorile MAPE sunt ușor crescute (Tabelul 4.4). În aceste condiții, cele mai bune rezultate se obțin dacă se utilizează 4 intrări pentru rețeaua neuronală (Fig. 4.13).

Tabelul 4.4 Valorile MAPE pentru cele 2 seturi de antrenament utilizate

Număr de intrări	1	2	3	4
MAPE [%] pentru setul general	3,2	3,2	3,1	3
MAPE [%] pentru setul cu date recente	2,8	2,8	3	3,2

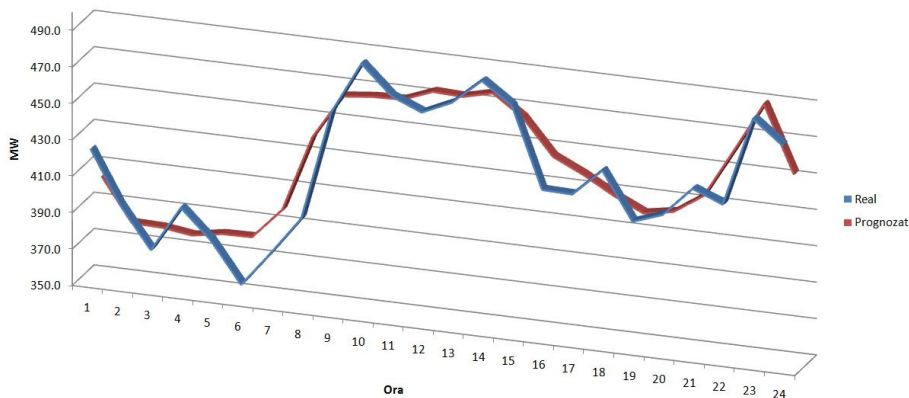


Fig. 4.13. Curba reală și cea prognozată utilizând RNA recursivă cu 4 intrări

Rezultate și mai bune se pot obține dacă se utilizează un set de date cât mai recent (Tabelul 4.4).

În concluzie, este de preferat a se utiliza un set de date corespunzătoare zilelor de același tip din imediată perioadă trecută (1-2 săptămâni în urmă). Folosind aceste date, rețeaua neuronală își însușește mult mai bine dinamica variației curbelor de sarcină și se pot utiliza rețele cu un număr mic de intrări (1 sau 2 intrări), crescând în același timp capacitatea de generalizare a rețelei (Fig. 4.14).

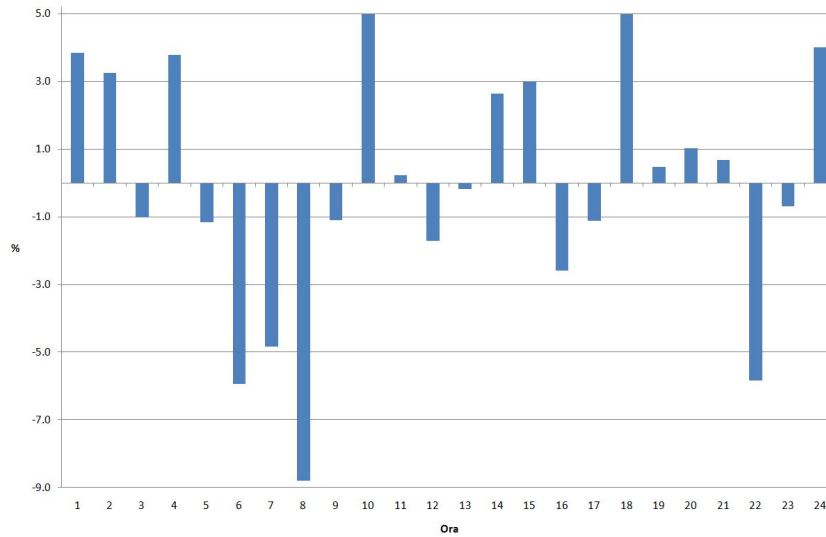


Fig. 4.14. Erorile procentuale (EP) pentru prognoza obținută utilizând RNA recursivă cu o intrare și set de antrenament cu date recente

Ultimul caz analizat îl reprezintă un consumator pentru care curbele zilnice de sarcină sunt foarte prost corelate (Fig. 4.15). Bineînțeles că indicii de calitate calculați prezintă valori mari ceea ce este nefavorabil, gradul de încredere în curbele de sarcină prognozate fiind redus. Valorile MAPE sunt cuprinse între 6,4% și 8,5%.

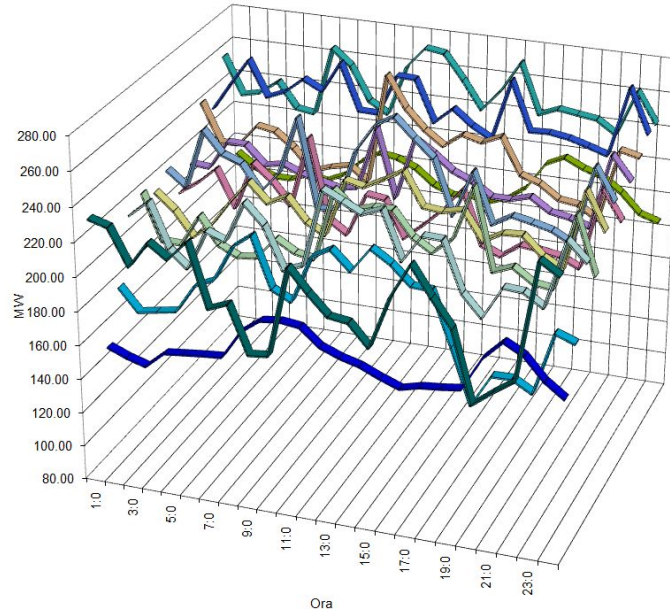


Fig. 4.15. Mulțime de antrenament conținând curbe de sarcină cu corelație proastă

În această situație, pentru stabilirea unui set de antrenament cât mai adecvat și a numărului de intrări s-au analizat trei variante, valorile MAPE fiind prezentate în Tabelul 4.5:

Tabelul 4.5 Valorile MAPE pentru cele 3 seturi de antrenament utilizate

Număr de intrări	1	2	3	4
MAPE [%] pentru Varianta 1	7,1	7,1	6,9	6,8
MAPE [%] pentru Varianta 2	6,5	6,5	6,4	6,4
MAPE [%] pentru Varianta 3	7,4	7,3	7,2	7,7

- varianta 1: setul de antrenament utilizat conține date corespunzătoare unei perioade extinse din trecut caracteristice tipului de zi care va fi prognozată (zi lucrătoare, zi de week-end, zi de sărbătoare);
- varianta 2: setul de antrenament utilizat conține date cât mai recente ale zilelor de același tip (1-2 săptămâni);
- varianta 3: setul de antrenament utilizat conține date corespunzătoare aceleiași zile din pentru care se efectuează prognoza (de exemplu dacă se prognozează ziua de joi, vor fi folosite toate zilele de joi anterioare).

În urma analizelor efectuate, și în acest caz rezultatele cele mai bune se pot obține dacă setul de antrenament conține date cât mai recente. Din nou, un număr de 2-3 intrări este suficient pentru ca rețeaua să furnizeze rezultate bune.

4.6. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a realizat un estimator performant al curbelor de sarcină, utilizat ulterior la generarea diferitelor scenarii de studiu.

În urma analizei literaturii de specialitate, s-a evidențiat faptul că cele mai bune rezultate în realizarea unei prognoze cu grad de certitudine ridicat sunt obținute în condițiile utilizării rețelelor neuronale artificiale. Pentru a obține o prognoză a curbelor de sarcină cu un grad de certitudine cât mai ridicat, cu un timp de antrenament cât mai redus, s-a dezvoltat o rețea neuronală artificială recursivă cu o structură simplă, dar în același timp flexibilă, la care antrenamentul se realizează simultan cu toate datele utilizate.

Pentru a furniza un mod de lucru cât mai accesibil utilizatorului, s-a dezvoltat un instrument soft propriu pentru prognoză (având interfață grafică), care utilizează rețeaua neuronală artificială dezvoltată, combinând capacitatea de calcul sistemelor informatice actuale și experiența specialistului (selectarea setului de date utilizat în antrenament).

În continuare se prezintă succint contribuțiile personale din acest capitol:

- realizarea unei sinteze a metodelor de prognoză a curbelor de sarcină utilizate în practică;
- dezvoltarea unei rețele neuronale artificiale recursive pentru prognoza curbelor de sarcină;
- antrenarea rețelei neuronale artificiale propuse, utilizând simultan toate datele din setul de antrenament;
- definirea de indicatori pentru aprecierea calitativă a prognozelor realizate;
- elaborarea unui instrument soft propriu pentru prognoza curbelor zilnice de sarcină, utilizând rețeaua neuronală artificială recursivă.

5. MODELUL MATEMATIC AL ANALIZEI REGIMULUI PERMANENT NORMAL PENTRU SISTEMELE ELECTROENERGETICE COMPLEXE

Capitolul 5 are ca obiectiv sistematizarea modelului matematic al determinării circulației de puteri în sistemele electroenergetice (SEE) complexe, împreună cu toate aspectele conexe, cu considerarea unor valori deterministe privind puterile consumate și generate. Se insistă și asupra aspectelor practice legate de implementarea în programele de calcul aferente. Un subcapitol aparte este destinat elaborării unor tehnici lacunare performante în cadrul algoritmului de soluționare a modelului matematic.

5.1. Considerații preliminare

Integrarea surselor regenerabile de energie în RET necesită analiza unui număr mare de regimuri de funcționare a ansamblului SEE. Teza are ca obiect integrarea parcurilor de centrale eoliene, cu puteri instalate de ordinul de mărime a sutelor de MW, ceea ce reprezintă un argument suplimentar în sensul afirmației anterioare. Realizarea acestui deziderat impune existența unor instrumente soft corespunzătoare, atât de firmă, cât și de concepție proprie (pentru a asigura un grad de încredere ridicat referitor la rezultatele obținute).

Se pornește de la o variantă sistematizează completă a modelului matematic al determinării circulației de puteri în SEE complexe, cu considerarea unor valori deterministe privind puterile consumate și generate, împreună cu toate aspectele conexe, insistându-se asupra aspectelor practice legate de implementarea în programele de calcul aferente.

Un subcapitol aparte are ca obiect implementarea unor tehnici lacunare performante în algoritmul de soluționare a modelului matematic. Aceste tehnici au fost integrate în pachetul de programe POWER, realizat la Catedra de Electroenergetică, destinat analizei și optimizării regimurilor de funcționare a SEE complexe.

5.2. Analiza regimului permanent normal

5.2.1. Sistematizarea modelului matematic

Analiza regimului permanent normal (calculul circulației de puteri) pentru SEE complexe înseamnă, în esență, determinarea valorilor tensiunilor în nodurile sistemului (modul și fază – vectorul de stare), a circulației de puteri pe laturile sistemului și a pierderilor de putere pe diversele elemente de rețea și pe ansamblul sistemului, pentru anumite condiții la borne date.

Modelul matematic care descrie regimul permanent normal al unui SEE complex constă, în principiu, dintr-un sistem de ecuații neliniare, de foarte mari dimensiuni, cu o pronunțată structură lacunară a matricelor de coeficienți [Eremia1985], [Eremia2006], [Glover2006], [El-Hawary2008], [Kilyeni2010].

Soluționarea unor asemenea sisteme de ecuații se poate realiza eficient numai cu metode de tip Newton – metode care utilizează derivatele parțiale ale funcțiilor care definesc ecuațiile sistemului. Elementul cel mai important al unor asemenea metode îl reprezintă rezolvarea, la fiecare pas al procesului iterativ de soluționare, a sistemului de ecuații liniar în corecții. În condițiile date, soluționarea acestui sistem se realizează cu metodele directe de rezolvare a sistemelor de ecuații liniare. Aceste metode directe folosesc tehnicile numerice de factorizare a matricelor sau alte tehnici asemănătoare (diagonalizare sau triunghiularizare) [Kilyeni2004], [Gavrilaș1999], [Precup2007], [Micu2007].

În cele ce urmează, se consideră un SEE care cuprinde n noduri (N – mulțimea nodurilor), notațiile fiind $i \in N$ sau $i = \overline{1, n}$, și r elemente de rețea (R – mulțimea elementelor de rețea), dintre care n_l sunt linii electrice (L – submulțimea liniilor) și n_t sunt transformatoare și autotransformatoare (T – submulțimea corespunzătoare).

Din punctul de vedere al circulației de puteri, făcând abstracție de nodurile pasive (considerate noduri consumatoare cu consum nul de putere activă și reactivă), există două tipuri mari de noduri [Eremia2006], [El-Hawary2008], [Kilyeni2010]:

- noduri generatoare (unde există surse de putere activă și / sau reactivă), în număr de g (G – submulțimea nodurilor generatoare), notațiile fiind $i \in G$ sau $i = \overline{1, g}$;
- noduri consumatoare (unde nu există surse de putere activă sau reactivă), în număr de c (C – submulțimea nodurilor consumatoare), notațiile fiind $i \in C$ sau $i = \overline{1, c}$.

Evident, $n = g + c$ sau $N = G \cup C$.

Unul dintre nodurile generatoare este considerat nod de echilibrare (cel cu indicele e , $e \in G$ (pot exista mai multe noduri de echilibrare, de exemplu E submulțimea nodurilor de echilibrare, $E \subset G$, dar pentru simplificarea scrierii relațiilor, fără a altera gradul de generalitate a prezentării, se consideră un singur nod de echilibrare).

Pentru diversele tipuri de noduri, condiții la borne date înseamnă următoarele:

- noduri consumatoare – se cunosc puterea activă (P) și puterea reactivă (Q) injectate în nod, evident sub formă de putere activă și reactivă consumată (P_C , respectiv Q_C), necunoscutele fiind modulul și faza tensiunii (U , respectiv δ), cu eventuală plajă de valori admise pentru modulul tensiunii;
- noduri generatoare – se cunosc puterea activă (P) injectată în nod (cu alte cuvinte, atât puterea activă generată P_G cât și cea consumată P_C) și modulul tensiunii (U), necunoscutele fiind faza tensiunii (δ) și puterea reactivă (Q) injectată (cu observația că puterea reactivă consumată Q_C se cunoaște, necunoscuta efectivă fiind cea generată Q_G , cu eventuală plajă de valori admise);
- nodul de echilibrare – se cunosc modulul și faza tensiunii (U , respectiv δ), necunoscutele fiind puterea activă (P) și puterea reactivă (Q) injectate în nod, evident sub formă de putere activă și reactivă generată (P_G , respectiv Q_G), cele consumate (P_C , respectiv Q_C) fiind cunoscute.

Se menționează că toate relațiile care apar în acest capitol sunt exprimate în unități relative. Convențiile de semne pentru puterile nodale și cele care circulă prin elementele de rețea sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2010], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative.

Conform [Kilyeni2008], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008], modelul matematic al regimului permanent normal constă, în esență, dintr-un sistem neliniar de $2n$ ecuații, definite de bilanțurile de putere activă și reactivă în cele n noduri:

$$\begin{cases} f_{Pi} = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] - (P_{gi} + P_{ci}) = 0, \quad i = \overline{1, n} \\ f_{Qi} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - (Q_{gi} + Q_{ci}) = 0, \quad i = \overline{1, n} \end{cases} \quad (5.1)$$

unde: elementele diagonale $Y_{ii} = G_{ii} + j \cdot B_{ii}$, $i = \overline{1, n}$, reprezintă admitanțele proprii sau de intrare, valorile lor rezultând prin însumarea admitanțelor tuturor laturilor incidente la nodul i , iar elementele nediagonale $Y_{ij} = G_{ij} + j \cdot B_{ij}$, $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, n}$, $i \neq j$, reprezintă admitanțele de legătură sau de transfer, valorile lor rezultând prin însumarea cu semn schimbat a admitanțelor tuturor laturilor care leagă nodul i de nodul j .

Cele $2n$ necunoscute sunt, în principiu, componentele vectorului de stare (tensiunile, ca modul și fază), cu următoarele precizări de detaliu:

- $U_i, i \in C$ – c necunoscute;
- $Q_i(Q_{gi}), i \in G$ – g necunoscute;
- $\delta_i, i \in N \setminus e$ – $(n-1)$ necunoscute;
- $P_e(P_{ge})$ – 1 necunoscută;

$$\text{Total: } c + g + (n-1) + 1 = 2n$$

Se observă că cele $g+1$ necunoscute de tip Q_{gi} și P_{gi} rezultă direct din ecuația corespunzătoare, dar pentru uniformitatea scrierii relațiilor și a structurii formale a matricelor de coeficienți se preferă lucrul cu toate cele $2n$ ecuații.

Dacă se cunoaște vectorul de stare, circulațiile de puteri prin elementele de rețea, se pot calcula direct [Kilyeni2010]:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases} \quad (5.2)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (5.3)$$

$$\begin{cases} P_{ji} = U_j^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)] \\ Q_{ji} = -U_j^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_j - \delta_i)] \end{cases} \quad (5.4)$$

$$S_{ji} = \sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2} \quad (5.5)$$

unde: $G_{\ell ij}$ și $B_{\ell ij}$ reprezintă conductanța, respectiv susceptanța longitudinală a elementului de rețea ij ; $G_{\ell i0}$, $B_{\ell i0}$ reprezintă conductanța, respectiv susceptanța transversală corespunzătoare nodului i (considerând pentru elementele de rețea scheme echivalente în π , simetrice pentru liniile electrice, respective nesimetrice pentru transformatoare și autotransformatoare); iar $G_{\ell j0}$, $B_{\ell j0}$ reprezintă conductanța, respectiv susceptanța transversală corespunzătoare nodului j .

Situația este similară și în ceea ce privește pierderile de putere pe elementele de rețea [Kilyeni2010]:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = U_i^2 \cdot G_{\ell i0} + U_j^2 \cdot G_{\ell j0} + G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij} = Q_{ij} + Q_{ji} = -U_i^2 \cdot B_{\ell i0} - U_j^2 \cdot B_{\ell j0} - B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad (5.6)$$

cât și pe ansamblul SEE (sau zone ale SEE):

$$\begin{cases} \Delta P = \sum_{ij \in R} \Delta P_{ij} = \sum_{i \in N} P_i = \sum_{i \in G} P_{gi} + \sum_{i \in N} P_{ci} \\ \Delta Q = \sum_{ij \in R} \Delta Q_{ij} = \sum_{i \in N} Q_i = \sum_{i \in G} Q_{gi} + \sum_{i \in N} Q_{ci} \end{cases} \quad (5.7)$$

Dacă interesează și defalcarea pierderilor pe componente, atunci se utilizează relațiile [Kilyeni2010]

$$\begin{cases} \Delta P_{ij}^{transv} = U_i^2 \cdot G_{\ell i0} + U_j^2 \cdot G_{\ell j0} \\ \Delta Q_{ij}^{transv} = -U_i^2 \cdot B_{\ell i0} - U_j^2 \cdot B_{\ell j0} \end{cases} \quad (5.8)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{ij}^{long} = G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij}^{long} = -B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases} \quad (5.9)$$

5.2.2. Soluționarea modelului matematic cu versiunea clasică a metodei Newton

Soluționarea sistemului nelinier de ecuații (5.1) cu versiunea clasică a metodei Newton [Kilyeni2004] se poate sintetiza după cum urmează [Kilyeni2010].

a) se inițializează soluția (componentele vectorului de stare), de regulă cu valorile „flat” (sau cu orice alte valori convenabil alese):

$$\begin{aligned} U_i^0 &= 1, \quad i \in C \\ \delta_i^0 &= 0(\delta_e), \quad i \in N \setminus e \end{aligned} \quad (5.10)$$

b) la un pas oarecare k al procesului iterativ de calcul, $k = 1, 2, 3, \dots$, se calculează noile valori ale funcțiilor $f_{pi}, i \in N \setminus e$, $f_{qi}, i \in C$ (folosind valorile curente ale variabilelor), care sunt de fapt termenii liberi ai sistemului de ecuații în corecții (5.1);

c) la același pas k se calculează coeficienții sistemului liniar în corecții

$$\mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{x} = -\mathbf{f} \quad (5.11)$$

unde $\Delta \mathbf{x}$ este vectorul corecțiilor,

$$\Delta \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \mathbf{U} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left[\begin{array}{c} \Delta \delta_1 \\ \Delta \delta_2 \\ \vdots \\ \Delta \delta_n \end{array} \right] \\ \left[\begin{array}{c} \Delta U_1 \\ \Delta U_2 \\ \vdots \\ \Delta U_n \end{array} \right] \end{bmatrix} \quad (5.12)$$

\mathbf{f} este vectorul valorilor funcțiilor (5.1),

$$\mathbf{f} = \begin{bmatrix} \mathbf{f}_P \\ \mathbf{f}_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_{P1} \\ f_{P2} \\ \vdots \\ f_{Pn} \\ f_{Q1} \\ f_{Q2} \\ \vdots \\ f_{Qn} \end{bmatrix} \quad (5.13)$$

iar \mathbf{J} este matricea jacobiană, partiționată corespunzător: \mathbf{J}_1 (corespunde derivatelor parțiale ale funcțiilor de putere activă în raport cu fazele tensiunilor), \mathbf{J}_2 (corespunde derivatelor parțiale ale funcțiilor de putere activă în raport cu modulele tensiunilor), \mathbf{J}_3 (corespunde derivatelor parțiale ale funcțiilor de putere reactivă în raport cu fazele tensiunilor) și \mathbf{J}_4 (corespunde derivatelor parțiale ale funcțiilor de putere reactivă în raport cu modulele tensiunilor):

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}_P}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}_P}{\partial \mathbf{U}} \\ \frac{\partial \mathbf{f}_Q}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}_Q}{\partial \mathbf{U}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{P1}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{P1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{P2}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{P2}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Pn}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q1}}{\partial U_n} \\ \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Q2}}{\partial U_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_1} & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial \delta_n} & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_1} & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_2} & \dots & \frac{\partial f_{Qn}}{\partial U_n} \end{bmatrix} \quad (5.14)$$

elementele submatricelor jacobiene având expresiile:

- elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_i} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e \quad (5.15)$$

$$\frac{\partial f_{Pe}}{\partial \delta_e} = 1 \quad (\text{valoare fictivă, } f_{Pe} = 0) \quad (5.16)$$

⇒ elementele nedigonale:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (5.17)$$

$$\frac{\partial f_{pe}}{\partial \delta_j} = 0, \quad j \in N \setminus e \quad (\text{valori fictive, } f_{pe} = 0) \quad (5.18)$$

$$\frac{\partial f_{pi}}{\partial \delta_e} = 0, \quad i \in N \setminus e \quad (\text{valori fictive, } \delta_e = 0) \quad (5.19)$$

- elementele submatricei \mathbf{J}_2 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{pi}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (5.20)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{pi}}{\partial U_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } U_i = \text{const.}) \quad (5.21)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{pi}}{\partial U_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in N \setminus e, j \in C, j \neq i \quad (5.22)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{pe}}{\partial U_j} = 0, \quad j \in N, j \neq e \quad (\text{valori fictive, } f_{pe} = 0) \quad (5.23)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{pi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in N \setminus e, j \in G, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } U_j = \text{const.}) \quad (5.24)$$

- elementele submatricei \mathbf{J}_3 :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_i} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (5.25)$$

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, i \in G) \quad (5.26)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (5.27)$$

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_j} = 0, \quad i \in G, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, i \in G) \quad (5.28)$$

$$\frac{\partial f_{Qi}}{\partial \delta_e} = 0, \quad i \in C \quad (\text{valori fictive, } \delta_e = 0) \quad (5.29)$$

- elementele submatricei \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C \quad (5.30)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} = 0, \quad i \in G \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, U_i = \text{const.}, i \in G) \quad (5.31)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad i \in C, j \in C, j \neq i \quad (5.32)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in G, j \in C, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } f_{Qi} = 0, i \in G) \quad (5.33)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = 0, \quad i \in C, j \in G, j \neq i \quad (\text{valori fictive, } U_j = \text{const.}, j \in G) \quad (5.34)$$

d) se soluționează sistemul linear în corecții (5.11), rezultând valorile curenți ale corecțiilor efective de modul și unghi ($\Delta\delta_i^{k-1}, i \in N \setminus e, (\Delta U_i / U_i)^{k-1}, i \in C$);

e) se calculează noile valori ale variabilelor:

$$\begin{cases} \delta_i^k = \delta_i^{k-1} + \Delta\delta_i^{k-1}, & i \in N \setminus e \\ U_i^k = U_i^{k-1} + U_i^{k-1} \cdot \left(\frac{\Delta U_i}{U_i}\right)^{k-1} = U_i^{k-1} \cdot \left[1 + \left(\frac{\Delta U_i}{U_i}\right)^{k-1}\right], & i \in C \end{cases} \quad (5.35)$$

f) se calculează puterile reactive generate $Q_{gi}, i \in G$, din condițiile $f_{qi} = 0, i \in G$ (5.1):

$$Q_{gi} = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] - Q_{ci}, \quad i \in G \setminus e \quad (5.36)$$

g) se verifică respectarea limitelor impuse pentru puterile reactive generate la nodurile generatoare ($i \in G$) și eventuala „revenire” a unui nod generator, anterior trecut în rândul nodurilor consumatoare, conform [Kilyeni2010]. Orice modificare, într-un sens sau altul, atrage după sine schimbarea corespunzătoare a structurii submatricelor jacobiene \mathbf{J}_1 și \mathbf{J}_4 ;

h) se verifică îndeplinirea condițiilor de terminare a procesului de calcul:

$$\begin{aligned} \text{Max}_i \left\{ \left| f_{pi}^k \right| \right\} &\leq \varepsilon, \quad i \in N \setminus e \\ \text{Max}_i \left\{ \left| f_{qi}^k \right| \right\} &\leq \varepsilon, \quad i \in C \end{aligned} \quad (5.37)$$

Dacă sunt îndeplinite condițiile de terminare, calculul iterativ este încheiat și se trece la punctul i). În caz contrar calculul nu este terminat și se trece la iterația următoare (se sare la punctul b). Practic, această verificare se face imediat după punctul b);

i) se calculează puterile activă și reactivă generată în nodul de echilibrare, P_{ge}, Q_{ge} , din condițiile $f_{pe} = 0, f_{qe} = 0$:

$$\begin{cases} P_{ge} = U_e^2 \cdot G_{ee} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_e \cdot U_j \cdot [G_{ej} \cdot \cos(\delta_e - \delta_j) + B_{ej} \cdot \sin(\delta_e - \delta_j)] - P_{ce} \\ Q_{ge} = -U_e^2 \cdot B_{ee} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_e \cdot U_j \cdot [G_{ej} \cdot \sin(\delta_e - \delta_j) - B_{ej} \cdot \cos(\delta_e - \delta_j)] - Q_{ce} \end{cases} \quad (5.38)$$

j) se calculează circulațiile de puteri pe elementele de rețea ((5.2) - (5.5)), pierderile de putere pe elementele de rețea ((5.6), (5.8), (5.9)), bilanțurile de puteri pe zone și pe ansamblul sistemului (5.7).

Observații practice privind aplicarea versiunii clasice a metodei Newton și caracteristicile sale principale sunt precizate în [Kilyeni2010], impunând utilizarea unor versiuni mai eficiente, din punctul de vedere al timpului total de calcul și al memoriei necesare, pentru SEE de mari dimensiuni: Newton decuplat, Newton decuplat rapid și ultrarapid.

Dintre acestea se prezintă în continuare versiunea Newton decuplat ultrarapid, utilizată în pachetul de programe de calcul POWER [Kilyeni2010].

5.2.3. Soluționarea modelului matematic cu versiunea Newton decuplat ultrarapid

Termenul „decuplat” este legat de reducerea dimensiunilor sistemului liniar de ecuații în corecții: sistemul liniar de ordinul $2n$ (5.11) se înlocuiește cu două sisteme liniare de ordinul n .

Analiza modului de calcul a elementelor submatricelor jacobiene ((5.15)-(5.34)), bazată pe valorile concrete ale mărimilor care intervin (pentru SEE reale) evidențiază următoarele aspecte:

- în general $G_{ij} \ll B_{ij}$ și $G_{ij} \ll B_{ij}$, deoarece pentru elementele se rețea uzuale $R \ll X$ (parametrii „longitudinali”) și $G \ll B$ (parametrii „transversali”);
- unghiurile $(\delta_i - \delta_j)$ au valori relativ mici (diferențele dintre fazele tensiunilor la capetele unui element uzual de rețea nu depășesc câteva grade), în consecință $\sin(\delta_i - \delta_j) \ll \cos(\delta_i - \delta_j)$;
- modulele tensiunilor au valori în jur de 1 în unități relative.

În aceste condiții, toate elementele submatricelor jacobiene \mathbf{J}_2 și \mathbf{J}_3 sunt mult mai mici decât cele corespunzătoare ale submatricelor \mathbf{J}_1 și \mathbf{J}_4 . Acest lucru se poate explica și practic: \mathbf{J}_2 și \mathbf{J}_3 reflectă dependența (legătura) dintre P și U , respectiv Q și δ (dependențe relativ mai „slabe”), pe când \mathbf{J}_1 și \mathbf{J}_4 reflectă dependența (legătura) dintre P și δ , respectiv Q și U (dependențe relativ „puternice”).

În consecință, se poate considera:

$$\mathbf{J}_2 = \mathbf{J}_3 = \mathbf{0} \quad (5.39)$$

ceea ce înseamnă neglijarea dependențelor relativ mai slabe în raport cu cele puternice, cu alte cuvinte „decuplarea” acestor dependențe și, implicit, a sistemului liniar în corecții, care devine:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \frac{\Delta U}{U} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}_P \\ \mathbf{f}_Q \end{bmatrix} \Rightarrow \begin{matrix} \mathbf{J}_1 \cdot \Delta \delta = -\mathbf{f}_P \\ \mathbf{J}_4 \cdot \left[\frac{\Delta U}{U} \right] = -\mathbf{f}_Q \end{matrix} \quad (5.40)$$

Sistemul liniar de ordinul $2n$ a fost înlocuit cu două sisteme liniare de ordinul n .

Etapele de calcul al regimului rămân în principiu similare cu cele de la versiunea clasică a metodei Newton, cu observația că o iterație de Newton clasic corespunde la două semiiterații de Newton decuplat: o semiiterație $P \sim \delta$, respectiv una $Q \sim U$. Corecția variabilelor se face în cadrul fiecărei semiiterații, iar limitele puterilor reactive generate se verifică numai după semiiterația $Q \sim U$. Punctele b), c) și d) ale algoritmului versiunii clasice devin:

b1) la un pas oarecare k al procesului iterativ de calcul, $k = 1, 2, 3, \dots$, se calculează noile valori ale funcțiilor $f_{pi}, i \in N \setminus e$ (folosind valorile curenți ale variabilelor),

care sunt de fapt termenii liberi ai sistemului de ecuații în corecții $P \sim \delta$;

c1) se calculează coeficienții sistemului liniar în corecții $P \sim \delta$ (elementele lui \mathbf{J}_1);

d1) se soluționează sistemul liniar în corecții $P \sim \delta$, rezultând valorile corecțiilor de unghi;

$$\mathbf{J}_1 \cdot \Delta \delta = -\mathbf{f}_P \quad (5.41)$$

e1) se calculează noile valori ale unghiurilor tensiunilor, conform (5.35);

b2) se calculează noile valori ale funcțiilor f_{Qi} , $i \in C$ (folosind valorile curente ale variabilelor), care sunt de fapt termenii liberi ai sistemului de ecuații în corecții $Q \sim U$;

c2) se calculează coeficienții sistemului liniar în corecții $Q \sim U$ (elementele lui \mathbf{J}_4);

d2) se soluționează sistemul liniar în corecții, rezultând valorile corecțiilor de modul;

$$\mathbf{J}_4 \cdot [\Delta \mathbf{U}/\mathbf{U}] = -\mathbf{f}_Q \quad (5.42)$$

e2) se calculează noile valori ale modulelor tensiunilor, conform (5.35).

Versiunea ultrarapidă presupune adoptarea unor ipoteze suplimentare, pe lângă procesul de decuplare:

- se consideră că toate funcțiile de tip *sin* au valoarea 0, iar cele de tip *cos* au valoarea 1;
- se neglijează complet partea reală a elementelor matricei de admitanță nodală ($G_{ij} = 0$);
- se consideră că toate tensiunile au valoarea 1.

În aceste condiții, elementele submatricelor jacobiene devin:

a) elementele submatricei \mathbf{J}_1 :

⇒ elementele diagonale efective:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial x_i} \approx -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n B_{ij} \approx -B_{ii}, \quad i \in N \setminus e \quad (5.43)$$

⇒ elementele nediagonale efective:

$$\frac{\partial f_{Pi}}{\partial \delta_j} = -B_{ij}, \quad i \in N \setminus e, j \in N \setminus e, j \neq i \quad (5.44)$$

b) elementele submatricei \mathbf{J}_4 :

⇒ elementele diagonale efective:

$$U_i \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_i} = -B_{ii}, \quad i \in C \quad (5.45)$$

⇒ elementele nediagonale efective:

$$U_j \cdot \frac{\partial f_{Qi}}{\partial U_j} = -B_{ij}, \quad i \in C, j \in C, j \neq i \quad (5.46)$$

Se observă că, în principiu, elementele celor două submatrice jacobiene reprezintă de fapt partea imaginară a elementelor corespunzătoare ale matricei de admitanță nodală a sistemului.

În aceste condiții etapele de rezolvare rămân practic similare cu cele de la versiunea decuplată a metodei Newton, cu observația că cea mai mare parte din soluționarea sistemelor de ecuații liniare în corecții se efectuează o singură dată, în afara ciclului iterativ. Spre exemplu, dacă sistemul liniar în corecții se rezolvă prin factorizare LR [Kilyeni2004], atunci:

- factorizarea matricelor de coeficienți se face o singură dată la început, în afara ciclului, cu memorarea factorilor obținuți;
- în cadrul ciclului se efectuează doar soluționarea sistemelor echivalente superior inferior triunghiulare și superior triunghiulare.

Posibilități suplimentare de reducere a memoriei și a timpului de calcul sunt oferite de utilizarea tehnicilor de memorare și prelucrare a matricelor lacunare [Kilyeni2010].

5.3. Tehnici de memorare și prelucrare a matricelor lacunare

5.3.1. Prezentarea problemei

SEE complexe, de mari dimensiuni, sunt, în general, sisteme "slab condiționate", în sensul că un anumit nod al sistemului este legat direct, prin elemente de rețea, doar de câteva noduri vecine. Această caracteristică se regăsește și în faptul că matricele topologice și cele de sistem conțin un număr mare de elemente ne semnificative (nule), cu alte cuvinte ele au un pronunțat caracter "lacunar" ("rar", "sparse"). În scopul reducerii memoriei necesare și a timpului de calcul se impune ca o necesitate utilizarea unor tehnici speciale de memorare și prelucrare a acestor matrice lacunare [Tinney1967], [Stott1971], [Liu1989], [Duff1977], [Wen2000], [Stadlthanner2007].

Gradul de lacunaritate a unei matrice se caracterizează prin intermediul indicelui de densitate. Considerând o matrice pătrată de dimensiunile $n \times n$, având τ elemente nenule, indicele de densitate are expresia:

$$d = \frac{\tau}{n^2 - \tau} \approx \frac{\tau}{n^2} \quad (5.47)$$

$$d^{\%} = \frac{\tau}{n^2 - \tau} \cdot 100 \approx \frac{\tau}{n^2} \cdot 100 \quad (5.48)$$

Se menționează, spre exemplu, că pentru memorarea, sub formă de tablou bidimensional, a unei matrice de admitanță nodală complexă \underline{Y}_n a unui SEE cu $n = 1000$ de noduri ar fi necesari $5 \times 2 \times 1000 \times 1000 \approx 10^7$ octeți (5 octeți pentru o valoare reală), ceea ce exclude din start această manieră de lucru, impunând ca o necesitate "exploatarea" lacunarității.

În acest context, se prezintă o serie de tehnici de memorare specifice matricelor lacunare (în acest subcapitol), tehnici de conservare cât mai bună a lacunarității pe parcursul soluționării modelelor matematice (subcapitolul 5.4) și tehnici lacunare de soluționare a modelelor matematice (subcapitolul 5.5).

5.3.2. Tehnici de memorare lacunară

5.3.2.1. Considerații preliminare

Tehnicile de memorare se compară între ele după două criterii: memoria necesară și timpul de calcul [Kilyeni2010].

Referitor la memorie, se definește coeficientul de reducere a memoriei K_m :

$$K_m = \frac{ML}{M} \quad (5.49)$$

$$K_m^{\%} = \frac{ML}{M} \cdot 100 \quad (5.50)$$

unde M – memoria necesară pentru memorarea clasică, ML – memoria necesară pentru memorarea lacunară.

În privința timpului de calcul se consideră semnificative următoarele aspecte:

- indiferent de tehnica de memorare lacunară utilizată, timpul efectiv de calcul (numărul efectiv de operații aritmetice elementare) pentru soluționarea modelului matematic este același;
- comparația în privința timpului de calcul se face în funcție de următoarele elemente: timpul de acces direct la un element al matricei, timpul de acces secvențial la elementele matricei (elementele unei linii sau ale unei coloane), timpul de obținere a matricelor de memorare lacunară din informația primară etc.

Exemplificarea tehnicilor de memorare se face pentru matricea de admitanță nodală \underline{Y}_n a SEE, ținând cont de următoarele elemente:

- a) \underline{Y}_n este o matrice pătrată complexă de ordinul n (numărul de noduri ale SEE), având aproximativ 2ℓ elemente nediagonale, ℓ fiind numărul de elemente de rețea (aproximativ, pentru că există elemente de rețea de tip "transversal", două sau mai multe elemente de rețea, considerate distinct, între aceleași noduri etc.);
- b) elementele diagonale \underline{Y}_{ii} , $i = 1, 2, \dots, n$, se obțin prin însumarea admitanțelor laturilor incidente la nodul i , iar cele nediagonale \underline{Y}_{ij} , $i = 1, 2, \dots, n$, $j = 1, 2, \dots, n$, $i \neq j$, rezultă prin însumarea cu semn schimbat a admitanțelor laturilor care leagă nodul i de nodul j ;
- c) informația primară referitoare la elementele de rețea (topologie și parametri) se găsește memorată în tablouri monodimensionale corespunzătoare diverselor mărimi (nodurile inițiale, nodurile finale, rezistențele longitudinale, reactanțele longitudinale, conductanțele transversale, susceptanțele transversale, rapoartele de transformare, încărcarea maximă admisibilă, alte informații necesare în diversele analize de regimuri etc.) sau înregistrări corespunzătoare elementelor de rețea;
- d) pentru memorarea clasică sunt necesare $2 \times n^2$ elemente (câte un tablou pentru partea reală, respectiv imaginară), ceea ce înseamnă $M = 2 \times n^2 \times 5 = 10 \times n^2$ octeți (câte 5 octeți pentru fiecare element);
- e) pentru memorarea lacunară trebuie efectiv reținute $2 \times (n + 2 \times \ell)$ elemente (n diagonale și $2 \times \ell$ nediagonale, pentru fiecare atât partea reală, cât și cea imaginară);
- f) pentru calcule aproximative, se poate considera, cu totul acoperitor, $\ell \approx 1,5 \times n$, ipoteză care se poate verifica analizând SEE reale de diverse dimensiuni.

Pentru exemplificare se consideră SEE din Fig. 5.1, având $n = 9$ și $\ell = 10$. Matricea de \underline{Y}_n (doar partea imaginară) are structura prezentată în relația 5.51, valorile elementelor fiind fictive, dar astfel alese încât să indice natura și poziția elementului respectiv (valoarea ii indică elementul diagonal Y_{ii} , iar valoare ij elementul nediagonal Y_{ij} și simetricul său Y_{ji}).

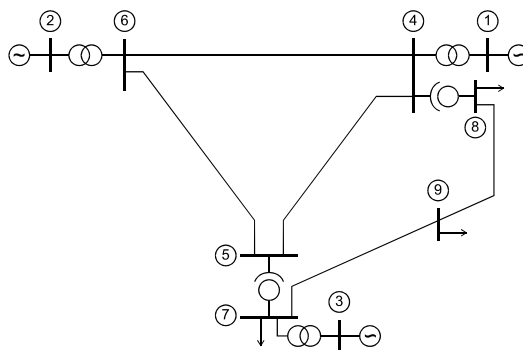


Fig. 5.1. Schema sistemului considerat pentru exemplificare

$$Y_n = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \\ 9 \end{matrix} & \begin{matrix} \begin{matrix} 111 & & & 14 & & & & & \end{matrix} \\ \begin{matrix} & 222 & & & & 26 & & & \end{matrix} \\ \begin{matrix} & & 333 & & & & 37 & & \end{matrix} \\ \begin{matrix} 14 & & & 444 & 45 & 46 & & 48 & \end{matrix} \\ \begin{matrix} & & & 45 & 555 & 56 & 57 & & \end{matrix} \\ \begin{matrix} & 26 & & 46 & 56 & 666 & & & \end{matrix} \\ \begin{matrix} & & 37 & & 57 & & 777 & & 79 \end{matrix} \\ \begin{matrix} & & & 48 & & & & 888 & 89 \end{matrix} \\ \begin{matrix} & & & & & & 79 & 89 & 999 \end{matrix} \end{matrix} \quad (5.51)$$

Se vor discuta patru metode de memorare a matricelor lacunare, pornind de la cele simple și terminând cu cele relativ mai complicate (atât pentru matrice nesimetrice, cât și pentru matrice simetrice) [Kilyeni2010].

Pentru toate metodele prezentate, memorarea lacunară se face în două tablouri monodimensionale:

- tabloul **Y** – cuprinde elementele nenule ale matricei lacunare ($\approx n+2l$);
- tabloul **O** – cuprinde indicii coloanelor elementelor nenule și/sau alte informații utile (tablou ajutător).

5.3.2.2. Metoda I (pentru matrice pătrate nesimetrice)

Convențiile de memorare pentru metoda I sunt următoarele:

- tabloul **Y** (Fig. 5.2) cuprinde elementele nenule în ordinea liniilor: în cadrul unei linii primul element este cel diagonal, apoi urmează elementele nediagonale;
- tabloul **O** cuprinde indicii coloanelor pentru elementele aferente din tabloul **Y**: pentru cele diagonale indicii sunt cu semnul $-$, iar pentru cele nediagonale cu $+$.

	Y	O	
linia 1	111	1	linia 1
	14	2	
linia 2	222	3	linia 2
	26	4	
linia 3	333	5	linia 3
	37	6	
linia 4	444	7	linia 4
	14	8	
	45	9	
	46	10	
linia 5	555	12	linia 5
	45	13	
	56	14	
	57	15	
linia 6	666	16	linia 6
	26	17	
	46	18	
	56	19	
linia 7	777	20	linia 7
	37	21	
	57	22	
	79	23	
linia 8	888	24	linia 8
	48	25	
	89	26	
	999	27	
linia 9	79	28	linia 9
	89	29	
		30	

Fig. 5.2. Exemplificarea metodei I de memorare

În privința memoriei necesare situația este următoarea:

$$ML = (n + 2 \cdot \ell) \cdot 2 \cdot 5 + (n + 2 \cdot \ell) \cdot 2 = (n + 3 \cdot n) \cdot 12 = 48 \cdot n \quad (5.52)$$

$$K_m^{\%} = \frac{48 \cdot n}{10 \cdot n^2} \cdot 100 = \frac{480}{n} [\%] \quad (5.53)$$

În privința timpului de calcul se menționează următoarele aspecte:

- accesul direct la un element diagonal este dificil (exemplu: pentru a găsi pe Y_{n33} , trebuie căutat în tabloul **O** elementul care are valoarea $-3 \rightarrow$ se găsește $O[5] = -3$, ceea ce înseamnă $Y_{n33} = Y[5] = 333$);
- accesul direct la un element nediagonal este dificil (exemplu: pentru a găsi pe Y_{n79} , trebuie căutat în tabloul **O** elementul care are valoarea $-7 \rightarrow$ se găsește $O[20] = -7$, apoi cel care are valoarea $-(7+1) = -8 \rightarrow$ se găsește $O[24] = -8$; între elementele $O[20]$ și $O[24-1] = O[23]$ trebuie căutat cel care are valoarea 9 (indicele coloanei) \rightarrow se găsește $O[23] = 9$, ceea ce înseamnă $Y_{n79} = Y[23] = 79$);
- accesul secvențial la linii este simplu, iar accesul direct la o anumită linie este similar cu accesul la un element diagonal + accesul la un element nediagonal;
- accesul secvențial la coloane sau accesul direct la o anumită coloană este dificil, memorarea fiind orientată pe linii.
- obținerea tablourilor **Y** și **O** din informația primară este relativ dificilă, necesitând multe parcurgeri (costisitoare ca timp de calcul) ale tablourilor sau înregistrărilor care cuprind aceste informații.

În concluzie, se apreciază că metoda I reprezintă o tehnică de memorare lacunară rudimentară, fiind necesară eliminarea deficiențelor menționate.

5.3.2.3. Metoda II (pentru matrice pătrate nesimetrice)

Metoda II elimină o bună parte din dezavantajele metodei I. Memorarea se face în principiu tot în două tablouri monodimensionale:

Convențiile de memorare sunt următoarele:

- tabloul **Y**:
 - primele n elemente sunt termenii diagonali ale matricei lacunare;
 - elementul $n+1$ este neutilizat;
 - următoarele $\approx 2\ell$ elemente, începând cu cel având indicele $n+2$, sunt termenii nediagonali ale matricei lacunare, memorați în ordinea liniilor;
- tabloul **O**:
 - pentru primele n elemente semnificația este următoarea: $O[k]$, $k = 1, 2, \dots, n$, cuprinde indicele primului termen nediagonal al liniei k în tabloul **Y**;
 - elementul $n+1$ cuprinde indicele elementului unde ar fi plasat primul termen nediagonal al liniei $n+1$ (dacă ar exista);
 - pentru următoarele $\approx 2\ell$ elemente, începând cu cel având indicele $n+2$, semnificația este următoarea: $O[k]$, $k = n+2, n+3, n+4, \dots$, cuprinde indicele coloanei pentru termenul nediagonal $O[k]$.

În privința memoriei situația este practic similară cu cea de la metoda I:

$$ML = (n + 2 \cdot \ell) \cdot 2 \cdot 5 + (n + 2 \cdot \ell) \cdot 2 = (n + 3 \cdot n) \cdot 12 = 48 \cdot n \quad (5.54)$$

$$K_m^{\%} = \frac{48 \cdot n}{10 \cdot n^2} \cdot 100 = \frac{480}{n} [\%] \quad (5.55)$$

În aceste condiții, elementele tabloului ajutător **O** și zona a doua a tabloului **Y** rezultă în modul următor (Fig. 5.3):

	Z	Y	O
1	1	111	1 11
2	1	222	2 12
3	1	333	3 13
4	4	444	4 14
5	3	555	5 18
6	3	666	6 21
7	3	777	7 24
8	2	888	8 27
9	2	999	9 29
			10 31
			11 4
			12 6
			13 7
			14 1
			15 5
			16 6
			17 8
			18 4
			19 6
			20 7
			21 2
			22 4
			23 5
			24 3
			25 5
			26 9
			27 4
			28 9
			29 7
			30 8
			31

Fig. 5.3. Exemplificarea metodei II de memorare

- termenii nediagonali ai liniei 1 vor fi plasați în tabloul **Y** începând cu poziția cu indicele $n+2 = 9 + 2 = 11$, ceea ce înseamnă $O[1] = 11$;
- se introduc termenii nediagonali ai liniei 1: $Y[11] = Y_{n14} = 14$, având indicele coloanei $O[11] = 4$;
- termenii nediagonali ai liniei 2 vor fi plasați în tabloul **Y** începând cu următoarea poziție liberă ceea ce înseamnă $O[2] = 12$;
- se introduc termenii nediagonali ai liniei 2: $Y[12] = Y_{n26} = 26$, având indicele coloanei $O[12] = 6$;
- termenii nediagonali ai liniei 3 vor fi plasați în tabloul **Y** începând următoarea poziție liberă ceea ce înseamnă $O[3] = 13$;
- se introduc termenii nediagonali ai liniei 3: $Y[13] = Y_{n37} = 37$, având indicele coloanei $O[13] = 7$;
- termenii nediagonali ai liniei 4 vor fi plasați în tabloul **Y** începând următoarea poziție liberă ceea ce înseamnă $O[4] = 14$;
- se introduc termenii nediagonali ai liniei 4: $Y[14] = Y_{n41} = 14$, având indicele coloanei $O[14] = 1$, $Y[15] = Y_{n45} = 45$, având indicele coloanei $O[15] = 5$, $Y[16] = Y_{n46} = 46$, cu indicele coloanei $O[16] = 6$, $Y[17] = Y_{n48} = 48$, având indicele coloanei $O[18] = 8$;
- ș.a.m.d.

În privința timpului de calcul se evidențiază următoarele aspecte semnificative:

- accesul la un termen diagonal este foarte simplu: elementul $Y[k]$, $k = 1, 2, \dots, n$, reprezintă termenul diagonal $Y_{n\ k k}$;
- accesul la un termen nediagonal este mult mai simplu decât la metoda precedentă: termenul nediagonal $Y_{n\ ij}$ este dat de elementul $Y[k]$ pentru care indicele coloanei $O[k] = j$, $k \in [O[i]; O[i+1]-1]$ (exemplu: pentru a găsi pe Y_{n79} , trebuie căutat în

tabloul O între elementele $O[7] = 24$ și $O[8]-1 = 27-1 = 26$ acel element care are valoarea 9 → se găsește $O[26] = 9$, ceea ce înseamnă $Y_{n79} = Y[26] = 79$;

- accesul secvențial la linii este simplu, iar accesul direct la o anumită linie este mult mai simplu decât în cazul precedent (pentru linia k termenul diagonal rezultă în modul arătat la accesul direct la un termen diagonal, iar cei nedijagonalii sunt $O[k]$, $k \in [O[i]; O[i+1]-1]$, având indicele coloanei dat de $Y[k]$);
- accesul secvențial la coloane sau accesul direct la o anumită coloană este dificil, memorarea fiind orientată pe linii;
- obținerea tablourilor Y și O din informația primară este relativ simplă și rapidă, necesitând practic o singură parcurgere a tablourilor (înregistrărilor) care cuprind aceste informații. Se lucrează de obicei cu un tablou monodimensional ajutător Z de dimensiune n , elementul $Z[i]$ reprezentând numărul de termeni nedijagonalii ai liniei i . În consecință, crearea primei zone a tabloului O se poate face foarte simplu: $O[1] = n+2$, respectiv $O[k] = O[k-1] + Z[k-1]$, $k = 2, 3, \dots, n+1$.

O asemenea tehnică de memorare a matricelor lacunare se utilizează în pachetul de programe POWER, pentru toate matricile nesimetrice care intervin în procesele de soluționare a modelelor matematice [POWER].

5.3.2.4. Metoda III (pentru matrice pătrate simetrice)

Metoda III se utilizează pentru matrice simetrice, memorând doar termenii nedijagonalii din triunghiul superior.

Convențiile de memorare sunt următoarele:

- tabloul Y :
 - primele n elemente sunt termenii dijagonalii ale matricii lacunare;
 - elementul $n+1$ este neutilizat;
 - următoarele $\approx \ell$ elemente, începând cu cel având indicele $n+2$, sunt termenii nedijagonalii din triunghiul superior al matricii lacunare, memorați în ordinea liniilor;
- tabloul O :
 - pentru primele n elemente semnificația este următoarea: $O[k]$, $k = 1, 2, \dots, n$, cuprinde indicele primului termen nedijagonal (superior triunghiular) al liniei k în tabloul Y ;
 - elementul $n+1$ cuprinde indicele elementului unde ar fi plasat primul termen nedijagonal (superior triunghiular) al liniei $n+1$ (dacă ar exista);
 - pentru următoarele $\approx \ell$ elemente, începând cu cel având indicele $n+2$, semnificația este următoarea: $O[k]$, $k = n+2, n+3, n+4, \dots$, cuprinde indicele coloanei pentru termenul nedijagonal $O[k]$.

În aceste condiții, elementele tabloului ajutător O și zona a doua a tabloului Y rezultă în maniera prezentată la metoda II, cu observația că se memorează numai elementele nedijagonale din triunghiul superior (Fig. 5.4).

În privința memoriei necesare lucrurile se prezintă în modul următor:

$$ML = (n + \ell) \cdot 2 \cdot 5 + (n + \ell) \cdot 2 = (n + 1,5 \cdot n) \cdot 12 = 30 \cdot n \quad (5.56)$$

$$K_m^{\%} = \frac{30 \cdot n}{10 \cdot n^2} \cdot 100 = \frac{300}{n} [\%] \quad (5.57)$$

În privința timpului de calcul se evidențiază următoarele aspecte semnificative:

- accesul direct la un termen diagonal se face simplu, similar cu metoda II;
- accesul direct la un termen nedijagonal din triunghiul superior se face în maniera prezentată la metoda II referitor la termenii nedijagonalii;

		Y		O	
Elemente diagonale		111	1	11	
		222	2	12	
		333	3	13	
		444	4	14	
		555	5	17	
		666	6	19	
		777	7	19	
		888	8	20	
		999	9	21	
			10	21	
Elemente nediagonale	linia 1 {	14	11	4	linia 1
	linia 2 {	26	12	6	linia 2
	linia 3 {	37	13	7	linia 3
	linia 4 {	45	14	5	linia 4
		46	15	6	
	linia 5 {	48	16	8	linia 5
		56	17	6	
		57	18	7	
	linia 7 {	79	19	9	linia 7
	linia 8 {	89	20	9	linia 8
			21		

Fig. 5.4. Exemplificarea metodei III de memorare

- accesul direct la un termen nediagonal din triunghiul inferior se face prin intermediul termenului simetric din triunghiul superior;
- accesul secvențial la linii și accesul direct la o anumită linie se complică, dificultățile fiind legate de identificarea și accesarea elementelor nediagonale din triunghiul inferior (elementele nediagonale din triunghiul inferior ale liniei k se identifică astfel: se parcurge tabloul \mathbf{O} de la elementul $O[O[1]]$ până la elementul $O[O[k]-1]$, căutând toate elementele de valoare k ; dacă se găsește un asemenea element, de exemplu $O[m]$, valoarea $Y[m]$ corespunde termenului nediagonal $Y_{n\ ij}$, unde indicele liniei $i = k$, iar cel al coloanei j rezultă pe baza condiției $m \in [O[j]; O[j+1]-1]$, verificată prin parcurgerea elementelor tabloului \mathbf{O} de la $O[1]$ la $O[k]$ (exemplu: termenii nediagonali din triunghiul inferior ale liniei 5 se identifică parcurgând tabloul \mathbf{O} de la elementul $O[O[1]] = O[11]$ până la elementul $O[O[5]-1] = O[16]$ și căutând toate elementele care au valoarea 5; se identifică $O[14] = 5$, valoarea $Y[14]$ corespunzând termenului nediagonal $Y_{n\ ij}$, unde indicele liniei $i = 5$, iar cel al coloanei j rezultă pe baza condiției $14 \in [O[j]; O[j+1]-1]$, găsind $14 \in [O[4]; O[5]-1]$, adică $j = 4$ (acesta fiind singurul element cu valoarea 5 în intervalul de căutare, rezultă că linia 5 are un singur termen nediagonal în triunghiul inferior);
- accesul secvențial la coloane sau accesul direct la o anumită coloană este dificil, memorarea fiind orientată pe linii;
- obținerea tablourilor \mathbf{Y} și \mathbf{O} din informația primară este simplă și rapidă, în condițiile prezentate la metoda II.

O asemenea tehnică de memorare a matricelor lacunare simetrice este avantajoasă în privința memoriei necesare, dar apar unele dificultăți privind accesul, care vor fi eliminate de metoda IV.

5.3.2.5. Metoda IV (pentru matrice pătrate simetrice)

Metoda IV elimină o bună parte din dezavantajele metodei III privind accesarea elementelor nediagonale din triunghiul inferior.

Convențiile de memorare sunt următoarele:

- tabloul \mathbf{Y} – idem metoda III:

- tabloul **O**:
 - pentru primele n elemente semnificația este următoarea: $O[k]$, $k = 1, 2, \dots, n$, cuprinde indicele primului termen nediagonal al liniei k în tabloul **Y**;
 - elementul $n+1$ cuprinde indicele elementului unde ar fi plasat primul termen nediagonal (superior triunghiular) al liniei $n+1$ (dacă ar exista);
 - următoarele $\approx 2\ell$ elemente, începând cu cel având indicele $2\ell+n+2$, cuprind indicii coloanelor termenilor nediagonali, în ordinea liniilor (idem metoda II);
 - următoarele $\approx 2\ell$ elemente, începând cu cel având indicele $2\ell+n+2$, cuprind indicii poziției valorii termenului nediagonal corespunzător în tabloul **Y**.

Se observă că nu mai există o corespondență directă între zonele din cele două tablouri corespunzătoare elementelor nediagonale ale matricei (Fig. 5.5).

		Y		O			
Elemente diagonale		111	1	11			
		222	2	12			
		333	3	13			
		444	4	14			
		555	5	18			
		666	6	21			
		777	7	24			
		888	8	27			
		999	9	29			
				10	31		
Elemente nediagonale	linia 1	14	11	4	linia 1	11	31
	linia 2	26	12	6	linia 2	12	32
	linia 3	37	13	7	linia 3	13	33
	linia 4	45	14	1	linia 4	11	34
		46	15	5		14	35
	linia 5	48	16	6	linia 5	15	36
		56	17	8		16	37
	linia 7	57	18	4	linia 5	14	38
	linia 8	79	19	6	linia 5	17	39
		89	20	7		18	40
			21	2	linia 6	12	41
			22	4		15	42
			23	5	linia 6	17	43
			24	3		13	44
			25	5	linia 7	18	45
			26	9		19	46
			27	4	linia 8	16	47
			28	9		20	48
			29	7	linia 8	19	49
		30	8	20		50	

Fig. 5.5. Exemplificarea metodei IV de memorare

În privința memoriei necesare situația este următoarea:

$$ML = (n + \ell) \cdot 2 \cdot 5 + (n + 4 \cdot \ell) \cdot 2 = (n + 1,5 \cdot n) \cdot 10 + (n + 6 \cdot n) \cdot 2 = 39 \cdot n \quad (5.58)$$

$$K_m^{\%} = \frac{39 \cdot n}{10 \cdot n^2} \cdot 100 = \frac{390}{n} \quad [\%] \quad (5.59)$$

ceea ce înseamnă o situație intermediară între metoda II și metoda III.

În privința timpului de calcul se evidențiază următoarele aspecte semnificative:

- accesul direct la un termen diagonal se face simplu, ca la metoda II;
- accesul la un termen nediagonal se face în modul următor: termenul nediagonal $Y_{n,ij}$ este dat de elementul $Y[m]$ pentru care indicele coloanei $O[k]=j$, $k \in [O[i]; O[i+1]-1]$, iar indicele $m = O[+k]$ (exemplu: pentru a găsi pe Y_{n79} , trebuie căutat în tabloul O între elementele $O[7] = 24$ și $O[8]-1=27-1 = 26$ acel element care are valoarea 9 \rightarrow se găsește $O[26] = 9$, rezultând $m = O[2 \times 10 + 26] = O[46] = 19$, ceea ce înseamnă $Y_{n79} = Y[19] = 79$);

- accesul secvențial la linii și accesul secvențial la o anumită linie a devenit aproape la fel de simplu ca la metoda II (apare în plus doar o "dublă indexare" la accesarea valorii termenului nedijagonal);
- accesul secvențial la coloane sau accesul direct la o anumită coloană este dificil, memorarea fiind orientată pe linii;
- obținerea tablourilor \mathbf{Y} și \mathbf{O} din informația primară este simplă și rapidă, în condițiile prezentate la metoda II.

O asemenea tehnică de memorare a matricelor lacunare se utilizează în pachetul de programe POWER, pentru toate matricile simetrice care intervin în procesele de soluționare a modelelor matematice [POWER].

5.4. Tehnici de conservare a lacunarității

5.4.1. Prezentarea problemei

La soluționarea modelelor matematice care descriu diversele regimuri de funcționare a SEE complexe se utilizează o serie de tehnici speciale de memorare și prelucrare a matricelor lacunare, în scopul reducerii timpului de calcul și a memoriei necesare. Pe parcursul soluționării modelelor matematice cu diverse metode numerice, lacunaritatea matricelor de coeficienți se alterează, în sensul că apar noi elemente nenule (în locul unora care inițial erau nule), ceea ce poate conduce la creșterea timpului de calcul și a necesarului de memorie [Tinney1967], [Stott1971], [Duff1977], [Wei2007], [O'Grady2006].

În cazul analizei regimului permanent al SEE complexe, modelul matematic constă, în esență, dintr-un sistem de ecuații neliniare de foarte mari dimensiuni, care se soluționează cu metode de tip Newton (subcapitolul 5.2). La aceste metode punctul cel mai sensibil al algoritmului îl constituie soluționarea la fiecare pas, total sau parțial, a sistemului liniar în corecții, care, la modul general este de forma:

$$\mathbf{J} \cdot \Delta \mathbf{x} = -\mathbf{f} \quad (5.60)$$

unde \mathbf{J} este matricea coeficienților (matricea jacobiană), $\Delta \mathbf{x}$ – vectorul variabilelor, \mathbf{f} – vectorul termenilor liberi (cu precizările și particularizările din paragraful 5.2.1).

La modul general, este vorba de un sistem de ecuații liniare de forma:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (5.61)$$

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \cdots & a_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \cdots & a_{nn} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{b} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{bmatrix}; \quad \mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad (5.62)$$

care se rezolvă, de regulă cu metodele directe prezentate în [Kilyeni2004]. Alterarea lacunarității matricei coeficienților se poate prezenta cel mai sugestiv pentru metoda triunghiularizării, concluziile fiind perfect valabile și pentru celelalte metode.

Metoda triunghiularizării [Kilyeni2004] se aplică în n pași, la un pas oarecare efectuându-se următoarele operații asupra elementelor matricei coeficienților (indicele superior se referă la pas):

- linia k :

$$a_{kj}^k = \frac{a_{kj}^{k-1}}{a_{kk}^{k-1}}, \quad j = \overline{1, n} \quad (5.63)$$

- liniile $i = \overline{k+1, n}$:

$$a_{ij}^k = a_{ij}^{k-1} - a_{ik}^{k-1} \cdot a_{kj}^k, \quad j = \overline{1, n} \quad (5.64)$$

Operațiile efectuate asupra liniei k sigur nu alterează lacunaritatea (elementele care la pasul anterior aveau valoare nulă își păstrează această valoare). Operațiile efectuate asupra elementelor celorlalte linii pot să conducă la situații în care un element nul să devină nenul, dacă sunt îndeplinite condițiile: $a_{ij}^{k-1} = 0$, $a_{ik}^{k-1} \neq 0$, $a_{kj}^k \neq 0$. Schematic, aceste situații pot fi reprezentate astfel ca în Fig. 5.6.

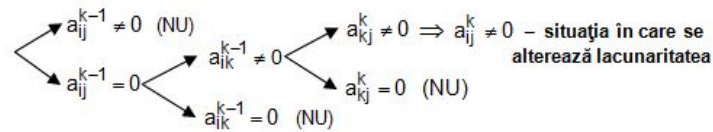


Fig. 5.6. Situații în care se alterează lacunaritatea

Pentru exemplificare se consideră SEE din Fig. 5.1, având $n = 9$ și $\ell = 10$.

Structura simbolică inițială a matricei coeficienților, prezentată în figura 5.7 (similară cu cea a matricei de admitanță nodală (5.51)), evidențiază existența a 10 elemente nediagonale nenule în triunghiul superior (inferior), corespunzând legăturilor fizice dintre nodurile SEE (elementelor de rețea).

Triunghiularizarea simbolică a matricei coeficienților, prezentată în figura 5.8, evidențiază cum se anulează elementele nediagonale nenule în triunghiul inferior și cum apar elementele nediagonale nenule suplimentare în triunghiul superior și, temporar, în cel inferior. Cifra din dreapta jos a elementului indică pasul de triunghiularizare la care el a apărut (dacă nu exista inițial), iar cea din dreapta sus pasul la care s-a anulat.

Semnificația simbolurilor utilizate este următoarea:

- X – element diagonal;
- O – element nediagonal nenul;
- □ – element nediagonal nenul suplimentar apărut în procesul de triunghiularizare;
- / – anularea unui element nediagonal nenul în procesul de triunghiularizare.

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	X			O					
2		X				O			
3			X				O		
4	O			X	O	O		O	
5				O	X	O	O		
6		O		O	O	X			
7			O		O		X		O
8				O				X	O
9							O	O	X

Fig. 5.7. Structura simbolică inițială a matricei coeficienților

Pasul 1 de triunghiularizare poate afecta numai linia 4 (singurul element nediagonal nenul este cel de pe poziția (1,4)): conduce la anularea elementului nediagonal de pe poziția (4,1) și nu introduce elemente suplimentare (eliminarea nodurilor cu o singură legătură sigur nu alterează lacunaritatea). Situația este similară și în cazul pașilor 2 și 3, deoarece există câte un singur element nediagonal nenul, rezultând anularea elementelor de pe pozițiile (6,2), respectiv (7,3). Pasul 4 poate conduce la modificări în liniile 5, 6 și 8. La procesarea liniei apare un nou element nenul pe poziția

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	X			O					
2		X				O			
3			X				O		
4	$\emptyset^{(1)}$			X	O	O		O	
5				$\emptyset^{(4)}$	X	O	O	$\square_{(4)}$	
6		$\emptyset^{(2)}$		$\emptyset^{(4)}$	$\emptyset^{(3)}$	X	$\square_{(2)}$	$\square_{(4)}$	
7			$\emptyset^{(3)}$		$\emptyset^{(6)}$	$\square_{(5)}$	X	$\square_{(5)}$	O
8				$\emptyset^{(4)}$	$\square_{(5)}$	$\square_{(4)}$	$\square_{(5)}$	X	O
9							$\emptyset^{(7)}$	$\emptyset^{(8)}$	X

Fig. 5.8. Triunghiularizarea simbolică a matricei coeficienților

(5,8), la procesarea liniei 6 apare un nou element nenul pe poziția (6,8), iar la procesarea liniei 8 apar două elemente nenule noi în pozițiile (8,5) și (8,6) ș.a.m.d.

În final rezultă 14 elemente nediagonale nenule în triunghiul superior (4 elemente suplimentare față de situația inițială).

Gradul de alterare a lacunarității pe parcursul procesării modelului matematic depinde de ordinea ecuațiilor și a variabilelor, cu alte cuvinte de ordinea nodurilor SEE. În consecință, metodele de conservare a lacunarității sunt de fapt metode de ordonare a nodurilor [Chan2001], [Abdel2004], [Yu1988], [Gooi1998], [Pandit2001], [Vuong1996].

Algoritmii de ordonare a nodurilor trebuie să satisfacă următoarele condiții [Tinney1967], [Stott1971], [Liu1989], [Duff1977], [Yuan2009], [Manguoglu2009]:

- să necesite un efort (timp) de calcul cât mai mic;
- să conducă la rezultate cât mai bune, apropiate de soluția optimă.

Cele două condiții sunt contradictorii, fiind necesară realizarea unui compromis rezonabil. În acest scop, se analizează următoarele metode de ordonare:

- metoda I – „statică” (quasi optimală);
- metoda II – „semidinamică” (quasi optimală);
- metoda III – „dinamică” (optimală).

Se menționează că și la ora actuală există preocupări de rafinare și perfecționare a acestor tehnici [Gribonval2010], [Yuan2009], [Manguoglu2009], [Freitas2008].

5.4.2. Metode de conservare a lacunarității

5.4.2.1. Metoda I – „statică”

Algoritmii metodei este următorul:

- nodurile se ordonează în ordinea crescătoare a numărului de „legături” (elemente nediagonale inițiale diferite de 0 ale matricei A din relația (5.61));
- dacă există mai multe noduri cu același număr de legături, ordinea considerării lor este arbitrară.

Metoda este foarte simplă, complet „statică” (nu ține cont nici de efectul pașilor anteriori, nici de efectul pasului curent). Ordonarea nodurilor se face de la bun început, înainte de procesul de triunghiularizare (soluționare a modelului matematic).

Aplicarea metodei pentru sistemul din Fig. 5.1 este prezentată în Fig. 5.9. Se observă că noua ordine a nodurilor este 1, 2, 3, 8, 9, 5, 6, 7, 4. Se rearanjează matricea coeficienților și se triunghiularizează simbolic, rezultând în final 13 elemente nediagonale nenule în triunghiul superior (3 elemente suplimentare față de situația inițială), ceea ce înseamnă un câștig de 1 element față de situația inițială.

Nr. leg	Ordinea nodurilor	1	2	3	8	9	5	6	7	4
1	1	X								O
2	1		X					O		
3	1			X					O	
4	4				X	O				O
5	3				∅ ⁽⁴⁾	X			O	□ ⁽⁴⁾
6	3						X	O	O	O
7	3		∅ ⁽²⁾				∅ ⁽⁶⁾	X	□ ⁽⁶⁾	O
8	2			∅ ⁽³⁾		∅ ⁽⁵⁾	∅ ⁽⁶⁾	∅ ⁽⁷⁾	X	□ ⁽⁵⁾
9	2	∅ ⁽¹⁾			∅ ⁽⁴⁾	∅ ⁽³⁾	∅ ⁽⁶⁾	∅ ⁽⁷⁾	∅ ⁽⁸⁾	X

Total 20

Fig. 5.9. Mecanismul metodei de ordonare I

Evident, pentru acest SEE de dimensiuni reduse câștigul nu este spectaculos, urmărindu-se doar o prezentare a mecanismului metodei.

5.4.2.2. Metoda II – „semidinamică” (quasi optimală)

Metoda se aplică în *n* pași. La un pas oarecare se procedează în modul următor:

- se ia în considerare nodul care în acel moment are cel mai mic număr de elemente nediagonale nenule (“legături”) și se aplică relațiile de triunghiularizare corespunzătoare (simbolic);
- dacă există mai multe noduri cu același număr de legături, ordinea considerării lor este arbitrară.

Metoda este “semidinamică” și “quasi optimală” – ține cont de efectul pașilor anteriori, dar nu ține cont de efectul pasului curent.

Aplicarea metodei pentru SEE considerat este prezentată în Fig. 5.10:

- pașii (1), (2) și (3) sunt similari cu cei de la metoda I, deoarece nodurile 1, 2 și 3 au câte o singură legătură, în consecință nu introduc la triunghiularizare elemente suplimentare nenule;
- la pasul (4) se observă că nodurile 4 și 5 au câte 3 legături, iar nodurile 6, 7, 8 și 9 câte 2 legături – se alege și se “elimină” nodul 6;
- la pasul (5) se observă că toate nodurile neprocesate (4, 5, 7, 8 și 9) au câte 2 legături – se alege și se “elimină” nodul 4;

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	X			O					
2		X				O			
3			X				O		
4	∅ ⁽¹⁾			X	O	O		O	
5				O	X	O			
6		∅ ⁽²⁾		O	O	X			
7			∅ ⁽³⁾		O		X		O
8				O				X	O
9							O	O	X

	6	4	5	7	8	9
6	X	O	O			
4	∅ ⁽⁴⁾	X	O		O	
5	∅ ⁽⁴⁾	∅ ⁽⁵⁾	X	O	□ ⁽⁵⁾	
7			O	X	□ ⁽⁶⁾	O
8		∅ ⁽⁵⁾	∅ ⁽⁶⁾	∅ ⁽⁷⁾	X	O
9				∅ ⁽⁷⁾	O	X

Fig. 5.10. Mecanismul metodei de ordonare II

- la pasul (6) se observă că toate nodurile neprocesate (5, 7, 8 și 9) au câte 2 legături – se alege și se “elimină” nodul 5;
- după efectuarea pasului (6) se observă că partea neprocesată a matricei “s-a umplut”, deci nu se mai pune problema conservării lacunarității – în consecință pentru pașii (7), (8) și (9) se aleg nodurile 7, 8 și 9.

În final s-a obținut următoarea ordine a nodurilor: 1, 2, 3, 6, 4, 5, 7, 8, 9. Au rezultat 12 elemente nedigonale nenule în triunghiul superior, ceea ce înseamnă un câștig de 2 elemente față de situația inițială, respectiv 1 element față de metoda I.

Evident, pentru acest SEE de dimensiuni reduse câștigul nu este spectaculos, urmărindu-se doar o prezentare a mecanismului metodei.

5.4.2.3. Metoda III – „dinamică” (optimală)

Reprezintă o aplicare riguroasă a tehnicii de optimizare cunoscută sub numele de programare dinamică [Kilyeni2009], [Momoh2001].

Metoda se aplică în n pași. La un pas oarecare se procedează în modul următor:

- se ia în considerare nodul care în acel moment prin “eliminarea” (prin “triunghiularizarea”) sa introduce cel mai mic număr de elemente nedigonale nenule suplimentare și se aplică relațiile de triunghiularizare corespunzătoare (simbolic);
- dacă există mai multe noduri care satisfac condiția de optim, ordinea lor este arbitrară.

Aplicarea metodei pentru SEE considerat se poate urmări tot în Fig. 5.10 (corespunzătoare metodei II):

- pașii (1), (2) și (3) sunt similari cu cei de la metoda I, deoarece nodurile 1, 2 și 3 au câte o singură legătură, în consecință nu introduc la triunghiularizare elemente suplimentare nenule;
- la pasul (4) se observă că eliminarea nodurilor 4 sau 5 ar introduce câte 2 elemente nedigonale nenule suplimentare, iar a nodului 6 nici un element – se alege și se “elimină” nodul 6 (testarea celorlalte noduri nu mai are sens);
- la pasul (5) se observă că toate nodurile neprocesate (4, 5, 7, 8 și 9) ar introduce prin eliminarea lor câte 1 element nedigonal nenul suplimentar – se alege și se “elimină” nodul 4;
- la pasul (6) se observă că toate nodurile neprocesate (5, 7, 8 și 9) ar introduce prin eliminarea lor câte 1 element nedigonal nenul suplimentar – se alege și se “elimină” nodul 5;
- după efectuarea pasului (6) se observă că partea neprocesată a matricei “s-a umplut”, deci nu se mai pune problema conservării lacunarității – în consecință pentru pașii (7), (8) și (9) se aleg nodurile 7, 8 și 9.

În final s-a obținut o ordine a nodurilor similară cu cea de la metoda II: 1, 2, 3, 6, 4, 5, 7, 8, 9. Au rezultat în final tot 12 elemente nedigonale nenule în triunghiul superior, ceea ce înseamnă un câștig de 2 elemente față de situația inițială, 1 element față de metoda I, dar nici un element față de metoda II.

Evident, pentru acest SEE de dimensiuni reduse câștigul nu este spectaculos (practic nu există), urmărindu-se doar o prezentare a mecanismului metodei.

Datorită faptului că la fiecare pas trebuie simulată triunghiularizarea pentru toate nodurile rămase (sau cel puțin până la găsirea unuia care nu introduce elemente nedigonale nenule suplimentare), efortul de calcul este foarte mare, sigur nejustificat pentru SEE considerat ca exemplu.

Concluzia de mai sus este valabilă și pentru SEE complexe, de dimensiuni mai mari (sute sau chiar mii de noduri).

5.4.3. Studii de caz pentru SEE test și reale

S-a efectuat analiza comparativă a rezultatelor ordonării nodurilor pentru o gamă largă de sisteme electroenergetice test și reale, având de la 13 până la 200 de noduri:

- SEE test: Test 13, Test 25, Test 50, Test 100;
- SEE reale: DET Timișoara, DET Bacău, DET Craiova, DET Cluj, DET București; sistemul electroenergetic al României (SEN), nivelele de tensiune de 400 și 220 kV.

Sinteza rezultatelor obținute este prezentată în Tabelul 5.1.

Tabelul 5.1. Rezultatele ordonării nodurilor cu diverse metode pentru SEE test și SEE reale

Nr. crt.	Nume sistem	Număr noduri	Număr elemente nenule inițiale	Nr. elemente nediagonale nenule după triunghiularizare [% față de situația fără ordonare]			
				Fără ordonare	Metoda I	Metoda II	Metoda III
1.	Test 13	13	15	22 (100 %)	19 (86,4%)	19 (86,4%)	19 (86,4%)
2.	Test 25	25	29	59 (100 %)	40 (67,8%)	39 (66,1%)	39 (66,1%)
3.	Test 50	50	62	211 (100 %)	105 (49,8%)	91 (43,1%)	91 (43,1%)
4.	Test 100	100	123	724 (100 %)	213 (29,4%)	189 (26,1%)	189 (26,1%)
5.	DET Timișoara	127	165	1467 (100 %)	260 (17,7%)	240 (16,3%)	240 (16,3%)
6.	DET Bacău	173	224	3272 (100 %)	383 (11,7%)	342 (10,5%)	341 (10,4%)
7.	DET Craiova	175	238	3332 (100 %)	515 (15,5%)	413 (12,4%)	405 (12,2%)
8.	DET Cluj	188	241	2194 (100 %)	480 (21,9%)	388 (17,7%)	388 (17,7%)
9.	DET București	200	276	3209 (100 %)	577 (18,0%)	455 (14,2%)	450 (14,0%)
10.	SEEN 400 / 220 kV	192	219	1668 (100 %)	383 (23,0%)	292 (17,5%)	288 (17,3%)

Analiza rezultatelor prezentate în Tabelul 5.1 evidențiază următoarele concluzii:

- aplicarea metodelor de ordonare a nodurilor conduce sigur la o mai bună conservare a lacunarității matricelor de coeficienți pe parcursul procesării lor în decursul soluționării diverselor modele matematice;
- așa cum era de așteptat, câștigul obținut este mult mai semnificativ la SEE de dimensiuni mari și relativ mai mic la SEE de dimensiuni reduse;
- aplicarea metodelor quasi optimale I și II (eventual combinate) este cu totul justificată, având ca efect o bună, respectiv foarte bună, conservare a lacunarității;
- aplicarea metodei optimale III nu este justificată, deoarece volumul mult sporit de calcule nu se regăsește în rezultate finale pe măsură (la 6 dintre cele 10 SEE analizate metoda III conduce la rezultate similare cu metoda II, iar la 4 dintre ele câștigul suplimentar este cu totul nesemnificativ: 288 elemente nediagonale nenule față de 292, 341 față de 342, 405 față de 413, 450 față de 455).

În concluzie, se recomandă utilizarea metodei II, eventual combinată cu o preordonare realizată cu metoda I.

5.4.4. Aspecte practice privind implementarea metodelor de conservare a lacunarității

În pachetul de programe POWER [POWER], destinat analizei și optimizării regimurilor de funcționare a SEE complexe, se utilizează metoda II de conservare a lacunarității (prezentată în subparagraful 5.4.2), aplicată recursiv, precedată de o ordonare preliminară cu metoda I.

Schema logică de principiu a întregului proces de ordonare a nodurilor este prezentată în Fig. 5.11. Din punctul de vedere strict al procesului de ordonare, următoarele blocuri sunt esențiale:

- blocul 1, care efectuează ordonarea preliminară a nodurilor SEE cu metoda I;
- blocul 5, care efectuează ordonarea quasioptimală cu metoda II.

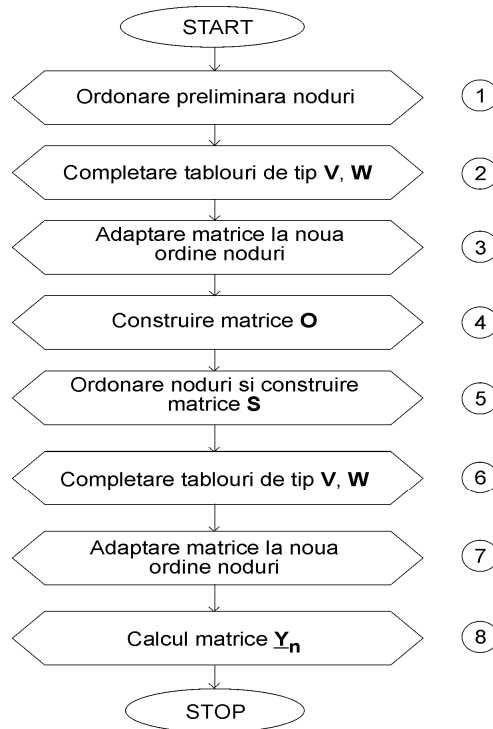


Fig. 5.11. Schema logică de principiu a algoritmului de ordonare a nodurilor SEE și de creare a matricei de admitanță nodală \mathbf{Y}_n

Celelalte blocuri ale schemei logice din Fig. 5.11 realizează în principal următoarele operații:

- blocurile 2 și 6 completează tablourile \mathbf{V} și \mathbf{W} , care memorează noua ordine a nodurilor ($V[i]$ indică noul număr de ordine al nodului cu vechiul număr de ordine i , iar $W[i]$ vechiul număr de ordine al nodului cu noul număr de ordine i);
- blocurile 3 și 7 refac matricele topologice și alți vectori ajutători, în conformitate cu noua ordine a nodurilor;
- blocul 4 generează vectorul coloană \mathbf{O} , care reflectă structura lacunară a matricei \mathbf{A} (metoda II de memorare lacunară);

- blocul 8 realizează obținerea lacunară a matricei \underline{Y}_n , în conformitate cu noua ordine a nodurilor;
- blocul 5, pe lângă ordonarea quasioptimală cu metoda II, generează și vectorul coloană \underline{S} , care memorează structura matricei \underline{A} triunghiularizată.

Schema logică de detaliu a blocului 6 este prezentată în figurile 5.12 și 5.13. Ordonarea preliminară este relativ simplă, iar celelalte operații nu sunt esențiale din punct de vedere al ordonării.

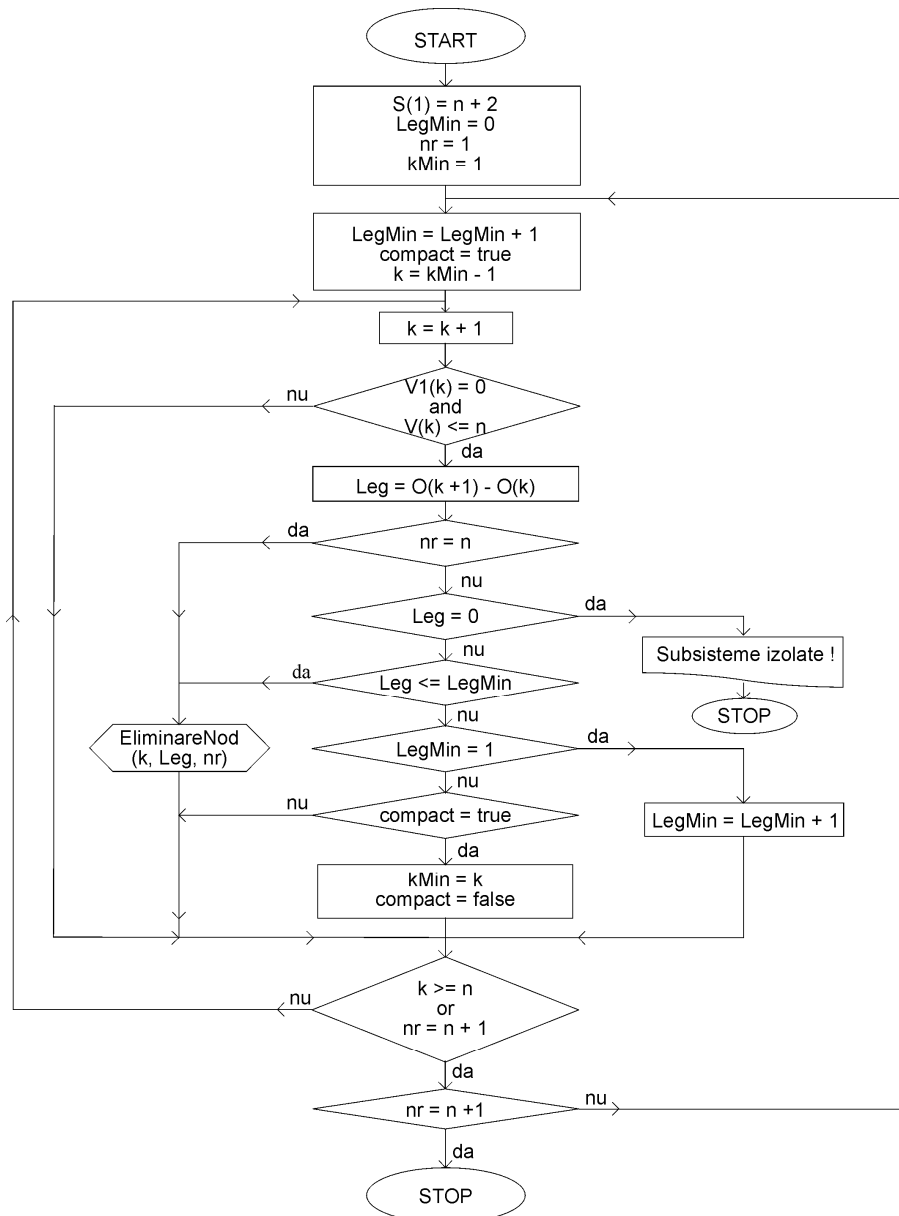
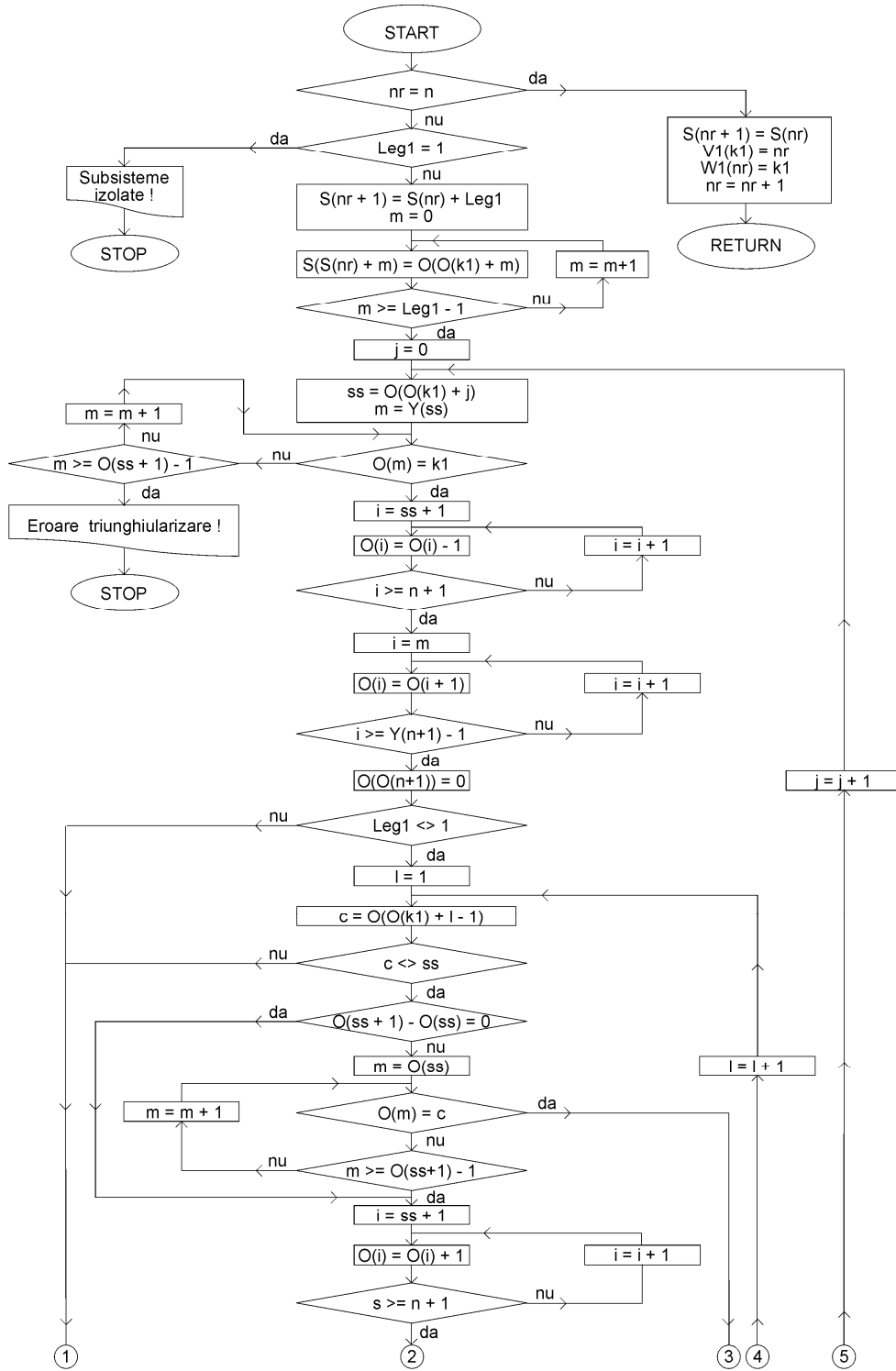
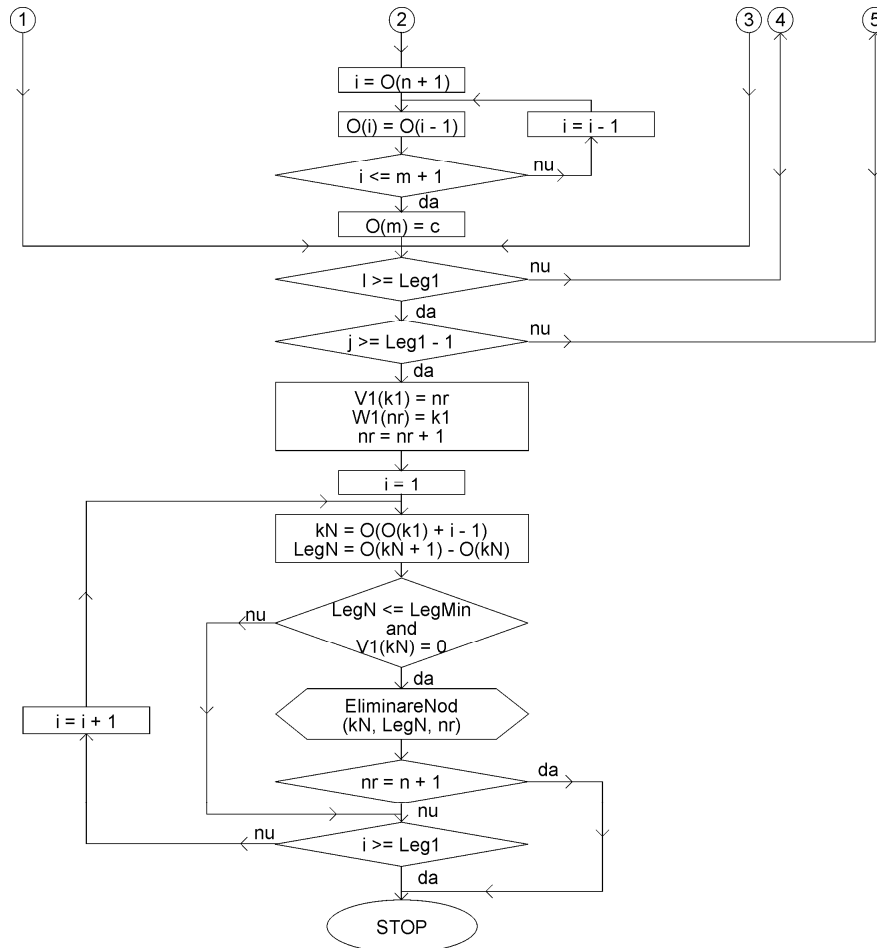


Fig. 5.12. Schema logică a algoritmului de ordonare quasi optimală a nodurilor cu metoda II



Fig. 5.13. Schema logică a procedurii recursive $\text{EliminareNod}(k1, \text{Leg1}, nr)$

Se remarcă următoarele aspecte semnificative legate de algoritmul de ordonare a nodurilor:

- în scopul reducerii numărului de parcurgeri complete a listei de noduri neordonate, algoritmul se aplică recursiv (procedura de "eliminare" a unui nod se apelează din cadrul procedurii de "eliminare", dacă prin "eliminarea" nodului curent au apărut noi noduri cu număr de legături mai mic sau egal cu cel al nodului curent);
- la SEE de foarte mari dimensiuni, se poate ajunge chiar până la peste 20 nivele de apelare recursivă, în aceste condiții aplicarea recursivă a metodei II de conservare a lacunarității constituind o sursă importantă de reducere a timpului de calcul;
- se memorează existența unui bloc compact de noduri deja ordonate, în corelație și cu ordonarea preliminară efectuată în prealabil, ceea ce scurtează practic foarte mult căutările din etapele ulterioare;
- având în vedere faptul că sistemul liniar în corecții (5.61) se soluționează cu metode de factorizare LR [Kilyeni2004], generarea structurii lacunare a factorilor L și R (similară cu cea a matricei A triunghiularizată) se obține fără probleme

în vectorul coloană **S**, concomitent cu procesul de ordonare (zona de început a schemei logice din Fig. 5.13);

- se detectează simplu, fără operații suplimentare, existența unor noduri izolate sau a unor subsisteme izolate.

Pentru exemplificarea aspectelor practice de implementare prezentate, se consideră SEE din Fig. 5.1. Structura simbolică inițială a matricei coeficienților este cea prezentată în Fig. 5.7.

Dacă se efectuează triunghiularizarea simbolică, fără ordonarea prealabilă a matricei **A** a coeficienților sistemului liniar în corecții (paragraful 5.4.1, Fig. 5.8), rezultă în final 14 elemente nediagonale nenule (cu 3 mai mult decât în situația inițială).

Ordonarea simbolică "nelacunară" a nodurilor cu metoda II a fost prezentată în subparagraful 5.4.2.2, Fig. 5.9, rezultând în final 12 elemente nediagonale nenule (cu 1 mai mult decât în situația inițială).

În scopul prezentării și urmăririi mai facile a ordonării cu metoda II, aplicată "lacunar", ordonarea preliminară se omite.

În conformitate cu schema logică din figurile 5.12 și 5.13, fără a face apel la recursivitate, ordonarea quasioptimală lacunară este prezentată în figura 5.14 (evoluția tabloului **O**, precum și forma care rezultă pentru tablourile **V**, **W** și **S**).

	O_{in}	O_a	O_b	O_c	O_d	O_{fin}	W	S
1	11	11	11	11	11	11	1	11
2	12	2 12	2 12	2 12	2 12	2 12	2	2 12
3	13	3 13	3 13	3 13	3 13	3 13	3	3 13
4	14	4 14	4 14	4 14	4 14	4 14	4	4 14
5	18	5 17	5 16	5 16	5 16	5 16	5	5 16
6	21	6 20	6 18	6 18	6 18	6 18	6	6 18
7	24	7 22	7 20	7 20	7 20	7 20	7	7 20
8	27	8 24	8 22	8 22	8 22	8 22	8	8 22
9	29	9 26	9 24	9 24	9 24	9 23	9	9 23
10	31	10 28	10 26	10 26	10 26	10 23		10 23
11	4	11 4	11 4	11 4	11 4	11 4		11 4
12	6	12 6	12 6	12 6	12 6	12 6	1	12 6
13	7	13 7	13 7	13 7	13 7	13 7	2	13 7
14	1	14 5	14 5	14 5	14 5	14 5	3	14 4
15	5	15 6	15 8	15 8	15 8	15 8	4	15 5
16	6	16 8	16 4	16 8	16 8	16 8	5	16 5
17	8	17 4	17 7	17 7	17 7	17 7	6	17 8
18	4	18 6	18 4	18 4	18 4	18 4	7	18 7
19	6	19 7	19 5	19 5	19 5	19 5	8	19 8
20	7	20 4	2 5	20 5	20 8	20 8	9	20 8
21	2	21 5	21 9	21 9	21 9	21 9		21 9
22	4	22 5	22 4	22 5	22 7	22 9		22 9
23	5	23 9	23 9	23 9	23 9	23 0		23 0
24	3	24 4	24 7	24 7	24 7			
25	5	25 9	25 8	25 8	25 8			
26	9	26 7	26 0	26 0	26 0			
27	4	27 8						
28	9	28 0						
29	7							
30	8							
31	0							

Fig. 5.14. Ordonarea quasioptimală lacunară a nodurilor cu metoda II

5.5. Tehnici de soluționare lacunară a modelelor matematice

5.5.1. Factorizarea LR Doolittle clasică

Aplicarea metodelor numerice pentru soluționarea unor modele matematice utilizând tehnici de memorare lacunară a matricelor de coeficienți prezintă o serie de elemente specifice legate de implementarea practică în programele de calcul.

Pentru exemplificarea acestor elemente se consideră soluționarea unui sistem liniar de ecuații cu metoda bazată pe factorizarea LR Doolittle [Kilyeni2004] a matricei coeficienților.

Sistemul liniar de ecuații este de forma:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (5.65)$$

unde

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix}; \quad \mathbf{b} = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ \vdots \\ b_n \end{bmatrix}; \quad \mathbf{x} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad (5.66)$$

Algoritmul metodei de soluționare este următorul:

a) se efectuează factorizarea LR a matricei \mathbf{A} :

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \dots & a_{2n} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & \dots & a_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & a_{n3} & \dots & a_{nn} \end{bmatrix} = \mathbf{L} \cdot \mathbf{R} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \\ l_{21} & 1 & 0 & \dots & 0 \\ l_{31} & l_{32} & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ l_{n1} & l_{n2} & l_{n3} & \dots & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & r_{13} & \dots & r_{1n} \\ 0 & r_{22} & r_{23} & \dots & r_{2n} \\ 0 & 0 & r_{33} & \dots & r_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & r_{nn} \end{bmatrix} \quad (5.67)$$

- se inițializează valorile elementelor factorilor \mathbf{L} și \mathbf{R} :

$$\mathbf{L} = \mathbf{I}; \quad \mathbf{R} = \mathbf{0} \quad (5.68)$$

- se calculează elementele primei linii a factorului \mathbf{R} :

$$r_{1j} = a_{1j}, \quad j = 1, 2, \dots, n \quad (5.69)$$

- se calculează elementele liniei i , $i = 2, 3, \dots, n$, a matricei \mathbf{L} , respectiv a matricei \mathbf{R} :
 - primul element al liniei i a factorului \mathbf{L} cu relația:

$$l_{i,1} = \frac{a_{i,1}}{r_{11}} \quad (5.70)$$

- elementele următoare ale liniei i a factorului \mathbf{L} cu relația:

$$l_{ij} = \left(a_{ij} - \sum_{k=1}^{j-1} l_{ik} \cdot r_{kj} \right) \cdot \frac{1}{r_{jj}}, \quad j = 2, 3, \dots, i-1 \quad (5.71)$$

- elementele liniei i a factorului \mathbf{R} cu relația:

$$r_{ij} = a_{ij} - \sum_{k=1}^{i-1} l_{ik} \cdot r_{kj}, \quad j = i, i+1, \dots, n \quad (5.72)$$

Algoritmul prezentat îi corespunde schema logică din Fig. 5.14.

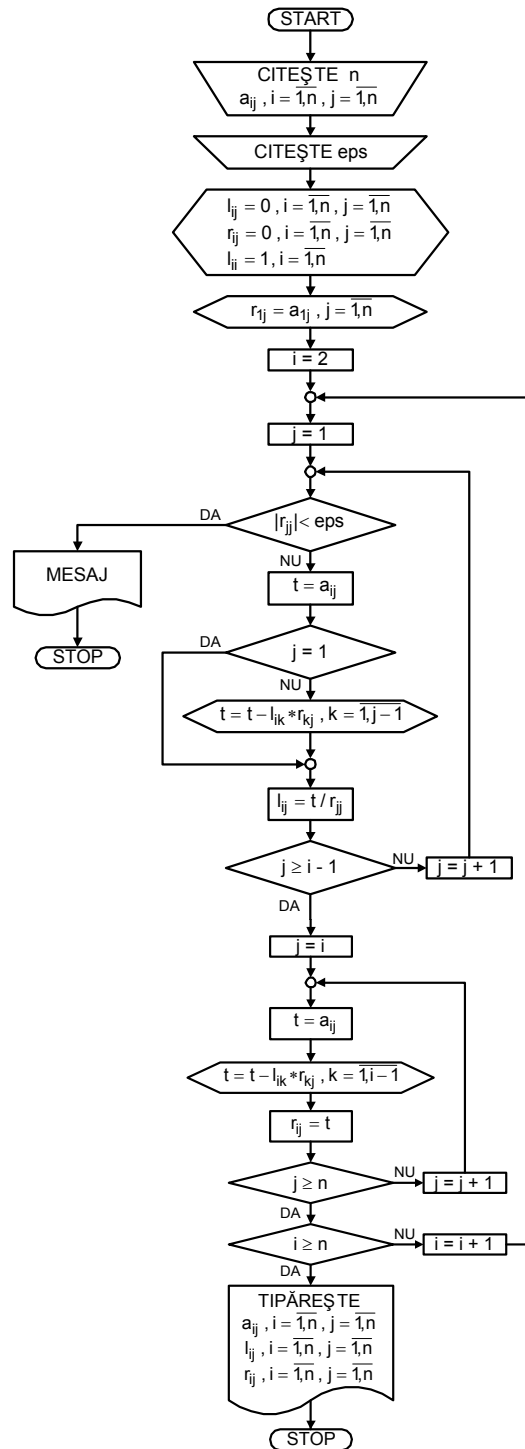


Fig. 5.15. Schema logică a factorizării LR Doolittle a matricelor

O		A		R		S		L	
	11	1	a ₁₁	r ₁₁	1	11	1	1	
	12	2	a ₂₂	r ₂₂	2	12	2	1	
	13	3	a ₃₃	r ₃₃	3	13	3	1	
	14	4	a ₄₄	r ₄₄	4	14	4	1	
	18	5	a ₅₅	r ₅₅	5	17	5	1	
	21	6	a ₆₆	r ₆₆	6	20	6	1	
	24	7	a ₇₇	r ₇₇	7	22	7	1	
	27	8	a ₈₈	r ₈₈	8	24	8	1	
	29	9	a ₉₉	r ₉₉	9	25	9	1	
	31	10			10	25	10		
linia 1	4	11	a ₁₄	linia 1	r ₁₄	11	4	11	l ₄₁ coloana 1
linia 2	6	12	a ₂₆	linia 2	r ₂₆	12	6	12	l ₆₂ coloana 2
linia 3	7	13	a ₃₇	linia 3	r ₃₇	13	7	13	l ₇₃ coloana 3
linia 4	1	14	a ₄₁	linia 4	r ₄₅	14	5	14	l ₅₄ coloana 4
	5	15	a ₄₅		r ₄₆	15	6	15	l ₆₄
	6	16	a ₄₆		r ₄₈	16	8	16	l ₈₄
	8	17	a ₄₈	linia 5	r ₅₆	17	6	17	l ₆₅ coloana 5
linia 5	4	18	a ₅₄		r ₅₇	18	7	18	l ₇₅
	6	19	a ₅₆		r ₅₈	19	8	19	l ₈₅
	7	20	a ₅₇	linia 6	r ₆₇	20	7	20	l ₇₆ coloana 6
linia 6	2	21	a ₆₂		r ₆₈	21	8	21	l ₈₆
	4	22	a ₆₄	linia 7	r ₇₈	22	8	22	l ₈₇ coloana 7
	5	23	a ₆₅		r ₇₉	23	9	23	l ₉₇
linia 7	3	24	a ₇₃	linia 8	r ₈₉	24	9	24	l ₉₈ coloana 8
	5	25	a ₇₅			25		25	
	9	26	a ₇₉						
linia 8	4	27	a ₈₄						
	9	28	a ₈₉						
linia 9	7	29	a ₉₇						
	8	30	a ₉₈						
		31							

Fig. 5.17. Factorizarea lacunară a matricei **A**

Vectorul coloană **O** din Fig. 5.17 reflectă structura monodimensională a elementelor semnificative ale matricei, conform celor prezentate la metoda II din subparagraful 5.3.2.3. Vectorul coloană **S** indică structura elementelor semnificative ale factorilor **L** și **R**, cu observația că $s_k, k > n+1$, cuprinde indicele coloanei lui $r_{i,j}$, respectiv al liniei lui $l_{i,j}$.

Evident, relațiile 5.68–5.77 au doar o valoare teoretică, deoarece memorarea în întregime a factorilor **L** și **R** nu este posibilă pentru SEE de mari dimensiuni. Ea se realizează cu tehnici lacunare adecvate, după structura obținută prin ordonarea nodurilor (metoda II din subparagraful 5.3.2).

Problema care se pune în cazul SEE de mari dimensiuni este factorizarea direct lacunară, pornind de la matricea **A** memorată lacunar și de la structura predeterminată lacunară a factorilor **L** și **R**. Numai astfel se poate obține o reducere sensibilă a timpului de calcul și a memoriei necesare.

5.5.2. Algoritmul de factorizare lacunară pentru metoda Newton decuplată ultrarapidă

Pentru o înțelegere mai facilă a algoritmului lacunar implementat, se prezintă pentru început aplicația explicativă pentru SEE din Fig. 5.1, apoi se face generalizarea.

În Fig. 5.18 se prezintă în detaliu expresiile termenilor factorilor **L** și **R**, scrise pe baza relațiilor 5.68-5.72, exprimate în două moduri:

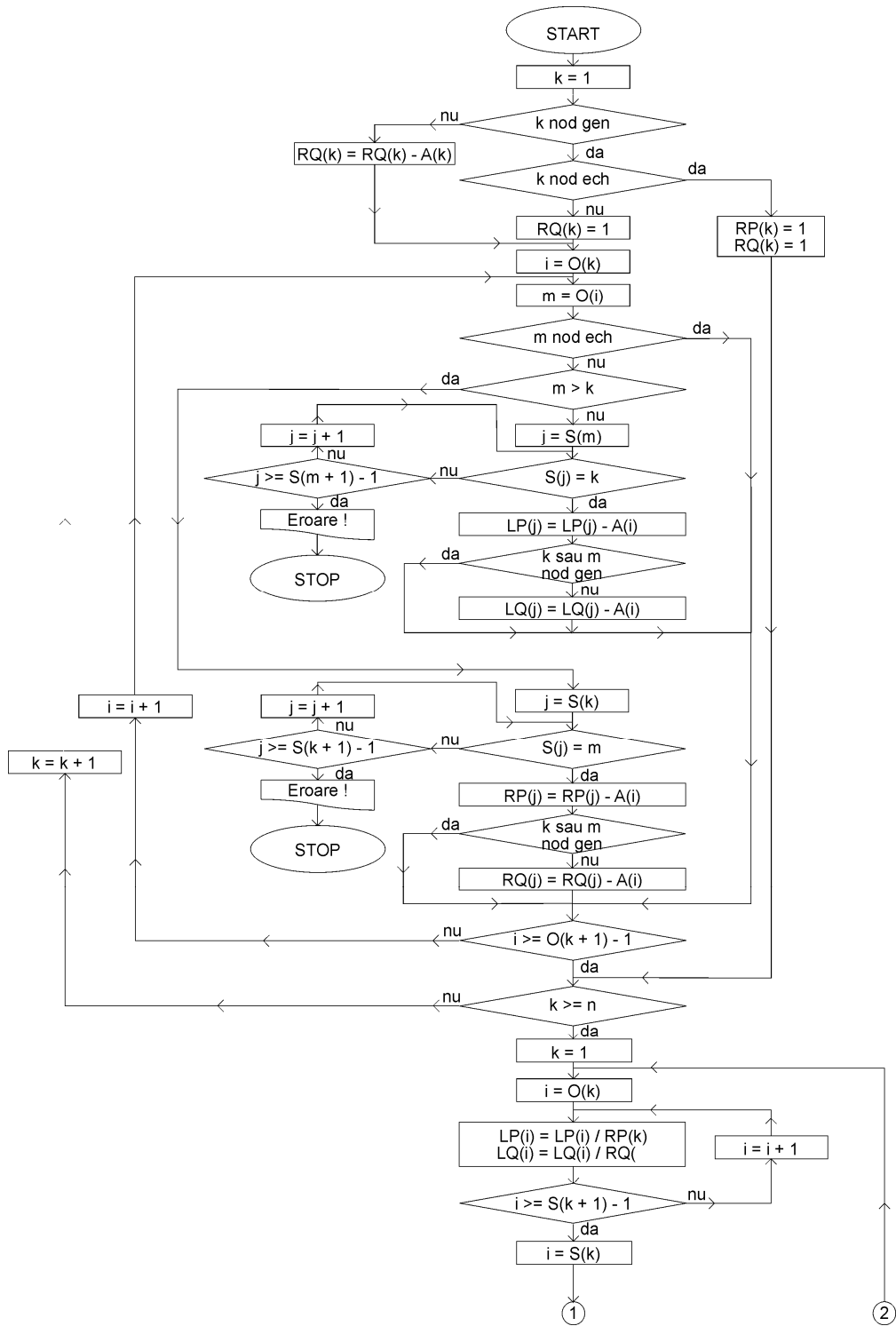
- a) în funcție de elementele tablourilor originale bidimensionale (elemente cu doi indici);
- b) în funcție de elementele tablourilor de memorare lacunară monodimensionale (elemente cu un indice).

a) Clasic			b) Lacunar		
R	L	indici	S	R	L
a_{11}	1	1,1	11	a_1	1
a_{22}	1	2,2	12	a_2	1
a_{33}	1	3,3	13	a_3	1
$a_{44} - l_{41} r_{14}$	1	4,4	14	$a_4 - l_{11} r_{11}$	1
$a_{55} - l_{54} r_{45}$	1	5,5	17	$a_5 - l_{14} r_{14}$	1
$a_{66} - l_{62} r_{26} - l_{64} r_{46} - l_{65} r_{56}$	1	6,6	20	$a_6 - l_{12} r_{12} - l_{15} r_{15} - l_{17} r_{17}$	1
$a_{77} - l_{73} r_{37} - l_{75} r_{57} - l_{76} r_{67}$	1	7,7	22	$a_7 - l_{13} r_{13} - l_{18} r_{18} - l_{20} r_{20}$	1
$a_{88} - l_{84} r_{48} - l_{85} r_{58} - l_{86} r_{68} - l_{87} r_{78}$	1	8,8	24	$a_8 - l_{16} r_{16} - l_{19} r_{19} - l_{21} r_{21} - l_{22} r_{22}$	1
$a_{99} - l_{97} r_{79} - l_{98} r_{89}$	1	9,9	25	$a_9 - l_{23} r_{23} - l_{24} r_{24}$	1
			10 25		
a_{14}	a_{41} / r_{11}	1,4	11 4	a_{11}	a_{14}/r_1
a_{26}	a_{62} / r_{22}	2,6	12 6	a_{12}	a_{21}/r_2
a_{37}	a_{73} / r_{33}	3,7	13 7	a_{13}	a_{24}/r_3
a_{45}	a_{54} / r_{44}	4,5	14 5	a_{15}	a_{18}/r_4
a_{46}	a_{64} / r_{44}	4,6	15 6	a_{16}	a_{22}/r_4
a_{48}	a_{84} / r_{44}	4,8	16 8	a_{17}	a_{27}/r_5
$a_{56} - l_{54} r_{46}$	$(a_{65} - l_{64} r_{45}) / r_{55}$	5,6	17 6	$a_{19} - l_{14} r_{15}$	$(a_{23} - l_{15} r_{14}) / r_5$
a_{57}	a_{75} / r_{55}	5,7	18 7	a_{20}	a_{25} / r_5
$-l_{54} r_{48}$	$(-l_{84} r_{45}) / r_{55}$	5,8	19 8	$-l_{14} r_{16}$	$(-l_{16} r_{14}) / r_5$
$-l_{65} r_{57}$	$(-l_{75} r_{56}) / r_{66}$	6,7	20 7	$-l_{17} r_{18}$	$(-l_{18} r_{17}) / r_6$
$-l_{64} r_{48} - l_{65} r_{58}$	$(-l_{84} r_{46} - l_{85} r_{56}) / r_{66}$	6,8	21 8	$-l_{15} r_{16} - l_{17} r_{19}$	$(-l_{16} r_{15} - l_{19} r_{17}) / r_6$
$-l_{75} r_{53} - l_{76} r_{68}$	$(-l_{85} r_{57} - l_{86} r_{67}) / r_{77}$	7,8	22 8	$-l_{18} r_{19} - l_{20} r_{21}$	$(-l_{19} r_{18} - l_{21} r_{20}) / r_7$
a_{79}	a_{97} / r_{77}	7,9	23 9	a_{26}	a_{29} / r_7
$a_{89} - l_{87} r_{79}$	$(a_{98} - l_{97} r_{78}) / r_{88}$	8,9	24 9	$a_{28} - l_{22} r_{23}$	$(a_{30} - l_{23} r_{22}) / r_8$

Fig. 5.18. Relațiile de calcul pentru factorizarea matricei **A**

Analiza relațiilor din Fig. 5.18 și generalizarea concluziilor permite elaborarea unui algoritm eficient de factorizare lacunară. Eficiența algoritmului rezultă din faptul că, practic, se face o singură parcurgere a tabloului **O**, respectiv, a tabloului **S**, ceea ce conduce la un timp de calcul mult redus.

Schema logică a factorizării lacunare este prezentată în Fig. 5.19, cu observația că se referă la ambele sisteme de ecuații lineare în corecții ale metodei Newton decuplată ultrarapidă pentru calculul circulației de puteri: factorii **LP** și **RP** aparțin de sistemul de ecuații P-δ, iar factorii **LQ** și **RQ** de sistemul de ecuații Q-U. Din motive de memorie și de timp de calcul, s-a mers pe o structură unică a celor două perechi de factori, cu observația că acest lucru va determina existența unor elemente nule în a doua parte a tablourilor **LQ** și **RQ** (corespunzătoare nodurilor generatoare).



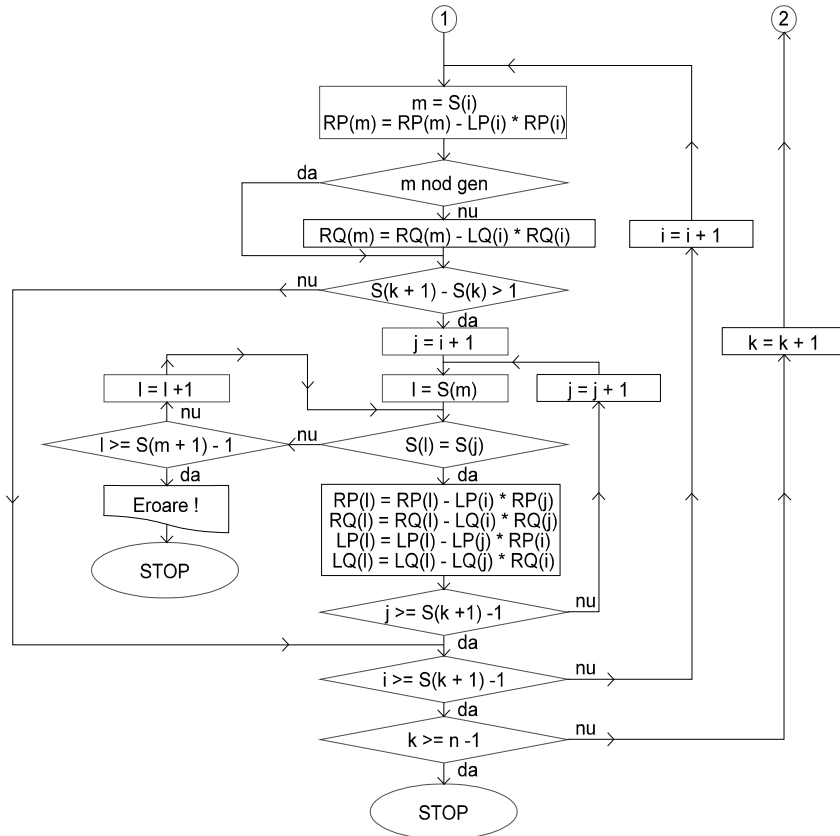


Fig. 5.19. Schema logică a factorizării lacunare

În aceste condiții, la refactorizarea matricei de coeficienți a sistemului de ecuații Q-U, datorită activării sau dezactivării unor limitări de putere reactivă la nodurile generatoare, structura factorilor rămâne nemodificată. Evident, tabloul \mathbf{A} cuprinde partea imaginară a elementelor matricei \mathbf{Y}_{nn} , luate cu semn schimbat.

Ordinograma din Fig. 5.19 evidențiază clar etapele procesului de factorizare lacunară:

- inițializarea elementelor matricelor \mathbf{L} și \mathbf{R} cu termenii de tip a_{ij} , obținută printr-o singură parcurgere a tabloului \mathbf{O} , respectiv căutarea și găsirea elementelor corespondente în tabloul \mathbf{S} ;
- efectuarea operației de împărțire cu r_{jj} , conform relațiilor (5.70-5.71), pentru câte o coloană din \mathbf{L} ;
- scăderea termenilor de tip $l_{ik} \times r_{kj}$, conform relațiilor (5.71-5.72), este realizată printr-o parcurgere pe porțiuni a tabloului \mathbf{S} , o singură dată pentru fiecare nod (linie din \mathbf{R} , respectiv coloană din \mathbf{L}).

În final, se menționează că, datorită folosirii unei matrice \mathbf{S} unice pentru factorii \mathbf{L} și \mathbf{R} , soluționarea lacunară a sistemului 5.73 se realizează prin parcurgere "pe coloane", iar a sistemului 5.76 prin parcurgere "pe linii" (pentru a asigura accesul cât mai rapid la elementele matricei de coeficienți memorată lacunar).

5.5.3. Algoritmul de factorizare lacunară pentru versiunea clasică a metodei Newton

Pentru o înțelegere mai facilă a algoritmului lacunar implementat, se prezintă pentru început utilizarea sa pentru aplicația explicativă pentru SEE din Fig. 5.1, apoi se face generalizarea.

În scopul prezentării și urmăririi mai simple a aplicației și a focalizării atenției în exclusivitate asupra factorizării, nu se mai efectuează ordonarea quasioptimală a nodurilor, lucrând cu ordinea dată a nodurilor. Evident, factorizarea pentru cazul când în prealabil s-a efectuat ordonarea nodurilor este similară din toate punctele de vedere.

Pentru versiunea clasică a metodei Newton, în condițiile menționate anterior, fiecare submatrice a matricei jacobiene complete din relația (5.51) are în principiu structura matricei de admitanță nodală \underline{Y}_n (Fig 5.20).

	1 δ	2 δ	3 δ	4 δ	5 δ	6 δ	7 δ	8 δ	9 δ	1u	2u	3u	4u	5u	6u	7u	8u	9u
1P	X			O						X			O					
2P		X				O					X				O			
3P			X				O					X				O		
4P	O			X	O	O		O		O			X	O	O		O	
5P				O	X	O	O						O	X	O	O		
6P		O		O	O	X					O		O	O	X			
7P			O		O		X		O			O		O		X		O
8P				O				X	O				O				X	O
9P							O	O	X							O	O	X
1Q	X			O						X			O					
2Q		X				O					X				O			
3Q			X				O					X				O		
4Q	O			X	O	O		O		O			X	O	O		O	
5Q				O	X	O	O						O	X	O	O		
6Q		O		O	O	X					O		O	O	X			
7Q			O		O		X		O			O		O		X		O
8Q				O				X	O				O				X	O
9Q							O	O	X							O	O	X

Fig. 5.20. Structura simbolică inițială a matricei coeficienților \mathbf{A}

În aceste condiții, dacă se respectă ordinea ecuațiilor din relația (5.14), triunghiularizarea simbolică a matricei \mathbf{A} (Fig. 5.21) indică o foarte slabă conservare a lacunarității, ceea ce ar conduce la un timp de calcul foarte mare și la cerințe sporite de memorie.

În plus, ar fi necesară trebuie memorarea unei noi structuri, diferită de cea rezultată la ordonarea nodurilor (vectorul \mathbf{S} din Fig. 5.18 și 5.19).

Notațiile simbolice utilizate sunt similare cu cele din paragraful 5.4.1:

- X – element diagonal;
- O – element nediagonal nenul;
- □ – element nediagonal nenul suplimentar rezultat în procesul de triunghiularizare;
- / – anularea unui element nediagonal nenul în procesul de triunghiularizare.

	1 δ	2 δ	3 δ	4 δ	5 δ	6 δ	7 δ	8 δ	9 δ	1u	2u	3u	4u	5u	6u	7u	8u	9u
1P	X			O						X			O					
2P		X				O					X				O			
3P			X				O					X				O		
4P	\emptyset			X	O	O		O		O			X	O	O		O	
5P				\emptyset	X	O	O	\square		\square			O	X	O	O	\square	
6P		\emptyset		\emptyset	\emptyset	X	\square	\square		\square	O		O	O	X	\square	\square	
7P			\emptyset		\emptyset	\square	X	\square	O	\square	\square	O	\square	O	\square	X	\square	O
8P				\emptyset	\square	\square	\square	X	O	\square	\square	\square	O	\square	\square	\square	X	O
9P							\emptyset	\emptyset	X	\square	\square	\square	\square	\square	\square	O	O	X
1Q	X			\emptyset	\square	\square	\square	\square	\square	X	\square	\square	O	\square	\square	\square	\square	\square
2Q		X				\emptyset	\square	\square	\square	\square	X	\square	\square	\square	O	\square	\square	\square
3Q			X				\emptyset	\square	\square	\square	\square	X	\square	\square	\square	O	\square	\square
4Q	\emptyset			X	\emptyset	\emptyset	\square	\emptyset	\square	\emptyset	\square	\square	X	O	O	\square	O	\square
5Q				\emptyset	X	\emptyset	\emptyset	\square	\square	\square	\square	\emptyset	X	O	O	\square	\square	\square
6Q		\emptyset		\emptyset	\emptyset	X	\square	\square	\square	\square	\emptyset	\square	\emptyset	\emptyset	X	\square	\square	\square
7Q			\emptyset		\emptyset	\emptyset	X	\square	\emptyset	\square	\square	\emptyset	\square	\emptyset	\square	X	\square	O
8Q				\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	\emptyset	\square	\square	\square	\emptyset	\square	\square	\square	X	O
9Q							\emptyset	\emptyset	X	\square	\square	\square	\square	\square	\square	\emptyset	\emptyset	X

Fig. 5.21. Triunghiularizarea simbolică a matricei coeficienților **A**

Dacă în sistemul (5.14) se modifică ordinea ecuațiilor și a variabilelor aferente, în sensul grupării celor două ecuații ale fiecărui nod, atunci se obține structura simbolică inițială a matricei coeficienților din Fig. 5.22.

	1 δ	1u	2 δ	2u	3 δ	3u	4 δ	4u	5 δ	5u	6 δ	6u	7 δ	7u	8 δ	8u	9 δ	9u
1P	X	X					O	O										
1Q	X	X					O	O										
2P			X	X						O	O							
2Q			X	X						O	O							
3P					X	X							O	O				
3Q					X	X							O	O				
4P	O	O					X	X	O	O	O	O			O	O		
4Q	O	O					X	X	O	O	O	O			O	O		
5P							O	O	X	X	O	O	O	O				
5Q							O	O	X	X	O	O	O	O				
6P			O	O			O	O	O	O	X	X						
6Q			O	O			O	O	O	O	X	X						
7P					O	O			O	O			X	X			O	O
7Q					O	O			O	O			X	X			O	O
8P							O	O							X	X	O	O
8Q							O	O							X	X	O	O
9P													O	O	O	O	X	X
9Q													O	O	O	O	X	X

Fig. 5.22. Structura simbolică inițială a matricei coeficienților **A** rearanjată

În aceste condiții, la triunghiularizare rezultă situația din Fig. 5.23. Conservarea lacunarității este vizibil mai bună decât în cazul precedent.

	1 δ	1u	2 δ	2u	3 δ	3u	4 δ	4u	5 δ	5u	6 δ	6u	7 δ	7u	8 δ	8u	9 δ	9u
1P	X	X					O	O										
1Q	X	X					O	O										
2P			X	X							O	O						
2Q			X	X							O	O						
3P					X	X							O	O				
3Q					X	X							O	O				
4P	\emptyset	\emptyset					X	X	O	O	O	O			O	O		
4Q	\emptyset	\emptyset					X	X	O	O	O	O			O	O		
5P							\emptyset	\emptyset	X	X	O	O	O	O	\square	\square		
5Q							\emptyset	\emptyset	X	X	O	O	O	O	\square	\square		
6P			\emptyset	\emptyset			\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	X	\square	\square	\square	\square		
6Q			\emptyset	\emptyset			\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	X	\square	\square	\square	\square		
7P					\emptyset	\emptyset			\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	X	\square	\square	O	O
7Q					\emptyset	\emptyset			\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	X	\square	\square	O	O
8P							\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	X	O	O
8Q							\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	X	O	O
9P													\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	X
9Q													\emptyset	\emptyset	\emptyset	\emptyset	X	X

A	B
C	D

Fig. 5.23. Triunghiularizarea simbolică a matricei coeficienților **A** rearanjată

Analiza rezultatului din Fig. 5.23 evidențiază următoarea concluzie cu valabilitate generală: pentru ordinea adoptată a ecuațiilor și variabilelor, structura matricei **A** a coeficienților la nivel de blocuri de dimensiune 2×2 este identică cu cea a matricei coeficienților de la versiunea decuplată ultrarapidă a metodei Newton la nivel de elemente. Situația este absolut similară și pentru factorii **L** și **R**, cu particularizările specifice pentru blocurile diagonale.

Pe baza concluziilor formulate anterior, la versiunea clasică a metodei Newton s-a adoptat următorul mod de lucru cu matricele de coeficienți:

- a) factorii **L** și **R** se memorează cu ajutorul a 4 tablouri monodimensionale (**RA, RB, RC, RD**, respectiv **LA, LB, LC, LD**) având structura de la versiunea decuplată ultrarapidă (dată de vectorul **S**, obținut la ordonarea quasioptimală a nodurilor SEE);
- b) matricea **A** a coeficienților sistemului liniar se poate memora cu ajutorul a 4 tablouri monodimensionale (**AA, AB, AC, AD**), aferente partiționării matricei jacobiene **J** în maniera dată de relația (5.14), având structura matricei **Y_n** (dată de vectorul **O**);
- c) memorarea matricei **A** nu este neapărat necesară, deoarece elementele sale se pot calcula direct la obținerea factorilor, pe baza derivatelor parțiale, utilizând matricea de admitanță nodală memorată lacunar.

Se remarcă două avantaje majore:

- a) conservarea maximală a lacunarității matricei jacobiene la obținerea factorilor **R** și **L** pe baza ordonării quasi optimale existente a nodurilor;
- b) nu sunt necesare tablouri de structură lacunară suplimentare pentru factori, utilizându-se în exclusivitate informații deja existente (tabloul **S**).

Memorarea lacunară a matricei **A** și a factorilor **L** și **R** este prezentată în Fig. 5.24, cu observația că structura factorilor (vectorul **S**) se cunoaște.

În Fig. 5.25 se prezintă în același tablou factorii **L** și **R**, fără elementele diagonale ale lui **L**, care au valoarea 1.

O		AA	AB	AC	AD	RD	RC	RB	RA	S		LA	LB	LC	LD	
11	1	a _{11A}	a _{11B}	a _{11C}	a _{11D}	r _{11D}	0	r _{11B}	r _{11A}	1	11	1	1	0	l _{11C}	1
12	2	a _{22A}	a _{22B}	a _{22C}	a _{22D}	r _{22D}	0	r _{22B}	r _{22A}	2	12	2	1	0	l _{22C}	1
13	3	a _{33A}	a _{33B}	a _{33C}	a _{33D}	r _{33D}	0	r _{33B}	r _{33A}	3	13	3	1	0	l _{33C}	1
14	4	a _{44A}	a _{44B}	a _{44C}	a _{44D}	r _{44D}	0	r _{44B}	r _{44A}	4	14	4	1	0	l _{44C}	1
18	5	a _{55A}	a _{55B}	a _{55C}	a _{55D}	r _{55D}	0	r _{55B}	r _{55A}	5	17	5	1	0	l _{55C}	1
21	6	a _{66A}	a _{66B}	a _{66C}	a _{66D}	r _{66D}	0	r _{66B}	r _{66A}	6	20	6	1	0	l _{66C}	1
24	7	a _{77A}	a _{77B}	a _{77C}	a _{77D}	r _{77D}	0	r _{77B}	r _{77A}	7	22	7	1	0	l _{77C}	1
27	8	a _{88A}	a _{88B}	a _{88C}	a _{88D}	r _{88D}	0	r _{88B}	r _{88A}	8	24	8	1	0	l _{88C}	1
29	9	a _{99A}	a _{99B}	a _{99C}	a _{99D}	r _{99D}	0	r _{99B}	r _{99A}	9	25	9	1	0	l _{99C}	1
31	10									10	25	10				
4	11	a _{14A}	a _{14B}	a _{14C}	a _{14D}	r _{14D}	r _{14C}	r _{14B}	r _{14A}	11	4	11	l _{41A}	l _{41B}	l _{41C}	l _{41D}
6	12	a _{26A}	a _{26B}	a _{26C}	a _{26D}	r _{26D}	r _{26C}	r _{26B}	r _{26A}	12	6	12	l _{62A}	l _{62B}	l _{62C}	l _{62D}
7	13	a _{37A}	a _{37B}	a _{37C}	a _{37D}	r _{37D}	r _{37C}	r _{37B}	r _{37A}	13	7	13	l _{73A}	l _{73B}	l _{73C}	l _{73D}
1	14	a _{41A}	a _{41B}	a _{41C}	a _{41D}	r _{45D}	r _{45C}	r _{45B}	r _{45A}	14	5	14	l _{54A}	l _{54B}	l _{54C}	l _{54D}
5	15	a _{45A}	a _{45B}	a _{45C}	a _{45D}	r _{46D}	r _{46C}	r _{46B}	r _{46A}	15	6	15	l _{64A}	l _{64B}	l _{64C}	l _{64D}
6	16	a _{46A}	a _{46B}	a _{46C}	a _{46D}	r _{48D}	r _{48C}	r _{48B}	r _{48A}	16	8	16	l _{84A}	l _{84B}	l _{84C}	l _{84D}
8	17	a _{48A}	a _{48B}	a _{48C}	a _{48D}	r _{56D}	r _{56C}	r _{56B}	r _{56A}	17	6	17	l _{65A}	l _{65B}	l _{65C}	l _{65D}
4	18	a _{54A}	a _{54B}	a _{54C}	a _{54D}	r _{57D}	r _{57C}	r _{57B}	r _{57A}	18	7	18	l _{75A}	l _{75B}	l _{75C}	l _{75D}
6	19	a _{56A}	a _{56B}	a _{56C}	a _{56D}	r _{58D}	r _{58C}	r _{58B}	r _{58A}	19	8	19	l _{85A}	l _{85B}	l _{85C}	l _{85D}
7	20	a _{57A}	a _{57B}	a _{57C}	a _{57D}	r _{67D}	r _{67C}	r _{67B}	r _{67A}	20	7	20	l _{76A}	l _{76B}	l _{76C}	l _{76D}
2	21	a _{62A}	a _{62B}	a _{62C}	a _{62D}	r _{68D}	r _{68C}	r _{68B}	r _{68A}	21	8	21	l _{86A}	l _{86B}	l _{86C}	l _{86D}
4	22	a _{64A}	a _{64B}	a _{64C}	a _{64D}	r _{78D}	r _{78C}	r _{78B}	r _{78A}	22	8	22	l _{87A}	l _{87B}	l _{87C}	l _{87D}
5	23	a _{65A}	a _{65B}	a _{65C}	a _{65D}	r _{79D}	r _{79C}	r _{79B}	r _{79A}	23	9	23	l _{97A}	l _{97B}	l _{97C}	l _{97D}
3	24	a _{73A}	a _{73B}	a _{73C}	a _{73D}	r _{89D}	r _{89C}	r _{89B}	r _{89A}	24	9	24	l _{98A}	l _{98B}	l _{98C}	l _{98D}
5	25	a _{75A}	a _{75B}	a _{75C}	a _{75D}					25	25					
9	26	a _{79A}	a _{79B}	a _{79C}	a _{79D}											
4	27	a _{84A}	a _{84B}	a _{84C}	a _{84D}											
9	28	a _{89A}	a _{89B}	a _{89C}	a _{89D}											
7	29	a _{97A}	a _{97B}	a _{97C}	a _{97D}											
8	30	a _{98A}	a _{98B}	a _{98C}	a _{98D}											
	31															

Fig. 5.24. Memoraarea lacunară a matricei **A** și a factorilor **L** și **R** pentru versiunea clasică a metodei Newton

Factorizarea LR Doolittle (paragraful 5.5.1) se efectuează pe baza relațiilor (5.68-5.72), utilizând notațiile bidimensionale din Fig. 5.25. Expresiile obținute se exemplifică pentru următoarele elemente:

- elementelor blocului [5,5] (bloc diagonal);
- elementelor blocului [6,5] (bloc nediagonal din **L** corespunzând unui element nediagonal nenul din **A**);
- elementelor blocului [8,5] (bloc nediagonal din **L** aferent unui element nediagonal nul din **A**, apărut pe parcursul procesului de factorizare);
- elementelor blocului [5,6] (bloc nediagonal din **R** corespunzând unui element nediagonal nenul din **A**);
- elementelor blocului [5,8] (bloc nediagonal din **R** aferent unui element nediagonal nul din **A**, apărut pe parcursul procesului de factorizare).

	1 δ	1 u	2 δ	2 u	3 δ	3 u	4 δ	4 u	5 δ	5 u	6 δ	6 u	7 δ	7 u	8 δ	8 u	9 δ	9 u
1P	r _{11A}	r _{11B}					r _{14A}	r _{14B}										
1Q	l _{11C}	r _{11D}					r _{14C}	r _{14D}										
2P			r _{22A}	r _{22B}							r _{26A}	r _{26B}						
2Q			l _{22C}	r _{22D}							r _{26C}	r _{26D}						
3P					r _{33A}	r _{33B}							r _{37A}	r _{37B}				
3Q					l _{33C}	r _{33D}							r _{37C}	r _{37D}				
4P	l _{41A}	l _{41B}					r _{44A}	r _{44B}	r _{45A}	r _{45B}	r _{46A}	r _{46B}			r _{48A}	r _{48B}		
4Q	l _{41C}	l _{41D}					l _{44C}	r _{44D}	r _{45C}	r _{45D}	r _{46C}	r _{46D}			r _{48C}	r _{48D}		
5P							l _{54A}	l _{54B}	r _{55A}	r _{55B}	r _{56A}	r _{56B}	r _{57A}	r _{57B}	r _{58A}	r _{58B}		
5Q							l _{54C}	l _{54D}	l _{55C}	r _{55D}	r _{56C}	r _{56D}	r _{57C}	r _{57D}	r _{58C}	r _{58D}		
6P			l _{62A}	l _{62B}			l _{64A}	l _{64B}	l _{65A}	l _{65B}	r _{66A}	r _{66B}	r _{67A}	r _{67B}	r _{68A}	r _{68B}		
6Q			l _{62C}	l _{62D}			l _{64C}	l _{64D}	l _{65C}	l _{65D}	l _{66C}	r _{66D}	r _{67C}	r _{67D}	r _{68C}	r _{68D}		
7P					l _{73A}	l _{73B}			l _{75A}	l _{75B}	l _{76A}	l _{76B}	r _{77A}	r _{77B}	r _{78A}	r _{78B}	r _{79A}	r _{79B}
7Q					l _{73C}	l _{73D}			l _{75C}	l _{75D}	l _{76C}	l _{76D}	r _{77C}	r _{77D}	r _{78C}	r _{78D}	r _{79C}	r _{79D}
8P							l _{84A}	l _{84B}	l _{85A}	l _{85B}	l _{86A}	l _{86B}	l _{87A}	l _{87B}	r _{88A}	r _{88B}	r _{89A}	r _{89B}
8Q							l _{84C}	l _{84D}	l _{85C}	l _{85D}	l _{86C}	l _{86D}	l _{87C}	l _{87D}	l _{88C}	r _{88D}	r _{89C}	r _{89D}
9P													l _{97A}	l _{97B}	l _{98A}	l _{98B}	r _{99A}	r _{99B}
9Q													l _{97C}	l _{97D}	l _{98C}	l _{98D}	l _{99C}	r _{99D}

Fig. 5.25. Forma factorilor **L** și **R** ai matricei **A** pentru versiunea clasică a metodei Newton

$$r_{5,5A} = a_{5,5A} - l_{5,4A} \cdot r_{4,5A} - l_{5,4B} \cdot r_{4,5C} \quad (5.79)$$

$$r_{5,5B} = a_{5,5B} - l_{5,4A} \cdot r_{4,5B} - l_{5,4B} \cdot r_{4,5D} \quad (5.80)$$

$$l_{5,5C} = (a_{5,5C} - l_{5,4C} \cdot r_{4,5A} - l_{5,4D} \cdot r_{4,5C}) / r_{5,5A} \quad (5.81)$$

$$r_{5,5D} = a_{5,5D} - l_{5,4C} \cdot r_{4,5B} - l_{5,4D} \cdot r_{4,5D} - l_{5,5C} \cdot r_{5,5B} \quad (5.82)$$

$$l_{6,5A} = (a_{6,5A} - l_{6,4A} \cdot r_{4,5A} - l_{6,4B} \cdot r_{4,5C}) / r_{5,5A} \quad (5.83)$$

$$l_{6,5B} = (a_{6,5B} - l_{6,4A} \cdot r_{4,5B} - l_{6,4B} \cdot r_{4,5D} - l_{6,5A} \cdot r_{5,5B}) / r_{5,5D} \quad (5.84)$$

$$l_{6,5C} = (a_{6,5C} - l_{6,4C} \cdot r_{4,5A} - l_{6,4D} \cdot r_{4,5C}) / r_{5,5A} \quad (5.85)$$

$$l_{6,5D} = (a_{6,5D} - l_{6,4C} \cdot r_{4,5B} - l_{6,4D} \cdot r_{4,5D} - l_{6,5C} \cdot r_{5,5B}) / r_{5,5D} \quad (5.86)$$

$$l_{8,5A} = (-l_{8,4A} \cdot r_{4,5A} - l_{8,4B} \cdot r_{4,5C}) / r_{5,5A} \quad (5.87)$$

$$l_{8,5B} = (-l_{8,4A} \cdot r_{4,5B} - l_{8,4B} \cdot r_{4,5D} - l_{8,5A} \cdot r_{5,5B}) / r_{5,5D} \quad (5.88)$$

$$l_{8,5C} = (-l_{8,4C} \cdot r_{4,5A} - l_{8,4D} \cdot r_{4,5C}) / r_{5,5A} \quad (5.89)$$

$$l_{8,5D} = (-l_{8,4C} \cdot r_{4,5B} - l_{8,4D} \cdot r_{4,5D} - l_{8,5C} \cdot r_{5,5B}) / r_{5,5D} \quad (5.90)$$

$$r_{5,6A} = a_{5,6A} - l_{5,4A} \cdot r_{4,6A} - l_{5,4B} \cdot r_{4,6C} \quad (5.91)$$

$$r_{5,6B} = a_{5,6B} - l_{5,4A} \cdot r_{4,6B} - l_{5,4B} \cdot r_{4,6D} \quad (5.92)$$

$$r_{5,6C} = a_{5,6C} - l_{5,4C} \cdot r_{4,6A} - l_{5,4D} \cdot r_{4,6C} - l_{5,5C} \cdot r_{5,6A} \quad (5.93)$$

$$r_{5,6D} = a_{5,6D} - l_{5,4C} \cdot r_{4,6B} - l_{5,4D} \cdot r_{4,6D} - l_{5,5C} \cdot r_{5,6B} \quad (5.94)$$

$$r_{5,8A} = -l_{5,4A} \cdot r_{4,8A} - l_{5,4B} \cdot r_{4,8C} \quad (5.95)$$

$$r_{5,8B} = -l_{5,4A} \cdot r_{4,8B} - l_{5,4B} \cdot r_{4,8D} \quad (5.96)$$

$$r_{5,8C} = -l_{5,4C} \cdot r_{4,8A} - l_{5,4D} \cdot r_{4,8C} - l_{5,5C} \cdot r_{5,8A} \quad (5.97)$$

$$r_{5,8D} = -l_{5,4C} \cdot r_{4,8B} - l_{5,4D} \cdot r_{4,8D} - l_{5,5C} \cdot r_{5,8B} \quad (5.98)$$

Apoi expresiile elementelor factorilor **L** și **R** se "transcriu" utilizând notațiile monodimensionale specifice memorării lacunare din Fig. 5.24. În aceste condiții, relațiile (5.79-5.98) ajung la forma (5.99-5.118), oferind posibilitatea descifrării mecanismului factorizării lacunare.

$$ra_5 = aa_5 - la_{14} \cdot ra_{14} - lb_{14} \cdot rc_{14} \quad (5.99)$$

$$rb_5 = ab_5 - la_{14} \cdot rb_{14} - lb_{14} \cdot rd_{14} \quad (5.100)$$

$$lc_5 = (ac_5 - lc_{14} \cdot ra_{14} - ld_{14} \cdot rc_{14}) / ra_5 \quad (5.101)$$

$$rd_5 = ad_5 - lc_{14} \cdot rb_{14} - ld_{14} \cdot rd_{14} - lc_5 \cdot rb_5 \quad (5.102)$$

$$la_{17} = (aa_{23} - la_{15} \cdot ra_{14} - lb_{15} \cdot rc_{14}) / ra_5 \quad (5.103)$$

$$lb_{17} = (ab_{23} - la_{15} \cdot rb_{14} - lb_{15} \cdot rd_{14} - la_{17} \cdot rb_5) / rd_5 \quad (5.104)$$

$$lc_{17} = (ac_{23} - lc_{15} \cdot ra_{14} - ld_{15} \cdot rc_{14}) / ra_5 \quad (5.105)$$

$$ld_{17} = (ab_{23} - lc_{15} \cdot rb_{14} - ld_{15} \cdot rd_{14} - lc_{17} \cdot rb_5) / rd_5 \quad (5.106)$$

$$la_{19} = (-la_{16} \cdot ra_{14} - lb_{16} \cdot rc_{14}) / ra_5 \quad (5.107)$$

$$lb_{19} = (-la_{16} \cdot rb_{14} - lb_{16} \cdot rd_{14} - la_{19} \cdot rb_5) / rd_5 \quad (5.108)$$

$$lc_{19} = (-lc_{16} \cdot ra_{14} - ld_{16} \cdot rc_{14}) / ra_5 \quad (5.109)$$

$$ld_{19} = (-lc_{16} \cdot rb_{14} - ld_{16} \cdot rd_{14} - lc_{19} \cdot rb_5) / rd_5 \quad (5.110)$$

$$ra_{17} = aa_{17} - la_{14} \cdot ra_{15} - lb_{14} \cdot rc_{15} \quad (5.111)$$

$$rb_{17} = ab_{17} - la_{14} \cdot rb_{15} - lb_{14} \cdot rd_{15} \quad (5.112)$$

$$rc_{17} = ac_{17} - lc_{14} \cdot ra_{15} - ld_{14} \cdot rc_{15} - lc_5 \cdot ra_{17} \quad (5.113)$$

$$rd_{17} = ad_{17} - lc_{14} \cdot rb_{15} - ld_{14} \cdot rd_{15} - lc_5 \cdot rb_{17} \quad (5.114)$$

$$ra_{19} = -la_{14} \cdot ra_{16} - lb_{14} \cdot rc_{16} \quad (5.115)$$

$$rb_{19} = -la_{14} \cdot rb_{16} - lb_{14} \cdot rd_{16} \quad (5.116)$$

$$rc_{19} = -lc_{14} \cdot ra_{16} - ld_{14} \cdot rc_{16} - lc_5 \cdot ra_{19} \quad (5.117)$$

$$rd_{19} = -lc_{14} \cdot rb_{16} - ld_{14} \cdot rd_{16} - lc_5 \cdot rb_{19} \quad (5.118)$$

Pe baza celor prezentate, se urmărește elaborarea unui algoritm eficient de factorizare: rapid și cu pretenții reduse de memorie. Timpul de calcul depinde de timpul de acces la operanzii care intervin în relațiile de factorizare, deoarece numărul efectiv de operații aritmetice elementare este practic constant. Deci, căutarea secvențială în tablourile monodimensionale care conțin operanzii trebuie redusă la minim.

O serie de concluzii utile pentru găsirea logicii factorizării lacunare sunt prezentate mai jos:

- a) inițializarea valorii elementelor factorilor cu elementele matricei de coeficienți se poate face printr-o singură parcurgere a vectorului \mathbf{O} (cele din blocurile diagonale se atribuie direct, iar cele nedigonale prin căutări locale în zone restrânse ale vectorului \mathbf{S});
- b) celelalte calcule se pot efectua practic printr-o singură parcurgere a vectorului \mathbf{S} , însoțită de eventuale căutări locale în alte zone restrânse ale vectorului \mathbf{S} ;
- c) se poate observa o logică clară la a doua literă a elementelor care intervin în produsele de câte doi factori, cu observația că la elementele tablourilor \mathbf{LC} , \mathbf{LD} , \mathbf{RC} și \mathbf{RD} apare câte un termen în plus, datorită structurii pe blocuri;
- d) la elementele care au același indice se observă că în partea dreaptă a relației logica indicilor este aceeași pentru fiecare dintre ele.

În Fig. 5.26 se prezintă schema logică de principiu a factorizării lacunare a matricei jacobiene pentru versiunea clasică a metodei Newton. Primul ciclu mare soluționează punctul a) din lista anterioară, iar al doilea ciclu punctul b).

Pe baza algoritmului de factorizare prezentat mai sus s-au elaborat modulele de program corespunzătoare, care au fost incluse în pachetul de programe POWER [POWER], destinat analizei, optimizării și estimării regimurilor de funcționare a SEE complexe.

Referitor la implementarea practică a algoritmului de factorizare se remarcă următoarele aspecte suplimentare semnificative:

- a) elementele matricei jacobiene \mathbf{J} (vectorii \mathbf{AA} , \mathbf{AB} , \mathbf{AC} , \mathbf{AD}) nu se memorează, ci se calculează direct în procesul de factorizare, vectorul \mathbf{O} fiind utilizat pentru accesarea elementelor necesare corespunzătoare din matricea de admitanță nodală a SEE;
- b) schema logică de principiu din Fig. 5.26 a fost completată cu detalii specifice aplicației concrete: calculul circulației de puteri (particularizări legate de prezența nodurilor generatoare și a celui de echilibrare, care se regăsesc prin valori nule sau egale cu 1 ale unor elemente ale matricei jacobiene).

Algoritmul de factorizare a fost aplicat pentru o gamă largă de sisteme test și SEE reale de diverse configurații și dimensiuni (inclusiv sistemul electroenergetic al României, având peste 1000 de noduri).

Rezultatele obținute evidențiază avantajele oferite de maniera de lucru propusă, atât în privința memoriei necesare, cât și a timpului de calcul. Practic, la calculul circulației de puteri, versiunea clasică a metodei Newton ajunge să fie competitivă ca timp de calcul cu versiunea decuplată ultrarapidă, chiar și pentru SEE de sute de noduri.

În același timp, se oferă o soluție viabilă pentru unele regimuri de funcționare dificile (slab condiționate), apropiate de limita de stabilitate statică.

De asemenea, algoritmul prezentat se poate utiliza și pentru calculul valorii multiplicatorilor Lagrange la optimizarea regimurilor de funcționare a SEE complexe [Kilyeni2010].

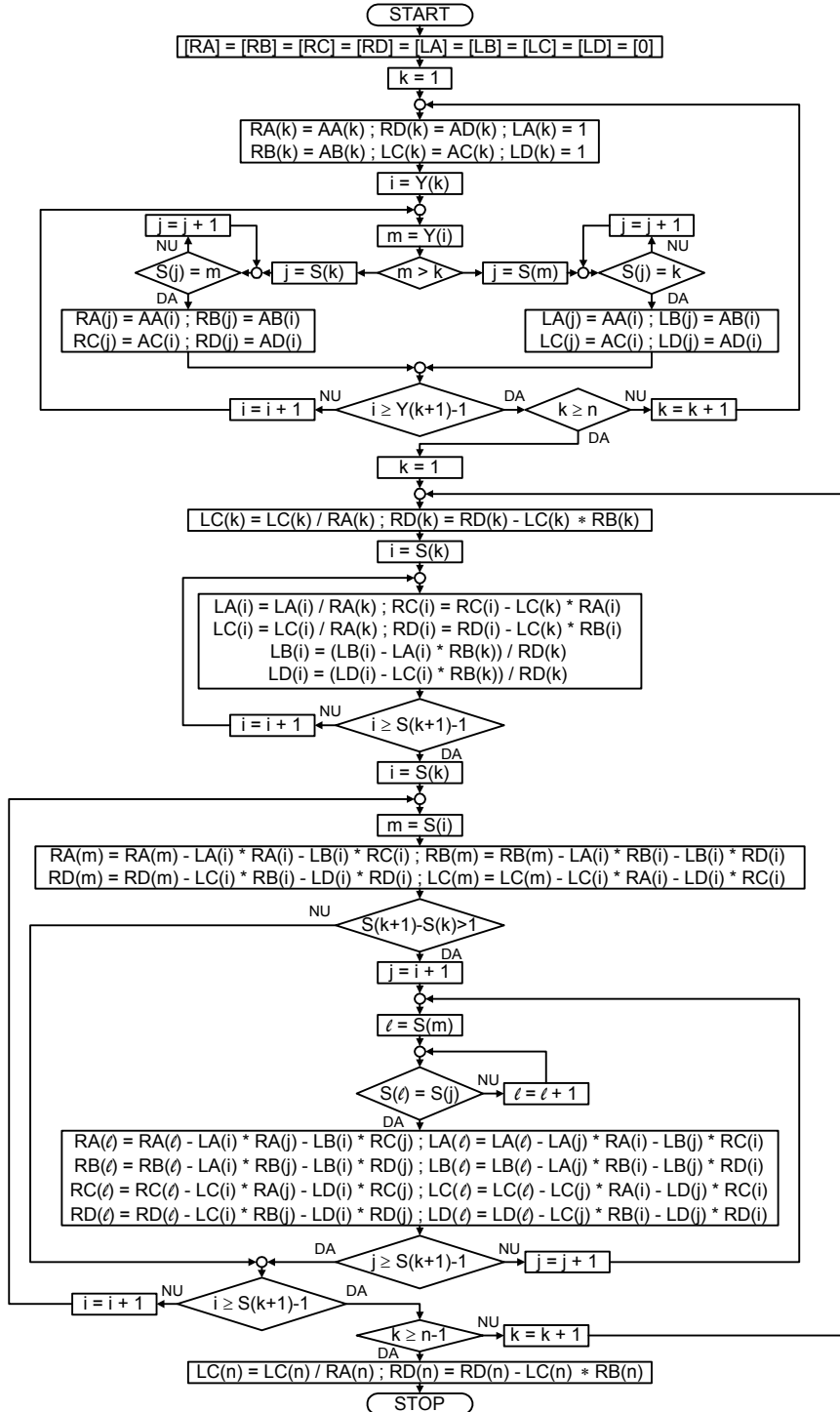


Fig. 5.26. Schema logică a factorizării lacunare

5.6. Concluzii

În cadrul acestui capitol s-a realizat sistematizarea modelului matematic al determinării circulației de puteri în SEE complexe, împreună cu toate aspectele conexe, cu considerarea unor valori deterministe privind puterile consumate și generate. S-a insistat și asupra aspectelor practice legate de implementarea în programele de calcul aferente.

Un obiectiv aparte l-a constituit perfecționarea tehnicilor lacunare performante în cadrul algoritmul de soluționare a modelului matematic. Câte un subcapitol aparte este destinat memorării matricelor lacunare, tehnicilor de conservare a lacunarității, respectiv metodelor de soluționare lacunară a modelului matematic (de exemplu factorizarea lacunară a matricei coeficienților, atât pentru versiunea decuplată ultra-rapidă, cât și pentru cea clasică a metodei Newton de calcul al circulației de puteri).

Exemplul explicativ, care apare în toate cele trei subcapitole, facilitează explicarea intuitivă a mecanismelor tehnicilor lacunare. Acestea au fost implementate în programele de analiză a regimurilor de funcționare pentru SEE complexe.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare analizei regimului permanent normal;
- perfecționarea metodelor de memorare și prelucrare a matricelor lacunare de foarte mari dimensiuni;
- perfecționarea tehnicilor de conservare a lacunarității pe parcursul soluționării modelului matematic;
- elaborarea unor metode de efectuare lacunară a soluționării modelului matematic, pentru reducerea la minim a timpului de calcul;
- prezentarea în detaliu a tuturor aspectelor practice de implementare, necesare pentru elaborarea unor programe de calcul performante;
- completarea corespunzătoare a instrumentelor software proprii, în concordanță cu modelul matematic și tehnicile lacunare elaborate.

6. APLICAȚIA SOFTWARE

Capitolul de față prezintă aplicația software realizată pentru analiza regimurilor de funcționare a SEE în care sunt integrate surse regenerabile de mare putere (în lucrarea de față centrale electrice eoliene – CEE). Abordarea utilizată în cadrul aplicației software este cea stohastică. Sunt luați în considerare factorii aleatori care pot influența regimurile de funcționare a SEE: variația puterii consumate în nodurile sistemului, modificarea topologiei rețelei de transport, variația puterii generate de CEE în funcție de viteza vântului. Puterea consumată în nodurile SEE este modelată folosind tehnicile de inteligență artificială, reprezentate de rețelele neuronale.

Aplicația software este dezvoltată în mediul Matlab [Matlab] și utilizează pentru calculul circulației de puteri simulatorul Powerworld [Powerworld]. În acest scop se folosește un fișier special de tip script pentru fiecare regim analizat, care conține topologia, parametrii și elementele caracteristice ale acestuia. Legătura între cele două medii este realizată prin intermediul tehnologiei client-server. Pachetul de programe Power [Power], perfecționat de autor în maniera prezentată în capitolul 5, este utilizat pentru verificare, având în vedere unele probleme identificate în cadrul software-ului Powerworld [Barbulescu2009].

6.1. Considerații preliminare

Odată cu restructurarea și dereglementarea SEE a crescut gradul de incertitudine al datelor caracteristice ale regimurilor de funcționare și au apărut noi criterii de evaluare a situației [Griffin2005], [Lai2001]. Un aspect în plus în ultimii ani în acest sens: integrarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie, în special a fermelor eoliene, surse care afectează funcționarea în siguranță a sistemului prin caracterul variabil, răspândirea geografică, reglajul puterii generate, erori în prognoza vântului și, implicit, a puterii generate etc. [Müller2005].

Astfel, dacă până în urmă cu câțiva ani existau doar două principale surse generatoare de incertitudine, prin integrarea CEE în sisteme, trebuie considerate acum trei surse:

- puterile consumate în nodurile sistemului;
- configurația rețelelor de transport (prin deconectarea aleatoare a unor elemente de rețea);
- puterile generate în nodurile sistemului datorate caracterului variabil al energiei eoliene.

Odată cu apariția liberalizării pieței de energie, companiile de transport sunt solicitate să asigure accesul deschis la RET, permițând noilor actori accesul la rețea (bineînțeles cu respectarea criteriilor de siguranță) și posibilitatea de a încheia tranzacții cu clienții, în cadrul limitelor de securitate ale sistemului. În 1994, FERC (Federal Energy Regulatory Commission) introduce un standard nou care definește rezervele care trebuie asigurate pentru accesul deschis la sistemul de transport [FERC2005].

Una din abordările noi care se impun în analiza SEE complexe odată cu integrarea SRE de mare putere o reprezintă analiza probabilistă a regimurilor de funcționare (calculul probabilist al circulației de puteri).

Abordarea se bazează pe determinarea regimurilor de funcționare în condițiile unor valori fixe ale datelor inițiale care descriu regimul (puterile active și reactive consumate, puterile active generate, topologia și parametrii elementelor de rețea etc.). Incertitudinile menționate mai sus impun o abordare probabilistă a problemei, ceea ce necesită un instrument de analiză corespunzător a regimurilor de funcționare. Circulația probabilistă de puteri presupune modelarea stohastică a mărimilor cu valoare fixă de la circulația clasică de puteri, precum și a configurației SEE și a parametrilor elementelor de sistem [Bărbulescu2009].

Începuturile abordării probabiliste considerau o analiză simplificată, bazându-se pe considerarea puterilor active consumate ca variabile aleatoare independente și pe determinarea circulației de puteri în curent continuu (pierderile de putere activă și circulația de putere reactivă fiind astfel neglijate) [Borkowska1974], [Allan1974]. Ulterior, acest model a fost extins în curent alternativ [Allan1981a] și îmbunătățit [Silva1990a], [Silva1990b]. La ora actuală, abordările utilizează circulația de puteri în curent alternativ, efectuând cel mult o liniarizare în jurul punctului de funcționare pentru calcule suplimentare [Chen2008], [Chun2005], [Hu2006].

În acest context, capitolul de față tratează următoarele probleme:

- abordarea stohastică a circulației de puteri;
- analiza aleatoare a contingentelor semnificative din punctul de vedere al identificării unor situații deosebite;
- elaborarea unui instrument software performant, capabil să soluționeze eficient aspectele menționate mai sus.

6.2. Abordarea stohastică a circulației de puteri

6.2.1. Aspecte generale

Dintre tehnicile utilizate la calculul probabilist al circulației de puteri prezente în literatura de specialitate [PSCC2005], [Stefopoulos2004], abordarea utilizată în aplicația software elaborată se bazează pe metoda Monte Carlo.

Metoda simulării Monte Carlo (Monte Carlo Simulation – MCS) este folosită în general pentru simulările stohastice folosind numerele aleatoare. Aceasta constă în generarea eșantioanelor de numere aleatoare pentru mărimile de interes, care sunt ulterior supuse analizelor statistice. Nu sunt necesare instrumente matematice deosebit de sofisticate, deoarece partea principală de calcul are caracter determinist [Stefopoulos2005], [Barbulescu2009].

Pentru a obține rezultate corespunzătoare, este necesară analiza unui număr mare de regimuri, care implică un timp de calcul îndelungat, ceea ce poate fi considerat un dezavantaj. Totuși, la performanțele sistemelor de calcul actuale, acest inconvenient este în mare parte eliminat.

Abordarea stohastică a circulației de puteri se realizează în maniera următoare:

- generarea aleatoare a eșantioanelor puterilor consumate;
- determinarea valorii necesare a numărului de eșantioane, astfel încât rezultatele obținute să prezinte un grad ridicat de încredere;
- calculul valorilor medii și dispersiilor pentru mărimile care reprezintă rezultatele circulației de puteri, cu o atenție specială pentru puterile transportate prin elementele de rețea.

Partea de calcul efectiv al circulației de puteri se realizează cu programe consacrate [Powerworld], [Power], iar pentru generarea aleatoare a eșantioanelor de putere consumată și prelucrarea statistică a rezultatelor circulației de puteri s-au utilizat mediul Matlab [Matlab], programul Statistica [Statistica] și programe proprii.

6.2.2. Modelarea puterilor consumate

Pentru modelarea puterilor consumate în nodurile SEE, s-a realizat prognoza puterilor pentru 10 ani, utilizând rețeaua neuronală artificială recursivă prezentată în cadrul capitolului 4.

S-a elaborat un modul de prognoză încorporat în cadrul aplicației software elaborate pentru abordarea stohastică a circulației de puteri, aplicație descrisă în subcapitolul 6.5. S-a efectuat atât prognoza puterii active consumate, cât și a celei reactive, pentru fiecare consumator în parte.

Fereastra de selectare a opțiunilor pentru realizarea prognozei este cea prezentată în fig. 6.1.

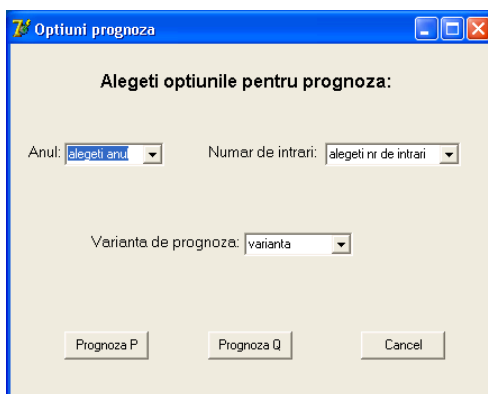


Fig. 6.1. Fereastra de selectare a opțiunilor pentru realizarea prognozei

Utilizatorul are posibilitatea de a alege anul pentru care se efectuează prognoza, dar și varianta de prognoză a consumului (minim, mediu și maxim).

Setul inițial de antrenament consideră curba de sarcină corespunzătoare regimului Vârf-Seară-Iarnă (VSI), dar și curbele zilnice care conțin maximul puterii pentru lunile anterioare curbei VSI, atât din anul de bază cât și din anul anterior. Nu se dorește o îndepărtare prea mult în timp a datelor din setul de antrenament. Pe baza acestora se determină curba corespunzătoare regimului VSI pentru anul următor și așa mai departe pentru ceilalți ani, pentru fiecare consumator din cadrul SEE analizat.

Valorile utilizate ulterior în calcule sunt puterile maxime din curba de sarcină corespunzătoare regimului VSI pentru fiecare consumator în parte. Această valoare este extrasă pentru fiecare consumator și salvează într-un fișier care va fi preluat și folosit în generarea probabilistă a puterii consumate.

6.2.3. Modelarea puterilor generate în CEE în funcție de viteza vântului

Puterea furnizată de o CEE este foarte puțin controlabilă, fiind dependentă de viteza vântului. Gradul mare de volatilitate a vitezei vântului imprimă această caracteristică și puterii evacuate din CEE.

Puterea teoretică a unei mase de aer care străbate o arie S [m²] cu o viteză v [m/s] poate fi determinată cu relația [Ackerman2005], [Heir2006]:

$$P_{vant} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \quad [W] \quad (6.1)$$

unde ρ este densitatea aerului [kg/m^3].

Pornind de la această relație, energia disponibilă variază proporțional cu cubul vitezei vântului. Astfel, pentru o creștere a vitezei vântului cu 10%, puterea disponibilă a turbinei va crește cu aproximativ 30%.

Curba puterii corespunzătoare unei turbine consideră relația dintre valoarea vitezei vântului pentru care aceasta începe să funcționeze și puterea nominală [Ackermann2005], [Burton2001], [Patel1999]. Generatoarele eoliene funcționează atunci când viteza vântului depășește 3-5 m/s, puterea nominală fiind furnizată începând cu 12-16 m/s. La viteze ale vântului de peste 25-30 m/s, sistemele de protecție intervin și opresc turbina. Aceste situații corespund furtunilor. Curba puterii pentru o turbină uzuală de 2 MW este prezentată în Fig. 6.2 [EWEA2005].

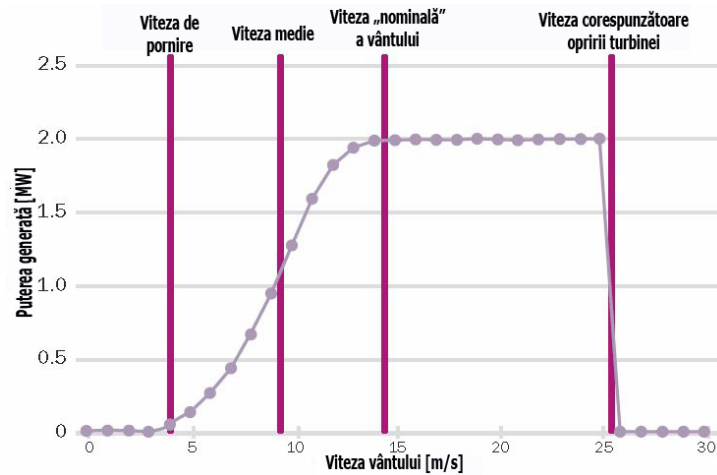


Fig. 6.2. Curba puterii generate în funcție de viteza vântului pentru o turbină de 2 MW

Considerând aspectele prezentate mai sus și faptul că majoritatea turbinelor eoliene care se vor utiliza în CEE de mare putere din România sunt turbine de 2 MW, la modelarea puterii generate din CEE s-a ținut cont de caracteristicile acestui tip de turbină.

Fiecare din CEE analizată a fost modelată prin unul sau mai multe generatoare echivalente (în funcție de mărimea centralei). Pentru fiecare din generatoarele echivalente, puterea generată este reprezentată de un anumit procent din puterea nominală a turbinei (P_n), raportată la viteza vântului v , aceasta fiind specificată prin limitele unui interval i astfel:

$$P_i = f(v_i) \quad (6.2)$$

$$v_i = a_i + (b_i - a_i) \cdot rand \quad (6.3)$$

unde: a_i și b_i – limitele intervalului considerat pentru vitezei vântului; $rand$ – generează numere aleatoare cu distribuție uniformă.

Astfel, valorile puterii generate de o CEE în funcție de viteza vântului sunt considerate sub forma prezentată în Tabelul 6.1.

Tabelul 6.1 Puterea generată de CEE în funcție de viteza vântului

Interval viteza vântului [m/s]	[0, 5)	[5, 8)	[8, 10)	[10, 13)	[13, 25)
Puterea generată [% din P_n]	0	25	50	75	100

6.2.4. Determinarea numărului necesar de eșantioane

Pentru a se determina numărul necesar de eșantioane pentru simularea Monte Carlo utilizată în circulația probabilistă de puteri s-a utilizat sistemul Test50 dezvoltat la Catedra de Electroenergetică din cadrul Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică din Timișoara [Kilyeni2010], ale cărei dimensiuni sunt suficient de mari pentru a obține rezultate utilizabile pentru SEE reale analizate în capitolul 7.

Pentru a determina numărul necesar de eșantioane, s-au generat în mod aleator seturi de puteri consumate. Pentru fiecare s-a realizat determinarea circulației de puteri și prelucrarea statistică a rezultatelor. Condiția de terminare a procesului de calcul: stabilizarea rezultatelor obținute în urma prelucrării statistice (valorile medii și dispersiile puterilor care circulă prin elementele de rețea nu se modifică semnificativ).

Schema logică corespunzătoare algoritmului de determinare a numărului de eșantioane este prezentată în fig. 6.3.

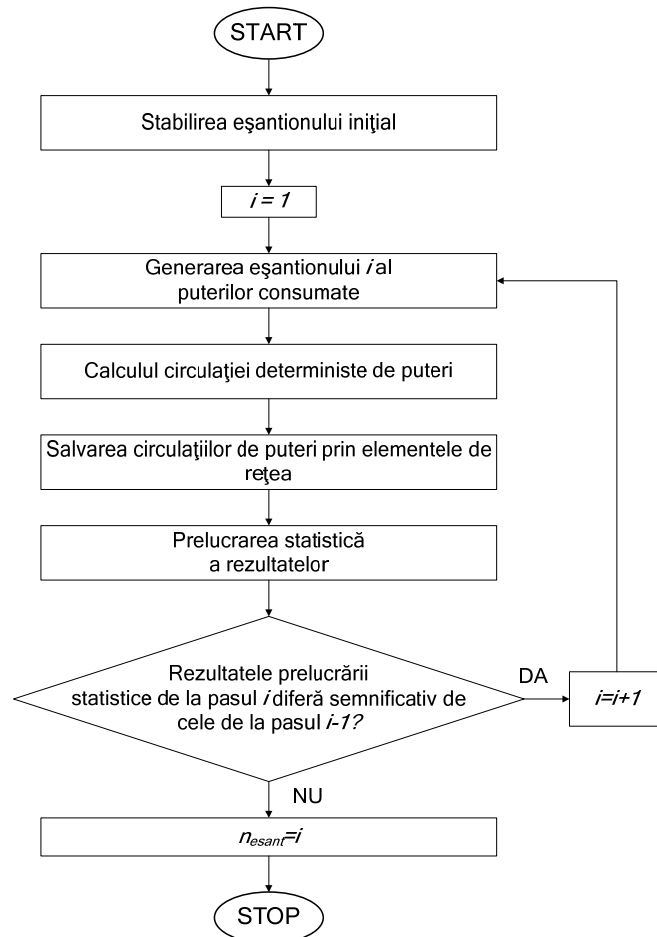


Fig. 6.3. Determinarea numărului necesar de eșantioane

6.2.5. Prelucrarea statistică a rezultatelor circulației de puteri

Pentru fiecare din cele n eșantioane se va realiza calculul circulației de puteri. Se vor determina de asemenea prin calcul valorile medii și valorile dispersiilor pentru mărimile care reprezintă rezultatele circulației de puteri prin elementele de rețea.

Pentru o anumită mărime x , valoarea medie \bar{x} și abaterea medie pătratică σ se determină cu relațiile:

$$\bar{x} = \frac{1}{n_{\text{esant}}} \cdot \sum_{k=1}^{n_{\text{esant}}} x_k \quad (6.4)$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\frac{1}{n_{\text{esant}}} \cdot \sum_{k=1}^{n_{\text{esant}}} (x_k - \bar{x})^2} \quad (6.5)$$

Rezultatele se pot reda și sub forma histograme, pentru fiecare element de rețea în parte. Ele constituie o reprezentare bi-dimensională grafică a frecvenței de distribuție pentru mărimea selectată.

6.3. Analiza aleatoare a contingențelor

În cadrul analizei regimurilor de funcționare, există anumite situații când pot să apară situații speciale (nivel necorespunzător al tensiunilor, congestii etc.) datorită scoaterii din funcțiune a unor elemente de rețea, planficată (reparații, revizii) sau neplanficată (avarii). Mai mult, odată cu creșterea ponderii SRE în SEE, există situații când, chiar și cu toate elementele de rețea în funcțiune, excesul de putere generată de aceste surse, corelat cu starea sistemului la un moment dat, poate determina supraîncărcarea unor elemente de rețea sau încărcarea lor în apropierea valorilor maxime admisibile. În aceste condiții, analiza contingențelor este pe deplin justificată.

În condițiile în care un singur element de rețea este scos din funcțiune, rezultă o contingență (regim contingent) de tipul $N-1$. Dacă numărul de elemente de rețea scoase din funcțiune este m , atunci rezultă o contingență de tipul $N-m$.

Datorită modului robust de dimensionare, pentru sistemele reale analizate și regimurile de funcționare considerate, în marea majoritate a cazurilor contingențele de tipul $N-1$ nu au condus la situații deosebite. Din acest motiv, în cadrul lucrării se va pune accentul pe analiza contingențelor de tipul $N-2$, adică ieșirea concomitentă din funcțiune a două elemente de rețea: linii electrice, transformatoare și autotransformatoare, transformatoare bloc (împreună cu grupurile generatoare aferente).

Contingențele de tipul $N-2$ sunt generate aleator, mecanismul de principiu utilizat fiind prezentat în Fig. 6.4.

După generarea aleatoare a contingențelor sistemul se prezintă ca în Fig. 6.4.b, starea elementelor fiind cea prezentată în Tabelul 6.2, unde 0 semnifică element deconectat, iar 1 – element conectat.

Numărul regimurilor analizate (numărul dorit de contingențe) se determină în maniera prezentată în paragraful 6.2.4, cu observația că se mai pot adăuga unele contingențe considerate a fi semnificative din punctul de vedere al unor situații deosebite. Pentru fiecare regim se determină circulația de puteri, salvându-se rezultatele de interes.

Tabelul 6.2 Starea elementelor după generarea aleatoare a contingențelor de tipul $N-2$

Element de rețea	1	2	3	...	$k-1$	k
Stare	0	1	1	...	0	1

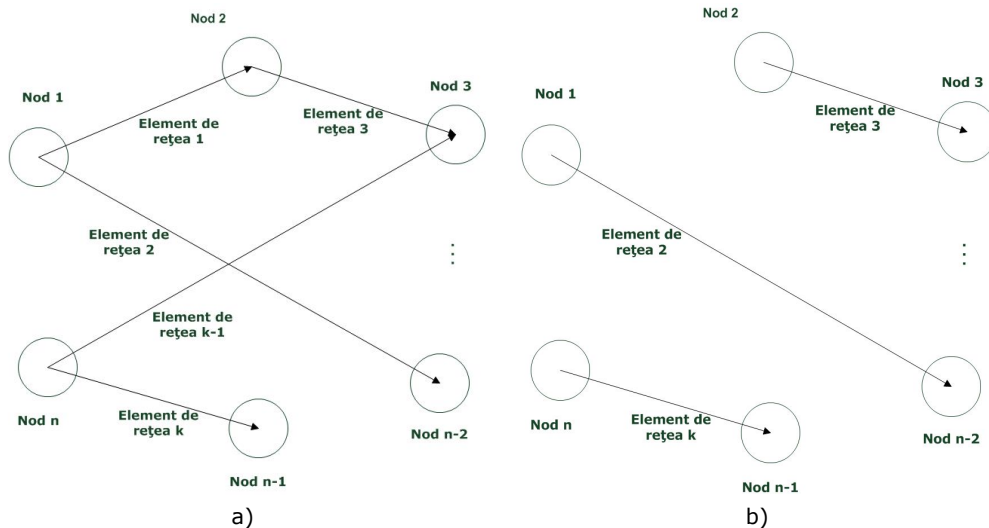


Fig. 6.4. a) Starea inițială a SEE; b) Starea SEE cu contingențe de tipul $N-2$

Prelucrarea rezultatelor se efectuează similar cu cele prezentate în paragraful 6.2.5, la care se adaugă analiza în detaliu a regimurilor care conduc la situații deosebite, a cauzelor care le-au generat și a măsurilor care se impun din punct de vedere al managementului unor asemenea situații.

6.4. Programe de lucru utilizate

6.4.1. Matlab

MATLAB® [Matlab] este mediu de programare și un limbaj de înaltă performanță destinat calculului tehnic efectuat cu ajutorul calculatorului. Integrează funcțiile de calcul, vizualizare, simulare, programare, într-un mediu ușor de utilizat, unde problemele și soluțiile, sunt exprimate folosind notații matematice obișnuite. Utilizarea programului include:

- matematică și calcule;
- dezvoltarea de algoritmi;
- modelare și simulare;
- analiza datelor și vizualizare;
- grafice științifice și inginerești;
- dezvoltarea de aplicații, permițând și proiectarea interfeței grafice.

MATLAB are o familie de aplicații specifice numite "toolboxes", care aplică o tehnologie specializată, reprezentând o colecție de funcții MATLAB ("M-files") ce extind mediul MATLAB să rezolve clase particulare de probleme. Aria în care sunt disponibile toolbox-urile include: procesare de semnal, procesare de imagine, comanda sistemelor, simulare, rețele neuronale, logica fuzzy și multe altele.

Sistemul MATLAB cuprinde 5 părți principale.

- *Limbajul MATLAB* este un limbaj de nivel înalt, de tip matrice / vector cu instrucțiuni de control, funcții, structuri de date, intrări / ieșiri și elemente specifice programării orientate pe obiecte.
- *Mediul de lucru MATLAB* este un set de instrumente și facilități cu care intră în contact utilizatorul sau programatorul MATLAB. Include facilități pentru gestiunea

variabilelor (acces, vizualizare, informații) în spațiul de lucru și importarea / exportarea datelor. Permite, de asemenea, dezvoltarea, depanarea și lucrul cu fișiere de tip M ("M-files").

- *Prelucrarea grafică* este sistemul grafic MATLAB care include comenzi de nivel înalt pentru vizualizări grafice 2-D și 3-D, procesare de imagine, animație și prezentări grafice. Include și comenzi de nivel redus pentru personalizarea modului de prezentare a graficelor și construirea interfețelor grafice utilizator (GUI) pentru aplicații.
- *Biblioteca de funcții matematice MATLAB* este o colecție vastă de algoritmi de calcul și analiză. Există peste 500 de funcții matematice, pentru statistică și inginerie optimizate pentru calcul matriceal.
- *Interfața Program Aplicație* este o bibliotecă specializată care permite interacțiunea cu programe externe mediului MATLAB. Este permisă astfel apelarea programelor scrise în C sau Fortran, importarea / exportarea datelor și stabilirea de relații de tip client / server între MATLAB și alte programe.

6.4.2. Powerworld

Simulatorul Powerworld [Powerworld] a fost lansat pe piața soft-urilor specializate în domeniul SEE de către Universitatea Illinois din Urbana, director de proiect T.J. Overbye, prin PowerWorld Corporation. Este conceput pentru analiza sistemelor de peste 100.000 de noduri, Facultatea de Electrotehnică din cadrul Universității „Politehnica” din Timișoara dispunând de licență pentru cea mai recentă versiune – 14.

Powerworld Corporation este un lider inovator și industrial, care oferă produse și servicii pentru analiza SEE. Varietatea produselor produce instrumente soft utile pentru: planificatorii de transport, participanții la piața de energie, operatorii de sistem și oricine are nevoie de informații legate de SEE și analize cu o interfață prietenoasă.

Powerworld® este un pachet de simulare a funcționării SEE, proiectat să fie ușor de utilizat din punct de vedere al interfeței și puternic interactiv. Programul permite realizarea unor analize inginerești complexe, dar este și interactiv și grafic, încât poate fi utilizat ca instrument didactic pentru un auditoriu mai puțin avizat. Este o platformă deosebit de puternică pentru analiza și vizualizarea funcționării SEE.

Marele avantaj al acestui program îl reprezintă partea economică, fiind capabil să reprezinte caracteristici de cheltuieli orare ale generatoarelor sincrone prin funcții de tip polinomial, până la gradul 3 inclusiv, să efectueze optimizări globale ale regimului cu precizarea costurilor marginale pentru energia activă, respectiv reactivă. Sursele dispun de controlul automat al generării (AGC) și regulator automat al excitației (AVR). Pentru toate elementele de sistem se pot preciza restricțiile de minim și de maxim.

Spre deosebire de alte produse comerciale de analiză a SEE, Powerworld® permite utilizatorului vizualizarea sistemului prin intermediul schemelor monofilare colorate și animate, cu posibilități de panoramare și mărire / micșorări diverse. Mai mult, configurațiile sistemelor pot fi modificate ușor sau pot fi construite pornind de la schițe, pe baza editorului grafic încorporat. Elementele de rețea pot fi conectate / deconectate, pot fi adăugate altele noi, pot fi adăugate grupuri generatoare și pot fi stabilite noi tranzacții, cu doar câteva clicuri de mouse. Utilizarea graficii și a animațiilor mărește puterea de înțelegere a utilizatorilor referitoare la caracteristicile SEE, problemelor și restricțiilor, precum și manierei în care acestea pot fi remediate.

Pachetul de bază, dispune de diverse instrumente precum:

- instrumentul de stabilitate și controlul tensiunii;
- instrumentul de circulație optimă de putere (OPF);
- instrumentul de securitate restricționată a circulației optime de puteri (SCOPF);
- instrumentul de analiză a capacității disponibile de transfer (ATC).

Pe lângă multiplele calități ale software-ului Powerworld (legate mai ales de interfața grafică și portabilitatea bazei de date), analiza atentă a rezultatelor obținute a condus la evidențierea unor aspecte deficitare [Barbulescu2009]. Din acest motiv, regimurile de funcționare au fost verificate și cu pachetul de programe Power [Power], considerat „etalon” pe baza experienței anterioare de utilizare îndelungate.

6.4.3. Power

Pachetul de programe Power [Kilyeni2010] este destinat analizei, optimizării și estimării regimului permanent al SEE complexe, soluționând atât problema în sine, cât și o serie de aspecte conexe: crearea și utilizarea unor „cataloge” de elemente de sistem tipizate, elaborarea și gestionarea unei baze de date de utilitate generală pentru programele de analiză a regimurilor de funcționare a SEE complexe.

Căutând să răspundă cât mai bine cerințelor generale formulate în [Kilyeni2010] pachetul POWER are următoarea structură:

- a) programul Powercat, care are ca obiect gestionarea cataloagelor de elemente de sistem tipizate. El realizează crearea, actualizarea, vizualizarea și listarea unor cataloage de transformatoare, autotransformatoare, linii electrice aeriene, linii electrice subterane și elemente transversale. O asemenea manieră alternativă de lucru facilitează simțitor operațiile de creare și de actualizare a bazelor de date referitoare la SEE de foarte mari dimensiuni;
- b) programul Powersys, este destinat soluționării tuturor aspectelor legate de baza de date referitoare la SEE de foarte mari dimensiuni: creare, actualizare, gestionare, vizualizare, listare la imprimantă. Baza de date cuprinde toate informațiile referitoare la topologia SEE și parametrii elementelor de sistem, necesare la analiza regimurilor neperturbate, prelucrate și sistematizate corespunzător. Structura modulară a bazei de date asigură o deosebită flexibilitate, facilitând extinderea ei ulterioară cu elementele specifice regimurilor perturbate. Baza de date este utilizabilă într-o gamă largă de aplicații: calculul circulației de puteri, optimizarea funcționării momentane, estimarea stării statice, calculul siguranței în funcționare etc.;
- c) programul Powerflw, calculează efectiv circulația de puteri. El utilizează bazele de date elaborate cu Powersys, completându-le cu elementele specifice analizei de regim permanent (mărimile care caracterizează un anumit regim de funcționare), determinând apoi modulele și fazele tensiunilor, puterile reactive generate, puterea activă și reactivă generată în nodul de echilibrare, circulațiile de puteri pe laturile SEE și bilanșurile de puteri (pe zone și pe ansamblul SEE). Pe lângă calculul efectiv al circulației de puteri, programul soluționează și aspectele conexe legate de completarea bazei de date cu elementele caracteristice regimului de funcționare considerat, de actualizarea bazei de date, de vizualizarea și listarea la imprimantă a datelor inițiale și/sau a rezultatelor calculului de regim permanent.

Programul de calcul Optim realizează optimizarea funcționării momentane a SEE complexe. La fel ca și programele pachetului Power, programul Optim este scris în limbajul Turbo Pascal, utilizând mediul de lucru Delphi (versiunile sub sistemul de operare Microsoft Windows), respectiv Turbo Vision (pentru versiunile anterioare, sub sistemul de operare DOS).

Având în vedere unele probleme identificate în cadrul software-ului Powerworld [Bărbulescu2009], analizele efectuate au fost dublate de pachetul de programe Power. La rândul său, cu alte ocazii, rezultatele pe care le oferă pachetul de programe Power au fost validate de alte programe, în cadrul colectivului de cercetare acest pachet fiind considerat „etalon”. De altfel, în capitolul 5 au fost prezentate o serie de tehnici lacunare performante implementate în acest pachet de programe.

6.5. Descrierea aplicației software

Aplicația software a fost dezvoltată în mediul Matlab și utilizează din plin facilitățile de interfață specifice sistemelor de operare Microsoft Windows. Comunicarea cu simulatorul Powerworld, de unde se obțin toate datele referitoare la topologia, parametri și regimul de funcționare a SEE, se realizează prin intermediul tehnologiei client-server: aplicația dezvoltată în mediul Matlab este clientul și Powerworld este server-ul.

Un socket este un „capăt de comunicație” sau „punct final de comunicație” care poate fi numit și adresat într-o rețea, fiind locul unde programul de aplicație se întâlnește cu furnizorul mediului de transport. Socket-ul poate fi reprezentat de:

- o resursă alocată de sistemul de operare;
- o structură de date întreținută de către nucleul sistemului de operare; această structură este referită în aplicații printr-un întreg numit *descriptor de socket*.

Două aplicații software pot comunica între ele printr-un *socket* doar după ce fiecareia dintre ele sistemul de operare i-a alocat un *socket* (există un număr de descriptori de *socket* rezervați pentru aplicațiile de sistem, restul descriptorilor fiind disponibili pentru utilizatori).

Aplicațiile care folosesc *socket* respectă o serie de scenarii bine stabilite: este vorba despre ordinea de apelare a funcțiilor sistem în funcție de tipul de *socket* și de rolul pe care îl joacă aplicația (client sau server).

În Fig. 6.5 se prezintă schema apelurilor sistem pentru aplicația client-server dezvoltată. După cum se observă din figură apelurile sistem se pot grupa în trei secțiuni: secțiunea de inițializare, secțiunea de transfer de date și secțiunea de închidere a conexiunii.

- Secțiunea de inițializare:
 - *socket*: cere nucleului sistemului să creeze un *socket* prin care să poată fi contactat; se fixează familia de adrese folosită și tipul de *socket* (în acest caz stream). În cadrul acestei etape se derulează fazele pregătitoare pentru realizarea legăturii dintre Matlab și Powerworld;
 - *connect*: inițiază conexiunea între aplicația client și aplicația server. La finalul acestui apel, fie există o conexiune stabilă între client și server, fie se returnează un cod de eroare. În cadrul acestei etape s-a realizat conexiunea dintre client și server (aplicația dezvoltată în mediul Matlab și Powerworld).
Apelurile sistem *socket* și *connect* trebuie efectuate în mod obligatoriu în această ordine și o singură dată. Dacă se apelează *connect* pentru un *socket* deja conectat se va returna o eroare.
- Secțiunea de transfer de date:
 - *send*: trimite către server un șir de octeți. Pentru a putea trimite date este necesară existența unei conexiuni. Fără această metodă *send* va întoarce un cod de eroare și nu va trimite nimic. În cadrul acestei etape se realizează schimbul de date între client și sever. Pentru început acest schimb de date se referă la precizarea bazei de date pentru SEE analizat, la furnizarea datelor care se utilizează la calculul circulației de puteri.
 - *receive*: primește un șir de octeți de la server. Pentru a putea primi date este necesară existența unei conexiuni. Fără această metodă *receive* va întoarce un cod de eroare și nu va primi nimic. Această etapă se referă la: datele obținute în urma rulării fișierului script pentru definirea tablourilor de date, la rezultatele obținute în urma calculului circulației de puteri.

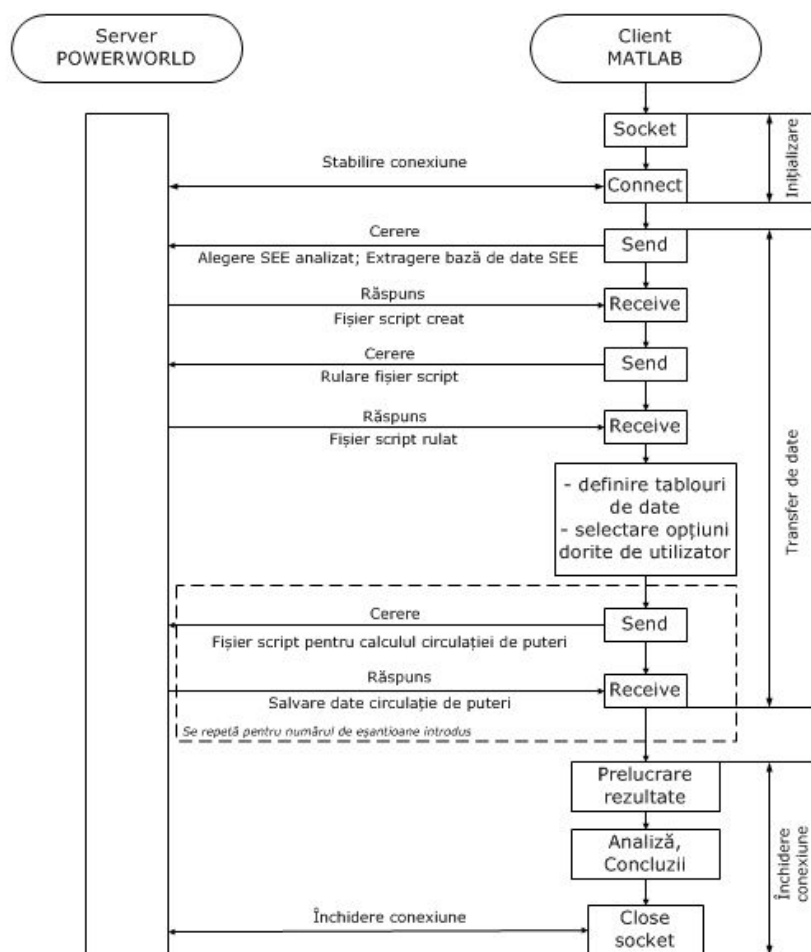


Fig. 6.5. Schema apelurilor sistem pentru aplicația client-server

Ordinea de efectuare a apelurilor sistem *send* și *receive* corespunde comunicației de tip cerere-răspuns, pentru aplicația client-server dezvoltată. De asemenea aceste metode se pot apela de mai multe ori (după cum se observă în figură). Ele sunt apelate ciclic până la atingerea numărului de eșantioane specificat de utilizator.

- Secțiunea de închidere a conexiunii:
 - *closesocket*: cere nucleului sistemului să închidă conexiunea existentă și să elibereze orice resurse folosite. Se închide conexiunea dintre aplicația software dezvoltată în mediul Matlab (clientul) și Powerworld (serverul).

Apelul sistem *closesocket* este opțional, dar recomandat. Sistemul de operare se ocupă oricum de eliberarea tuturor resurselor atunci când aplicația este finalizată. În urma acestui apel conexiunea este încheiată iar orice apel *connect*, *send* sau *receive* va returna o eroare.

În cazul aplicației realizate, clientul este reprezentat de mediul Matlab. Acesta solicită și primește date de la server, reprezentat aici de simulatorul PowerWorld, le prelucrează și furnizează rezultatele utilizatorului. Utilizarea acestei tehnologii sporește eficiența aplicației și îmbunătățește substanțial timpul de calcul.

Schema logică a aplicației este prezentată în Fig. 6.6.

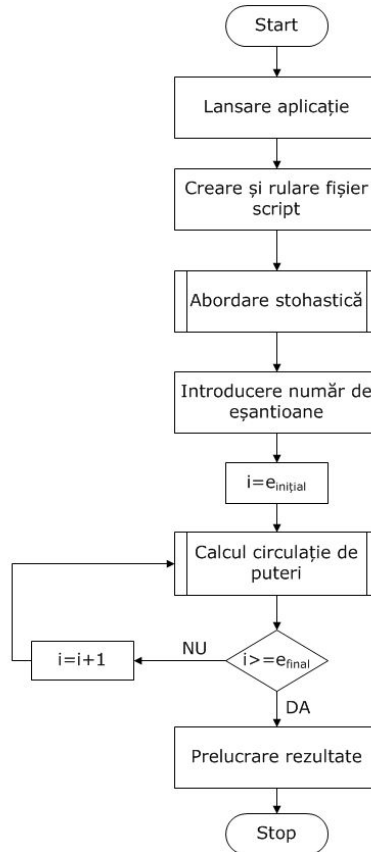


Fig. 6.6. Schema logică a aplicației dezvoltate

Algoritmul corespunzător pentru abordarea stohastică a circulației de puteri este prezentat în Fig. 6.7.

În Fig. 6.8 se prezintă fereastra principală a aplicației.

După lansarea în execuție a aplicației, utilizatorul accesează meniul *Fișier* (Fig. 6.9), pentru crearea fișierului script.

Selectarea opțiunii *Creare fișier script* din meniul *Fișier* determină utilizatorul să aleagă fișierul care conține baza de date Powerworld corespunzătoare SEE (fișier *.pwb) și regimului analizat (Fig. 6.10). După selectarea acestuia, se va crea fișierul script care va conține numele fișierului *.pwb corespunzător, precum și o serie de elemente care permit extragerea informațiilor necesare din fișierul *.pwb.

Informațiile care sunt extrase din fișierul *.pwb, corespunzător SEE și regimului analizat sunt:

- lista nodurilor;
- lista laturilor;
- numărul de consumatori pentru fiecare nod;
- puterile active, respectiv reactive consumate în noduri;
- circulația de putere prin elementele de rețea;
- limitele inferioare, respectiv superioare ale tensiunilor nodurilor;
- parametrii elementelor de rețea;
- limitele maxim admisibile din punct de vedere termic aferente elementelor de rețea.

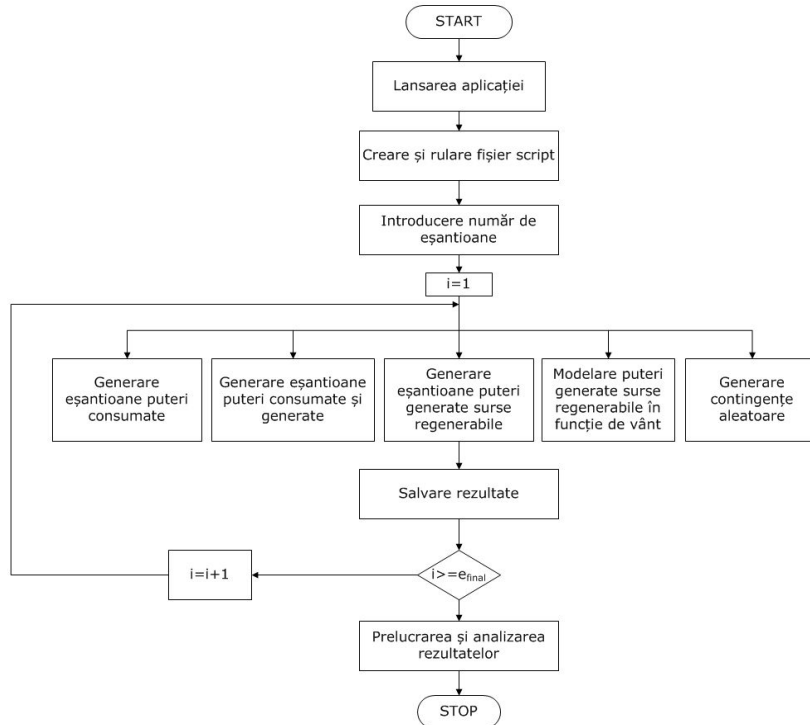


Fig. 6.7. Schema logică corespunzătoare abordării stohastice a circulației de puteri

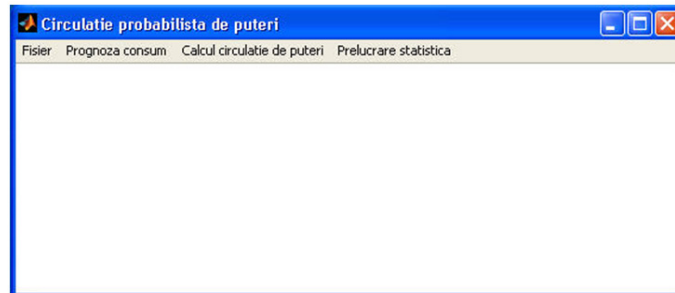


Fig. 6.8 Fereastra principală a aplicației software

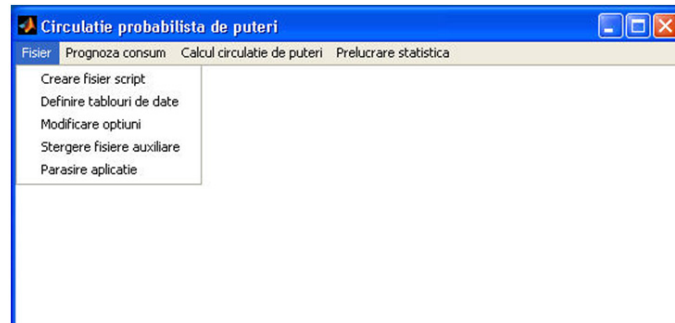


Fig. 6.9. Opțiunea „Fișier”

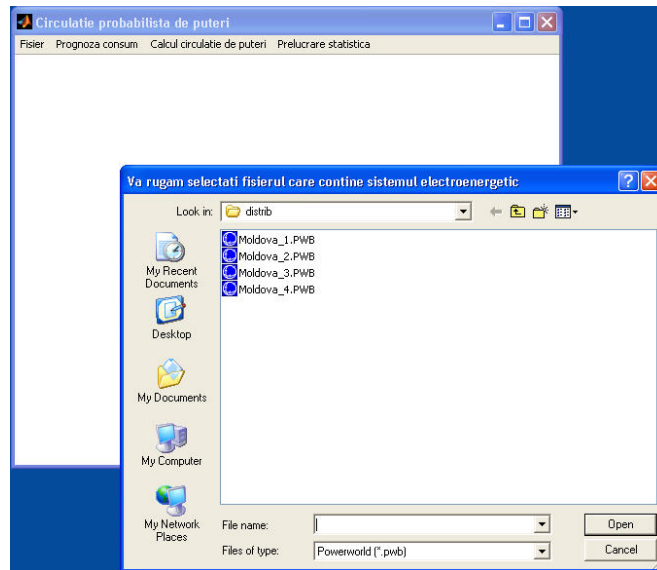


Fig. 6.10 Selectarea fișierului care conține baza de date a SEE analizat

În continuare utilizatorul este solicitat să definească tablourile de date. Selectând această opțiune se deschid fișierele text (în cadrul cărora a fost salvată informația extrasă din baza de date a SEE) și se transferă datele necesare în tablouri de tip corespunzător (spre a fi utilizate în cadrul algoritmilor implementate).

Opțiunea *Prognoza consum* permite utilizatorului să realizeze prognoza consumului de putere aferent fiecărui consumator din SEE selectat anterior (Fig. 6.11). Selectarea acestei opțiuni este necesară dacă se dorește calcul circulației de puteri în condițiile variației puterilor consumate (adică opțiunile 1 și 4 din meniul *Calcul circulație de puteri*). Dacă prognoza nu s-a efectuat și s-a ales una din opțiunile care implică modelarea puterilor consumate în nodurile SEE, aplicația software informează utilizatorul de acest aspect printr-un mesaj de eroare corespunzător.

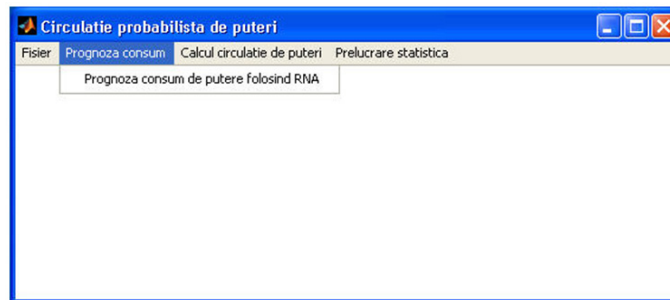


Fig. 6.11 Opțiunea prognoză consum

Meniul *Calcul circulație de puteri* (Fig. 6.12) reprezintă practic nucleul aplicației. Opțiunile pe care utilizatorul le poate selecta sunt:

- a) opțiunea *Generare eşantioane puteri consumate*. Pornind de la valorile minime și maxime ale puterii consumate în nodurile SEE, prognozate folosind rețele neuronale artificiale, sunt generate seturi de puteri consumate în cadrul acestor valori;
- b) opțiunea *Modelare putere generare surse regenerabile (în funcție de vânt)* realizează modelarea puterii generate în CEE în funcție de viteza vântului;

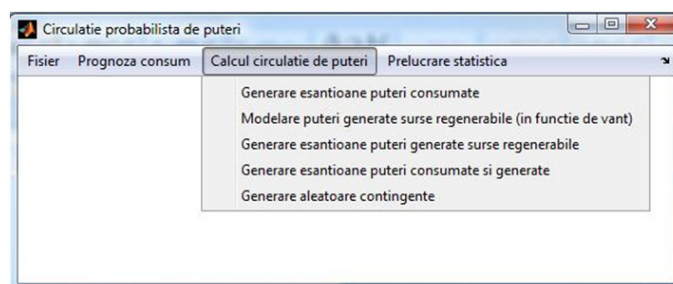


Fig. 6.12. Meniul de determinare probabilistă a circulației de puteri

- c) opțiunea *Generare esantioane puteri generate surse regenerabile* realizează modelarea puterii generate în CEE între 0 MW și valoarea puterii instalate;
- d) opțiunea *Generare esantioane puteri consumate și generate* realizează modelarea atât a puterilor consumate, cât și a puterilor generate în CEE (în funcție de viteza vântului).

După selectarea uneia dintre opțiunile de mai sus, este afișată o fereastră în cadrul căreia sunt prezentate informații legate de sistemul analizat (Fig. 6.13). În cadrul acestei ferestre utilizatorul este solicitat să introducă numărul de total de esantioane.

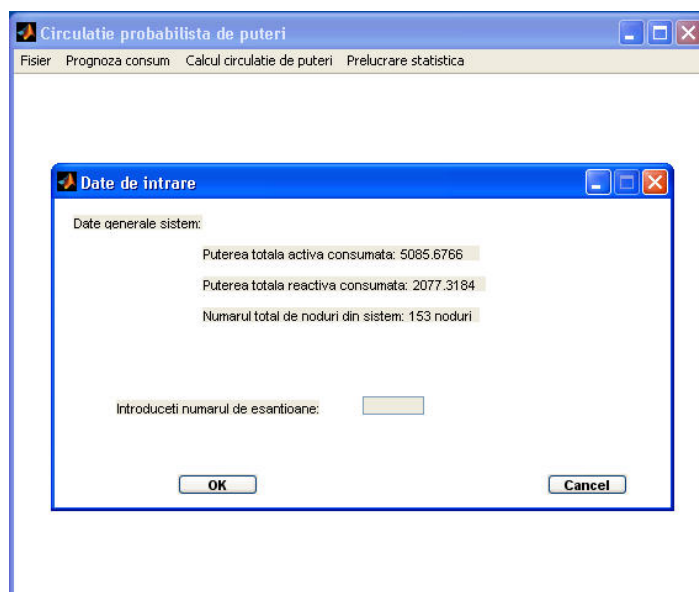


Fig. 6.13. Fereastra de introducere a numărului de esantioane

Vizualizarea și prelucrarea rezultatelor salvate în urma circulației de puteri prin elementele de rețea, se realizează selectând opțiunile din meniul *Prelucrare statistică* (Fig. 6.14).

Prima opțiune are rolul de a prelucra fișierul cu rezultate într-o formă cât mai simplă și accesibilă utilizatorului. Utilizează fișierele cu rezultate salvate în urma calcului circulației de puteri pentru toate esantioanele. Este realizată o prelucrare a acestor tipuri de fișiere, în sensul aranjării, ordonării datelor într-o manieră utilă pentru pașii ulteriori în cadrul acestui meniu. La finalizarea procesului de prelucrare a fișierului cu rezultate, utilizatorul este înștiințat prin intermediul unui mesaj de avertizare corespunzător.

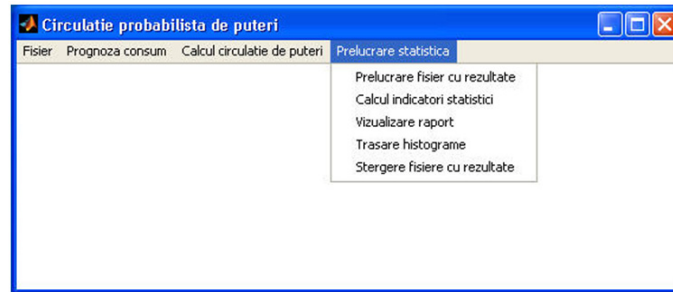


Fig. 6.14. Fereastra de prelucrare a rezultatelor

Selectarea opțiunii *Calcul indicatori statistici* determină afișarea unui raport în care este efectuată o prelucrare statistică a rezultatelor obținute: valoarea minimă, valoarea maximă, valoarea medie, abaterea medie pătratică și nivelul de încărcare pentru fiecare latură (Fig. 6.15), pornind de la fișierul prelucrat anterior.

	Nod 1	Nod 2	Val. minima	Val. maxima	Val. medie	Abaterea medie patratica	Nivel de incarcare latura
1							
2							
3	75	28008	191.6044	343.6437	267.6019	42.0461	28.3534
4	84	28039	45.9304	86.5776	66.5199	11.6895	7.3495
5	85	28004	55.6307	100.2648	78.6739	11.3994	7.5387
6	28002	28004	176.2236	487.9661	319.9841	53.2744	39.1312
7	28045	28002	207.6824	382.2032	306.4913	36.6495	95.5508
8	28002	29119	226.8183	297.4233	262.6626	23.3784	74.3558
9	28002	29121	227.9019	298.5652	264.7852	23.4251	74.6413
10	28002	29238	191.0038	290.2631	244.8896	31.7913	72.5658
11	28003	28008	75.7213	332.1554	195.4746	40.8380	28.1966
12	28003	28034	87.6996	484.8981	267.6705	71.9392	41.1628
13	28067	28003	176.5296	318.0831	247.5935	23.7899	79.5208
14	28068	28003	105.5490	263.6411	181.9370	26.5493	65.9103
15	28046	28004	221.0046	300.6651	260.0656	15.0016	60.1330
16	28046	28004	221.0046	300.6651	260.0656	15.0016	60.1330
17	28047	28004	196.5182	267.3813	231.2590	13.3469	66.8453
18	28069	28008	69.9312	269.3943	129.0943	35.4899	67.3486
19	28008	28775	12.9840	48.0727	30.9081	4.8436	19.2291
20	28034	28036	304.0681	680.2854	499.6053	67.8810	57.7492
21	28100	28034	140.9907	172.9819	157.0423	6.1587	43.2455
22	28100	28034	140.9907	172.9819	157.0423	6.1587	43.2455
23	28036	28037	210.4859	347.0260	280.6697	24.5495	29.4599
24	28036	28087	65.0445	364.1111	217.8683	56.0259	91.0278
25	28037	28038	59.5760	119.4798	88.9919	15.9460	10.7737
26	28037	28039	140.1933	257.6587	198.6435	18.5114	21.8726
27	28038	28509	64.5374	123.0842	93.2302	15.3942	49.2337
28	28094	28039	106.6168	199.7088	147.1309	14.6599	49.9272
29	28039	28096	45.3071	89.6464	66.6914	11.0373	7.6100
30	28040	28100	206.4068	206.7104	206.5606	0.0634	62.0752
31	28040	28100	206.4068	206.7104	206.5606	0.0634	62.0752
32	28040	28562	89.3015	89.3572	89.3287	0.0158	44.8786
33	28040	29232	170.7681	171.1658	170.9278	0.0691	90.0873
34	28040	29233	152.7857	153.1478	152.9443	0.0690	80.6041
35	28045	28062	2.6449	210.5398	105.4595	40.0202	69.0294
36	28045	28694	73.7715	134.7913	104.0768	13.7323	67.3956
37	28046	28047	32.0538	156.4667	85.0129	25.1825	46.9306

Fig. 6.15. Vizualizarea indicatorilor statistici calculați

Opțiunea *Vizualizare raport* permite vizualizarea unui raport care se referă la identificarea laturilor congestionate, pornind de la calculele anterioare și datele preluate din toate eșantioanele (Fig. 6.16). Programul afișează de asemenea numărul eșantionului în cadrul căruia a fost identificată latura congestionată. Informația este utilă, utilizatorul poate ulterior să analizeze eșantionul respectiv, în vederea condițiilor care au determinat congestia respectivă și să identifice soluții de remediere.

Opțiunea *Trasare histograme* determină afișarea unei ferestre de genul celei din Fig. 6.17. Această fereastră conține elementele de rețea din cadrul SEE analizat. Utilizatorul este solicitat să selecteze o anumită latură și la selectarea butonului OK este trasată histograma aferentă circulației de puteri pe latura respectivă (sunt luate în considerare valorile salvate din toate eșantioanele, pentru latura respectivă) (Fig. 6.18).

Aplicația software dezvoltată este protejată împotriva erorilor pe care utilizatorii le pot efectua, afișând mesaje corespunzătoare. Situațiile speciale care pot să apară în timpul rulării aplicației sunt sintetizate în cele ce urmează:

- utilizatorul nu a rulat fișierul script destinat extragerii datelor inițiale din soft-ul Powerworld;
- utilizatorul nu a definit tablourile de date necesare algoritmului, dar a solicitat abordarea stohastică a circulației de puteri;
- utilizatorul nu a efectuat prognoza consumului de putere, dar a solicitat calculul circulației de puteri în condițiile variației puterilor consumate în nodurile SEE;
- utilizatorul a solicitat calculul indicatorilor statistici, dar nu a realizat prelucrarea fișierului cu rezultate;
- utilizatorul a solicitat vizualizarea raportului referitor la laturile congestionate sau trasarea histogramelor, dar nu a calculat indicatorii statistici;
- utilizatorul nu a rulat scriptul destinat realizării contingențelor sau scriptul destinat încărcării valorilor probabiliste ale consumului, în cazul abordării probabiliste a circulației de puteri.

```

1 Laturi pentru care este depasita limita termica maxim admisibila:
2 11 28067 28003 100.0000
3 Regimuri congestionate: 934
4
5 17 28008 28775 103.1776
6 Regimuri congestionate: 869
7
8 22 28036 28087 139.5937
9 Regimuri congestionate: 3 37 126 196 215 268 315 395 396 397 406 426 436 437 486 608 611 624 723
10
11 26 28094 28039 100.2295
12 Regimuri congestionate: 8 36 61 103 151 239 408 520 538 541 615 631 692 986
13
14 28 28040 28100 100.0000
15 Regimuri congestionate: 471
16
17 29 28040 28100 100.0000
18 Regimuri congestionate: 731 879
19
20 35 28046 28047 186.9607
21 Regimuri congestionate: 47 165 281 332 481 660 680 700 734 869 962
22
23 36 28046 29191 102.6794
24 Regimuri congestionate: 165
25
26 37 28046 29192 102.6794
27 Regimuri congestionate: 165
28
29 38 28046 29193 110.3683
30 Regimuri congestionate: 165 660 962

```

Fig. 6.16. Vizualizare raport congestii

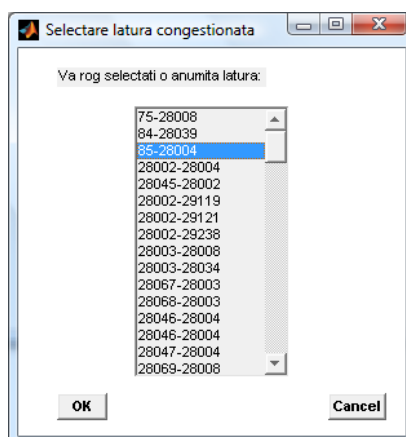


Fig. 6.17. Trasare histograme corespunzătoare circulațiilor de puteri prin elementele de rețea

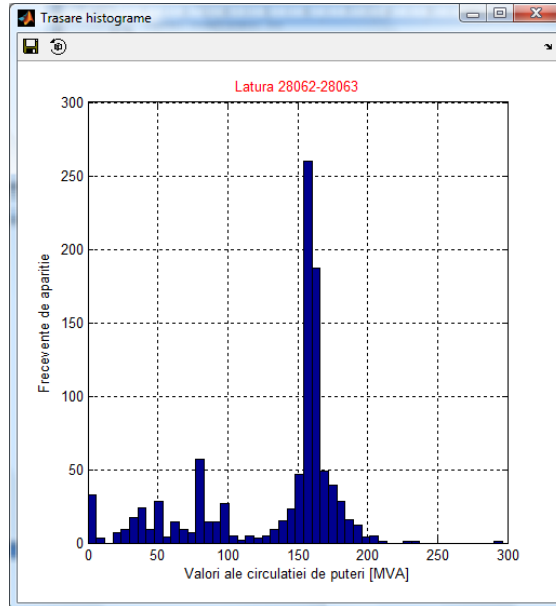


Fig. 6.18. Histograma circulației de puteri pe o anumită latură

6.6. Concluzii

În cadrul acestui capitol a fost evidențiată utilitatea abordării stohastice a analizei regimurilor de funcționare a SEE, atât la modul general, cât și pentru realizarea studiilor privind condițiile integrării CEE de mare putere. Sunt luați în considerare factorii aleatori care pot influența regimurile de funcționare a SEE: variația puterii consumate în nodurile sistemului, modificarea topologiei rețelei de transport, variația puterii generate de CEE în funcție de viteza vântului.

S-a elaborat o metodologie proprie de calcul, implementată în instrumente software corespunzătoare. S-a avut în vedere atât modelarea pe baza inteligenței artificiale a puterilor consumate în nodurile SEE, cât și a puterilor generate în CEE, dar și analiza unor contingențe de tipul $N-2$ generate aleator.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- elaborarea unei metodologii destinate modelării puterii consumate în nodurile SEE folosind tehnicile de inteligență artificială, pentru studiile de sistem;
- elaborarea unei metodologii destinate modelării puterilor generate în CEE, în funcție de viteza vântului, pentru studiile privind integrarea în sistem a acestei categorii de surse regenerabile;
- realizarea unei aplicații software destinată abordării stohastice a circulației de puteri, destinată unor analize de regimuri de funcționare a SEE complexe, atât la modul general, cât și pentru studiile de integrare în sistem a CEE de mare putere.

7. STUDII DE CAZ ȘI REZULTATE

Capitolul de față reprezintă partea aplicativă a lucrării și folosește elementele teoretice, metodologiile de calcul și aplicațiile prezentate în capitolele anterioare în analiza regimurilor de funcționare ale SEE complexe, în condițiile apariției surselor de putere semnificative, care folosesc energii regenerabile în general și energia eoliană în particular. Analizele s-au efectuat în cazul SEE reale, de mari dimensiuni (Sistemul Electroenergetic al României – SEN, subsistemul deservit de Dispeceratul Energetic Timișoara, completat cu unele părți din subsistemele vecine – DET Vest).

În prima parte a capitolului se prezintă bazele de date corespunzătoare SEE analizate (parametrii elementelor de rețea, topologia rețelei, rezultatele circulației de putere pentru regimurile de bază). Valorile puterilor active, respectiv reactive, ale consumatorilor au fost determinate utilizând metoda de prognoză prezentată în capitolul 4 și modulul aferent inclus în aplicația dezvoltată (subcapitolul 6.2.2).

A doua parte se referă la studiile efectuate pentru sistemul DET Vest privind integrarea surselor eoliene de mare putere care vor apărea în zona Banatului.

A treia parte cuprinde studiile efectuate pentru SEN privind integrarea surselor eoliene preconizate a fi instalate în următorii 10 ani în Dobrogea și Moldova.

Pentru fiecare studiu de caz s-a realizat analiza aleatoare a contingențelor semnificative din punctul de vedere al identificării unor situații deosebite, considerându-se atât contingențe de tipul $N-1$, cât și de tipul $N-2$. De asemenea s-au realizat analize referitoare la regimuri semnificative posibile pentru orizonturi de timp mai apropiate sau mai îndepărtate, utilizând opțiunile oferite de aplicația software dezvoltată: generare eșantioane puteri consumate, modelare puteri generate surse regenerabile (în funcție de vânt), generare eșantioane puteri generate surse regenerabile, și generare eșantioane puteri consumate și generate. Din motive legate de spațiu, în teză este prezentată doar o selecție semnificativă a rezultatelor.

Ultimul subcapitol prezintă concluziile finale cu privire la analiza rezultatelor studiilor de caz.

7.1. Prezentarea SEE analizate

7.1.1. Sistemul DET Vest

Una dintre regiunile României în care potențialul eolian este însemnat și permite realizarea de parcuri eoliene de mari dimensiuni este zona de Sud-Vest – Banatul. Din punct de vedere al rețelei electrice de transport (RET), această zonă aparține subsistemului din Zona de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest a României, aflat în exploatarea Sucursalei de Transport Timișoara (S.T. Timișoara) din cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (operatorul de transport și de sistem din România) (Fig. 7.1).

Subsistemul prezentat mai jos se află în gestiunea Dispeceratului Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, în gestiunea Dispeceratelor Electroenergetice Teritoriale învecinate (Craiova și Cluj-Napoca). Nivele de tensiune care au fost luate în considerare în zona de interes au fost cele de 400 kV, respectiv 220 kV. Generatoarele reale au fost introduse la medie tensiune, împreună cu transformatoarele bloc aferente. Pe lângă acestea au fost introduse și autotransformatoarele de 220/110 kV.



Fig. 7.1. Structura RET în zona S.T. Timișoara

În privința consumului, în toate nodurile de sistem au fost introduse consumurile reale, dar și cele echivalente din zonă. Acestea din urmă au fost obținute prin echivalarea rețelei de 110 kV.

Un sumar al elementelor caracteristice pentru SEE corespunzător acestei zone, denumit în continuare DET Vest, este următorul:

- număr total de noduri: 88;
 - noduri generatoare: 35, din care 17 reale și 18 echivalente;
 - noduri consumatoare: 42;
- număr elemente de rețea: 110;
 - linii electrice aeriene: 45;
 - transformatoare și autotransformatoare: 58;
 - cuple: 4;
 - bobine de compensare inductivă transversală: 3.

Cu privire la nodul de echilibrare, acesta poate fi stabilit într-una din cele două situații:

- grupul 5 de la Rovinari (nodul 29119);
- generatorul echivalent de pe bara de 400 kV Sibiu (nodul 29113).

În urma analizelor efectuate și ținând cont că încărcarea grupurilor de la Rovinari este aproape de maxim, generatorul de echilibrare ales este cel echivalent de la Sibiu.

Conform avizelor tehnice de racordare (ATR) existente și a celor care sunt în curs de a fi obținute, puterea instalată în viitoarele centrale electrice eoliene (CEE) de mare putere din zona de Sud-Vest este de ordinul sutelor de MW. Ținând cont de valoarea mare a puterii instalate, dar și a planurilor de dezvoltare a RET din perioada următoare, sistemul utilizat pentru analiza regimurilor de funcționare a fost obținut din subsistemul DET Vest prezentat mai sus, în plus considerându-se extinderea la 400 kV a zonei de interes (Fig. 7.2) [***2007c].

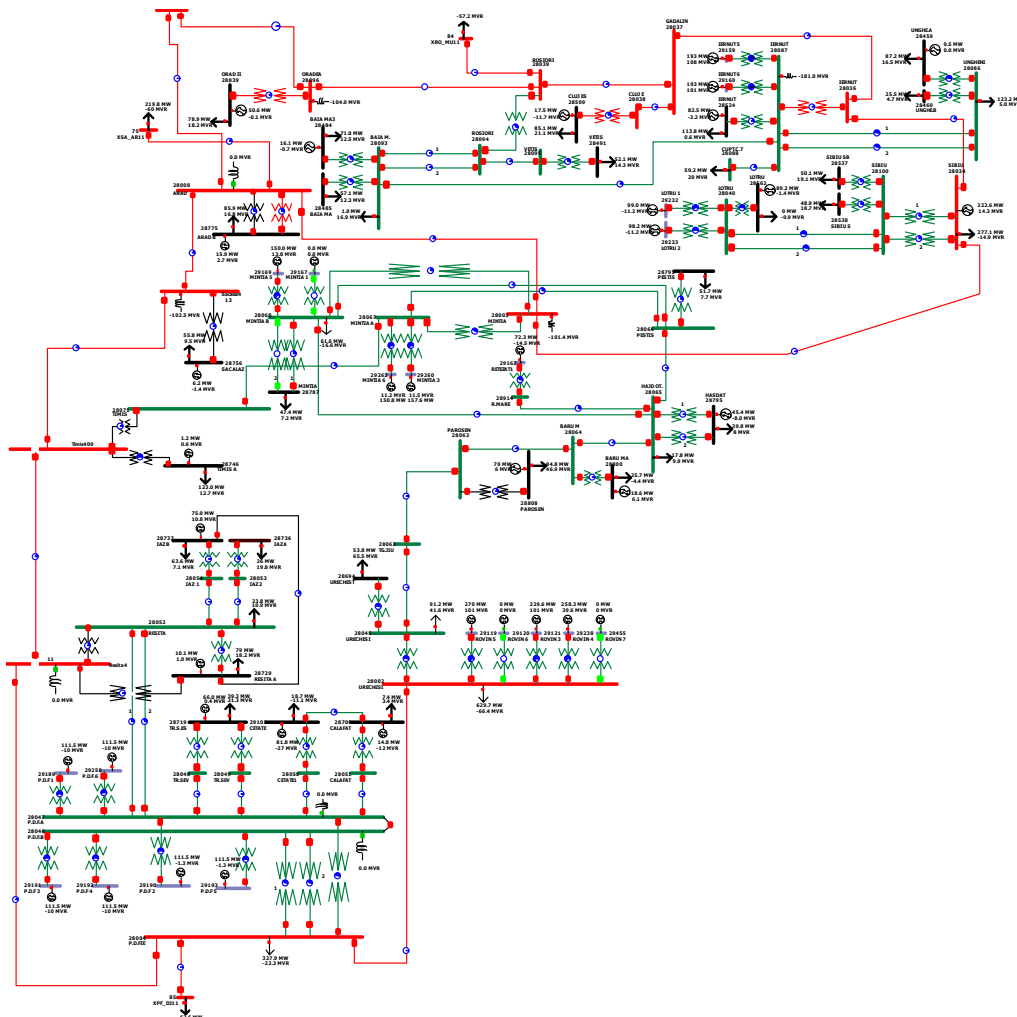


Fig. 7.2. Structura sistemului electroenergetic DET Vest extins la 400 kV

Elementele de rețea noi introduse, precum și elementele la care s-a renunțat sunt următoarele:

- s-au introdus noduri noi de 400 kV la Reșița, Timișoara și Săcălăz;
- s-au introdus linia de 400 kV Porțile de Fier – Anina – Reșița;
- s-a trecut la 400 kV linia Reșița – Timișoara (linia existentă de 220 d.c.);
- s-a trecut la 400 kV linia Timișoara – Săcălăz – Arad (înlocuind linii existente de 220 kV);
- s-au introdus liniile de 400 kV Oradea – Nădab – Békéscsaba și Arad – Nădab – Békéscsaba;
- s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Reșița;
- s-a introdus un transformator de 400/110 kV, 250 MVA în stația Reșița;
- s-a introdus o bobină de compensare de 100 MVar în stația Reșița;
- s-a eliminat un autotransformator de 220/110 kV din stația Reșița;
- s-a introdus un autotransformator de 400/220 kV, 400 MVA, în stația Timișoara;
- s-a introdus un transformator de 400/110 kV, 250 MVA în stația Timișoara;

- s-au eliminat autotransformatoarele de 220/110 kV din stația Timișoara;
- s-a introdus un transformator de 400/110 kV, 250 MVA la Săcălaz;
- s-a introdus o bobină de compensare de 100 MVar la Săcălaz;
- s-a eliminat autotransformatorul de 220/110 kV de la Săcălaz;
- s-a introdus un transformator suplimentar de 400/110 kV, 250 MVA în stația Arad;
- s-au eliminat autotransformatoarele de 400/220 kV și 220/110 kV din stația Arad.

A rezultat un SEE având următoarele elemente caracteristice:

- *număr total de noduri*: 90;
 - noduri generatoare: 35, din care 17 reale și 18 echivalente;
 - noduri consumatoare: 39;
- *număr elemente de rețea*: 114;
 - linii electrice aeriene: 47;
 - transformatoare și autotransformatoare: 58;
 - cuple: 1;
 - bobine de compensare inductivă transversală: 8, din care în funcțiune cele de la Mintia, Iernut, Oradea și Săcălaz.

Analiza regimurilor de funcționare s-a realizat utilizând programul PowerWorld 14 [PowerWorld], program existent cu licență în cadrul Catedrei de Electroenergetică, folosind datele primite de la Unitatea Operațională „Dispecerul Energetic Național” (UnODEN) corespunzătoare regimului Vârf-Seară-Iarnă (VSI).

Elementele esențiale legate de regimurile inițiale corespunzătoare situației alese sunt prezentate în Anexa 1: datele inițiale ale nodurilor generatoare; datele inițiale ale nodurilor consumatoare; parametrii liniilor electrice; parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor; rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri; circulațiile de puteri prin elementele de rețea (linii electrice, respectiv transformatoare și autotransformatoare); bilanțul general de puteri pe SEE.

În aceste condiții, sunt asigurate toate măsurile pentru ca regimul de funcționare pentru sistemul realizat să coincidă cu cel furnizat de către UnODEN pentru regimul VSI.

7.1.2. Sistemul Electroenergetic al României (SEN)

Schema SEN (Fig. 7.3) a fost extrasă din baza de date primită de la UnODEN referitoare la regimul VSI corespunzător pentru anul 2008. În zona de interes au fost considerate în principal doar nivelele de tensiune de 400 kV și 220 kV, generatoarele reale fiind introduse la medie tensiune, împreună cu transformatoarele bloc aferente. Consumurile din noduri sunt cele reale, precum și cele echivalente rezultate prin eliminarea rețelei de 110 kV.

Nodul de echilibrare a fost menținut cel modelat în regimul primit de la UnODEN, fiind grupul 5 de la Rovinari.

Astfel, au fost luate toate măsurile pentru a se asigura că regimul de funcționare pentru subsistemul rămas coincide (în limite rezonabile) cu cel furnizat de UnODEN pentru regimul VSI.

Toate bazele de date existente, la fel ca și în cazul sistemului DET Vest, au fost implementate în programul de calcul PowerWorld 14, program prin intermediul căruia s-a efectuat analiza regimurilor de funcționare.

Elementele esențiale privind regimul inițial de funcționare sunt prezentate în Anexa 2 (inclusiv considerarea CEE din zona Moldova) și în Anexa 3 (inclusiv considerarea CEE din zona Dobrogea), informația fiind structurată ca și în Anexa 1.

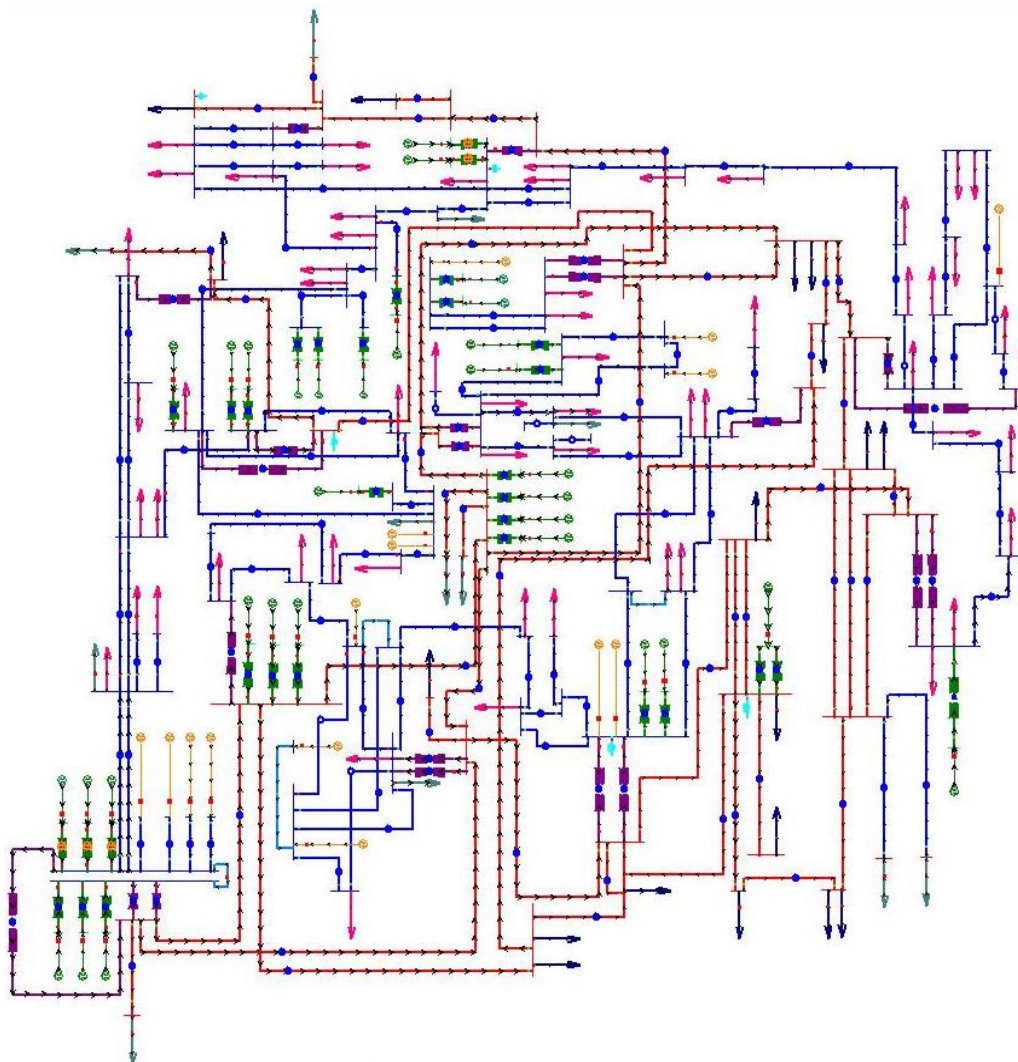


Fig. 7.3. Structura SEN

7.2. Determinarea numărului de eșantioane

Pentru a se determina numărul necesar de eșantioane s-au considerat aspectele prezentate în paragraful 6.3.4 precum și concluziile din [Bărbulescu2009].

Tabelul 7.1 prezintă rezultatele obținute în urma circulației probabiliste de puteri pe seturi de eșantioane de la 100 la 1000 de valori per variabilă statistică. Pentru fiecare set de eșantioane sunt prezentate valori ale mediei circulațiilor de puteri (P_{med}), diferența dintre valoarea medie a circulației obținută prin abordarea probabilistă și cea rezultată prin abordarea deterministă (δP), respectiv abaterea medie pătratică (σ) pentru circulațiile probabiliste de puteri. Este redată de asemenea și valoarea medie generală a variațiilor și a abaterii medii pătratice pentru fiecare set.

Tabelul 7.1. Rezultate statistice ale circulațiilor de puteri pe laturi

Latura	P [MW]	100 eşantioane			300 eşantioane			500 eşantioane			1000 eşantioane		
		P_{med} [MW]	δP [%]	σ	P_{med} [MW]	δP [%]	σ	P_{med} [MW]	δP [%]	σ	P_{med} [MW]	δP [%]	σ
7-1	-964.65	-822.01	14.79%	91.90	-824.58	14.52%	94.87	-949.75	1.54%	72.48	-892.27	7.50%	93.94
10-2	-957.77	-957.66	0.01%	0.81	-957.72	0.01%	0.78	-957.57	0.02%	0.76	-957.52	0.03%	0.83
11-3	-598.55	-582.13	2.74%	79.32	-583.07	2.59%	78.77	-472.79	2.01%	69.25	-520.80	2.99%	69.47
18-4	-49.74	-49.75	0.01%	0.00	-49.75	0.01%	0.00	-49.74	0.01%	0.00	-49.74	0.00%	0.00
21-5	-19.92	-19.92	0.01%	0.00	-19.92	0.01%	0.00	-19.92	0.01%	0.00	-19.92	0.00%	0.00
26-29	287.69	313.53	8.98%	12.36	313.36	8.92%	11.96	330.20	14.77%	10.89	321.57	11.78%	11.57
29-34	226.26	229.91	1.61%	27.17	229.40	1.39%	27.21	209.29	7.50%	26.63	218.47	3.44%	27.73
31-32	102.06	108.34	6.15%	31.27	103.60	1.51%	33.91	109.16	6.96%	36.43	107.78	5.61%	34.60
46-48	-349.47	-349.49	0.01%	4.48	-349.31	0.05%	4.92	-349.29	0.05%	4.97	-349.17	0.09%	4.99
Media generală:			8.67%	12.53		8.10%	12.88		4.64%	11.74		3.54%	12.59

Din rezultatele prezentate mai sus, trebuie remarcate anumite cazuri pentru care variația și abaterea medie pătratică are valoarea 0 dar și situații pentru care există posibilitatea de realizare a unor abateri medii pătratice ale circulațiilor de puteri pe laturi mult mai mari decât 10 % din valoarea medie considerată pentru mărimile de intrare. Acest fapt indică posibilitatea ca la variații relativ normale ale puterilor consumate, circulațiile prin elementele respective de rețea să se abată mult de la circulația determinată.

Chiar dacă erorile de modelare prin simularea Monte Carlo sunt perfect acceptabile pentru setul de 1000 de eşantioane, datorită capacității și a vitezei mari de calcul a echipamentelor utilizate, pentru analizele care se derulează în continuare se utilizează seturi de 5000 de eşantioane.

7.3. Analiza integrării CEE din zona Banat

7.3.1. Structura sistemului analizat

Pentru analiza integrării CEE de mari dimensiuni în zona Banat, s-a utilizat subsistemul DET Vest extins la 400 kV, la care au fost adăugate generatoare echivalente pentru CEE preconizate a fi realizate în viitorul apropiat.

Conform avizelor tehnice de racordare (ATR) existente și a celor care sunt în curs de a fi obținute, puterea instalată în viitoarele centrale electrice eoliene (CEE) de mare putere din zona de Sud-Vest este de ordinul sutelor de MW (circa 600-700 MW). Zona geografică cu potențialul eolian cel mai însemnat din Banat o reprezintă defileul Dunării, mai exact zona Socol-Moldova Nouă.

În aceste condiții, sistemul DET Vest a fost completat cu parcuri eoliene care totalizează 600 MW putere instalată. Integrarea în sistem se realizează etapizat, de-a lungul a trei etape:

- *Etapa 1:* 150 MW putere instalată;
- *Etapa 2:* 350 MW putere instalată;
- *Etapa 3:* 600 MW putere instalată.

Pentru toate variantele de conectare analizate și etapele de integrare în sistem, cazul de bază consideră încărcarea generatoarelor din CEE la valoarea de 70% din puterea instalată, valoare corespunzătoare vitezei medii a vântului din zonă.

Din punct de vedere a evacuării puterii în sistem, s-au ales două variante:

- *Varianta A*: evacuare din stația colectoare 400/110 kV în rețeaua de transport prin două LEA 400 kV s.c. (CEE – Reșița, respectiv CEE – Porțile de Fier);
- *Varianta B*: evacuare din stația colectoare 400/110 kV prin LEA 400 kV d.c. până la un nod racord de 400 kV situat la jumătatea distanței dintre stațiile Reșița și Porțile de Fier, și două LEA 400 kV s.c. (CEE – Reșița, respectiv CEE – Porțile de Fier).

Elementele noi de rețea introduse față de configurația de bază a sistemului DET Vest (comune celor două variante analizate), prezentat în paragraful 6.2.1, corespunzătoare noilor surse sunt:

- nod nou de 400 kV corespunzător stației colectoare 400/110 kV;
- 3 transformatoare de 400 / 110 kV, 250 MVA;
- 6 transformatoare bloc de 110/10 kV, 125 MVA;
- 6 generatoare echivalente, puterile instalate fiind de 75 MW (2), 100 MW (2), respectiv 125 MW (2).

Schemele monofilare corespunzătoare zonei din DET Vest unde a fost integrată noua CEE, conform variantelor A și B, sunt prezentate în Fig. 7.4, respectiv Fig. 7.5.

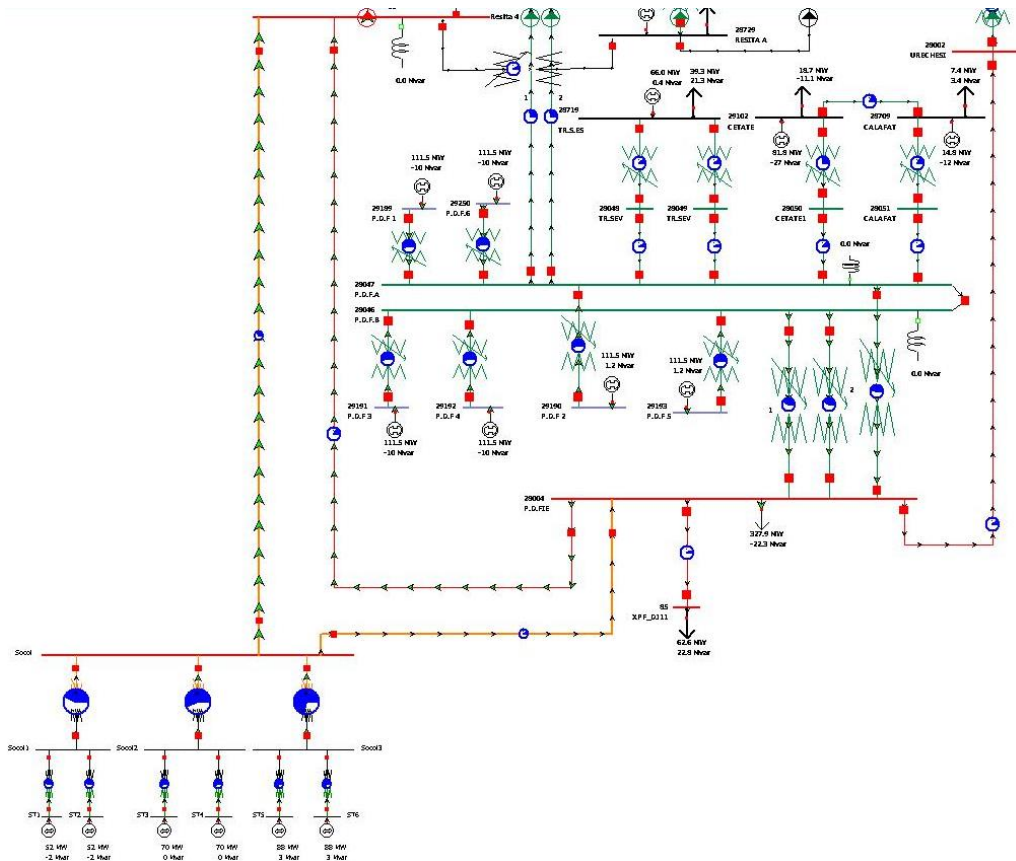


Fig. 7.4. Varianta A de evacuare a puterii CEE pentru DET Vest

Bilanțul general de puteri corespunzător celor 2 variante de conectare se regăsește în Tabelul 7.2, respectiv Tabelul 7.3. Informațiile prezentate corespund puterilor consumate la nivelul RET pentru anul 2008.

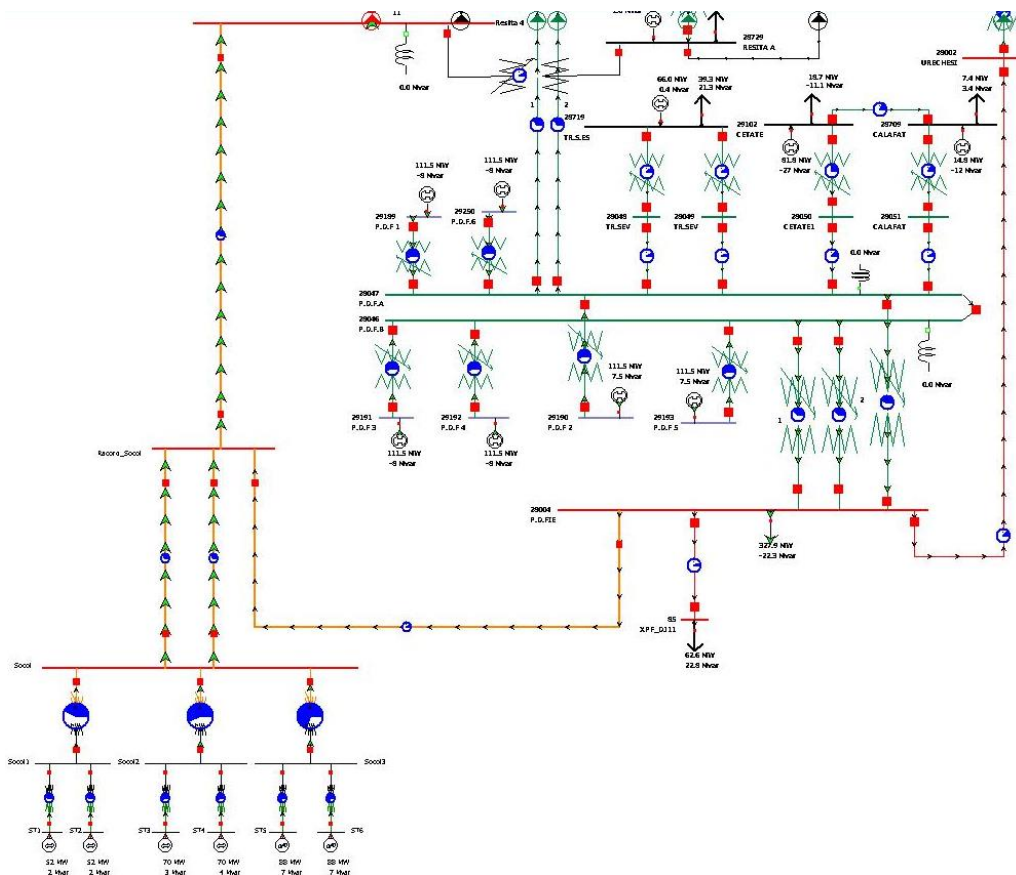


Fig. 7.5. Varianta B de evacuare a puterii CEE pentru DET Vest

Tabelul 7.2. Bilanțul general de puteri pentru varianta A

	Etapă 1	Etapă 2	Etapă 3
P_{gen} [MW]	3426,7	3434,3	3448,8
Q_{gen} [MVar]	320,6	395,7	527,7
P_{cons} [MW]	3377,2	3377,2	3377,2
Q_{cons} [MVar]	255,4	255,4	255,4
ΔP [MW]	28,68	36,24	50,85
ΔQ [MVar]	-506,56	-427,87	-290,99

Tabelul 7.3. Bilanțul general de puteri pentru varianta B

	Etapă 1	Etapă 2	Etapă 3
P_{gen} [MW]	3429,6	3437,4	3453,7
Q_{gen} [MVar]	381,3	464,0	618,1
P_{cons} [MW]	3377,2	3377,2	3377,2
Q_{cons} [MVar]	255,4	255,4	255,4
ΔP [MW]	31,52	39,44	55,88
ΔQ [MVar]	-441,62	-355,97	-196,96

Pentru schemele și regimurile prezentate mai sus, s-au analizat următoarele situații utilizând aplicația software proprie prezentată în subcapitolul 6.6:

- contingente aleatoare de tipul $N-1$ și $N-2$ referitoare la laturi (aplicația software dezvoltată operează atât cu contingente de tipul $N-1$, cât și $N-2$);
- variația aleatoare a puterilor generate în CEE în funcție de viteza vântului;
- variația aleatoare ale puterilor generate în CEE, în funcție de viteza vântului, și ale puterii consumate.

7.3.2. Varianta A de evacuare a puterii din CEE

7.3.2.1. Analiza aleatoare a contingențelor

A. Contingente simple referitoare la liniile electrice

A1. Etapa 1

Analiza contingențelor simple referitoare la liniile electrice nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare. Un singur regim de funcționare contingent a ridicat probleme și anume deconectarea liniei de 400 kV Reșița – Timișoara care a determinat congestii pe 5 elemente ale subsistemului DET Vest: AT 400/220 kV Urechești (126%), LEA 220 kV Urechești – Tg. Jiu (112%), LEA 220 kV Tg. Jiu – Paroșeni (123%), LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare (106 %), LEA 220 kV Baru Mare – Hășdat (104 %). Eliminarea acestor congestii s-a făcut prin reducerea puterii generate în nodul Rovinari și preluarea deficitului de alte generatoare din zonă.

A2. Etapa 2

Analiza contingențelor simple referitoare la liniile electrice nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare. Din nou, doar un singur regim de funcționare contingent a ridicat probleme și anume deconectarea liniei 400 kV Reșița – Timișoara care a determinat congestii pe 5 elemente ale subsistemului DET Vest: AT 400/220 kV Urechești, LEA 220 kV Urechești – Tg. Jiu, LEA 220 kV Tg. Jiu – Paroșeni, LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare, LEA 220 kV Baru Mare – Hășdat. Eliminarea acestor congestii s-a făcut prin reducerea puterii generate în grupurile generatoare de la Rovinari și preluarea deficitului de alte generatoare din zonă.

A3. Etapa 3

Analiza contingențelor simple referitoare la liniile electrice nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare. La fel ca și în variantele analizate anterior, deconectarea liniei 400 kV Reșița – Timișoara care a determinat congestii pe 5 elemente ale subsistemului DET Vest, eliminarea acestor congestii realizându-se prin reducerea puterii generate în grupurile generatoare de la Rovinari și preluarea deficitului de alte generatoare din zonă.

B. Contingente simple referitoare la transformatoare și autotransformatoare

Din totalitatea contingențelor analizate, majoritatea nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare. Totuși au existat trei regimuri contingente care au ridicat probleme semnificative (prezente în toate cele trei etape analizate) și care sunt prezentate în continuare:

- Deconectarea autotransformatorului 400/220 kV Urechești a determinat scăderea tensiunii în nodurile învecinate datorită întreruperii legăturii pe 220 kV cu SEN de pe bara Urechești (nod de graniță al subsistemului), dar și creșterea tensiunii pe bara 400 kV Urechești și în zona Porțile de Fier. Aducerea tensiunilor nodurilor în banda admisibilă, se face prin deconectarea grupului 3 de la Rovinari. Cu toate acestea, tensiunile în nodurile Urechești (220 kV), Tg. Jiu (220 kV) și Paroșeni (220 kV) rămân puțin sub valoarea minimă admisibilă. Totuși, în condițiile funcționării ansamblului SEN, această problemă este mult diminuată.

- Deconectarea transformatorului 220/110 kV Urechești determină valori ale tensiunii în 16 noduri din subsistem peste limita superioară a benzii admisibile a tensiunii. Pentru a aduce tensiunile în noduri, trebuie conectate bobinele de pe barele 220 kV Porțile de Fier A și Porțile de Fier B.
- Deconectarea autotransformatorului 400/220 kV Roșiori determină congestii în zona învecinată, pe linia 220 kV Baia Mare-Iernut și pe autotransformatorul de 400/220 kV de la Iernut, dar și un nivel inadmisibil al tensiunilor în zona Iernut, Baia Mare, Roșiori, Vetuș. Revenirea la un regim de funcționare valid, din toate punctele de vedere (nivelul tensiunii, încărcarea elementelor de rețea) se realizează prin deconectarea bobinei de la Iernut.

C. Contingențe simple referitoare la grupurile generatoare

Pentru cele trei regimuri analizate, corespunzătoare variantei A de conectare, niciuna din contingențele studiate nu a determinat probleme privind nivelul de tensiune în sistem sau supraîncărcarea inadmisibilă a unor elemente de rețea.

D. Contingențe de tipul N-2

Pentru regimurile considerate s-au analizat contingențele de tipul N-2 (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre două linii electrice, o linie electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator.

Cele mai frecvente probleme au apărut în cazul combinațiilor în care apare unul din elementele de sistem care a generat probleme semnificative la contingențele de tip N-1, existând cazuri în care stabilirea unui regim de funcționare pentru subsistemul analizat nu a putut fi realizată în condițiile date.

În cazul analizei contingențelor de tipul N-2 (pentru toate cele trei etape) cu privire la combinații de linii electrice, majoritatea cazurilor în care nu a putut fi stabilit un regim de funcționare au fost reprezentate de combinațiile care includ LEA 400 kV Iernut – Gădălin, Gădălin – Roșiori, Reșița – Timișoara, Mintia – Arad, Timișoara – Săcălaz, Arad – Săcălaz sau Mintia – Sibiu. De asemenea, au existat și linii de 220 kV din zona Hășdat, Paroșeni, Tg. Jiu, Urechești care și-au adus aportul la problemele care au apărut. De cele mai multe ori, stabilirea unui regim de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale din zonele învecinate și prin redistribuirea puterilor generate.

Cazul celui mai defavorabil regim posibil îl reprezintă deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Reșița-Timișoara și Urechești – Porțile de Fier, când partea de sud a subsistemului ajunge în funcționare insulară, fiind deconectat de restul sistemului.

Analiza contingențelor de tipul N-2 cu privire la combinații care includ o linie electrică și un transformator (autotransformator) au relevat apariția a unui număr mai mare de regimuri care nu au putut fi stabilite în condițiile date. Combinațiile care au în componență linia de 400 kV Reșița – Timișoara, linia de 400 kV Iernut – Gădălin dar și autotransformatorul de 400/220 kV de la Roșiori sau autotransformatorul de 400/220 kV de la Urechești, au determinat cele mai multe blackout-uri, congestii și nivel inadmisibil de tensiune în multe noduri ale sistemului:

- linia de 400 kV Reșița-Timișoara: cele mai multe măsuri care au putut fi luate pentru stabilirea unui regim de funcționare, eliminarea congestiilor sau aducerea tensiunilor în banda admisibilă au fost reprezentate de deconectarea bobinei de la Săcălaz și reducerea puterii generate în grupurile de la Rovinari și chiar deconectarea unora din ele;
- autotransformatorul de 400/220 kV de la Urechești: deconectarea acestuia întrerupe practic legătura cu SEN pe nivelul de tensiune 220 kV, determinând valori sub limita inferioară a benzii admisibile pentru nodurile din imediata

apropiere; chiar dacă prin redistribuirea puterii generate sau deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale, eventualele congestii sunt eliminate și tensiunile sunt aduse în benzile admisibile, totuși nodurile din imediata vecinătate a nodului de 220 kV Urechești prezintă valori sub limita inferioară a tensiunii;

- liniile 400 kV Iernut – Gădălin, Gădălin – Roșiori și autotransformatorul de 400/220 kV: aceste elemente sunt vitale pentru asigurarea unui regim de funcționare; eliminarea unuia dintre aceste elemente, coroborată mai ales cu un alt element din zona de Nord-Vest, Nord sau Nord-Est a subsistemului determină în multe cazuri supraîncărcări ale elementelor din zonă, în special linia de 220 kV Baia Mare-Iernut care rămâne (de cele mai multe ori) singura cale de transport într-o zonă destul de săracă în grupuri generatoare.

În condițiile analizei contingențelor de tipul $N-2$ care consideră combinații între un generator și o linie electrică, nu au apărut probleme.

7.3.2.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE

În Fig. 7.6 se prezintă distribuția încărcării CEE din sistemul analizat de-a lungul celor 5000 de eșantioane considerate. Valorile au fost obținute în urma generării aleatoare a vitezei vântului utilizând aplicația software proprie de analiză stohastică a circulației de puteri.

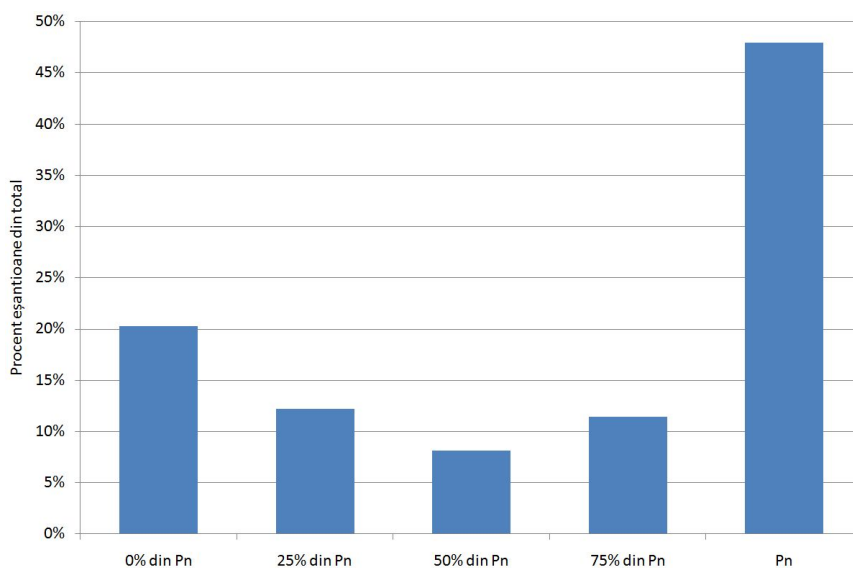


Fig. 7.6. Încărcarea CEE din sistemul DET Vest – Varianta 3A

Pe ansamblul celor 5000 de eșantioane analizate, viteza medie a vântului a avut valoarea de 12,40 m/s, iar puterea medie generată a fost 381,81 MW, corespunzătoare unui procent de 63% din puterea instalată.

Chiar dacă într-un procent însemnat din eșantioane puterea generată din CEE a fost cea nominală, regimurile de funcționare corespunzătoare au fost stabile și nu s-au înregistrat congestii pe elementele de rețea. Lucrul acesta se poate observa și din parametrii statistici din Tabelul 7.4: latura de rețea (identificată prin Nod 1 și Nod 2), valorile minime, maxime și medii ale puterii aparente prin latura de rețea, abaterea medie pătratică (σ) și valoarea maximă a încărcării laturii respective (%).

Tabelul 7.4. Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea ale sistemului DET Vest – Varianta 3A

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%
28008	10	84.9769	215.5524	167.56	53.6476	18.3013
28096	10	71.1881	192.5293	147.2282	50.1752	16.3465
11	12	258.4861	724.8297	555.9694	190.2638	61.5305
28004	11	119.7269	191.9933	165.9286	29.4316	16.301
28052	11	69.413	82.881	78.329	5.4129	20.7202
11	28729	15.5787	19.4832	17.1451	1.6488	7.7933
11	29456	104.6036	467.6457	335.9203	148.2267	39.6983
12	13	192.6158	583.952	442.384	159.625	49.5715
28071	12	2.5218	57.1546	27.4069	17.3707	14.2887
12	28746	124.1042	124.288	124.1896	0.0728	49.7152
13	28008	194.481	566.842	430.7974	152.5122	48.119
13	28756	51.4915	51.5006	51.4965	0.0041	20.6002
75	28008	227.842	227.8421	227.842	0.0001	18.7989
84	28039	58.2106	58.2107	58.2107	0	4.9415
85	28004	66.6227	66.6228	66.6228	0	5.0092
28002	28004	64.2683	166.2648	124.6374	44.0867	13.3332
28045	28002	181.7186	276.3739	240.7059	39.1641	69.0935
28002	29119	277.032	280.335	278.798	1.5358	70.0837
28002	29120	0	0	0	0	0
28002	29121	240.3278	244.5126	242.5646	1.9469	61.1281
28002	29238	257.5115	258.3875	257.9883	0.3989	64.5969
28002	29455	0	0	0	0	0
28003	28008	18.8108	224.4524	90.0122	83.7378	19.0537
28003	28034	72.3534	480.6564	331.7486	167.1928	40.8028
28067	28003	158.8505	260.0196	223.2923	41.2941	65.0049
28068	28003	98.8722	193.0435	158.8467	38.4373	48.2609
28046	28004	204.4639	215.3812	208.5759	4.504	43.0762
28046	28004	204.4639	215.3812	208.5759	4.504	43.0762
28047	28004	181.8523	191.5714	185.5135	4.0098	47.8929
29456	28004	43.2279	147.3579	113.1511	37.5895	12.5092
28008	28775	72.9164	72.9454	72.9334	0.0125	29.1781
28034	28036	47.0221	187.9208	97.6207	57.3658	15.9525
28100	28034	102.9352	102.9352	102.9352	0	25.7338
28100	28034	102.9352	102.9352	102.9352	0	25.7338
28036	28037	60.5143	185.9273	106.1083	51.2193	15.7833
28036	28087	54.2919	55.2131	54.6789	0.399	13.8033
28037	28038	73.3468	73.4103	73.3835	0.0278	6.6195
28037	28039	44.6277	128.3259	71.8492	33.7826	10.8935
28038	28509	77.9771	77.9882	77.9835	0.0049	31.1953
28094	28039	120.7458	135.5642	130.3312	6.001	33.8911
28039	28096	19.5683	169.5223	115.1689	61.2188	14.3907
28040	28100	144.9034	144.9034	144.9034	0	43.5145
28040	28100	144.9034	144.9034	144.9034	0	43.5145
28040	28562	89.3386	89.3386	89.3386	0	44.6693
28040	29232	100.8589	100.8589	100.8589	0	53.0836
28040	29233	100.0633	100.0633	100.0633	0	52.6649
28045	28062	18.6146	105.2406	70.2525	36.7226	34.5051
28045	28694	88.8894	88.9197	88.9066	0.0133	44.4599
28046	28047	73.3456	91.7845	80.0323	7.5223	27.5299
28046	29191	112.7009	113.2428	112.9775	0.2655	52.4272

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%
28046	29192	112.7009	113.2428	112.9775	0.2655	52.4272
28046	29193	111.1871	112.5885	111.742	0.6196	52.1243
28047	28048	19.8748	19.936	19.901	0.0273	6.5364
28047	28049	15.7029	15.7301	15.7185	0.0122	4.7238
28047	28050	45.0687	47.6041	45.3524	0.6752	14.2955
28047	28051	24.2622	28.4628	24.7756	1.1042	8.5474
28047	28052	77.9132	89.9129	85.6375	4.8705	29.4796
28047	28052	77.9132	89.9129	85.6375	4.8705	29.4796
28047	29189	112.7251	113.2428	112.9891	0.2534	52.4272
28047	29190	111.1871	112.5883	111.7418	0.6195	52.1242
28047	29250	112.7251	113.2428	112.9891	0.2534	52.4272
28048	28719	21.3578	21.4552	21.3995	0.0435	10.7276
28049	28719	16.8448	16.8505	16.8481	0.0026	8.4253
28050	29102	47.2587	48.8491	48.5358	0.4598	24.4246
28051	28709	31.445	42.1895	32.8696	2.8774	21.0948
28052	28053	32.3683	32.4145	32.3946	0.0205	9.7634
28052	28054	12.7712	13.0945	12.9711	0.1071	3.9441
28052	28729	43.0899	47.403	45.8021	1.771	23.7015
28053	28736	34.9896	35.049	35.0151	0.0264	17.5245
28054	28737	8.6281	9.3044	9.0866	0.2704	4.6522
28062	28063	20.8769	104.9823	70.8735	35.6952	38.3147
28063	28064	20.4303	95.722	66.6042	30.0453	31.3843
28808	28063	43.4954	43.4954	43.4954	0	21.7477
28064	28065	14.5254	85.6446	59.6789	27.1028	28.0802
28064	28800	10.3854	10.4227	10.4066	0.0166	5.2113
28065	28066	24.1077	63.9314	47.6956	17.2541	20.9611
28065	28068	31.246	88.6738	67.4634	23.6107	29.0734
28065	28795	11.2598	11.3146	11.2824	0.0237	5.6573
28065	28795	11.2598	11.3146	11.2824	0.0237	5.6573
28065	28914	71.675	72.91	72.1712	0.5391	23.9049
28066	28067	71.2603	93.7003	79.3223	9.1325	30.7214
28066	28068	35.7962	69.4567	57.2274	13.7467	22.7727
28066	28792	53.2347	53.2424	53.2378	0.0033	26.6212
28067	28071	17.3264	62.6973	32.3297	17.5012	18.828
28067	29260	157.0962	157.9354	157.5319	0.3913	63.1741
28067	29262	150.3181	151.2804	150.8194	0.4484	60.5121
28068	28787	48.873	48.8828	48.877	0.0042	24.4414
28068	28787	0	0	0	0	0
28068	29167	0	0	0	0	0
28068	29169	149.5164	151.1038	150.3573	0.7363	60.4415
28086	28087	112.0465	112.0469	112.0467	0.0002	46.3004
28086	28087	126.6535	126.655	126.6541	0.0006	41.5262
28086	28459	90.0066	90.0084	90.0076	0.0008	45.0042
28086	28460	26.8192	26.8241	26.8213	0.0021	13.412
28087	28088	61.0329	61.0474	61.0413	0.0063	20.0155
28087	28093	41.8114	65.5205	50.4046	9.6781	21.4821
28087	28524	32.2645	32.2675	32.2658	0.0013	16.1337
28087	29159	209.701	211.9737	211.0114	0.995	84.7895
28087	29160	207.2476	209.4002	208.4884	0.9426	83.7601
28093	28094	37.7787	42.6855	40.9484	1.9877	13.9952
28093	28094	37.7787	42.6855	40.9484	1.9877	13.9952
28093	28484	57.8639	57.8727	57.8676	0.0039	28.9364

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%
28093	28485	59.7461	59.7531	59.749	0.0031	29.8766
28094	28095	54.3961	54.4266	54.4139	0.0132	15.8678
28095	28491	55.5281	55.5394	55.5328	0.0049	27.7697
28096	28839	35.3952	35.4308	35.4096	0.0152	14.1723
28100	28537	55.4866	55.4866	55.4866	0	27.7433
28100	28538	54.1999	54.1999	54.1999	0	27.0999
28709	29102	17.5078	22.5781	18.0395	1.3525	23.7664
28729	28737	17.1642	18.3642	17.9342	0.488	19.3307
28914	29162	72.9721	75.161	73.8761	0.9598	39.5584
29456	29457	18.2812	151.04	100.7014	55.4181	60.416
29456	29458	18.2804	201.8735	132.8553	76.2957	80.7494
29456	29459	18.2812	253.2926	165.3822	97.389	99.879
29457	29460	8.5443	74.841	49.7129	27.6589	59.8728
29457	29461	8.5443	74.841	49.7129	27.6589	59.8728
29458	29462	8.5429	99.6667	65.4442	37.8432	79.7334
29458	29463	8.5449	99.667	65.4449	37.8427	79.7336
29459	29464	8.5443	124.4539	81.1812	47.992	99.5631
29459	29465	8.5443	124.4539	81.1812	47.992	99.5631

Singurul element de remarcă privind încărcarea elementelor de rețea se referă la unul din autotransformatoarele de 400/110 kV, 250 MVA, ale centralei, care în situația în care puterea evacuată din centrală este cea nominală, poate determina o încărcare la limită a acestuia. Totuși, aceste situații cu toate că sunt posibile, sunt puțin probabile. Acest lucru se datorează vitezei vântului din zonă, care este de regulă sub 16 m/s, valoare de la care CEE ar genera puterea instalată.

De interes sunt și cazurile pentru care valoarea abaterii medii pătratice raportată la puterea aparentă medie depășește 10-15% (Tabelul 7.5).

Tabelul 7.5. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea pentru care σ/S_{med} depășește 10%

Nod 1	Nod 2	Încărcare latură [%]	σ/S_{med} [%]
28071	12	14.289	63.38
28003	28008	19.054	93.03
28003	28034	40.803	50.40
28034	28036	15.952	58.76
28039	28096	14.390	53.16
28045	28062	34.505	52.27
28062	28063	38.314	50.36

Valorile mari ale acestui indicator se datorează frecvenței mare de apariție în cadrul eșantioanelor a valorii maxime pentru puterea evacuată din CEE. Chiar și așa, încărcarea elementelor de rețea este redusă comparativ cu limita maximă admisibilă din punct de vedere termic.

Pentru acest scenariu analizat, toate tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune. Variația tensiunii în nodul de racord al CEE la sistem (Socol 400 kV) pentru cele 5000 de eșantioane este dată în Fig. 7.6.

Variația tensiunii în cele 5000 de eșantioane se face în jurul acestei valori din regimul de bază (405.69 kV), media valorilor tensiunilor fiind de 404.90 kV, adică 99.80% din tensiunea din regimul de bază.

Pentru cele mai importante noduri ale sistemului (noduri care conțin și cei mai importanți consumatori din punct de vedere al puterii consumate), valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor se regăsesc prezentate în Tabelul 7.6.

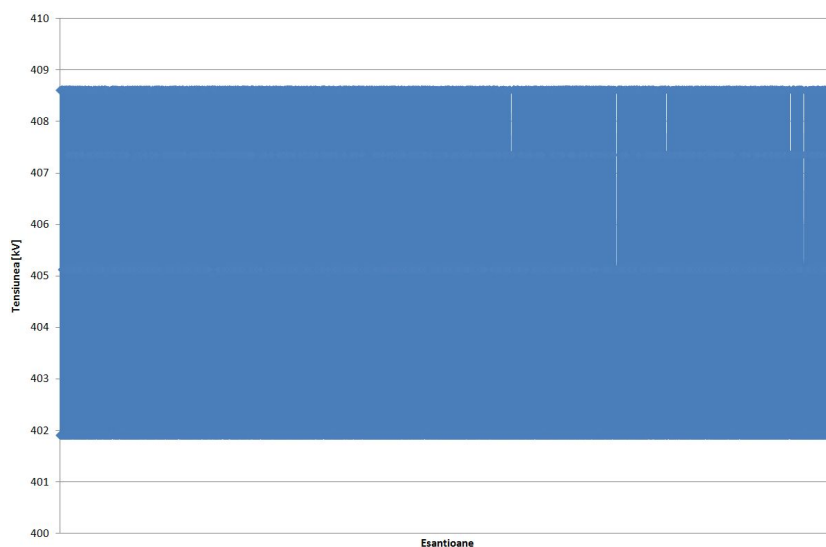


Fig. 7.7. Variația tensiunii în nodul de racord al CEE – Varianta 3A

Tabelul 7.6. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în principalele noduri ale sistemului DET Vest – 3A (U_0 – valoarea tensiunii în regimul de bază)

Nr. nod	11 Reșița	12 Timișoara	28002 Urechești	28003 Mintia	28004 PdF	28046 PdF B	28047 PdF A	28087 Iernut
U_n [kV]	400	400	400	400	400	220	220	220
U_{min} [kV]	400.70	399.66	412.89	397.48	404.65	231.85	231.85	231.08
U_{med} [kV]	404.03	402.86	414.16	399.90	406.88	232.89	232.89	231.35
U_{max} [kV]	408.35	406.84	415.91	403.35	409.79	234.27	234.27	231.73
U_0 [kV]	404.76	403.76	414.31	400.18	407.32	233.03	233.03	231.4

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii (Tabelul 7.6) se observă că determinarea puterii generate, considerând variația vitezei vântului, determină o variație a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Această variație se realizează în jurul valorii din regimul de bază. Valoarea medie a tensiunii tuturor nodurilor se regăsește la 99.89% față de valoarea din regimul de bază.

7.3.2.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate

Deoarece intervalul valorilor vitezei vântului corespunzător puterii maxime generate de CEE (13-25 m/s) este mai mare, și în acest caz majoritatea valorilor generate s-au situat în acest interval. Distribuția puterilor generate de CEE din sistem corespunzătoare celor 5000 de eșantioane este prezentată în Fig. 7.8).

În același timp s-au generat aleator și valorile puterilor consumate (active și reactive) din sistemul analizat. Valorile minime, medii și maxime la nivelul întregului sistem pentru cele 5000 de eșantioane sunt redată în Tabelul 7.7. Aceste valori sunt prognozate și corespund consumului la nivelul RET.

Regimurile de funcționare ale sistemului corespunzătoare celor 5000 de eșantioane au fost valide și nu s-au înregistrat depășiri ale limitei maxime admisibile din punct de vedere al termic a încălzirii elementelor de rețea. Parametrii statistici corespunzători circulației de puteri sunt prezentați în Tabelul 7.8.

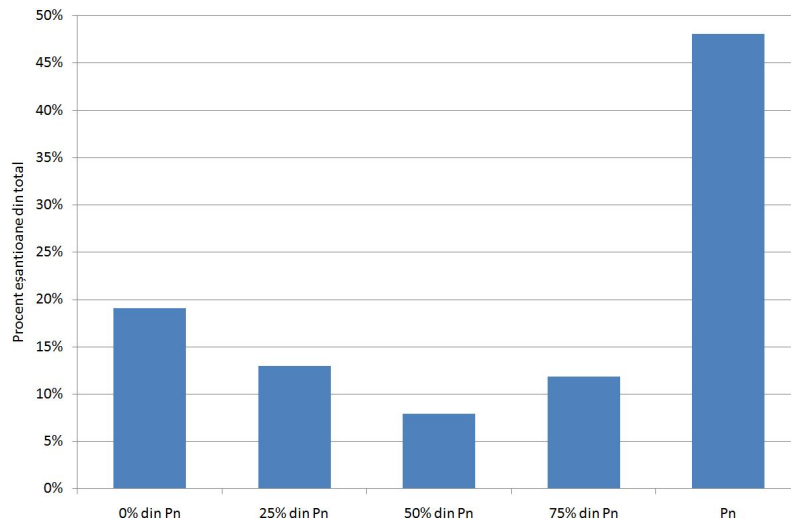


Fig. 7.8. Încărcarea CEE din sistemul DET Vest – Varianta 3A

Tabelul 7.7. Puterea consumată în sistemul DET Vest – Varianta 3A

P_{min} [MW]	P_{med} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{med} [MVar]	Q_{max} [MVar]
4497.37	4728.119	4950.92	461.8	503.27	544.84

Tabelul 7.8. Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea ale sistemului DET Vest – Varianta 3A

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28096	10	66.6414	188.6876	99.8653	28.7741	16.0203	28.81
11	12	68.729	447.1781	250.7677	97.7513	37.9608	38.98
28004	11	0.3569	93.9224	37.5805	20.6993	7.9744	55.08
28052	11	41.4749	66.8012	49.1074	2.2172	16.7003	4.52
11	28729	37.8383	59.6628	49.003	3.7854	23.8651	7.72
11	29456	95.3613	380.0079	244.4195	100.5706	32.2587	41.15
12	13	44.6469	321.1756	183.0751	64.6087	27.2645	35.29
28071	12	45.0397	162.7799	91.7858	32.4864	40.695	35.39
12	28746	159.9999	196.2836	178.0174	10.1235	78.5134	5.69
13	28008	55.5499	337.9484	176.4151	58.5233	28.6883	33.17
13	28756	68.0371	84.4912	76.3414	4.5775	33.7965	6.00
75	28008	282.3141	341.5718	311.8165	16.6877	28.1825	5.35
84	28039	50.4297	61.4975	55.8768	2.9529	5.2205	5.28
85	28004	85.8822	104.5707	95.2701	4.7921	7.8625	5.03
28002	28004	91.6029	354.8724	232.4383	60.842	28.4581	26.18
28045	28002	210.134	298.9755	241.0122	15.843	74.7439	6.57
28002	29119	284.0727	298.984	287.8793	2.0791	74.746	0.72
28002	29120	0	0	0	0	0	0.00
28002	29121	249.1696	267.1726	253.8323	2.5176	66.7932	0.99
28002	29238	259.7668	268.0977	261.5838	1.1321	67.0244	0.43
28002	29455	0	0	0	0	0	0.00
28003	28008	247.2853	626.8834	403.7679	101.0365	53.2159	25.02
28003	28034	136.6397	829.9656	406.9516	185.7348	70.4555	45.64
28067	28003	20.176	116.6697	62.3788	24.8947	29.1674	39.91
28068	28003	10.6994	150.778	50.2411	38.4027	37.6945	76.44
28046	28004	198.4211	222.0958	209.3793	4.6234	44.4192	2.21

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28046	28004	198.4211	222.0958	209.3793	4.6234	44.4192	2.21
28047	28004	176.4727	197.5359	186.2235	4.114	49.384	2.21
29456	28004	11.3145	304.3942	178.6895	93.9678	25.8399	52.59
28008	28775	98.7828	124.2919	111.5002	7.0732	49.7167	6.34
28034	28036	435.4521	765.4963	572.4077	72.6965	64.9827	12.70
28100	28034	84.0567	96.092	89.9825	2.2122	24.023	2.46
28100	28034	84.0567	96.092	89.9825	2.2122	24.023	2.46
28036	28037	258.6897	491.3183	357.4806	56.6706	41.7078	15.85
28036	28087	159.7882	273.6655	216.0953	16.2925	68.4164	7.54
28037	28038	99.8203	125.9487	112.8575	6.8503	11.357	6.07
28037	28039	161.908	373.8254	254.4514	54.4283	31.7339	21.39
28038	28509	103.9319	129.8429	116.8383	6.6744	51.9372	5.71
28094	28039	149.2248	220.6504	183.1038	8.6031	55.1626	4.70
28039	28096	1.7841	222.3731	77.289	64.0313	18.8772	82.85
28040	28100	144.451	144.6292	144.5401	0.0337	43.4322	0.02
28040	28100	144.451	144.6292	144.5401	0.0337	43.4322	0.02
28040	28562	89.1796	89.2219	89.2002	0.0094	44.611	0.01
28040	29232	100.4013	100.6088	100.5019	0.0398	52.952	0.04
28040	29233	99.6037	99.8121	99.7048	0.04	52.5327	0.04
28045	28062	14.4862	253.3708	101.0411	57.231	83.0724	56.64
28045	28694	116.936	144.05	130.5221	5.7004	72.025	4.37
28046	28047	65.3595	112.7901	86.3533	9.2346	33.8303	10.69
28046	29191	111.2017	112.4831	111.8433	0.223	52.0755	0.20
28046	29192	111.2017	112.4831	111.8433	0.223	52.0755	0.20
28046	29193	111.147	111.7825	111.2117	0.071	51.7511	0.06
28047	28048	18.2955	22.6056	20.3854	0.9692	7.4117	4.75
28047	28049	11.8766	16.6524	14.1922	1.0301	5.0007	7.26
28047	28050	36.4544	40.914	38.7555	1.0444	12.2865	2.69
28047	28051	18.5727	21.5514	20.0997	0.6137	6.4719	3.05
28047	28052	49.5167	81.9666	67.3102	6.6578	26.8743	9.89
28047	28052	49.5167	81.9666	67.3102	6.6578	26.8743	9.89
28047	29189	111.2063	112.5055	111.8593	0.2256	52.0859	0.20
28047	29190	111.147	111.7828	111.2117	0.0711	51.7513	0.06
28047	29250	111.2063	112.5055	111.8593	0.2256	52.0859	0.20
28048	28719	20.1545	24.3892	22.2097	0.9577	12.1946	4.31
28049	28719	13.746	18.3576	15.9805	1.0054	9.1788	6.29
28050	29102	40.9194	45.3898	43.2204	0.9729	22.6949	2.25
28051	28709	27.142	29.9486	28.6008	0.5007	14.9743	1.75
28052	28053	42.5591	52.3322	47.4399	2.0782	15.7627	4.38
28052	28054	16.9533	47.0566	24.288	3.1323	14.1737	12.90
28052	28729	42.436	61.4627	52.995	3.2032	30.7313	6.04
28053	28736	44.9802	54.5577	49.7721	2.0132	27.2788	4.04
28054	28737	15.9597	49.448	23.3879	3.2987	24.724	14.10
28062	28063	16.9481	251.5643	101.7098	56.5759	91.8118	55.62
28063	28064	68.7009	284.5337	149.2478	51.6484	93.2897	34.61
28808	28063	67.8901	92.8473	80.4791	5.2749	46.4236	6.55
28064	28065	79.0998	306.3055	166.289	53.6954	100.428	32.29
28064	28800	16.1099	23.131	19.612	1.9471	11.5655	9.93
28065	28066	49.65	154.9503	91.56	25.2686	50.8034	27.60
28065	28068	30.5126	117.3665	57.9371	22.3746	38.4808	38.62
28065	28795	12.485	15.8866	14.0769	0.7563	7.9433	5.37
28065	28795	12.485	15.8866	14.0769	0.7563	7.9433	5.37
28065	28914	71.5463	73.7147	71.8418	0.3589	24.1687	0.50

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28066	28067	143.8497	207.2543	172.1757	12.7792	67.9522	7.42
28066	28068	11.4125	39.3765	21.7586	6.1903	12.9103	28.45
28066	28792	68.4318	83.4785	75.9444	4.1883	41.7393	5.51
28067	28071	46.5351	168.095	94.254	33.3391	50.479	35.37
28067	29260	157.6928	162.5745	158.766	0.9709	65.0298	0.61
28067	29262	151.0153	156.2328	152.1741	1.0401	62.4931	0.68
28068	28787	62.8066	76.607	69.8128	3.8668	38.3035	5.54
28068	28787	0	0	0	0	0	0.00
28068	29167	0	0	0	0	0	0.00
28068	29169	151.1954	158.3929	152.8965	1.3536	63.3572	0.89
28086	28087	144.4061	174.1123	159.2573	5.7214	71.9472	3.59
28086	28087	163.1743	196.7028	179.9358	6.4555	64.4927	3.59
28086	28459	115.9912	141.9136	128.8752	7.1497	70.9568	5.55
28086	28460	34.2585	41.6772	37.9823	2.0372	20.8386	5.36
28087	28088	79.7701	98.2691	89.059	4.9193	32.2194	5.52
28087	28093	60.6224	118.368	86.9642	12.4166	38.8092	14.28
28087	28524	64.0415	96.2067	80.1672	9.2729	48.1034	11.57
28087	29159	216.2371	216.699	216.5184	0.0594	86.6796	0.03
28087	29160	216.305	216.7646	216.5851	0.0589	86.7059	0.03
28093	28094	43.1501	71.3407	56.0359	3.9863	23.3904	7.11
28093	28094	43.1501	71.3407	56.0359	3.9863	23.3904	7.11
28093	28484	78.6579	99.5413	89.1205	5.707	49.7706	6.40
28093	28485	76.7528	93.702	85.1328	4.616	46.851	5.42
28094	28095	70.614	86.629	78.5324	4.2787	25.2563	5.45
28095	28491	71.3417	87.1199	79.1354	4.1549	43.56	5.25
28096	28839	58.3399	81.1152	69.5946	6.0163	32.4461	8.64
28100	28537	71.5362	86.9938	79.2852	3.8785	43.4969	4.89
28100	28538	69.8364	85.0929	77.4407	3.8556	42.5464	4.98
28709	29102	15.0536	17.608	16.3378	0.5561	18.5347	3.40
28729	28737	2.7736	33.3907	8.3594	2.2538	35.1481	26.96
28914	29162	72.057	72.8868	72.1583	0.0869	38.3615	0.12
29456	29457	15.4935	149.2663	100.1303	54.0558	59.7065	53.99
29456	29458	15.4943	199.3558	132.0784	74.3721	79.7423	56.31
29456	29459	15.4935	250.8126	164.7545	95.2424	99.813	57.81
29457	29460	8.3309	75.2383	50.6114	27.0625	60.1907	53.47
29457	29461	8.3309	75.2373	50.6109	27.0621	60.1899	53.47
29458	29462	8.3323	100.0041	66.4571	37.0988	80.0033	55.82
29458	29463	8.3304	100.0041	66.4567	37.0994	80.0033	55.82
29459	29464	8.3309	124.6541	82.2752	47.0737	99.7233	57.21
29459	29465	8.3309	124.6541	82.2752	47.0737	99.7233	57.21

Chiar dacă și în acest caz există valori ale abaterii medii pătrățite raportate la puterea aparentă medie mai mari decât 10%, acestea sunt într-un număr mai mic și au valori mai mici decât în cazul analizei de la paragraful 7.4.2.2. și se datorează faptului că pentru această analiză s-a considerat caracterul variabil atât al puterii generate din CEE (prin generarea aleatoare a vitezei vântului), dar și variabilitatea consumului (prin generarea aleatoare a valorilor puterilor consumate), situație mult mai apropiată de realitate. La nivelul puterilor consumate (activă și reactivă), valorile abaterii medii pătrățite raportate la puterea consumată medie s-au situat sub 6.33% (valoare maximă pentru puterea activă), respectiv 5,84% pentru puterea reactivă.

În condițiile variației simultane a puterii generate (considerând variația vitezei vântului) și a puterii consumate, valorile tensiunii în nodul de racord (Socol 400kV) sunt mai scăzute, dar toate sunt în plaja admisibilă (Fig. 7.9).

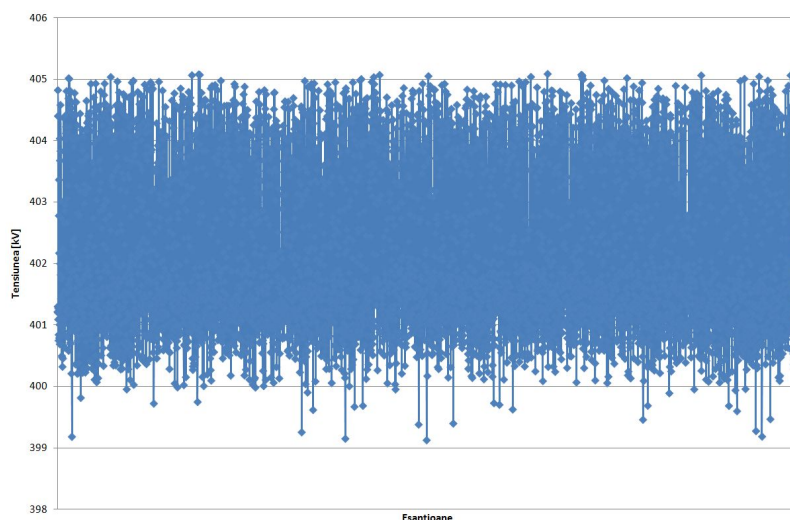


Fig. 7.9. Variația tensiunii în nodul de racord al CEE – Varianta 3A

Variația tensiunii în cele 5000 de eșantioane se face în jurul acestei valori din regimul de bază (405.69 kV), media valorilor tensiunilor fiind de 402.14 kV, adică 99.13% din tensiunea din regimul de bază. Valoarea mai scăzută față de cazul prezentat anterior se datorează variației consumului din nodurile sistemului.

Tendința de scădere a valorilor tensiunii se păstrează și pentru celelalte noduri, în Tabelul 7.9 fiind prezentate unele din cele mai importante noduri ale sistemului analizat (noduri care conțin și cei mai importanți consumatori).

Tabelul 7.9. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în principalele noduri ale sistemului DET Vest – 3A (U_0 – valoarea tensiunii în regimul de bază)

Nr. nod	11 Reșița	12 Timișoara	28002 Urechești	28003 Mintia	28004 PdF	28046 PdF B	28047 PdF A	28087 Iernut
U_n [kV]	400	400	400	400	400	220	220	220
U_{min} [kV]	392.40	381.73	403.64	388.55	398.79	229.36	229.36	221.19
U_{med} [kV]	398.34	393.04	408.72	395.59	402.37	230.81	230.81	224.45
U_{max} [kV]	401.65	397.85	410.70	398.20	404.47	231.63	231.63	226.56
U_0 [kV]	404.76	403.76	414.31	400.18	407.32	233.03	233.03	231.4

Considerând atât variația vitezei vântului cât și a puterii consumate, se observă, atât din Tabelul 7.9 cât și din valorile corespunzătoare întregului sistem, o variație mai mare a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Totuși, variația se realizează în jurul valorii din regimul de bază. Valoarea medie a tensiunii tuturor nodurilor se regăsește la 98.52% față de valoarea din regimul de bază.

7.3.3. Varianta B de evacuare a puterii din CEE

7.3.3.1. Analiza aleatoare a contingențelor

A. Contingențe simple referitoare la liniile electrice

A1. Etapa 1

Analiza contingențelor simple referitoare la liniile electrice nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare. Un singur regim de funcționare contingent a ridicat probleme și anume deconectarea liniei 400 kV Reșița – Timișoara

care a determinat congestii pe 5 elemente ale subsistemului DET Vest: AT 400/220 kV Urechești, LEA 220 kV Urechești – Tg. Jiu, LEA 220 kV Tg. Jiu - Paroșeni, LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare, LEA 220 kV Baru Mare – Hășdat. Eliminarea acestor congestii s-a făcut prin reducerea puterii generate în grupurile generatoare de la Rovinari.

A2. Etapa 2

Analiza contingențelor simple referitoare la liniile electrice nu au condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare. Din nou, doar un singur regim de funcționare contingent a ridicat probleme și anume deconectarea liniei de 400 kV Reșița – Timișoara care a determinat congestii pe 5 elemente ale subsistemului DET Vest: AT 400/220 kV Urechești, LEA 220 kV Urechești – Tg. Jiu, LEA 220 kV Tg. Jiu - Paroșeni, LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare, LEA 220 kV Baru Mare – Hășdat. Eliminarea acestor congestii s-a făcut prin reducerea puterii generate în grupurile generatoare de la Rovinari.

A3. Etapa 3

Analiza contingențelor simple referitoare la liniile electrice nu a condus la probleme semnificative privind regimul de funcționare. Totuși, au existat trei regimuri cu probleme mai semnificative:

- Deconectarea liniei 400 kV Reșița – Timișoara a determinat congestii pe șase elemente ale subsistemului DET Vest. Eliminarea acestor congestii se face prin deconectarea unui grup de la Rovinari și reducerea puterii produse în două grupuri de la Porțile de Fier;
- Deconectarea LEA 400 kV Timișoara – Săcălaz a determinat supraîncărcarea autotransformatorului 400/220 kV Urechești. Eliminarea congestiei se face prin reducerea cu 60 MW a puterii produse în grupurile din Rovinari.
- Deconectarea LEA 400 kV Săcălaz – Arad determină supraîncărcarea autotransformatoarelor 400/220 kV Mintia, respectiv 400/220 kV Arad. Eliminarea congestiilor apărute se realizează prin deconectarea grupului 6 Mintia și reducerea cu 30 MW a puterii produse la Rovinari.

B. Contingențe simple referitoare la transformatoare și autotransformatoare

Din totalitatea contingențelor analizate, majoritatea nu au condus la probleme majore privind regimul de funcționare. Totuși au existat două regimuri contingente care au ridicat probleme semnificative (în toate cele trei etape analizate):

- Deconectarea autotransformatorului 400/220 kV Urechești a determinat scăderea tensiunii în nodurile învecinate datorită întreruperii legăturii pe 220 kV cu SEN de pe bara Urechești (nod de graniță al subsistemului), dar și creșterea tensiunii pe bara 400 kV Urechești și în zona Porțile de Fier. Aducerea tensiunilor nodurilor în banda admisibilă, se face prin deconectarea grupului 3 de la Rovinari. Cu toate acestea, tensiunile în nodurile Urechești (220 kV), Tg. Jiu (220 kV) și Paroșeni (220 kV) rămân puțin sub valoarea minimă admisibilă. Totuși, în condițiile funcționării ansamblului SEN, această problemă este mult diminuată.
- Deconectarea autotransformatorului 400/220 kV Roșiori determină congestii în zona învecinată, pe linia 220 kV Baia Mare-Iernut și pe autotransformatorul de 400/220 kV de la Iernut, dar și un nivel inadmisibil al tensiunilor în zona Iernut, Baia Mare, Roșiori, Vetis. Revenirea la un nivel normal, din toate punctele de vedere (nivelul tensiunii, încărcarea elementelor de rețea) se realizează prin deconectarea bobinei de la Iernut.

C. Contingențe simple referitoare la grupurile generatoare

Pentru cele trei regimuri analizate, corespunzătoare variantei A de conectare, niciuna din contingențele studiate nu a determinat probleme privind nivelul de tensiune în sistem sau supraîncărcarea inadmisibilă a unor elemente de rețea.

D. Contingențe de tipul $N-2$

Pentru regimurile considerate s-au analizat contingențele de tipul $N-2$ (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre două linii electrice, o linie electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator.

La fel ca și în cazul analizei pentru regimurile care corespund variantei A, cele mai frecvente probleme au apărut în cazul combinațiilor în care apare unul din elementele de sistem care generat probleme semnificative la contingențele $N-1$, existând cazuri în care stabilirea unui regim de funcționare pentru subsistemul analizat nu a putut fi realizată în condițiile date.

În cazul analizei contingențelor de tipul $N-2$ (pentru toate cele trei etape) cu privire la combinații de linii electrice, de asemenea majoritatea cazurilor în care nu a putut fi stabilit un regim de funcționare au fost reprezentate de combinațiile în care au fost prezente LEA 400kV Iernut – Gădălin, Gădălin – Roșiori, Reșița – Timișoara, Mintia – Arad, Timișoara – Săcălaz, Arad – Săcălaz sau Mintia – Sibiu. Stabilirea unui regim de funcționare se face prin deconectarea bobinelor inductive de compensare din zonele învecinate și prin redistribuirea puterilor generate.

În acest caz de asemenea, deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Reșița – Timișoara și Urechești – Porțile de Fier determină funcționare insulară pentru sudul subsistemului.

Analiza contingențelor de tipul $N-2$ pentru combinații între o linie electrică și un transformator (autotransformator) a relevat în mare aceleași probleme ca și în cazul variantei A de conectare. În plus, combinații care conțin autotransformatorul 400/220 kV de la Urechești și o linie de 220 kV din zona Hașdat, Paroșeni, Urechești au determinat regimuri care nu au putut fi stabilite în condițiile date.

În condițiile analizei contingențelor de tipul $N-2$ care consideră combinații între un generator și o linie electrică, nu au apărut probleme.

7.3.3.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE

Pentru această analiză, din totalul de 5000 de eșantioane, valorile puterii generate în CEE sunt cele din Fig. 7.10.

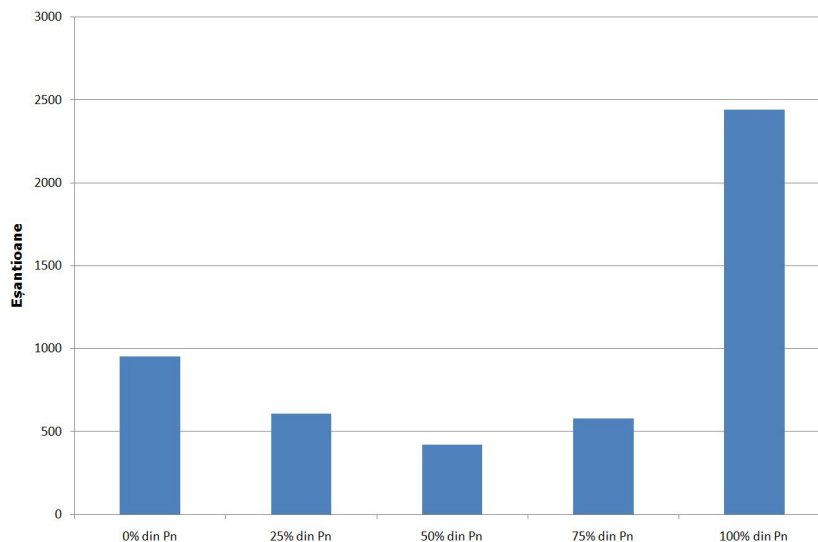


Fig. 7.10. Încărcarea CEE din sistemul DET Vest – Varianta 3B

Viteza medie corespunzătoare celor 5000 de eșantioane generate a fost de 12,47 m/s iar puterea medie generată de CEE a fost de 388,32 MW.

Parametrii statistici ai circulației de puteri pe laturile sistemului nu au indicat apariția niciunui regim cu probleme. Din analiza valorilor abaterii medii pătratice raportată la puterea aparentă medie, există anumite valori care prezintă interes pentru analiză. Cea mai mare valoare (112%) corespunde liniei de 400 kV Mintia –Arad și se datorează valorilor extreme ale puterii transportate prin acest element de rețea (2 MW pentru cazul în care CEE generează 600 MW și 228 MW în condițiile în care CEE este oprită).

Pentru elementele de rețea noi introduse, parametri statistici ai circulației de puteri sunt următorii dați în Tabelul 7.10.

Tabelul 7.10. Parametrii statistici ai circulației de puteri pentru elementele de rețea prezente doar în Varianta 3B

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
11	29466	181.783	588.539	445.587	164.033	49.960	36.81
29466	28004	69.824	182.341	107.295	40.872	15.478	38.09
29466	29456	8.385	594.411	386.796	237.270	50.459	61.34

Chiar dacă valorile abaterii medii pătratice raportate la puterea aparentă medie sunt pentru toate elementele de rețea mai mari decât 10%, totuși nu există pericolul apariției congestiilor, încărcările lor fiind sub 50%.

Comparativ cu varianta A, elementele de rețea nu sunt la fel de încărcate, media valorilor maxime a încărcării lor din punct de vedere al limitei maxime termice fiind de 33,12% pentru varianta B, 33,17% respectiv 33,12% pentru varianta A.

Analiza tensiunilor pentru acest sistem relevă valori mai mici ale acestora în nodul de 400 kV al centralei (Socol), precum și în nodul de racord al CEE (Racord Socol 400 kV) față de regimurile corespunzătoare variantei de racordare 3A. Histogramele aferente tensiunii în cele două noduri sunt prezentate în Fig. 7.11 și 7.12.

Atât pentru nodul Socol 400 kV, cât și pentru nodul Racord Socol 400 kV, variația tensiunii în cele 5000 de eșantioane se face în jurul valorilor din regimul de bază (401.62 kV, respectiv 402.32). Pentru nodul Socol 400 kV, media valorilor tensiunilor este 401.8 kV, deci mai mare decât valoarea tensiunii din regimul de bază.

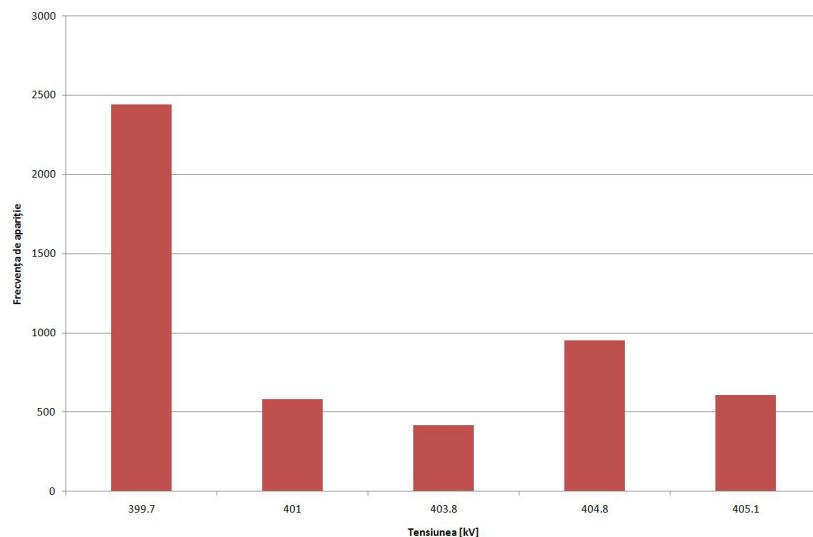


Fig. 7.11. Histograma tensiunilor aferentă nodului Socol 400 kV

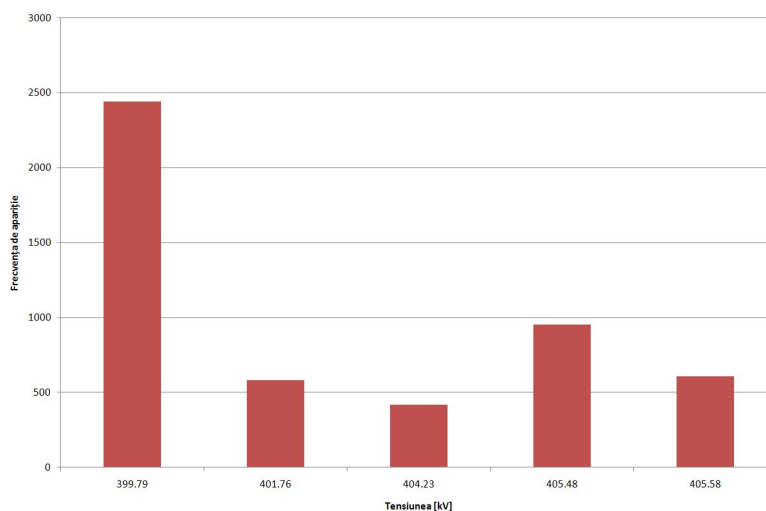


Fig. 7.12. Histograma tensiunii în nodul Racord Socol 400 KV

Tensiunile în celelalte noduri ale sistemului sunt caracterizate de valori situate în banda admisibilă a diferitelor niveluri de tensiune. Pentru cele mai reprezentative noduri (noduri care conțin și cei mai importanți consumatori), valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor sunt redată în Tabelul 7.11.

Tabelul 7.11. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în principalele noduri ale sistemului DET Vest – 3B (U_0 – valoarea tensiunii în regimul de bază)

Nr. nod	11 Reșița	12 Timișoara	28002 Urechești	28003 Mintia	28004 PdF	28046 PdF B	28047 PdF A	28087 Iernut
U_n [kV]	400	400	400	400	400	220	220	220
U_{min} [kV]	395.84	396.23	412.04	396.63	403.00	231.14	231.14	230.99
U_{med} [kV]	399.22	399.42	413.38	399.00	405.42	232.16	232.16	231.25
U_{max} [kV]	404.06	403.77	415.53	402.58	409.27	233.81	233.81	231.64
U_0 [kV]	399.55	399.99	413.33	399.22	405.27	232.00	232.00	231.30

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii (Tabelul 7.11) se observă faptul că determinarea puterii generate, considerând variația vitezei vântului, prezintă o ușoară variație a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Această variație se realizează în jurul valorii din regimul de bază.

Valoarea medie a tensiunii tuturor nodurilor se regăsește la 99.9% față de valoarea din regimul de bază.

7.3.3.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate

Modul de încărcare al generatoarelor din CEE, în funcție de viteza vântului, din cele 5000 de eșantioane este redat în Fig. 7.13.

La fel ca și în analizele precedente, viteza medie a vântului este de 12,44 m/s în timp ce media puterilor generate de CEE este de 382,44 MW.

Din punct de vedere al valorilor puterilor consumate aferente eșantioanelor generate, valorile minime, maxime și medii sunt prezentate în Tabelul 7.12. Aceste valori sunt prognozate și corespund consumului la nivelul RET.

Analiza circulației de puteri prin elementele de rețea nu a relevat congestii pentru regimurile considerate, limita maximă admisibilă din punct de vedere termic pentru fiecare latură din sistem nefiind depășită.

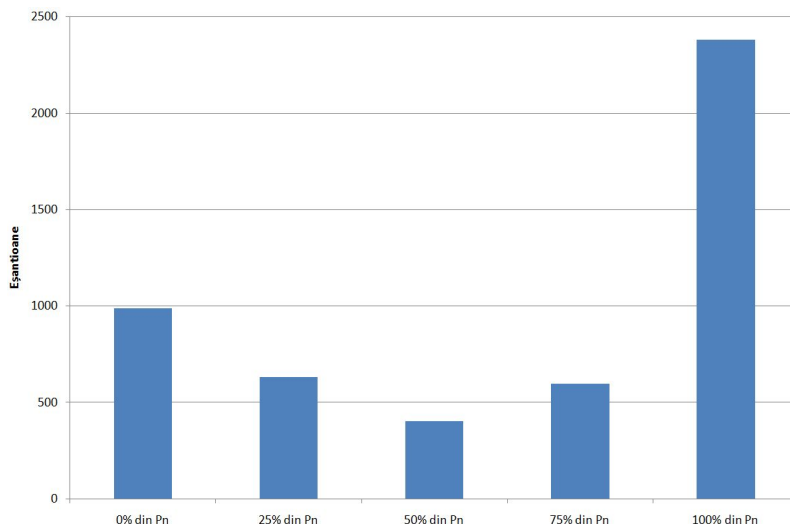


Fig. 7.13. Încărcarea CEE din sistemul DET Vest – Varianta 3B

Tabelul 7.12. Puterea consumată în sistemul DET Vest – Varianta 3B

P_{min} [MW]	P_{med} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{med} [MVar]	Q_{max} [MVar]
4508.59	4729.502	4942.02	467.6	502.9	548.9

Pentru elementele de rețea noi ale sistemului (prezente doar în Varianta 3B), parametrii statistici sunt cei din Tabelul 7.13.

Tabelul 7.13. Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea prezente doar în Varianta 3B

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
11	29466	127.190	433.102	277.097	95.560	36.765	34.49
29466	28004	20.698	323.239	182.361	82.839	27.439	45.43
29466	29456	78.761	594.659	397.580	213.789	50.480	53.77

Se observă că valorile încărcărilor maxime corespunzătoare regimurilor analizate sunt mici și nu există pericol de apariție a congestiilor.

Media încărcărilor maxime a elementelor de rețea sistemului este de 42%, majoritatea valorilor (peste 75%) fiind sub valoarea de 50% din limita maximă admisibilă din punct de vedere termic.

În condițiile variației simultane a puterii generate (considerând variația vitezei vântului) și a puterii consumate, valorile tensiunii în nodul de 400 kV al centralei (Fig. 7.14) și în nodul de racord (Racord Socol 400 kV) (Fig. 7.15) sunt mai scăzute, dar toate sunt în plaja admisibilă.

Variația tensiunii în cele două noduri pentru cele 5000 de eșantioane are loc în jurul valorii din regimul de bază (401.62 kV, respectiv 402.32 kV). Media valorilor tensiunilor pentru nodul Socol 400 kV este chiar puțin mai mare decât valoarea din regimul de bază, fiind de 402.43 kV, în timp ce pentru nodul Racord Socol 400 kV este puțin mai mică (400.85 kV). Ambele valori sunt ușor mai mici decât cele din cazul anterior, acest fapt datorându-se variației consumului din nodurile sistemului.

Tensiunile în celelalte noduri ale sistemului sunt caracterizate de valori situate în banda admisibilă a diferitelor nivele de tensiune. Pentru cele mai reprezentative noduri (noduri care conțin și cei mai importanți consumatori), valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor sunt redată în Tabelul 7.14.

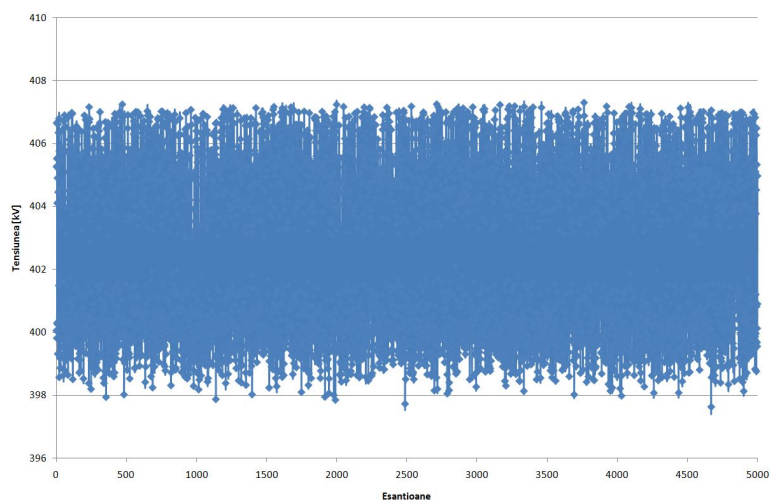


Fig. 7.14 Variația tensiunii în nodul Socol 400 kV - Varianta 3B

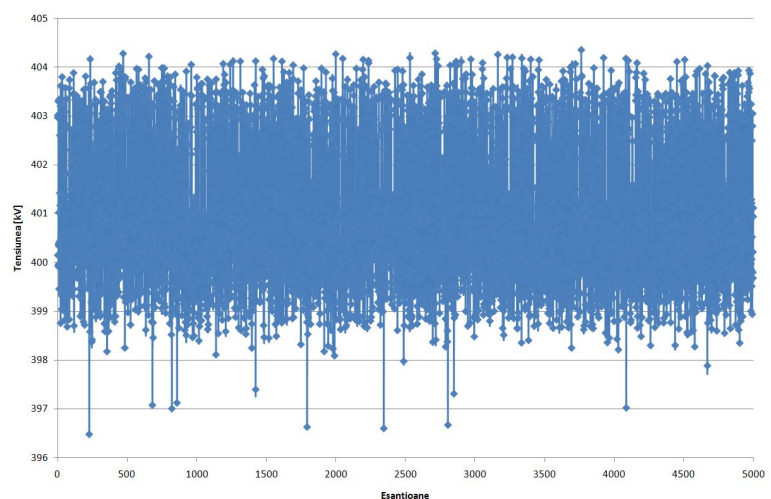


Fig. 7.15. Variația tensiunii în nodul Racord Socol 400 kV - Varianta 3B

Tabelul 7.14. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în principalele noduri ale sistemului DET Vest - Banat 3B

Nr. nod	11 Reșița	12 Timișoara	28002 Urechești	28003 Mintia	28004 PdF	28046 PdF B	28047 PdF A	28087 Iernut
U_n [kV]	400	400	400	400	400	220	220	220
U_{min} [kV]	385.32	375.03	402.71	387.63	396.58	228.45	228.44	221.75
U_{med} [kV]	394.16	389.92	407.31	394.75	399.33	229.70	229.69	224.30
U_{max} [kV]	398.13	395.00	409.45	397.45	402.87	230.85	230.85	226.12
U_o [kV]	399.55	399.99	413.33	399.22	405.27	232.00	232.00	231.30

Atât pentru nodurile prezentate în tabelul de mai sus, cât și pentru restul nodurilor din sistem, se observă o ușoară scădere a tensiunii, valorile rămânând totuși în banda admisibilă. La nivelul întregului sistem, cea mai mare scădere a valorii medii a tensiunii față de valoarea din regimul de bază a fost de aproximativ 4.5%.

7.3.4. Concluzii privind zona Banat

Analiza integrării surselor regenerabile de energie, considerând CEE instalate în zona Banat, nu ridică probleme deosebite din punctul de vedere al regimurilor de funcționare (circulație de puteri, nivel de tensiune etc.).

Analiza circulației de puteri a confirmat robustețea sistemului, mai ales în condițiile extinderii zonei de vest la 400 kV. Pentru cele două variante de evacuare a puterii din CEE analizate nu s-au înregistrat congestii pe elementele de rețea, acestea fiind încărcate în limite normale.

Analiza tensiunii în nodurile sistemului în condițiile prezenței CEE, atât în cazul variației puterii generate în funcție de viteza vântului, cât și în cazul în care s-a considerat și variația puterii consumate în nodurile SEE, a relevat variații ușoare ale tensiunii în nodurile SEE, media acestora fiind apropiată de valoarea din regimul de bază. În condițiile variației puterilor consumate, variația tensiunii este mai accentuată, valorile acesteia rămânând totuși în banda admisibilă.

Din punct de vedere al variantei de evacuare, se recomandă varianta a doua (varianta B), cu stație de racord, ce va permite conectarea altor CEE care se preconizează a se construi în zonă.

7.4. Analiza integrării CEE din zona Moldova

7.4.1. Structura sistemului analizat

Pentru analiza integrării CEE de mari dimensiuni în zona Moldova, s-a utilizat Sistemul Energetic Național (SEN) descris în paragraful 7.2.2 la care s-au adăugat atât generatoare echivalente pentru diferite CEE precum și elemente noi de rețea necesare pentru conectarea la sistem (linii, transformatoare).

Ținând cont de faptul că în zona Moldova se preconizează a se construi parcuri eoliene având o putere instalată de peste 1700 MW, s-au generat mai multe scenarii pentru analiză, fiecare caracterizat de un anumit număr de CEE, răspândite în zonele cu potențial eolian însemnat. Variantele analizate sunt următoarele:

- *Moldova 1*: un total de 8 CEE cu o putere totală instalată de aproximativ 400 MW;
- *Moldova 2*: față de *Moldova 1* s-au mai adăugat încă 4 CEE cu o putere totală instalată de aproximativ 450 MW;
- *Moldova 3*: s-a mai adăugat la *Moldova 2* o CEE cu o putere instalată de 400 MW;
- *Moldova 4*: față de *Moldova 3* s-a mărit putere instalată într-una din centrale cu 200 MW și s-a mai adăugat o CEE nouă cu o putere instalată de 240 MW.

Schemele corespunzătoare zonei Moldova a SEN pentru cele 4 scenarii prezentate anterior sunt redate în Fig. 7.16a, b, c și d.

Pentru toate scenariile analizate cazul de bază consideră încărcarea generatoarelor din CEE la valoarea de 70% din puterea instalată, valoare corespunzătoare vitezei medii a vântului din zonă.

Bilanțurile generale de puteri pentru cele 4 scenarii sunt date în Tabelul 7.15. Informațiile prezentate corespund puterilor consumate la nivelul RET pentru anul 2008.

Tabelul 7.15. Bilanțurile de puteri pentru scenariile corespunzătoare zonei Moldova

	P_{gen} [MW]	Q_{gen} [MVar]	P_{cons} [MW]	Q_{cons} [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
Moldova 1	5223.7	476.6	5085.7	2077.3	74.63	-2215.2
Moldova 2	5212.2	360.8	5085.7	2077.3	62.69	-2333.8
Moldova 3	5209.5	339.5	5085.7	2077.3	59.72	-2656.93
Moldova 4	5212.8	467.2	5085.7	2077.3	63.25	-2227.64

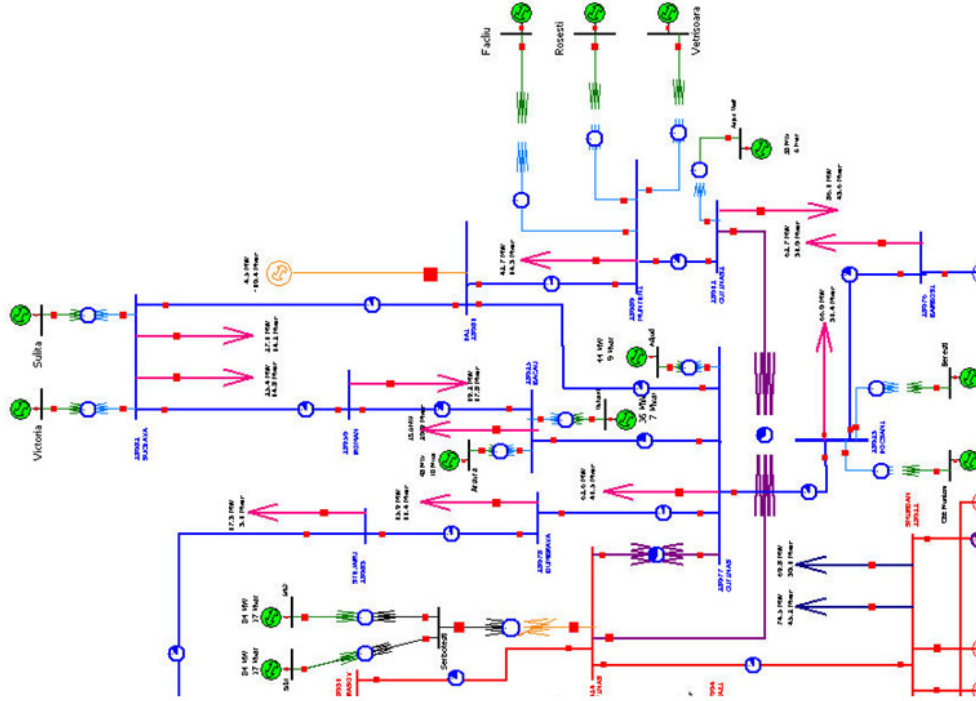


Fig. 7.16.b. Detaliu scenariu de analiză Moldova 2

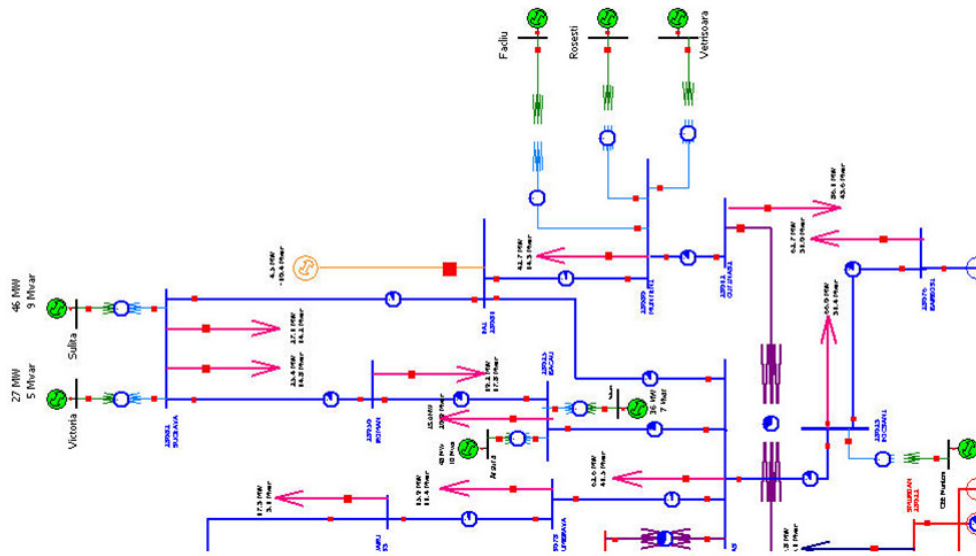


Fig. 7.16.a. Detaliu scenariu de analiză Moldova 1

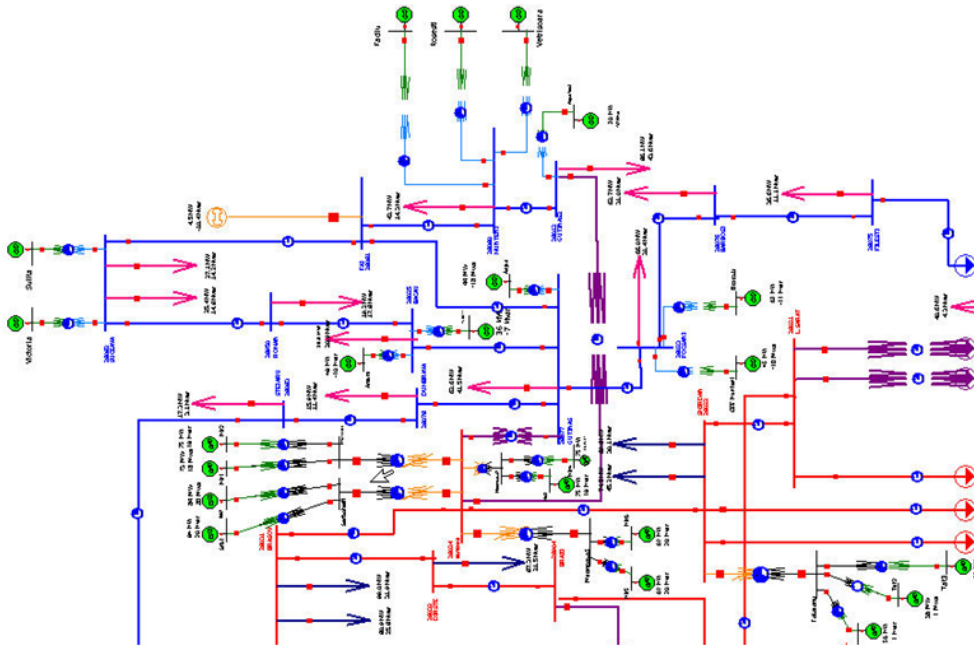


Fig. 7.16.d. Detaliu scenariu de analiză Moldova 4

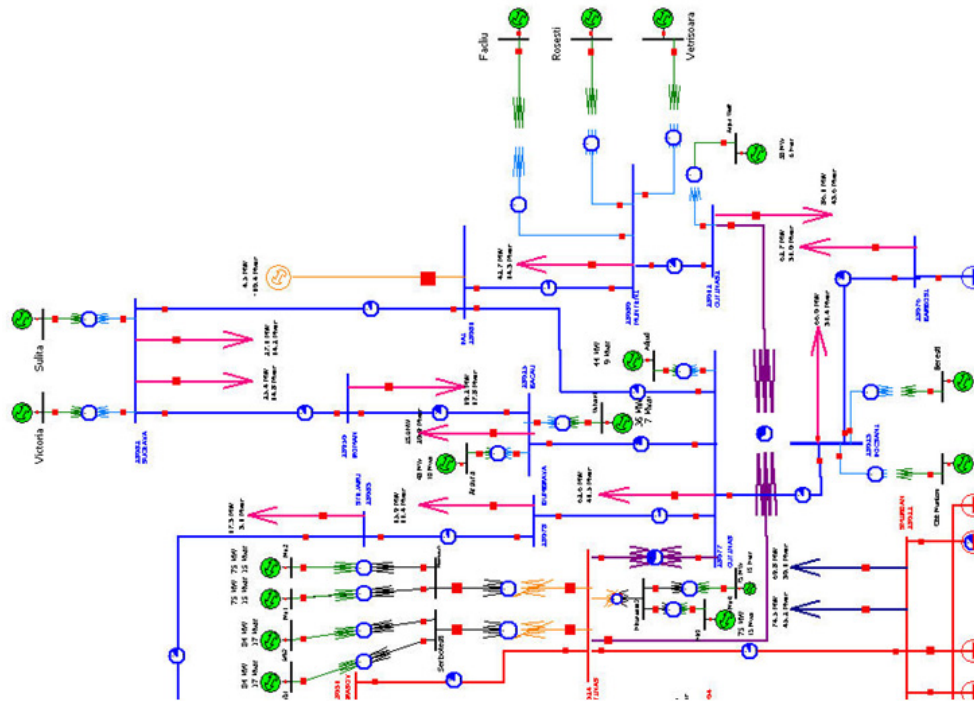


Fig. 7.16.c. Detaliu scenariu de analiză Moldova 3

Pentru schemele și regimurile prezentate mai sus, s-au analizat următoarele situații utilizând aplicația software proprie prezentată în subcapitolul 6.6:

- contingente aleatoare de tipul $N-1$ și $N-2$ referitoare la elementele de rețea;
- variația aleatoare a puterilor generate în CEE în funcție de viteza vântului;
- variația aleatoare ale puterilor generate în CEE, în funcție de viteza vântului, și ale puterii consumate.

7.4.2. Scenariul Moldova 1

7.4.2.1. Analiza aleatoare a contingențelor

A. Criteriul $N-1$

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingente aleatoare de tipul $N-1$ (eliminarea unui element din sistem, restul schemei fiind în funcțiune). Analiza aleatoare a contingențelor de tipul $N-1$ nu a relevat apariția de probleme în regimurile de funcționare ale sistemului Moldova 1.

B. Criteriul $N-2$

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingente de tipul $N-2$ (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre două linii electrice, o linie electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator. Analiza a relevat o serie de cazuri pentru care nu a putut fi stabilit un regim de funcționare. Cele mai frecvente cazuri au conținut linia de 400 kV Sibiu – Iernut și linia de 400 kV Iernut – Gădălin.

Modul de stabilire a unui regim de funcționare în condițiile contingențelor de tipul $N-2$ care au generat probleme este prezentat în cele ce urmează:

- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a uneia din liniile de 220 kV Dumbrava – Stejaru, Stejaru – Gheorgheni, Gutinaș – Dumbrava, Minitia B – Alba Iulia, Gheorgheni – Fântânele, Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Cluj – Tihău conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Roșiori – Mukacevo conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Gădălin – Roșiori conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și a uneia din liniile de 220 kV Tihău – Baia Mare, Cluj – Tihău, Iernut – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea și introducerea unui grup de 50 MW în zona Baia Mare;

- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și a uneia din liniile de 220 kV Iernut – Câmpia Turzii, Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Mintia – Arad și 220 kV Mintia – Timișoara conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia și instalarea a unui grup generator de 100 MW în zona Timișoara;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a uneia din cele două transformatoare bloc de la Iernut (împreună cu generatorul aferent) conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea;
- deconectarea simultană a autotransformatorului de 400/220 kV Iernut și uneia din liniile de 400 kV Sibiu – Iernut sau Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductivă transversală de la Iernut.

7.4.2.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE

Dintre cele 5000 valori ale vitezei vântului generate aleator, valorile aferente ale puterii generate în cele 8 CEE, diferite de 0 MW pentru 4015 eșantioane, se prezintă ca în Fig. 7.17. În restul de 985 de eșantioane, valorile aleatoare generate pentru viteza vântului au fost sub 5 m/s, ceea ce înseamnă 0 MW putere generată.

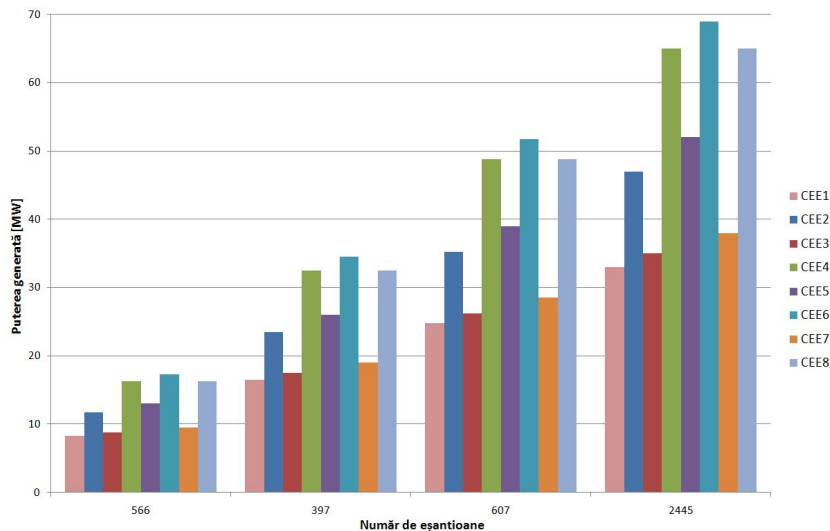


Fig. 7.17. Repartiția pe eșantioane a puterii generate în cele 8 CEE din scenariul Moldova 1

Pe ansamblul celor 5000 de regimuri, valoarea medie a vitezei vântului a fost de 12.62 m/s, iar puterea medie generată de toate CEE din sistem a fost de 261.81 MW.

Din analiza circulației de puteri prin elementele de rețea ale sistemului, nu s-a identificat nici o situație pentru care să apară imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare. Pentru elementele de rețea din zonele adiacente CEE noi, parametrii statistici aferenți circulației de puteri sunt prezentați în Tabelul 7.16.

Tabelul 7.16. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28082	28950	15.589	35.069	28.914	7.030	11.536	24.32
28081	28082	8.872	26.908	20.471	5.514	8.070	26.93
28025	28077	47.563	130.108	98.713	32.624	42.798	33.05
28025	28950	8.072	46.205	21.880	13.613	15.199	62.22
28078	28083	4.532	35.345	24.249	11.835	10.601	48.81
28077	28078	4.356	50.837	34.473	18.854	16.679	54.69
28077	28081	8.096	29.442	23.340	7.367	9.659	31.57
28080	28081	11.282	13.312	12.658	0.804	3.993	6.35
28012	28080	18.198	69.323	51.649	19.342	20.817	37.45
28012	28024	72.991	139.806	93.774	26.625	34.951	28.39
28023	28077	25.297	27.148	26.059	0.769	8.901	95.99
28023	28076	24.811	56.612	35.769	11.233	18.561	31.41

Așa cum se observă și din tabelul de mai sus, nu apar situații deosebite din punct de vedere al depășirii limitei maxime admisibile din punct de vedere termic a încărcării elementelor de rețea, valorile acestora fiind sub 50% din limita maximă. Chiar și la nivelul întregului sistem, media încărcărilor este de 27.5%, iar aproximativ 80% din elementele de rețea sistemului sunt încărcate sub 50%.

Pentru scenariul Moldova 1, toate tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Moldova la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor) pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0) sunt prezentate în Fig. 7.18.

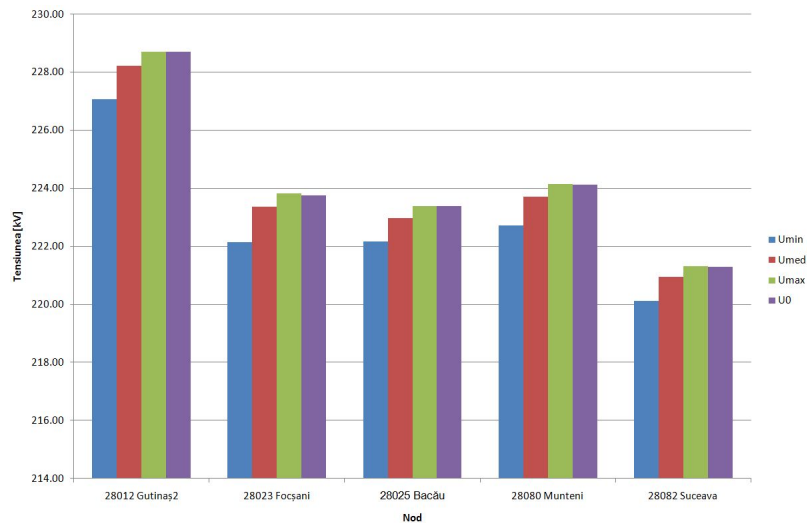


Fig. 7.18. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 1

Așa cum se observă din figura de mai sus, se evidențiază o foarte mică scădere a tensiunii în nodurile de racord față de regimul de bază, dar tensiunile sunt încă în banda admisibilă. Tensiunea medie a nodurilor de racord pentru cele 5000 de eșantioane nu scade sub valoarea de 98.79% din valoarea corespunzătoare în regimul de bază.

Pentru nodurile cu valori mari ale consumului (peste 150 MW) și pentru cele consumatoare din vecinătatea CEE, valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor, precum și valorile tensiunii din regimul de bază (U_0) se regăsesc în Tabelele 7.17, 7.18.

Tabelul 7.17. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – Moldova 1

Nod	28015 Pelicanu	28019 Tulcea	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	395.90	403.71	223.75	224.08	221.16
U_{med} [kV]	398.25	406.15	225.54	225.59	222.89
U_{max} [kV]	399.35	407.20	226.44	226.31	223.72
U_0 [kV]	398.66	406.69	225.75	225.82	223.15

Tabelul 7.18. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Moldova 1

Nod	28075 Filești	28076 Barboși	28078 Dumbrava	28083 Stejaru	28950 Roman
U_{nom} [kV]	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	226.16	225.42	224.96	225.11	221.04
U_{med} [kV]	227.33	226.61	226.03	226.22	221.87
U_{max} [kV]	227.79	227.08	226.48	226.66	222.28
U_0 [kV]	227.65	226.94	226.47	226.64	222.28

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii, se observă faptul că determinarea puterii generate, în condițiile variației vitezei vântului, conduce la o variație redusă a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Per ansamblu variația se realizează în jurul valorii din regimul de bază; valorile medii ale tensiunii nu coboară sub 99.7%.

7.4.2.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate

Dintre cele 5000 valori ale vitezei vântului generate aleator, valorile aferente ale puterii generate în cele 8 CEE, diferite de 0 MW pentru 3997 eșantioane, se prezintă ca în Fig. 7.19. În restul de 1003 de eșantioane, valorile aleatoare generate pentru viteza vântului au fost sub 5 m/s, ceea ce înseamnă 0 MW putere generată.

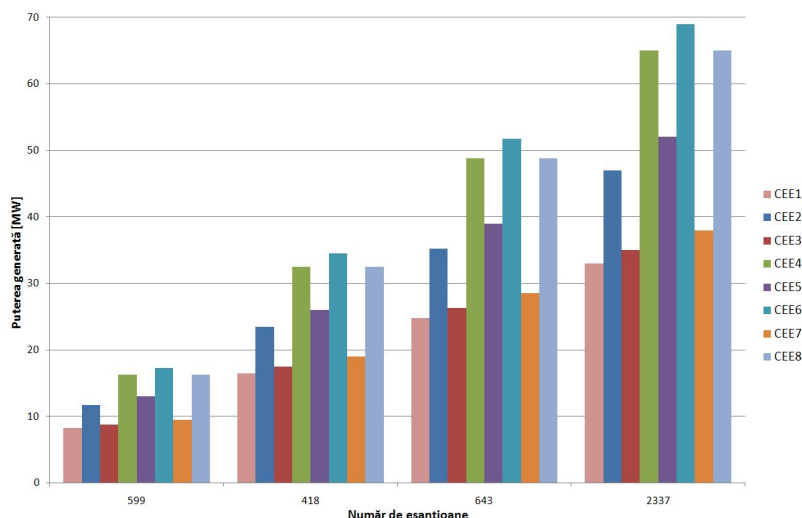


Fig. 7.19. Repartiția pe eșantioane a puterii generate în cele 8 CEE – scenariul Moldova 1

În același timp, valorilor aleatoare generate pentru puterile active și reactive consumate în sistem s-au încadrat în limitele prezentate în Tabelul 7.19.a, respectiv 7.19.b. Aceste valori sunt prognozate și corespund consumului la nivelul RET.

Tabelul 7.19. Puterea consumată în sistemul sistemul SEN – scenariul Moldova 1

P_{min} [MW]	P_{med} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{med} [MVar]	Q_{max} [MVar]
6104.13	6291.613	6460.17	2478.42	2560.699	2642.51

Analiza circulației de puteri prin elementele de rețea ale sistemului pentru cele 5000 de eșantioane, a relevat faptul că s-au înregistrat peste 500 de cazuri pentru care nu s-a putut stabili un regim valid de funcționare. Acestea corespund situațiilor în care CEE nu generează putere datorită vitezei slabe a vântului (viteză mai mică decât 5 m/s), iar valorile puterii consumate la nivelul întregului sistem se apropie de valoarea maximă prezentată în Tabelul 7.19, sistemul neputând acoperi cerea de putere. Fiind valori prognozate ale consumului, situațiile acestea sunt posibile într-un orizont de timp de 10 ani. Se propune ca soluție asigurarea rezervei de putere pentru CEE, putând astfel elimina problemele apărute în acest caz.

Pentru cazurile în care sistemul este stabil și se asigură un punct de funcționare, nu s-au înregistrat congestii pe elementele de rețea. Circulația de puteri prin cele din apropierea CEE nu prezintă aspecte deosebite, așa cum se vede și din parametrii statistici prezentați în Tabelul 7.20.

Tabelul 7.20. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28081	28082	1.405	36.162	18.784	8.7258	10.8465	64.52
28082	28950	4.015	36.562	20.288	9.8552	12.0269	52.44
28025	28077	9.870	110.456	60.163	38.901	36.3342	56.92
28025	28950	13.300	61.127	37.213	19.006	20.1075	119.39
28078	28083	9.503	33.555	21.529	8.1171	10.0645	44.52
28077	28078	15.448	53.860	34.654	15.1495	17.6707	48.11
28077	28081	17.627	33.751	25.689	8.7937	11.0732	38.45
28080	28081	2.162	14.446	8.304	3.8301	4.3329	50.02
28012	28024	62.732	176.999	119.867	42.7331	44.2497	49.24
28012	28080	13.860	62.968	38.414	19.3142	18.9092	48.65
28023	28077	21.460	41.052	31.256	9.9321	13.4598	36.32
28023	29266	12.370	65.110	38.740	24.2323	81.3876	56.05

Valoarea cea mai mare a abaterii medii pătratice raportată la puterea medie (119.39%) s-a înregistrat în cazul liniei de 220 kV Bacău – Roman. Cu toate acestea, nu există pericolul de apariție a unei congestii. Lucrul acesta se poate observa atât din valoarea maximă a încărcării liniei pentru cele 5000 de eșantioane analizate, dar și din histograma aferentă (Fig. 7.20).

În condițiile variației simultane a puterii generate (considerând variația vitezei vântului) și a celei consumate, variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Moldova la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime) pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0), sunt prezentate în Fig. 7.21.

Pentru aceste noduri, așa cum se poate observa și din figura de mai sus, există anumite situații pentru care valorile tensiunilor sunt sub limita inferioară a benzii admisibile corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune, regimurile corespunzătoare nefiind valide. Aceste situații sunt caracterizate prin consum mare de putere și lipsa producției CEE. Pentru celelalte regimuri, valorile tensiunii sunt în banda admisibilă, dar mai mici decât în regimul de bază.

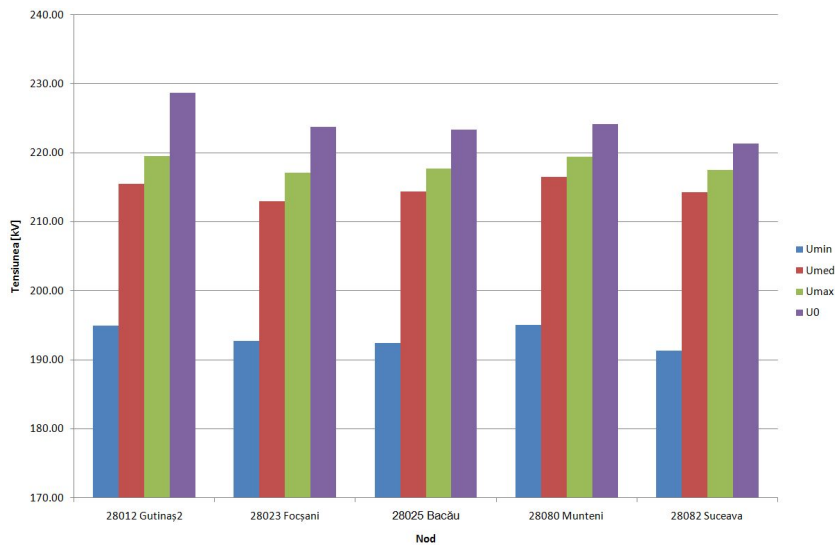
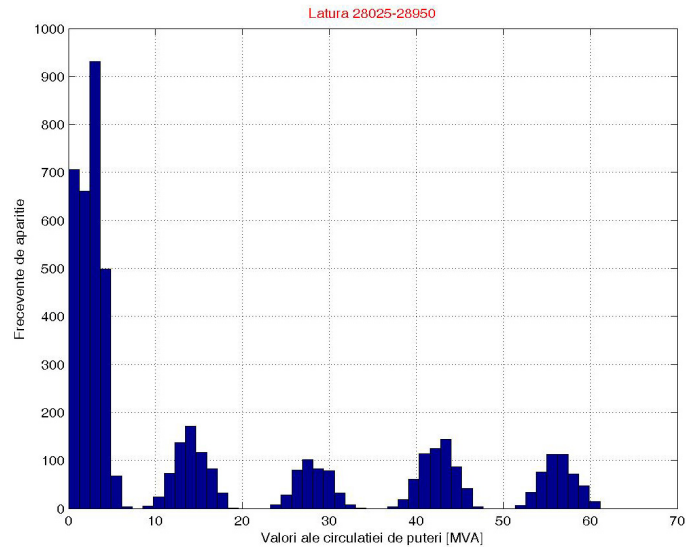


Fig. 7.21. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 1

Tendința de scădere a valorilor tensiunii se păstrează și pentru celelalte noduri. Pentru anumite noduri valoarea tensiunii scade sub limita inferioară a benzii admisibile. Aceste situații apar în condițiile unei cereri mari de putere și lipsa producției în CEE datorită vitezei vântului, sistemul neputând asigura necesarul de putere. Pentru a readuce tensiunile în banda admisibilă și a stabili un regim de funcționare trebuie asigurată rezerva de putere pentru CEE sau importul de putere din SEE vecine.

Variația tensiunii în diferite noduri consumatoare este prezentată în Tabelele 7.21 și 7.22.

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii în condițiile variației simultane a vitezei vântului (deci a puterii generate în CEE) și a puterii consumate se observă o variație semnificativă a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Această

variație se realizează în jurul valorii din regimul de bază, cele mai mici valori medii ale tensiunii din nodurile sistemului reprezentând 90% din valoarea din regimul de bază. Aceste situații sunt caracteristice regimurilor particulare amintite mai sus.

Tabelul 7.21. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – Moldova 1

Nod	28015 Pelicanu	28019 Tulcea	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	352.77	356.65	196.92	192.94	184.69
U_{med} [kV]	376.19	383.54	210.23	210.31	204.13
U_{max} [kV]	383.25	390.71	215.41	215.17	209.95
U_0 [kV]	398.66	406.69	225.75	225.82	223.15

Tabelul 7.22. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Moldova 1

Nod	28075 Filești	28076 Barboși	28078 Dumbrava	28083 Stejaru	28950 Roman
U_{nom} [kV]	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	199.62	198.51	190.20	189.59	191.16
U_{med} [kV]	216.35	215.53	211.39	210.65	213.69
U_{max} [kV]	220.25	219.52	215.82	215.31	217.10
U_0 [kV]	227.65	226.94	226.47	226.64	222.28

7.4.3. Scenariul Moldova 2

7.4.3.1. Analiza aleatoare a contingențelor

A. Criteriul N-1

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe aleatoare de tipul N-1 (eliminarea unui element din sistem, restul schemei fiind în funcțiune). Analiza aleatoare a contingențelor de tipul N-1 nu a relevat apariția de probleme în regimurile de funcționare ale sistemului Moldova 2.

B. Criteriul N-2

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe de tipul N-2 (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre două linii electrice, o line electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator. Analiza a relevat o serie de cazuri pentru care nu a putut fi stabilit un regim de funcționare. Cele mai multe au conținut linia de 400 kV Sibiu – Iernut și linia de 400 kV Iernut – Gădălin.

Modul de stabilire a unui regim de funcționare în condițiile contingenței de tipul N-2 care au generat probleme este prezentat în cele ce urmează:

- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a uneia din liniile de 220 kV Dumbrava – Stejaru, Stejaru – Gheorgheni, Gheorgheni – Fântânele, conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a uneia din liniile de 220 kV Mintia B – Alba Iulia, Cluj – Tihău, Gutinaș – Dumbrava conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;

- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Gădălin – Roșiori conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și a liniei de 220 kV Cluj – Tihău conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut și instalarea unui grup de 100 MW în zona Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și a liniei de 220 kV Tihău – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut și instalarea unui grup de 50 MW în zona Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și a liniei de 220 kV Mintia – Timișoara conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia și instalarea a unui grup generator de 100 MW în zona Timișoara;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și a liniei de 220 kV Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductive transversale de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a unuia din cele două transformatoare bloc de la Iernut (împreună cu generatorul aferent) conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a autotransformatorului de 400/220 kV Iernut și uneia din liniile de 400 kV Sibiu – Iernut sau Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut.

7.4.3.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE

Dintre cele 5000 valori ale vitezei vântului generate aleator, valorile aferente ale puterii generate în cele 8 CEE, diferite de 0 MW pentru 4015 eșantioane, se prezintă ca în Fig. 7.22. În restul de 885 de eșantioane, valorile aleatoare generate pentru viteza vântului au fost sub 5 m/s, ceea ce înseamnă 0 MW putere generată.

Pe ansamblul celor 5000 de regimuri generate, valoarea medie a vitezei vântului a fost de 12.62 m/s, iar puterea medie generată de toate CEE din sistem a fost de 543.71 MW.

Din analiza circulației de puteri prin elementele de rețea, nu s-au identificat situații pentru care să apară imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare. Pentru elementele de rețea din zonele adiacente CEE nou introduse, parametrii statistici aferenți circulației de puteri sunt prezentați în Tabelul 7.23.

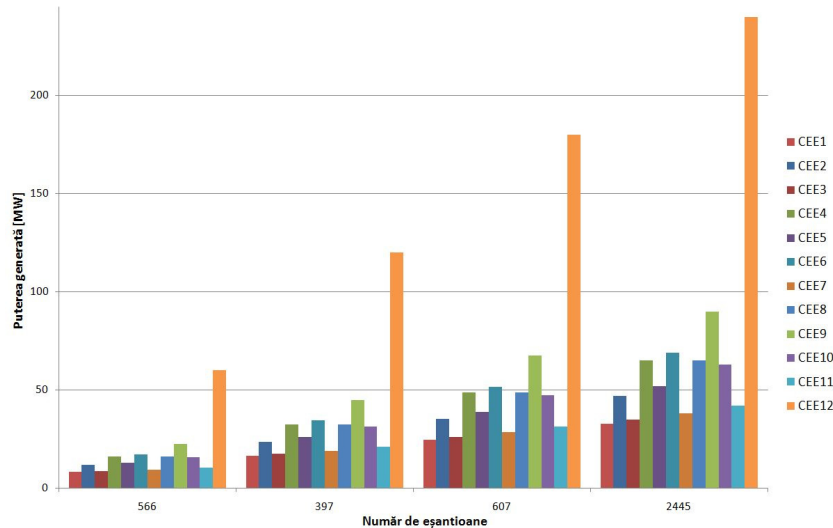


Fig. 7.22. Repartiția pe eşantioane a puterii generate în cele 12 CEE – Moldova 2

Tabelul 7.23. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28082	28950	15.589	35.069	28.914	7.030	11.53	24.32
28081	28082	8.872	26.908	20.471	5.514	8.070	26.93
28025	28077	47.563	130.108	98.713	32.624	42.798	33.05
28025	28950	8.072	46.205	21.880	13.613	15.199	62.22
28078	28083	4.532	35.345	24.249	11.835	10.601	48.81
28077	28078	4.356	50.837	34.473	18.854	16.679	54.69
28077	28081	8.096	29.44	23.340	7.367	9.659	31.57
28080	28081	11.281	13.312	12.658	0.804	3.993	6.35
28012	28080	18.198	69.323	51.649	19.342	20.817	37.45
28012	28024	72.991	139.806	93.774	26.625	34.951	28.39
28023	28077	25.297	27.148	26.059	0.769	8.901	95.99
28023	29266	7.455	67.337	45.650	24.631	84.172	67.79
28024	28031	81.493	260.012	207.42	62.36	23.456	30.07
28077	28024	106.573	180.038	134.887	24.102	45.009	17.87
28022	28024	23.323	109.818	85.526	29.411	9.322	34.39

Așa cum se observă și din tabelul de mai sus, nu apar situații deosebite din punct de vedere al depășirii limitei maxime admisibile din punct de vedere termic al încărcării elementelor de rețea, majoritatea fiind încărcate sub 50% din limita maximă. Chiar și la nivelul întregului sistem, media încărcărilor este de 31.65%.

Pentru scenariul Moldova 2, toate tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Moldova la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor) pentru cele 5000 de eşantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0) sunt prezentate în Fig. 7.23.

Așa cum se observă, este prezentă o foarte mică scădere a tensiunii în nodurile de racord față de regimul de bază, dar tensiunile sunt încă în banda admisibilă. Tensiunea medie a nodurilor de racord pentru cele 5000 de eşantioane nu scade sub valoarea de 97.44% din tensiunea corespunzătoare nodurilor în regimul de bază.

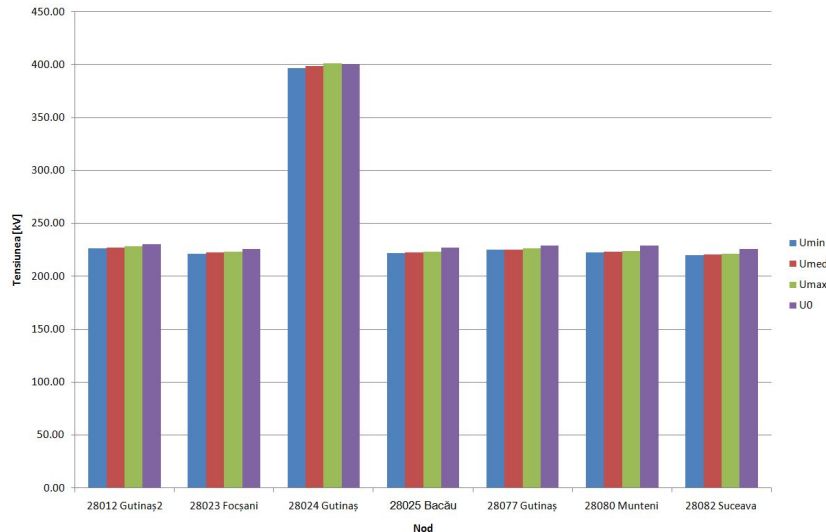


Fig. 7.23. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 2

Așa cum se observă din figura de mai sus, este prezentă o foarte mică scădere a tensiunii în nodurile de racord față de regimul de bază, dar tensiunile sunt încă în banda admisibilă. Tensiunea medie a nodurilor de racord pentru cele 5000 de eșantioane nu scade sub valoarea de 97.44% din tensiunea corespunzătoare nodurilor în regimul de bază.

Pentru nodurile cu valori mari ale consumului (peste 150 MW), dar și pentru cele consumatoare din zona CEE, valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor, precum și valorile tensiunii din regimul de bază (U_0) se regăsesc în Tabelele 7.24, 7.25.

Tabelul 7.24. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum peste 150 MW – scenariul Moldova 2

Nod	28015 Pelicanu	28019 Tulcea	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	395.93	403.76	223.76	224.11	221.20
U_{med} [kV]	398.74	406.00	226.39	226.10	223.49
U_{max} [kV]	400.05	407.52	227.46	226.90	224.42
U_0 [kV]	397.06	405.92	224.08	224.65	221.84

Tabelul 7.25. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 2

Nod	28031 Brașov	28075 Filești	28076 Barboși	28078 Dumbrava	28083 Stejaru	28950 Roman
U_{nom} [kV]	400.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	400.92	225.93	225.16	224.46	224.68	220.69
U_{med} [kV]	404.33	226.78	226.01	224.93	225.28	221.21
U_{max} [kV]	406.16	227.53	226.77	226.10	226.36	221.99
U_0 [kV]	402.72	228.04	227.39	227.76	227.57	226.34

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii în condițiile determinării puterii generate de CEE, considerând variația vitezei vântului, se evidențiază o variație a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Pentru nodurile caracterizate prin valori ridicate ale puterii consumate, se observă că valorile medii ale tensiunii depășesc ușor

valorile din regimul de bază. În concluzie, variația tensiunii se realizează în jurul valorii din regimul de bază, valorile medii ale tensiunii din nodurile sistemului nu coboară sub 96% din valoarea tensiunii corespunzătoare regimului de bază.

7.4.3.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate

Dintre cele 5000 valori ale vitezei vântului generate aleator, valorile aferente ale puterii generate în cele 8 CEE, diferite de 0 MW pentru 3997 eșantioane, se prezintă ca în Fig. 7.22. În restul de 1003 de eșantioane, valorile aleatoare generate pentru viteza vântului au fost sub 5 m/s, ceea ce înseamnă 0 MW putere generată.

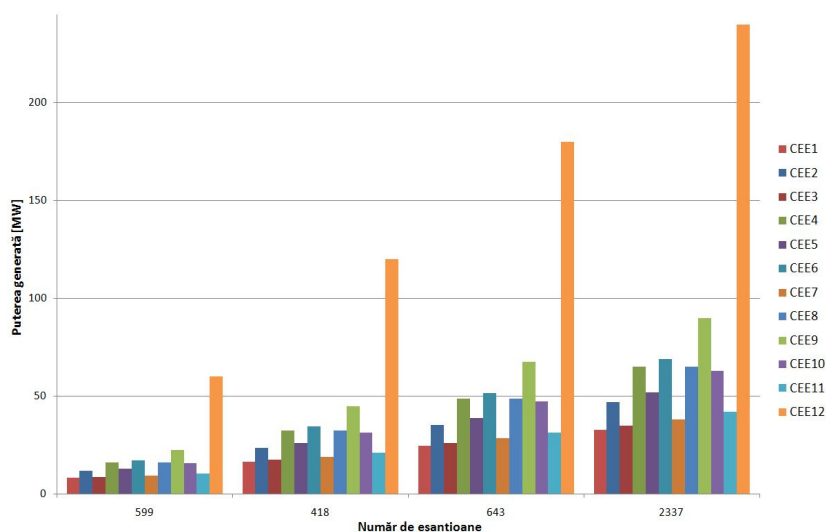


Fig. 7.24. Repartiția pe eșantioane a puterii generate în cele 12 CEE – scenariul Moldova 2

În același timp, valorile aleatoare generate pentru puterile active și reactive consumate în sistem s-au încadrat în limitele prezentate în Tabelul 7.26. Aceste valori sunt prognozate și corespund consumului la nivelul RET.

Tabelul 7.26. Puterea activă consumată în sistemul SEN – scenariul Moldova 2

P_{min} [MW]	P_{med} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{med} [MVar]	Q_{max} [MVar]
6104.13	6291.613	6460.17	2478.42	2560.699	2642.51

Analiza circulației de puteri prin elementele de rețea pentru cele 5000 de eșantioane, a relevat faptul că s-au înregistrat 39 de cazuri pentru care nu s-a putut stabili un regim valid de funcționare. Acestea corespund situațiilor în care CEE nu generează putere datorită vitezei slabe a vântului (viteză mai mică decât 5 m/s) iar valorile puterii consumate la nivelul întregului sistem sunt foarte apropiate de valoarea maximă prezentată în Tabelul 7.26, sistemul neputând acoperi cerea de putere. Fiind valori prognozate ale consumului, situațiile acestea sunt posibile într-un orizont de timp de 10 ani. Se propune ca soluție asigurarea rezervei de putere pentru CEE, putând astfel elimina problemele apărute în acest caz.

Pentru cazurile în care regimul de funcționare este stabil nu s-au înregistrat congestii pe elementele de rețea. Circulația de puteri prin elementele de rețea din apropierea CEE nu prezintă aspecte deosebite, așa cum se observă și din parametrii statistici prezentați în Tabelul 7.27.

Tabelul 7.27. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28082	28950	8.799	36.647	22.723	7.772	12.055	34.58
28081	28082	5.6116	36.036	20.823	8.638	10.808	49.96
28025	28077	22.766	111.485	67.125	30.107	36.673	38.67
28025	28950	2.819	61.326	32.072	21.104	20.173	95.14
28078	28083	11.891	73.987	42.939	20.089	22.191	46.35
28077	28078	22.912	94.545	58.728	26.638	31.018	45.97
28077	28081	13.696	34.790	24.243	5.912	11.414	24.02
28080	28081	3.391	13.949	8.670	2.543	4.1841	28.67
28012	28080	4.901	64.195	34.548	17.327	19.278	38.67
28023	28077	11.131	36.250	23.691	6.553	11.885	37.58
28024	28031	34.781	375.916	205.34	102.300	33.912	61.25
28077	28024	66.264	220.734	143.493	54.769	55.183	49.54
28012	28024	54.792	175.832	115.312	42.208	43.958	46.11
28022	28024	33.414	189.025	111.219	56.673	16.046	51.87

La fel ca pentru scenariul Moldova 1, și în acest caz valoarea cea mai mare a abaterii medii pătratice raportată la puterea medie (95.14%) s-a înregistrat în cazul liniei de 220 kV Bacău – Roman, dar din nou fără a se înregistra congestii (încărcarea maximă a laturii fiind de 20%). Cea mai încărcată latură din apropierea CEE este autotransformatorul 400/220 kV Gutinaș. Nici în acest caz nu există pericolul de apariție a unei congestii pe această latură, atât datorită valorii mici corespunzătoare încărcării maxime în cadrul eșantioanelor analizate, dar și frecvenței mici de apariție. Lucrul acesta se poate observa din histograma aferentă acestei laturi (Fig. 7.25).

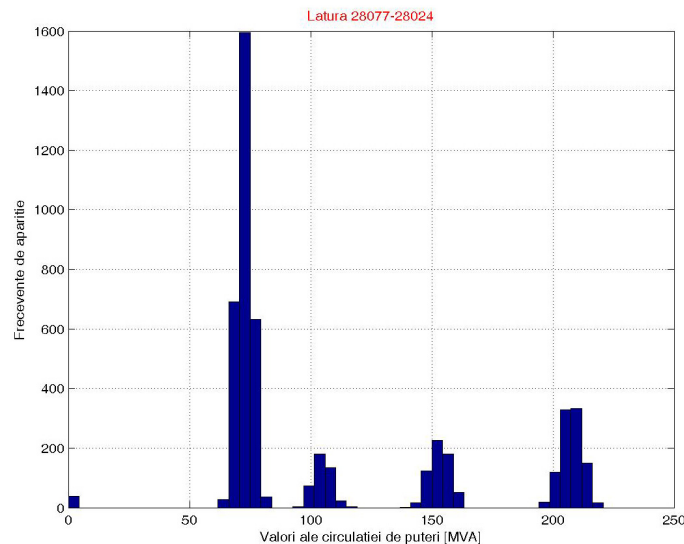


Fig. 7.25. Histograma aferentă AT 400/220 kV Gutinaș

În condițiile variației simultane a puterii generate (considerând variația vitezei vântului) și a puterii consumate, variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Moldova la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor) pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0) sunt prezentate în Fig. 7.26.

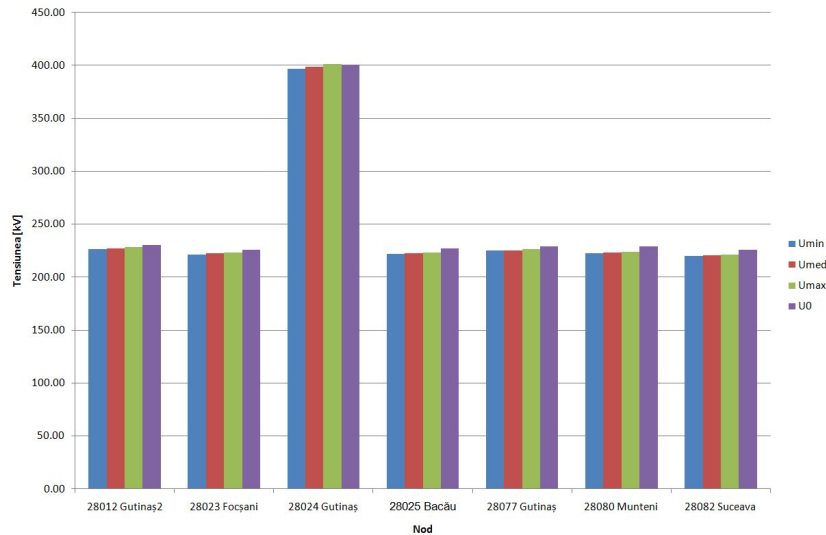


Fig. 7.26. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 2

Pentru aceste noduri, așa cum se poate observa și din figura de mai sus, toate tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune. Acestea au valori ușor mai mici decât în regimul de bază.

Tendința de scădere a valorilor tensiunii se păstrează și pentru celelalte noduri. Mai mult, există și situații în care pentru anumite noduri (de regulă noduri consumatoare și noduri adiacente acestora) valoarea tensiunii scade sub limita inferioară a benzii admisibile. Aceste situații apar în condițiile unei cereri mari de putere și lipsa producției în CEE datorită vitezei vântului, sistemul neputând asigura necesarul de putere. Pentru a readuce tensiunile în banda admisibilă și a stabili un regim de funcționare trebuie asigurată rezerva de putere pentru CEE sau importul de putere din SEE vecine.

Variația tensiunii în diferite noduri consumatoare este prezentată în Tabelele 7.28 și 7.29.

Tabelul 7.28. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum peste 150 MW – scenariul Moldova 2

Nod	28015 Pelicanu	28019 Tulcea	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	395.93	403.76	223.76	224.11	221.20
U_{med} [kV]	398.74	406.00	226.39	226.10	223.49
U_{max} [kV]	400.05	407.52	227.46	226.90	224.42
U_0 [kV]	397.06	405.92	224.08	224.65	221.84

Tabelul 7.29. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 2

Nod	28031 Brașov	28075 Filești	28076 Barboși	28078 Dumbrava	28083 Stejaru	28950 Roman
U_{nom} [kV]	400.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	400.92	225.93	225.16	224.46	224.68	220.69
U_{med} [kV]	404.33	226.78	226.01	224.93	225.28	221.21
U_{max} [kV]	406.16	227.53	226.77	226.10	226.36	221.99
U_0 [kV]	402.72	228.04	227.39	227.76	227.57	226.34

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii (Tabelele 7.28 și 7.29) în condițiile variației simultane a vitezei vântului (și corespunzător a puterii generate în CEE) și a puterii consumate, se observă o variație semnificativă a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Această variație se realizează în jurul valorii din regimul de bază, cele mai mici valori medii ale tensiunii din nodurile sistemului reprezentând 91% din valoarea din regimul de bază. Aceste situații sunt caracteristice regimurilor particulare amintite mai sus. Există totuși și noduri pentru care valoarea medie depășește valoarea din regimul de bază (vezi Tabelul 7.28).

7.4.4. Scenariul Moldova 3

7.4.4.1. Analiza aleatoare a contingențelor

A. Criteriul N-1

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe aleatoare de tipul N-1 (eliminarea unui element din sistem, restul schemei fiind în funcțiune). Analiza aleatoare a contingențelor de tipul N-1 nu a relevat apariția de probleme în regimurile de funcționare ale sistemului Moldova 3, atât din punct de vedere al tensiunii în noduri cât și din punct de vedere al aparițiilor congestiilor.

B. Criteriul N-2

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe de tipul N-2 (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre două linii electrice, o linie electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator. Analiza a relevat o serie de cazuri pentru care nu a putut fi stabilit un regim de funcționare. Cele mai frecvente cazuri au conținut linia de 400 kV Sibiu – Iernut și linia de 400 kV Iernut – Gădălin.

Modul de stabilire a unui regim de funcționare în condițiile contingențele de tipul N-2 care au generat probleme este prezentat în cele ce urmează:

- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 220 kV Dumbrava – Stejaru conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 220 kV Gutinaș – Dumbrava conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 220 kV Gheorgheni – Fântânele conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 220 kV Cluj – Tihău conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 220 kV Stejaru – Gheorghieni conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 220 kV Mintia B – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;

- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 220 kV Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 400 kV Gădălin – Roșiori conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductivă transversală de la Oradea și Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și de 400 kV Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Iernut – Gădălin și de 220 kV Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și a liniei de 220 kV Tihău – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea și introducerea unui grup de 50 MW la Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Iernut – Gădălin și de 220 kV Cluj – Tihău conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Oradea și introducerea unui grup de 100 MW la Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Iernut – Gădălin și de 220 kV Iernut – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Oradea și introducerea unui grup de 75 MW la Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Minita – Arad și de 220 kV Porțile de Fier – Reșița conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia și introducerea unui grup de 100 MW în zona Timișoara;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și a uneia din liniile de 220 kV Mintia – Timișoara sau Arad – Timișoara conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia și instalarea a unui grup generator de 100 MW în zona Timișoara;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Mintia – Arad și Urechești – Porțile de Fier conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a unuia din cele două transformatoare bloc de la Iernut sau a unui din cele două generatoare de la Iernut conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea;
- deconectarea simultană a autotransformatorului de 400/220 kV Iernut și uneia din liniile de 400 kV Sibiu – Iernut sau Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; resta-

bilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut.

7.4.4.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE

Pentru cele 5000 valori ale vitezei vântului generate aleator, valorile aferente ale puterii medii generate pentru fiecare din cele 13 CEE se prezintă ca în Fig. 7.27.

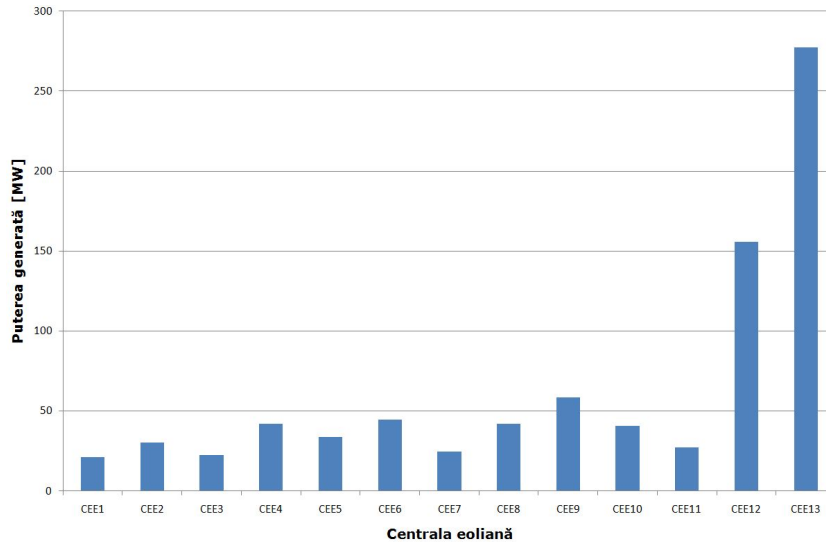


Fig. 7.27. Puterile medii generate de CEE – scenariul Moldova 3

Per ansamblul celor 5000 de regimuri generate, valoarea medie a vitezei vântului a fost de 12.62 m/s, iar puterea medie generată de toate CEE din sistem a fost de 821.08 MW.

Din analiza circulației de puteri prin elementele de rețea ale sistemului, nu s-a identificat nici o situație pentru care să apară imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare. Pentru elementele de rețea din zonele adiacente CEE nou introduse, parametrii statistici aferenți circulației de puteri sunt prezentați în Tabelul 7.30.

Tabelul 7.30 Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28082	28950	16.328	34.348	28.702	6.514	11.298	22.07
28081	28082	9.929	27.087	19.442	5.129	8.124	26.38
28025	28077	50.992	125.122	96.956	29.300	41.158	30.22
28025	28950	7.42	46.154	21.319	13.911	15.182	65.25
28078	28083	12.824	100.281	65.949	37.932	30.078	57.52
28077	28078	4.383	115.888	76.799	45.132	38.021	58.77
28077	28081	8.182	31.462	24.381	8.213	10.322	33.69
28080	28081	10.926	14.370	13.237	1.365	4.310	10.32
28012	28080	20.056	63.648	49.255	16.085	19.113	32.66
28012	28024	75.657	146.363	96.483	27.976	36.590	29.00
28023	28077	19.115	30.753	24.331	5.196	10.083	21.36
28024	28031	70.544	498.198	345.395	162.285	44.943	43.99
28077	28024	93.631	185.942	122.640	36.355	46.485	29.64
28022	28024	11.666	241.504	161.763	85.603	20.501	52.92

Așa cum se observă și din tabelul de mai sus, nu apar situații deosebite din punct de vedere al depășirii limitei maxime admisibile din punct de vedere termic al încărcării elementelor de rețea, majoritatea fiind încărcate sub 50% din limita maximă, chiar și în apropierea celei mai mari centrale eoliene din zonă. La nivelul întregului sistem, media încărcărilor este de 33.75%.

În cazul scenariului Moldova 3, în condițiile în care se consideră variația puterii generate în funcție de modificarea vitezei vântului, toate tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Moldova la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor) pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0) sunt prezentate în Fig. 7.28.

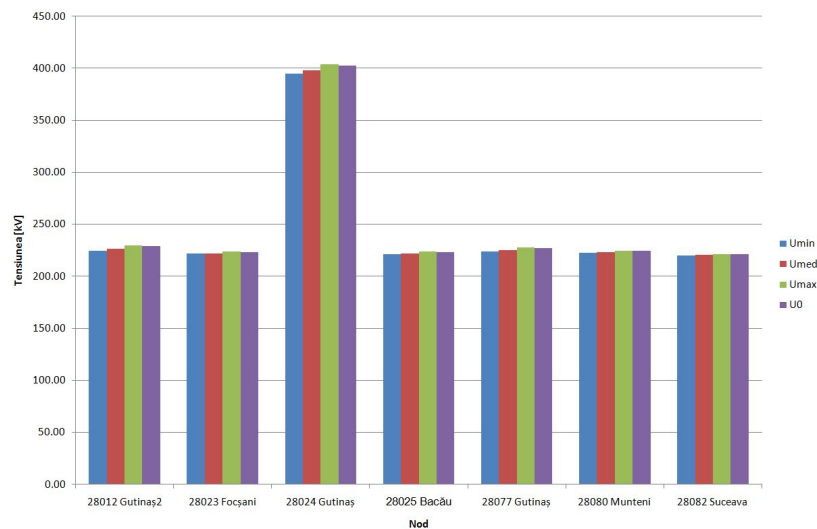


Fig. 7.28. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 3

Se evidențiază o foarte mică scădere a tensiunii în nodurile de racord a CEE, față de regimul de bază, dar tensiunile sunt încă în banda admisibilă. Tensiunea medie a nodurilor de racord pentru cele 5000 de eșantioane nu scade sub valoarea de 99% din tensiunea corespunzătoare nodurilor în regimul de bază.

Pentru nodurile cu valori mari ale consumului (peste 150 MVA), dar și pentru cele din zona imediată a CEE, valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor, precum și valorile tensiunii din regimul de bază (U_0) se regăsesc în Tabelele 7.31, 7.32.

Se observă faptul că determinarea puterii generate, considerând variația vitezei vântului, determină o variație a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Această variație se realizează în jurul valorii din regimul de bază, valorile medii ale tensiunii din nodurile sistemului se situează între 98% și 100% față de valorile din regimul de bază.

Tabelul 7.31. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – Moldova 3

Nod	28015 Pelicanu	28019 Tulcea	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	396.65	403.72	223.98	224.48	221.67
U_{med} [kV]	398.29	405.38	226.32	225.97	223.34
U_{max} [kV]	400.79	408.81	227.91	227.37	225.03
U_0 [kV]	400.72	408.30	227.93	227.43	225.10

Tabelul 7.32. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 3

Nod	28031 Brașov	28075 Filești	28076 Barboși	28078 Dumbrava	28083 Stejaru	28950 Roman
U_{nom} [kV]	400.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	402.05	225.57	224.82	222.96	223.42	220.35
U_{med} [kV]	403.55	226.47	225.70	224.49	224.81	221.12
U_{max} [kV]	407.48	228.16	227.40	226.88	227.08	222.54
U_0 [kV]	407.15	227.83	227.07	226.21	226.47	222.23

7.4.4.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate

Pentru cele 5000 valori ale vitezei vântului generate aleator, valorile aferente ale puterii medii generate pentru fiecare din cele 13 CEE se prezintă ca în Fig. 7.29.

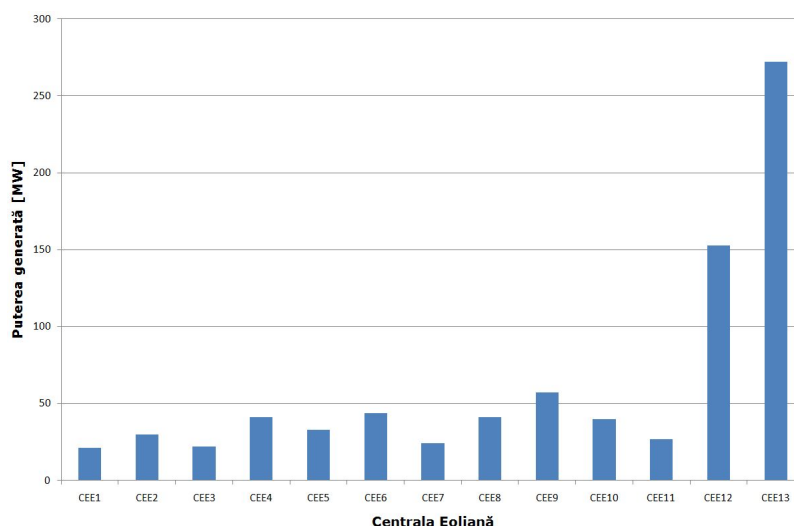


Fig. 7.29. Puterile medii generate de CEE – scenariul Moldova 3

În același timp, valorile aleatoare generate pentru puterile active și reactive consumate în nodurile SEE se încadrează în limitele prezentate în Tabelul 7.33. Aceste valori sunt prognozate și corespund consumului la nivelul RET.

Tabelul 7.33. Puterea consumată în sistemul SEN – scenariul Moldova 3

P_{min} [MW]	P_{med} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{med} [MVar]	Q_{max} [MVar]
6104.13	6291.613	6460.17	2478.42	2560.699	2642.51

Analiza circulației de puteri prin elementele de rețea ale sistemului pentru cele 5000 de eșantioane, a relevat faptul că s-au înregistrat cazuri pentru care nu s-a putut stabili un regim valid de funcționare. Acestea corespund situațiilor în care CEE nu generează putere datorită vitezei slabe a vântului (viteză mai mică decât 5 m/s), iar valorile puterii consumate la nivelul întregului sistem sunt foarte apropiate de valoarea maximă prezentată în Tabelul 7.33a, sistemul neputând acoperi cerea de putere. Fiind valori prognozate ale consumului, situațiile acestea sunt posibile într-un orizont de timp de 10 ani. Se propune ca soluție asigurarea rezervei de putere pentru CEE, putând astfel elimina problemele apărute în acest caz.

Pentru cazurile în care sistemul este stabil și se asigură un punct de funcționare, nu s-au înregistrat congestii pe elementele de rețea. Circulația de puteri prin cele din apropierea CEE nu prezintă aspecte deosebite, așa cum se vede și din parametrii statistici prezentați în Tabelul 7.34.

Tabelul 7.34. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28082	28950	7.712	36.658	23.888	7.150	12.058	29.93
28081	28082	3.968	36.095	16.829	8.805	10.826	52.32
28025	28077	28.534	112.449	80.713	27.241	36.989	33.75
28025	28950	0.366	61.285	22.232	21.288	20.159	95.75
28077	28078	21.301	130.254	81.279	41.627	42.734	51.22
28077	28081	11.084	34.408	25.582	6.497	11.289	25.40
28080	28081	1.468	18.049	11.791	2.911	5.413	24.69
28012	28080	0.335	62.942	42.067	16.485	18.901	39.18
28023	28077	6.845	37.820	20.768	7.958	12.400	38.32
28024	28031	6.728	401.940	292.561	115.461	36.259	39.47
28077	28024	47.996	224.154	113.222	62.604	56.038	55.29
28012	28024	44.771	176.928	93.042	45.367	44.232	48.76
28022	28024	2.126	305.072	180.387	108.010	25.897	59.88
28023	28076	13.869	95.908	63.417	25.625	31.445	40.41
28023	28077	6.845	37.820	20.768	7.958	12.400	38.32

Analizând informațiile prezentate, se evidențiază faptul că nu există situații în care să apară congestii, valorile încărcărilor elementelor de rețea fiind mici, atât pentru cele din apropierea CEE, cât și pentru întreg sistemul analizat (valoarea medie fiind de 41.35%).

În condițiile variației simultane a puterii generate (considerând variația vitezei vântului) și a puterii consumate, variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Moldova la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime), pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0) sunt prezentate în Fig. 7.30. Pentru aceste noduri toate tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune.

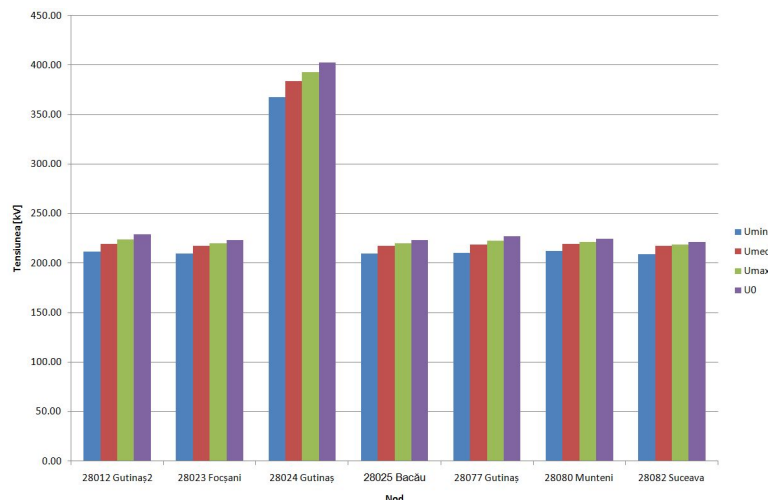


Fig. 7.30. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 3

Tendința de scădere a valorilor tensiunii se păstrează și pentru celelalte noduri. Mai mult, există și situații în care pentru anumite noduri (de regulă noduri consumatoare și noduri adiacente acestora) valoarea tensiunii scade sub limita inferioară a benzii admisibile. Aceste situații apar în condițiile unei cereri mari de putere și lipsa producției în CEE datorită vitezei vântului, sistemul neputând asigura necesarul de putere. Pentru a readuce tensiunile în bandă și a stabili un regim de funcționare, trebuie asigurată rezerva de putere pentru CEE sau importul de putere din SEE vecine. Variația tensiunii în diferite noduri consumatoare este prezentată în Tabelele 7.35 și 7.36.

Tabelul 7.35. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – scenariul Moldova 3

Nod	28015 Pelicanu	28019 Tulcea	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	361.72	373.47	200.06	198.69	191.53
U_{med} [kV]	381.25	388.79	213.60	213.86	208.51
U_{max} [kV]	386.86	394.95	218.84	217.65	213.35
U_0 [kV]	400.72	408.30	227.93	227.43	225.10

Tabelul 7.36. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 3

Nod	28031 Brașov	28075 Filești	28076 Barboși	28078 Dumbrava	28083 Stejaru	28950 Roman
U_{nom} [kV]	400.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	359.74	211.34	210.52	204.34	202.65	208.56
U_{med} [kV]	384.20	219.35	218.63	215.05	214.36	216.74
U_{max} [kV]	391.43	222.40	221.69	219.81	219.26	219.22
U_0 [kV]	407.15	227.83	227.07	226.21	226.47	222.23

Analizând informațiile referitoare la tensiune, în condițiile variației simultane a vitezei vântului (deci a puterii generate în CEE) și a puterii consumate, se evidențiază o variație semnificativă a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Această variație se realizează în jurul valorii din regimul de bază. Valorile medii ale tensiunii din nodurile sistemului se situează între 91.73% și 100% față de valoarea din regimul de bază, valorile minime fiind înregistrate în cazurile particulare amintite mai sus.

7.4.5. Scenariul Moldova 4

7.4.5.1. Analiza aleatoare a contingențelor

A. Criteriul N-1

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe aleatoare de tipul N-1 (eliminarea unui element din sistem, restul schemei fiind în funcțiune). Analiza aleatoare a contingențelor de tipul N-1 nu a evidențiat situații speciale în cadrul regimurilor de funcționare pentru scenariul de analiză Moldova 4.

B. Criteriul N-2

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe de tipul N-2 (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre două linii electrice, o linie electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator. Analiza a relevat o serie de cazuri pentru care nu a putut fi stabilit un regim de funcționare. Cele mai frecvente cazuri au conținut linia de 400 kV Sibiu – Iernut și linia de 400 kV Iernut – Gădălin.

Modul de stabilire a unui regim valid de funcționare în condițiile contingențelor de tipul $N-2$ care au generat probleme este prezentat în cele ce urmează:

- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Dumbrava – Stejaru conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Gutinaș – Dumbrava conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Gheorgheni – Fântânele conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Cluj – Tihău conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Stejaru – Gheorghieni conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Mintia B – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Gădălin – Roșiori conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Oradea și Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Tihău – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea și introducerea unui grup de 50 MW în zona Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Cluj – Tihău conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Oradea și introducerea unei surse de 100 MW în zona Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Iernut – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a siste-

- mului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Oradea și introducerea unei surse de 75 MW în zona Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Mintia – Arad și 220 kV Porțile de Fier – Reșița conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia și introducerea unui grup de 100 MW în zona Timișoara;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și a uneia din liniile de 220 kV Mintia – Timișoara sau Arad – Timișoara conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare în condițiile date; obținerea unui regim de funcționare valid se realizează prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia și instalarea a unui grup generator de 100 MW în zona Timișoara;
 - deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Mintia – Arad și Urechești – Porțile de Fier conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a uneia din cele două transformatoare bloc de la Iernut (împreună cu grupul generator aferent) sa conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductive transversale de la Iernut și Oradea;
 - deconectarea simultană a autotransformatorului de 400/220 kV Iernut și uneia din liniile de 400 kV Sibiu – Iernut sau Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut.

7.4.5.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE

În Fig. 7.31 se prezintă valorile corespunzătoare puterilor generate în CEE, considerând variația aleatoare a vitezei vântului pentru cele 5000 de eșantioane considerate. De asemenea, se prezintă și puterea instalată în fiecare din cele 14 CEE.

Pe ansamblul celor 5000 de regimuri generate, valoarea medie a vitezei vântului a fost de 12.62 m/s, iar puterea medie generată de toate CEE din sistem a fost de 1104.93 MW.

Din analiza circulației de puteri prin elementele de rețea, nu s-a identificat nici o situație pentru care să apară imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare sau prezența unor congestii. Pentru cele din zonele adiacente CEE nou introduse, parametrii statistici aferenți circulației de puteri sunt prezentați în Tabelul 7.37.

Se observă că nu apar situații deosebite din punct de vedere al depășirii limitei maxime admisibile din punct de vedere termic al încărcării elementelor de rețea, cele mai multe fiind încărcate sub 50% din limita maximă. Chiar și în apropierea celei mai mari centrale eoliene din zonă, unde nivelul maxim pentru cea mai încărcată linie este de 62.57%, nu există pericolul de apariție a congestiilor, nivelul cel mai mare al încărcării liniei apărând în situația în care puterea generată de centrala din apropiere este egală cu puterea instalată, așa cum se observă din histograma aferentă acestei linii (Fig. 7.32). La nivelul întregului sistem, media încărcărilor este de 36.57%.

Pentru scenariul Moldova 4, toate tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Moldova la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor) pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0) sunt prezentate în Fig. 7.33.

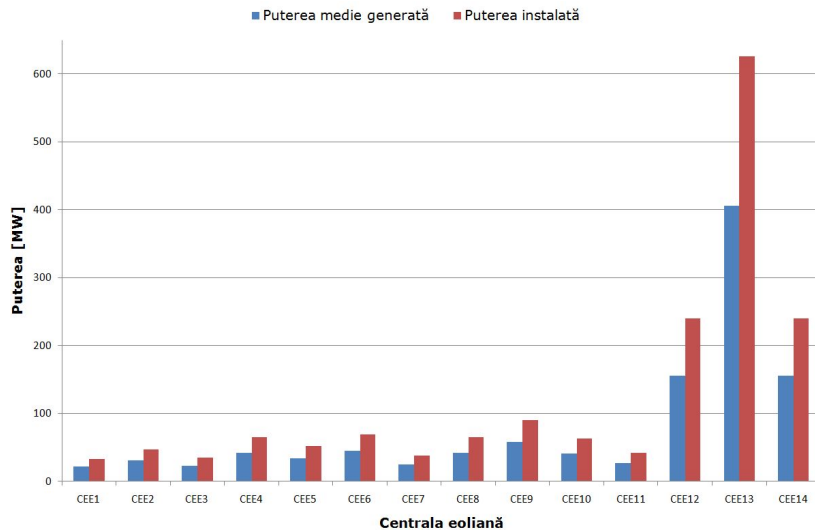


Fig. 7.31. Puterile medii generate și puterea instalată în CEE – scenariul Moldova 4

Tabelul 7.37. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28081	28082	10.176	27.171	18.610	5.199	8.149	27.94
28082	28950	16.528	34.131	28.647	6.363	11.226	22.21
28025	28077	52.430	122.504	95.860	27.689	40.297	28.89
28025	28950	6.685	46.141	21.156	14.003	15.178	66.19
28077	28078	4.230	141.705	93.434	55.625	46.491	59.53
28077	28081	8.478	33.209	25.305	8.926	10.895	35.27
28080	28081	10.943	15.615	14.040	1.861	4.683	13.26
28012	28080	19.758	60.162	47.420	14.564	18.066	30.71
28023	28077	14.411	31.944	22.333	7.901	10.473	35.38
28024	28031	68.845	693.674	466.281	244.316	62.577	52.40
28077	28024	63.303	187.524	109.081	50.396	46.881	46.20
28012	28024	60.088	146.888	88.947	34.420	36.722	38.70
28022	28024	12.774	216.174	145.112	75.572	18.350	52.08
28023	28076	32.520	89.493	68.571	22.193	29.342	32.36
28023	28077	14.411	31.944	22.333	7.901	10.473	35.38
28020	28022	32.601	87.879	66.847	21.816	7.461	32.64
28021	28022	45.032	154.512	125.039	36.087	13.118	28.86

Așa cum se observă din figura de mai sus, se evidențiază o scădere a tensiunii în nodurile de racord față de regimul de bază, dar tensiunile se încadrează în banda admisibilă.

Pentru nodurile având valori mari ale consumului (peste 150 MW), dar și pentru cele consumatoare din vecinătatea CEE, valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor, precum și valorile tensiunii din regimul de bază (U_0) se regăsesc în Tabelele 7.38, 7.39.

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii în condițiile determinării puterii generate de CEE considerând variația vitezei vântului, se evidențiază o modificare a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Această modificare se realizează în jurul valorii din regimul de bază, valorile medii ale tensiunii: în nodurile sistemului se situează între 97.46% și 100% față de valorile din regimul de bază.

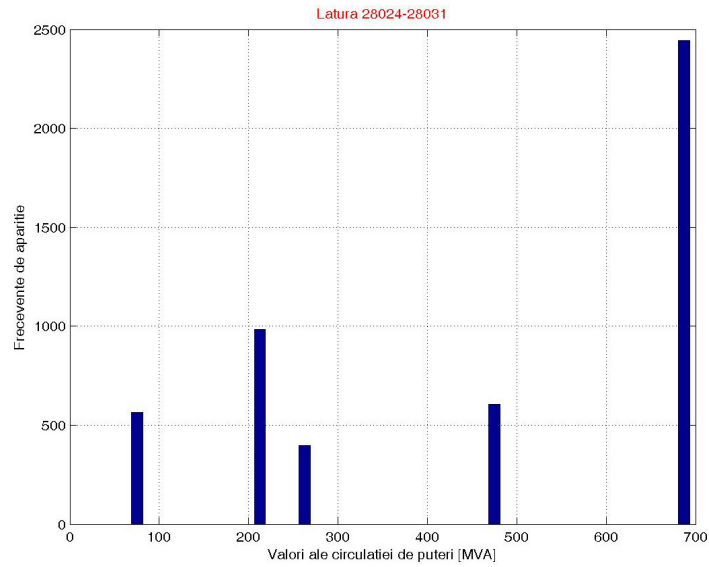


Fig. 7.32. Histograma aferentă Gutinaș-Brașov

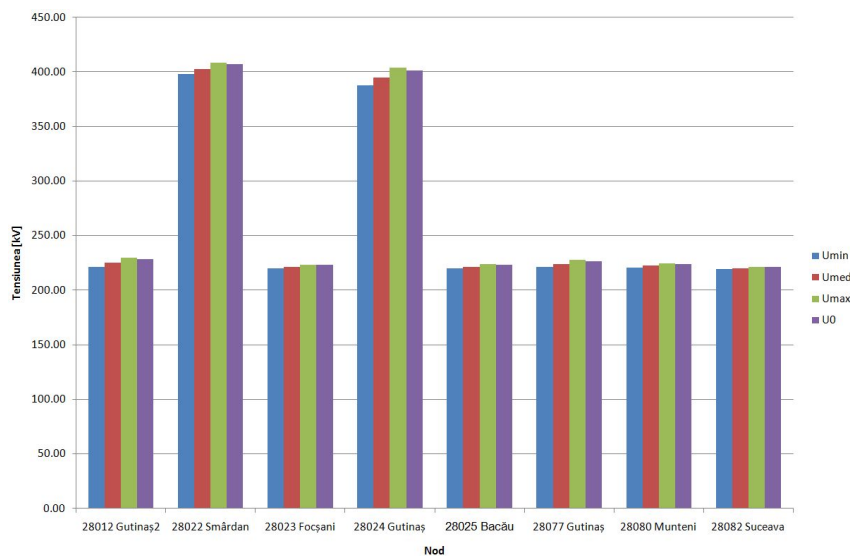


Fig. 7.33. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE – scenariul Moldova 4

Tabelul 7.38. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – scenariul Moldova 4

Nod	28015 Pelicanu	28019 Tulcea	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	392.99	398.12	224.01	223.52	220.38
U_{med} [kV]	395.83	402.32	225.17	224.78	221.95
U_{max} [kV]	400.77	408.27	228.00	227.52	225.27
U_0 [kV]	399.49	406.57	227.54	226.99	224.65

Tabelul 7.39. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – scenariul Moldova 4

Nod	28031 Brașov	28075 Filești	28076 Barboși	28078 Dumbrava	28083 Stejaru	28950 Roman
U_{nom} [kV]	400.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	395.59	223.39	222.68	220.13	220.64	219.07
U_{med} [kV]	400.37	225.29	224.56	223.07	223.41	220.50
U_{max} [kV]	407.82	228.00	227.24	226.93	227.08	222.58
U_0 [kV]	405.95	227.20	226.46	225.57	225.83	222.00

7.4.5.3. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate

Dintre cele 5000 valori ale vitezei vântului generate aleator, valorile aferente ale puterii generate în cele 8 CEE, diferite de 0 MW pentru 3997 eșantioane, se prezintă ca în Fig. 7.34. În restul de 1003 de eșantioane, valorile aleatoare generate pentru viteza vântului au fost sub 5 m/s, ceea ce înseamnă 0 MW putere generată.

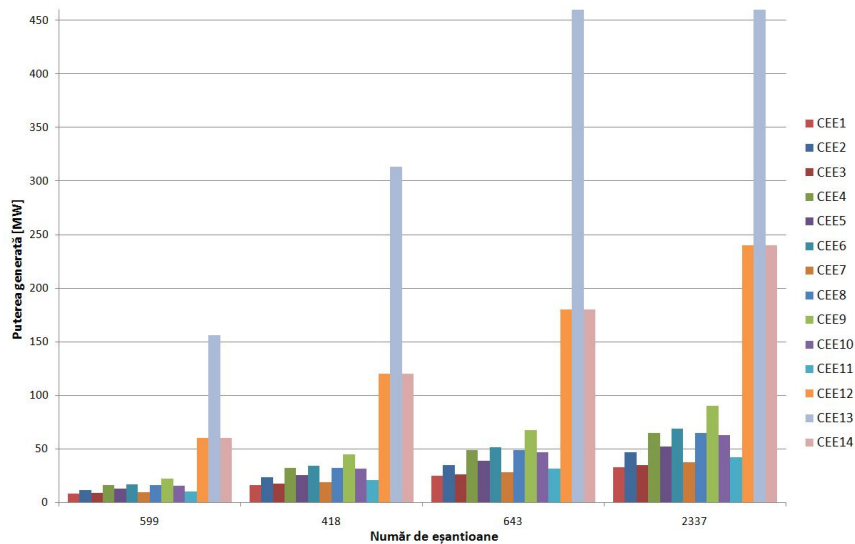


Fig. 7.34. Puterile generate de CEE pentru viteza vântului de peste 5 m/s – scenariul Moldova 4

În același timp, valorilor aleatoare generate pentru puterile active și reactive consumate în sistem s-au încadrat în limitele prezentate în Tabelul 7.40. Aceste valori sunt prognozate și corespund consumului la nivelul RET.

Tabelul 7.40. Puterea consumată – scenariul Moldova 4

P_{min} [MW]	P_{med} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{med} [MVar]	Q_{max} [MVar]
6104.13	6291.613	6460.17	2478.42	2560.699	2642.51

Analiza circulației de puteri prin elementele de rețea, pentru cele 5000 de eșantioane, a evidențiat faptul că s-au înregistrat cazuri pentru care nu s-a putut stabili un regim valid de funcționare. Acestea corespund situațiilor în care CEE nu generează putere datorită vitezei slabe a vântului (viteză mai mică decât 5 m/s), iar valorile puterii consumate la nivelul întregului sistem sunt foarte apropiate de valoarea

maximă prezentată în Tabelul 7.40, sistemul neputând acoperi cerea de putere. Fiind valori prognozate ale consumului, situațiile acestea sunt posibile într-un orizont de timp de 10 ani. Se propune ca soluție asigurarea rezervei de putere pentru CEE, putând astfel elimina problemele apărute în acest caz. Aceste rezerve pot fi asigurate prin grupuri energetice cu pornire rapidă sau prin centrale hidroenergetice cu acumulare prin pompaj.

Pentru cazurile în care regimul este stabil, nu s-au înregistrat congestii. Circulația de puteri prin elementele de rețea din apropierea CEE nu prezintă aspecte deosebite, așa cum se observă și din parametrii statistici prezentați în Tabelul 7.41.

Tabelul 7.41. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28081	28082	4.280	36.127	16.500	8.992	10.836	54.50
28082	28950	8.942	36.615	24.420	6.888	12.044	28.21
28025	28077	34.069	112.486	81.824	25.676	37.002	31.38
28025	28950	0.237	61.198	22.041	21.323	20.131	96.74
28077	28078	21.625	156.089	98.795	52.226	51.210	52.86
28077	28081	9.875	33.966	26.071	7.152	11.144	27.43
28080	28081	5.514	19.940	13.070	3.339	5.981	25.55
28012	28080	3.605	62.644	41.108	15.501	18.812	37.71
28023	28077	2.362	37.701	19.027	9.6171	12.361	50.54
28024	28031	82.095	598.015	406.402	173.658	53.948	42.73
28077	28024	43.858	225.495	119.215	63.647	56.373	53.39
28012	28024	38.288	178.245	92.185	48.497	44.561	52.61
28022	28024	5.611	279.660	162.525	96.846	26.740	59.59
28023	28076	16.920	93.186	61.957	24.040	30.552	38.80
28023	28077	2.362	37.701	19.027	9.617	12.361	50.54
28020	28022	12.154	111.111	66.063	34.352	9.433	52.00
28021	28022	38.045	173.659	114.139	38.237	14.744	33.50

Atât pentru elementele de rețea din apropierea CEE cât și pentru celelalte, nivelul încărcării acestora este scăzut. Pentru 60% dintre ele se înregistrează nivele de încărcare de 50%, în timp ce media pentru întregul sistem este de 43.36%.

În condițiile variației simultane a puterii generate (considerând variația vitezei vântului) și a puterii consumate, variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Moldova la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor) pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0), sunt prezentate în Fig. 7.35.

Pentru aceste noduri tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare fiecărui nivel de tensiune.

Tendența de scădere tensiunii se păstrează și pentru celelalte noduri. Mai mult, există și situații în care pentru anumite noduri (de regulă noduri consumatoare și noduri adiacente acestora) valoarea tensiunii scade sub limita inferioară a benzii admisibile (ex. nodul 28911 Târgoviște – Tabelul 7.42). Aceste situații apar în condițiile unei cereri mari de putere și lipsa producției în CEE datorită vitezei vântului, sistemul neputând asigura necesarul de putere. Pentru a readuce tensiunile în bandă și a obține un regim de funcționare valid, trebuie asigurată rezerva de putere pentru CEE sau import din SEE vecine. Variația tensiunii câteva noduri consumatoare este dată în Tabelele 7.42, 7.43.

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii în condițiile variației simultane a vitezei vântului (deci a puterii generate în CEE) și a puterii consumate se evidențiază o variație semnificativă a valorilor tensiunii în nodurile sistemului. Această variație se realizează în jurul valorii din regimul de bază, valorile medii ale tensiunii din nodurile sistemului se situează între 91.98% și 100% față de valoarea din regimul de bază, valorile minime fiind înregistrate în cazurile particulare amintite mai sus.

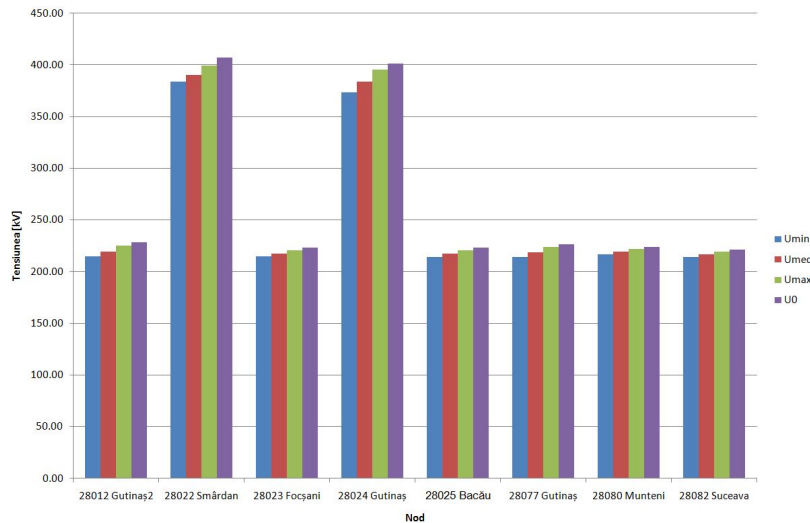


Fig. 7.35. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din scenariul Moldova 4

Tabelul 7.42. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum de peste 150 MW – Moldova 4

Nod	28015 Pelicanu	28019 Tulcea	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	369.63	383.33	204.54	204.37	197.83
U_{med} [kV]	381.94	389.38	214.65	214.48	209.18
U_{max} [kV]	388.94	398.03	219.30	218.64	214.39
U_0 [kV]	399.49	406.57	227.54	226.99	224.65

Tabelul 7.43. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Moldova 4

Nod	28031 Brașov	28075 Filești	28076 Barboși	28078 Dumbrava	28083 Stejaru	28950 Roman
U_{nom} [kV]	400.00	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	370.13	216.71	215.93	209.80	209.18	213.22
U_{med} [kV]	384.48	219.57	218.84	214.66	213.96	216.72
U_{max} [kV]	394.05	223.57	222.82	221.01	220.58	219.78
U_0 [kV]	405.95	227.20	226.46	225.57	225.83	222.00

Analiza integrării surselor regenerabile de energie, pentru CEE instalate în zona Moldova, evidențiază atât valori stabile ale tensiunii în nodurile SEE, cât și valori sub limita inferioară a benzii admisibile.

7.4.6. Concluzii privind zona Moldova

Analiza integrării surselor regenerabile de energie, pentru CEE instalate în zona Moldova, a relevat prezența unor probleme.

În condițiile în care cererea de putere este mare (situație posibilă într-un orizont de timp de 10 ani, evidențiată prin valorile prognozate ale consumului), regimurile de funcționare sunt valide doar atâta timp cât puterea generată de CEE din zonă depășește 25% din puterea instalată. În restul cazurilor, sistemul nu poate asigura necesarul de putere și nu se poate stabili un regim valid de funcționare.

Se propune ca soluție asigurarea rezervei de putere pentru CEE (instalații de stocarea a puterii în condițiile unui exces al generării, centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj) sau importul din SEE vecine, putând astfel elimina problemele apărute în acest caz. Se evidențiază atât valori stabile ale tensiunii în nodurile SEE, cât și valori sub limita inferioară a benzii admisibile.

Pentru regimurile de funcționare valide, nu au apărut congestii, elementele de rețea fiind încărcate în limite normale. Nivelul de tensiune este mult mai scăzut comparativ cu regimul de bază, pe măsură ce puterea instalată în CEE din zonă crește.

În urma analizei aleatoare a contingențelor de tipul $N-2$, pentru a preveni imposibilitatea stabilirii unui regim valid de funcționare în unele situații, se recomandă instalarea unui grup de 100 MW în zona Timișoara (pentru cazul în care una sau două din elementele deconectate sunt din zona de vest a țării) și a unui grup de 50-100 MW în zona Baia Mare, zone cu deficit de surse de putere.

7.5. Analiza integrării CEE în zona Dobrogea

7.5.1. Structura sistemului analizat

Pentru analiza integrării CEE de mari dimensiuni în zona Dobrogea, s-a utilizat Sistemul Energetic Național (SEN), descris în paragraful 7.2.2, la care s-au adăugat atât generatoare echivalente pentru diferite CEE, cât și elemente noi de rețea, necesare pentru conectarea la sistem (linii, transformatoare).

Ținând cont de investițiile care se doresc a se realiza în această zonă, s-au analizat scenarii care conțin parcuri eoliene având o putere instalată de peste 1600 MW, răspândite în zonele cu potențial eolian însemnat. Variantele analizate sunt următoarele:

- Varianta A: un total de 4 CEE cu o putere totală instalată de aproximativ 1600 MW:
 - două CEE, 252 MW, respectiv 380 MW, într-o stație nouă de 400 kV, evacuare printr-o linie de 400 kV către Medgidia;
 - CEE de 600 MW, racordată la stația nouă de la Tariverde;
 - CEE de 400 MW, cu evacuare printr-o linie de 400 kV la Tulcea;
- Varianta B: un total de 4 CEE cu o putere totală instalată de aproximativ 1600 MW:
 - două CEE, 252 MW, respectiv 380 MW, într-o stație nouă de 400 kV, evacuare printr-o linie de 400 kV către Medgidia;
 - CEE de 600 MW racordată la stația nouă de la Tariverde;
 - CEE de 400 MW cu evacuare printr-o linie de 400 kV la Isaccea.

Schemele corespunzătoare zonei Dobrogea, pentru cele 2 scenarii descrise anterior, sunt prezentate în Fig. 7.36, respectiv Fig. 7.37.

Pentru cele două variante analizate, cazul de bază consideră încărcarea generatoarelor din CEE la valoarea de 30% din puterea instalată, valoare corespunzătoare vitezei medii a vântului din zonă.

Bilanțurile generale de puteri corespunzătoare celor 2 variante de conectare analizate sunt prezentate în Tabelul 7.44. Informațiile prezentate corespund puterilor consumate la nivelul RET pentru anul 2008.

Pentru schemele și regimurile prezentate mai sus, s-au analizat următoarele situații, utilizând aplicația software proprie prezentată în subcapitolul 6.6:

- contingențe aleatoare de tipul $N-1$ și $N-2$ referitoare la elemente de rețea;
- variația aleatoare ale puterilor generate în CEE, în funcție de viteza vântului, și ale puterii consumate.

Tabelul 7.44. Bilanțurile de puteri pentru variatele corespunzătoare zonei Dobrogea

	P_{gen} [MW]	Q_{gen} [MVar]	P_{cons} [MW]	Q_{cons} [MVar]	ΔP [MW]	ΔQ [MVar]
Varianta A	5225.90	443.20	5085.70	2077.30	78.95	-2249.35
Varianta B	5226.20	446.20	5085.70	2077.30	78.24	-2246.00

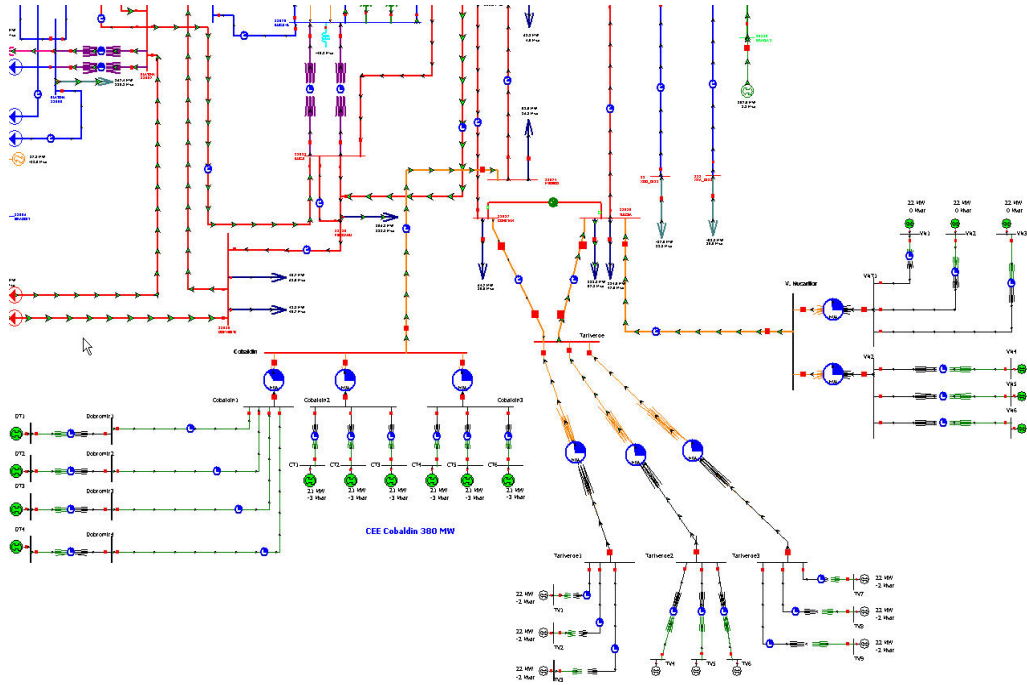


Fig. 7.36. Detaliu Zona Dobrogea – Varianta A

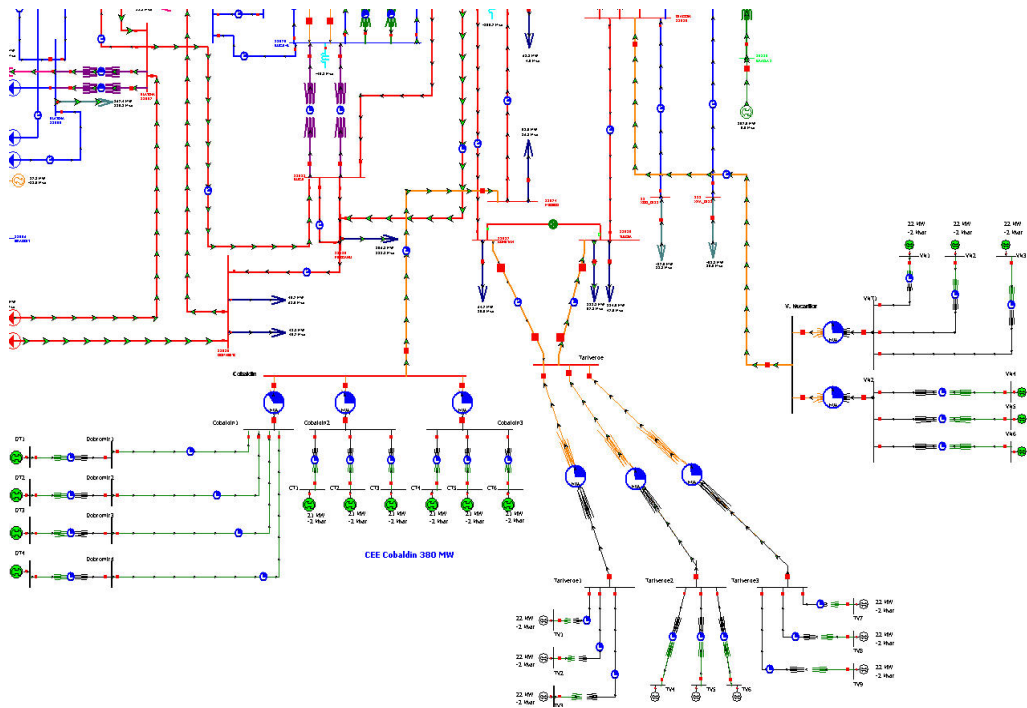


Fig. 7.37. Detaliu Zona Dobrogea – Varianta B

7.5.2. Dobrogea – Varianta A

7.5.2.1. Analiza aleatoare a contingențelor

A. Criteriul N-1

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe aleatoare de tipul N-1 (eliminarea unui element din sistem, restul schemei fiind în funcțiune). Analiza aleatoare a contingențelor de tipul N-1 a evidențiat prezența următoarelor situații deosebite, pentru care au fost identificate și soluții:

- deconectarea liniei de 220 kV Lacu Sărat – Filești determină scăderea tensiunii în nodurile Focșani, Barboși și Filești sub limita inferioară a benzii admisibile; readucerea tensiunii în banda admisibilă se face prin modificarea plotului autotransformatorului 400/220 kV de la Gutinaș;
- deconectarea liniei de 220 kV Bacău – Gutinaș determină scăderea tensiunii în nodurile Bacău și Roman sub limita inferioară a benzii admisibile; readucerea tensiunii în banda admisibilă se face prin modificarea plotului autotransformatorului 400/220 kV de la Gutinaș;
- deconectarea unuia din autotransformatoarele 400/220 kV de la Gutinaș determină scăderea tensiunii în nodurile Suceava, Roman, Munteni, Fai, Gutinaș sub limita inferioară a benzii admisibile; readucerea tensiunii în banda admisibilă se face prin modificarea plotului autotransformatorului 400/220 kV de la Gutinaș.

B. Criteriul N-2

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe de tipul N-2 (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre două linii electrice, o linie electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator. Analiza a relevat o serie de cazuri pentru care nu a putut fi stabilit un regim de funcționare. Cele mai frecvente situații au conținut linia de 400 kV Sibiu – Iernut și linia de 400 kV Iernut – Gădălin.

Modul de stabilire a unui regim de funcționare în condițiile contingenței de tipul N-2 care au generat probleme este prezentat în cele ce urmează:

- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Dumbrava – Stejaru, conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și kV Cluj – Tihău conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Roșiori – Mukacevo conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Oradea și Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Gutinaș – Dumbrava conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;

- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Gheorgheni – Fântânele conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Stejaru – Gheorgheni conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Cluj – Mărișel conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Mintia B – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Mintia B – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și kV Iernut – Câmpia Turzii conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Oradea;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Iernut – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Oradea și introducerea unui grup de 50 MW în zona Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Tihău – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut și introducerea unui grup de 50 MW în zona Baia Mare;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și 220 kV Mintia – Timișoara conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia și instalarea a unui grup generator de 100 MW în zona Timișoara;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a unuia din cele două transformatoare bloc de la Iernut (împreună cu generatorul aferent) conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a autotransformatorului de 400/220 kV Iernut și a unuia din autotransformatoarele de 400/220 kV de la Gutinaș conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;

- deconectarea simultană a autotransformatorului de 400/220 kV Iernut și uneia din liniile de 400 kV Sibiu – Iernut sau Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut.

7.5.2.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate

În Fig. 7.38 se prezintă valorile corespunzătoare puterilor generate în CEE, considerând variația aleatoare a vitezei vântului și variația puterii consumate în nodurile SEE, pentru cele 5000 de eșantioane. De asemenea, în figură se prezintă și puterea instalată în fiecare din cele 4 CEE. Puterea medie generată în CEE, pentru cele 5000 de eșantioane, este de 1039.21 MW.

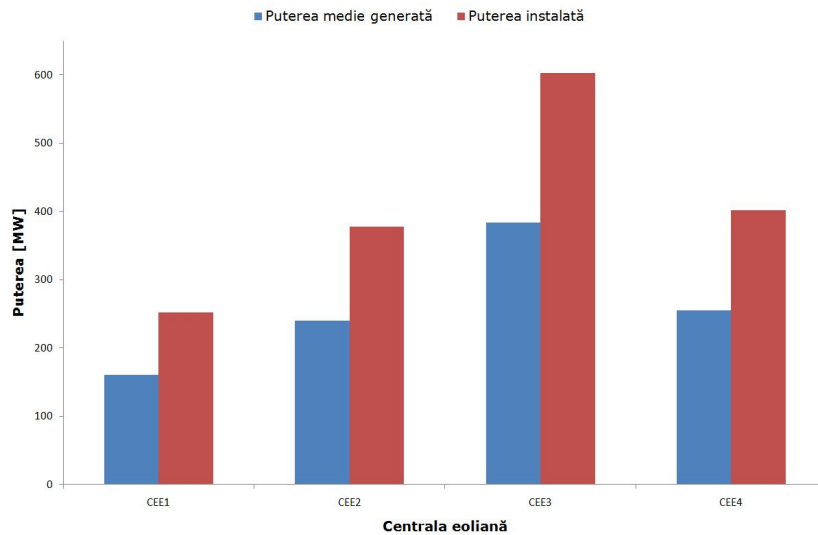


Fig. 7.38. Puterea medie generată și puterea instalată în CEE în zona Dobrogea – Varianta A

În același timp, valorile generate aleator pentru puterile active și reactive consumate în nodurile SEE, se încadrează în limitele prezentate în Tabelul 7.45. Aceste valori sunt prognozate și corespund consumului la nivelul RET.

Tabelul 7.45. Puterea consumată în sistem pentru scenariul Dobrogea – Varianta A

P_{min} [MW]	P_{med} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{med} [MVar]	Q_{max} [MVar]
6104.13	6291.61	6460.17	2478.42	2560.70	2642.51

Din analiza circulației de puteri prin elementele de rețea, s-au remarcat situații particulare pentru care producția de putere depășea cu mult cererea din sistem. Aceste situații corespund unei viteze mari a vântului (peste 15 m/s), caz în care puterea generată de CEE este egală cu puterea nominală. În aceste condiții, pentru a asigura echilibrul de putere în sistem se recomandă fie exportul excesului de putere în SEE vecine, fie utilizarea puterii în centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj. O altă soluție ar putea fi deconectarea anumitor grupuri generatoare (din centralele clasice), dar în același timp păstrarea rezervei necesare CEE.

Pentru restul cazurilor, când CEE produc putere sub 75% din puterea instalată, nu au fost identificate situații deosebite din punct de vedere al depășirii încărcării

maxime admisibile a elementelor de sistem. Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea din apropierea CEE sunt prezentați în Tabelul 7.46.

Tabelul 7.46. Parametrii statistici corespunzători elementelor de sistem din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28017	28973	12.010	259.594	135.802	96.546	22.040	71.09
28019	28020	120.520	386.954	253.737	123.730	32.848	48.76
28019	29263	148.735	365.147	256.938	130.593	30.997	50.83
28019	29282	32.382	299.866	166.123	103.710	27.039	62.43
28973	28974	60.131	351.990	206.060	116.022	28.224	56.31
28974	29264	106.364	452.181	279.270	155.594	38.385	55.71

La nivelul întregului sistem, valoarea cea mai mare a abaterii medii pătratică raportată la puterea medie (122%) s-a înregistrat în cazul liniei de 220 kV Dumbrava – Stejaru. Cu toate acestea, nu există pericolul de apariție a unei congestii pe această linie, valoarea maximă a încărcării liniei fiind 20%. Histograma aferentă este dată în Fig. 7.39. La nivelul întregului sistem, valoarea încărcării maxime pentru elementele sistemului este de 89% iar media este de 40,5%.

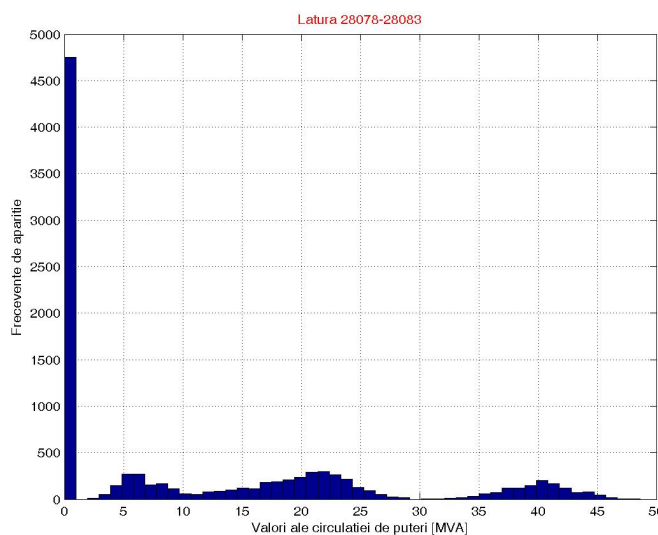


Fig. 7.39. Histograma aferentă liniei 220 kV Dumbrava – Stejaru

În condițiile variației simultane a puterii generate (considerând variația vitezei vântului) și a puterii consumate, variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Dobrogea la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor) pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile corespunzătoare pentru regimul de bază (U_0) sunt prezentate în Fig. 7.40.

Pentru aceste noduri, așa cum se poate observa și din figura de mai sus, toate tensiunile se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare nivelului de 400 kV. Acestea au valori mai mici decât în regimul de bază, în special tensiunea în cazul nodului Valea Nucarilor.

Tendența de scădere a valorilor tensiunii se păstrează și pentru celelalte noduri. Mai mult, în condițiile existenței excesului de putere, în anumite noduri din sistem valorile tensiunii scad sub limita inferioară a benzii admisibile. În aceste cazuri, pentru a se asigura un regim de funcționare trebuie exportată puterea în exces sau deconectate ale grupuri generatoare.

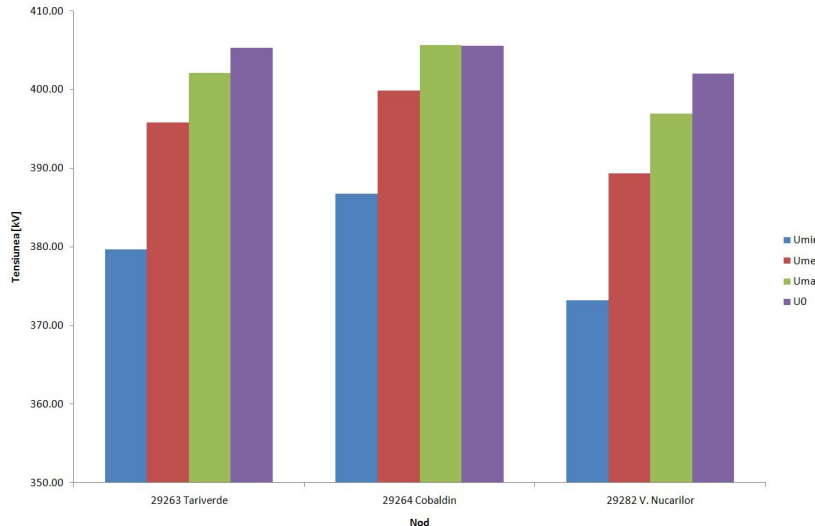


Fig. 7.40. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din Varianta A

Variația tensiunii în diferite noduri consumatoare este prezentată în Tabelele 7.47, 7.48.

Tabelul 7.47. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum peste 150 MW – Varianta A

Nod	28015 Pelicanu	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	362.50	198.30	195.80	186.35
U_{med} [kV]	380.12	211.32	211.21	204.52
U_{max} [kV]	387.66	216.81	216.67	211.45
U_0 [kV]	397.95	226.64	226.07	223.58

Tabelul 7.48. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Varianta A

Nod	28017 Constanța	28019 Tulcea	28973 Cernavodă	28974 Medgidia
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	400.00	400.00
U_{min} [kV]	381.11	371.87	379.38	381.00
U_{med} [kV]	393.78	388.22	390.90	391.58
U_{max} [kV]	399.89	395.91	396.58	397.27
U_0 [kV]	403.52	402.06	401.56	401.06

Analizând informațiile referitoare la variația tensiunii, în condițiile variației simultane a vitezei vântului (și corespunzător a puterii generate în CEE) și a puterii consumate în nodurile SEE, se observă o variație semnificativă a valorilor tensiunii. Această variație se realizează sub valoarea din regimul de bază. Cele mai afectate noduri sunt cele cu consum mare, unde se și observă că există și cazuri în care este depășită limita inferioară a benzii admisibile de tensiune.

În condițiile în care echilibrul de putere în sistem este asigurat, valorile tensiunii oscilează ușor sub valoarea din regimul de bază. Pentru eșantioanele în care există regim valid de funcționare, diferența dintre valoarea medie a tensiunii în noduri și valoarea tensiunii din regimul de bază nu depășește 8-10 kV.

7.5.3. Dobrogea – Varianta B

7.5.3.1. Analiza aleatoare a contingențelor

A. Criteriul N-1

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe aleatoare de tipul N-1 (eliminarea unui element din sistem, restul schemei fiind în funcțiune). Analiza aleatoare a contingențelor de tipul N-1 a evidențiat prezența următoarelor situații deosebite, pentru care au fost identificate soluții:

- deconectarea liniei de 220 kV Lacu Sărat – Filești determină scăderea tensiunii în nodurile Focșani, Barboși și Filești sub limita inferioară a benzii admisibile; readucerea tensiunii în banda admisibilă se face prin modificarea plotului autotransformatorului 400/220 kV de la Gutinaș;
- deconectarea liniei de 220 kV Bacău – Gutinaș determină scăderea tensiunii în nodurile Bacău și Roman sub limita inferioară a benzii admisibile; readucerea tensiunii în banda admisibilă se face prin modificarea plotului autotransformatorului 400/220 kV de la Gutinaș;
- deconectarea unuia din autotransformatoarele 400/220 kV de la Gutinaș determină scăderea tensiunii în nodurile Suceava, Roman, Munteni, Fai, Gutinaș sub limita inferioară a benzii admisibile; readucerea tensiunii în banda admisibilă se face prin modificarea plotului autotransformatorului 400/220 kV de la Gutinaș.

B. Criteriul N-2

Pentru regimul de bază considerat s-au analizat contingențe de tipul N-2 (eliminarea simultană a două elemente de sistem, restul schemei fiind în funcțiune) referitoare la combinații dintre două linii electrice, o linie electrică și un autotransformator (transformator), respectiv o linie electrică și un grup generator. Analiza a relevat o serie de cazuri pentru care nu a putut fi stabilit un regim de funcționare. Cele mai frecvente cazuri au conținut linia de 400 kV Sibiu – Iernut și linia de 400 kV Iernut – Gădălin.

Modul de stabilire a unui regim de funcționare în condițiile contingențelor de tipul N-2 care au generat probleme este prezentat în cele ce urmează:

- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220kV Dumbrava – Stejaru, conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Cluj – Tihău conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Roșiori – Mukacevo conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinelor de compensare inductive transversale de la Oradea și Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Gutinaș – Dumbrava conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniilor de 400 kV Sibiu – Iernut și Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat

- în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Gheorgheni – Fântânele conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Stejaru – Gheorgheni conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Cluj – Mărișel conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și 220 kV Mintia B – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Cluj – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Mintia B – Alba Iulia conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Iernut – Câmpia Turzii conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Oradea;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Iernut – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Oradea și introducerea unui grup de 50 MW în zona Baia Mare;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Iernut – Gădălin și 220 kV Tihău – Baia Mare conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut și introducerea unui grup de 50 MW în zona Baia Mare;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Mintia – Arad și 220 kV Mintia – Timișoara conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Mintia și instalarea a unui grup generator de 100 MW în zona Timișoara;
 - deconectarea simultană a liniei de 400 kV Sibiu – Iernut și a unuia din cele două transformatoare bloc de la Iernut (împreună cu generatorul aferent) conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;

- deconectarea simultană a autotransformatorului de 400/220 kV Iernut și a unuia din autotransformatoarele de 400/220 kV de la Gutinaș conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut;
- deconectarea simultană a autotransformatorului de 400/220 kV Iernut și uneia din liniile de 400 kV Sibiu – Iernut sau Iernut – Gădălin conduce la imposibilitatea stabilirii unui regim de funcționare a sistemului analizat în condițiile date; restabilirea regimului de funcționare se face prin deconectarea bobinei de compensare inductivă transversală de la Iernut.

7.5.3.2. Regimuri cu variația aleatoare a puterii generate în CEE și a puterii consumate

În Fig. 7.41 se prezintă valorile corespunzătoare puterilor medii generate în CEE, considerând variația aleatoare a vitezei vântului și variația puterii consumate în nodurile SEE, pentru cele 5000 de eșantioane. De asemenea, în figură se prezintă și puterea instalată în fiecare din cele 4 CEE. Puterea medie generată în CEE, pentru cele 5000 de eșantioane, este de 1046 MW.

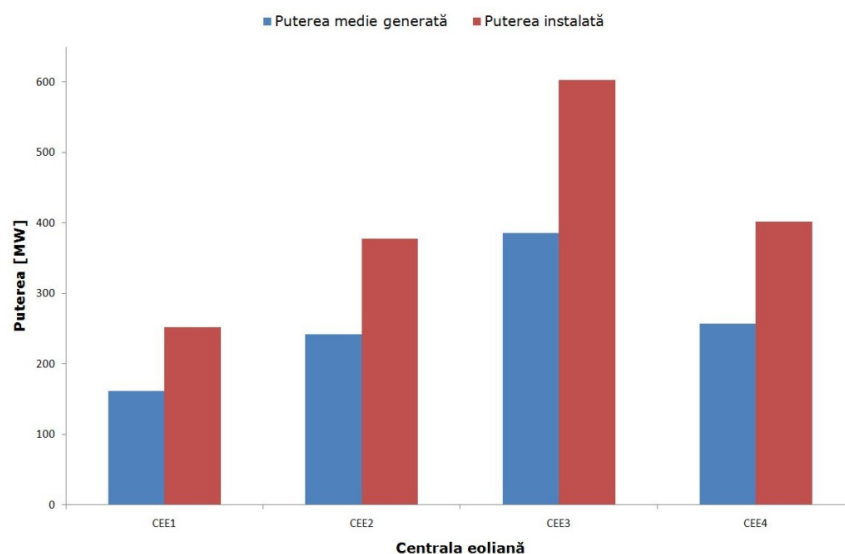


Fig. 7.41. Puterea medie generată și puterea instalată în CEE în zona Dobrogea – Varianta B

Valorile aleatoare generate pentru puterile active și reactive consumate în sistem s-au încadrat în limitele prezentate în Tabelul 7.49.a, respectiv 7.49.b. Aceste valori sunt prognozate și corespund consumului la nivelul RET.

Tabelul 7.49. Puterea consumată în sistem pentru scenariul Dobrogea – Varianta B

P_{min} [MW]	P_{med} [MW]	P_{max} [MW]	Q_{min} [MVar]	Q_{med} [MVar]	Q_{max} [MVar]
6104.13	6291.61	6460.17	2478.42	2560.70	2642.51

Din analiza circulației de puteri prin elementele de rețea, s-au remarcat situații particulare pentru care producția de putere depășea cu mult cererea din

sistem. Aceste situații corespund unei viteze mari a vântului (peste 15 m/s) când puterea generată de CEE este egală cu puterea nominală. În aceste condiții, pentru a asigura echilibrul de putere în sistem se recomandă fie exportul excesului de putere în SEE vecine, fie utilizarea puterii în centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj. O altă soluție ar putea fi deconectarea anumitor grupuri generatoare (din centralele clasice), dar în același timp păstrarea rezervei necesare CEE.

Pentru restul cazurilor, adică când CEE produc putere sub 75% din puterea instalată, nu au fost identificate situații deosebite din punct de vedere al depășirii încărcării maxime admisibile a elementelor sistemului. Parametrii statistici ai circulației de puteri prin elementele de rețea din apropierea CEE sunt prezentați în Tabelul 7.50.

Tabelul 7.50. Parametrii statistici corespunzători elementelor de rețea din apropierea CEE

Nod 1	Nod 2	S_{min} [MVA]	S_{max} [MVA]	S_{med} [MVA]	σ	%	σ/S_{med} [%]
28017	28973	9.094	259.288	134.189	96.842	22.0146	72.17%
28019	28020	118.092	199.778	158.934	76.470	16.959	48.11%
28019	29263	143.44	433.842	288.621	138.130	36.828	47.86%
28973	28974	59.625	500.860	280.240	115.518	40.162	41.22%
28974	29264	106.358	603.392	354.871	154.519	51.221	43.54%
28020	28021	33.096	156.893	94.991	35.958	13.320	37.85%
28020	28022	65.412	261.452	163.431	73.762	22.198	45.13%
28020	29282	78.750	403.620	241.185	102.908	36.395	42.67%

La nivelul întregului sistem, nivelul de încărcare al elementelor de rețea este destul de redus, chiar și în condițiile puterii generate egală cu cea nominală a CEE și nu a rezultat în urma analizelor apariția a nici unei situații deosebite (de ex. congestie). Nivelul de încărcare cel mai ridicat, pentru elementele de sistem, prezintă valori de aproximativ 86% din limita maxim admisibilă din punct de vedere termic. Una din aceste laturi este Lacu Sărat – Filești, iar histograma aferentă este prezentată în Fig. 7.42. La nivelul întregului sistem, media nivelelor de încărcare a elementelor de rețea este de 44,53%.

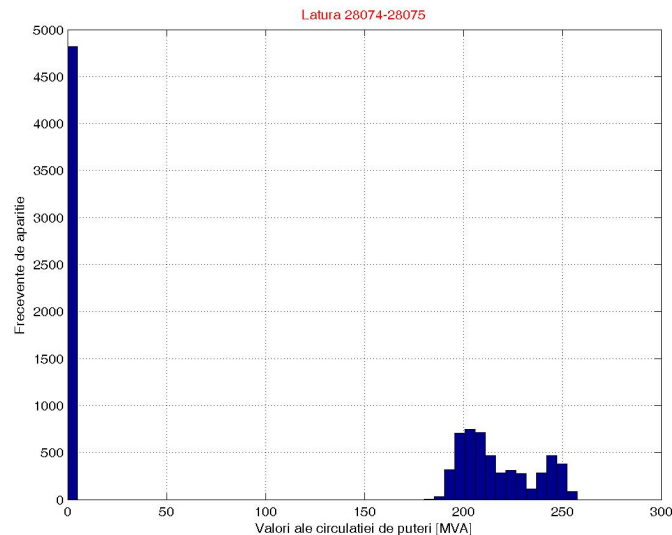


Fig. 7.42. Histograma aferentă liniei 220 kV Lacu Sărat – Filești

În condițiile variației simultane a puterii generate (considerând modificarea aleatoare a vitezei vântului) și a puterii consumate, variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din zona Dobrogea la sistem (redată prin valorile minime, medii și maxime ale tensiunilor), pentru cele 5000 de eșantioane, precum și valorile aferente pentru regimul de bază (U_0) sunt prezentate în Fig. 7.43.

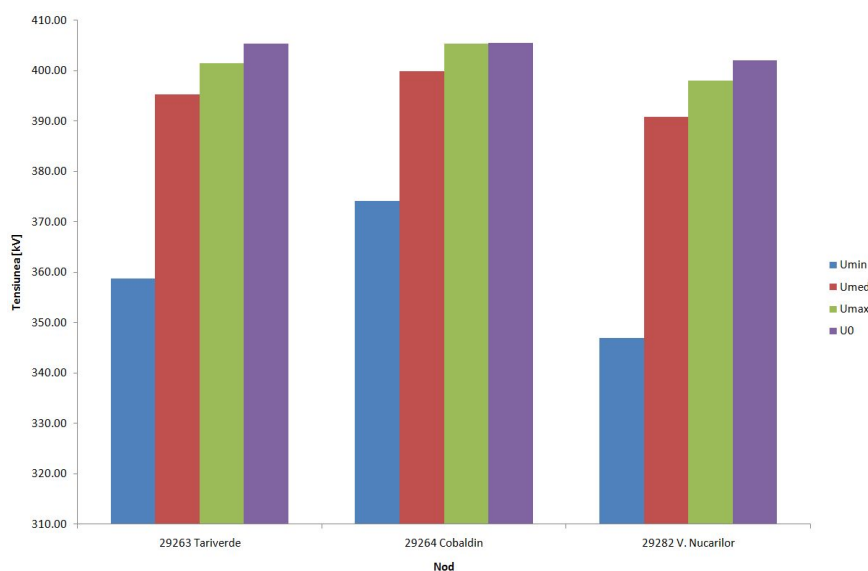


Fig. 7.43. Variația tensiunii în nodurile de racord ale CEE din Varianta B

Pentru două din aceste noduri (Tariverde și Valea Nucarilor), așa cum se poate observa și din figura de mai sus, apar regimuri pentru care valorile tensiunii nu se încadrează în banda admisibilă corespunzătoare nivelului de 400 kV. În restul situațiilor, tensiunile variază în apropierea valorilor din regimul de bază, ușor mai scăzute. Media acestora, pentru fiecare nod, nu este mai mică decât cu maxim 10 kV față de tensiunea din regimul de bază.

Tendența de scădere a valorilor tensiunii se păstrează și pentru celelalte noduri. Mai mult, în condițiile existenței excesului de putere, în anumite noduri din sistem valorile tensiunii scad sub limita inferioară a benzii admisibile. Pentru a se asigura un punct stabil de funcționare pentru aceste regimuri trebuie exportată puterea în exces sau deconectate ale grupuri generatoare.

Variația tensiunii în diferite noduri consumatoare este prezentată în Tabelele 7.51 și 7.52.

Tabelul 7.51. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile cu consum peste 150 MW – Varianta B

Nod	28015 Pelicanu	28055 Slatina	28073 Fundeni	28911 Târgoviște
U_{nom} [kV]	400.00	220.00	220.00	220.00
U_{min} [kV]	356.86	193.86	192.56	182.30
U_{med} [kV]	380.16	211.25	211.19	204.48
U_{max} [kV]	387.09	217.10	216.74	211.82
U_0 [kV]	397.77	226.58	225.98	223.48

Tabelul 7.52. Valorile minime, medii și maxime ale tensiunii în nodurile consumatoare din vecinătatea CEE – Varianta B

Nod	28017 Constanța	28019 Tulcea	28973 Cernavodă	28974 Medgidia
U_{nom} [kV]	400.00	400.00	400.00	400.00
U_{min} [kV]	357.41	344.15	363.00	360.77
U_{med} [kV]	393.63	387.08	390.94	391.62
U_{max} [kV]	399.38	394.29	396.16	396.82
U_0 [kV]	403.33	401.20	401.40	400.88

Analizând informațiile referitoare la valorile tensiunii, în condițiile variației simultane a vitezei vântului (și corespunzător a puterii generate în CEE) și a puterii consumate, se observă o variație semnificativă a valorilor tensiunii în nodurile SEE. Valorile se situează sub cele din regimul de bază.

Mai mult, datorită dezechilibrului dintre producție și consum în anumite regimuri, este afectată tensiunea în majoritatea nodurilor (valori sub limita inferioară a benzii admisibile).

În condițiile particulare prezentate mai sus, tensiunile din anumite noduri din sistem coboară sub limita inferioară a benzii admisibile, regimul de funcționare nefiind valid.

Pentru a preveni aceste regimuri se recomandă fie exportul de putere în SEE vecine, fie deconectarea anumitor grupuri generatoare (dar cu asigurarea rezervei de putere pentru CEE). Oricare din soluții, determină revenirea tensiunilor în benzile admisibile.

7.5.4. Concluzii privind zona Dobrogea

Analiza integrării surselor regenerabile de energie în sistem, prin considerarea CEE din zona Dobrogea, a relevat anumite situații cu probleme.

Din analiza circulației de puteri, au existat regimuri particulare pentru care producția de putere în CEE depășea cu mult cererea din sistem, în aceste condiții neputându-se stabili un regim valid de funcționare. Aceste situații corespund unei viteze mari a vântului (peste 15 m/s), când puterea generată de CEE este egală cu puterea nominală. În aceste condiții, pentru a asigura echilibrul de putere în sistem se recomandă fie exportul excesului de putere în SEE vecine, fie utilizarea puterii în centralele hidroelectrice cu acumulare prin pompaj. O altă soluție ar putea fi deconectarea anumitor grupuri generatoare (din centralele clasice), dar în același timp păstrarea rezervei necesare CEE.

În urma analizei tensiunii nodurilor în cele două variante de conectare a CEE din zona Dobrogea se observă că atâta timp cât nu există un dezechilibru major între puterea consumată și cea produsă, tensiunile nodurilor rămân în benzile admisibile ale fiecărui nod de tensiune, având valori mai reduse decât în regimul de bază. Din punct de vedere al nivelului tensiunilor (mai apropiat de regimul de bază), se recomandă a doua variantă de racordare a CEE din zona Dobrogea.

Referitor la analiza contingențelor de tipul N-2, concluziile și recomandările sunt aceleași ca în cazul analizei integrării CEE din zona Moldova.

7.6. Concluzii

Toate aplicațiile se referă la subsistemul DET Vest extins la 400 kV, respectiv la Sistemul Electroenergetic al României (SEN) (ambele sunt sisteme reale, de foarte mari dimensiuni, pentru care s-au elaborat în cadrul lucrării bazele de date necesare), la care au fost adăugate CEE din zona Banat, respectiv Moldova și Dobrogea. Toate analizele au fost realizate folosind instrumentele software proprii, împreună cu programul Powerworld, cât și pachetul de programe Power.

Analizele s-au efectuat pentru o gamă largă de scenarii în legătură cu integrarea în sistem a CEE de diferite puteri instalate, analizând mai multe soluții posibile de racordare. Pentru fiecare din scenariile discutate s-a realizat analiza aleatoare a contingențelor (în condițiile încărcării grupurilor din CEE la 70% din puterea nominală pentru Banat și Moldova, respectiv 30% pentru Dobrogea), analiza circulației de puteri și a nivelului de tensiune, considerând variația aleatoare a puterilor generate în CEE în funcție de viteza vântului, respectiv variația aleatoare a puterilor generate în CEE în funcție de viteza vântului împreună cu variația aleatoare a puterii consumate în nodurile SEE.

Pentru scenariile care au vizat sistemul DET Vest extins la 400 kV, analiza aleatoare a contingențelor a identificat apariția unor congestii și a unor depășiri a limitelor benzilor admisibile a tensiunilor nodurilor, atât pentru contingențe simple cât și pentru contingențe duble. Prin redistribuirea puterilor generate sau a deconectării unor bobine de compensare inductivă transversală, situațiile cu probleme au fost eliminate.

În urma analizei circulației de puteri și a tensiunii în condițiile generării aleatoare a puterii generate în CEE în funcție de viteza vântului nu au fost identificate situații în care să apară congestii, iar tensiunile variază foarte puțin față de regimul de bază. Rezultate similare au fost obținute și în cazul analizei circulației de puteri și a nivelului de tensiune în condițiile generării aleatoare a puterii generate în CEE în funcție de viteza vântului și a variației aleatoare a puterii consumate.

Pentru scenariile corespunzătoare integrării CEE în zona Moldova (analiză efectuată pe SEN), analiza aleatoare a contingențelor de tipul $N-2$ a identificat apariția unor congestii și a unor depășiri a limitelor benzilor admisibile de tensiune. Prin redistribuirea puterilor generate și/sau deconectarea unor bobine de compensare inductivă transversală, situațiile cu probleme au fost eliminate. O parte din situațiile cu probleme ar putea fi eliminate prin instalarea unui grup de 50 MW în zona Baia Mare.

În urma analizei circulației de puteri și a tensiunii în condițiile generării aleatoare a puterii generate în CEE în funcție de viteza vântului pentru scenariile din zona Moldova nu au fost identificate situații deosebite. În condițiile în care se realizează simultan cu generarea aleatoare a puterii generate în CEE și variația aleatoare a puterii consumate, există situații în care puterea produsă de CEE este 0 (datorită vitezei vântului), iar consumul nu poate fi acoperit de restul surselor existente în sistem. Pentru acestea cazuri, pentru a se obține un regim valid de funcționare trebuie asigurată rezervarea puterii din CEE sau importul din SEE vecine.

Pentru scenariile corespunzătoare integrării CEE în zona Dobrogea (analiză efectuată pe SEN), analiza aleatoare a contingențelor de tipul $N-2$ a identificat apariția unor congestii și a unor depășiri a limitelor benzilor admisibile ale tensiunii. Prin

redistribuirea puterilor generate și/sau deconectare unor bobine de compensare inductivă transversală, situațiile cu probleme au fost soluționate. Analizele efectuate au relevat că o serie de probleme ar putea fi soluționate prin instalarea unui grup de 50-100 MW în zona Baia Mare.

În cadrul analizei circulației de puteri în condițiile generării aleatoare a puterii produse în CEE în funcție de viteza vântului și variația aleatoare a puterii consumate, există situații pentru care datorită puterii produse de CEE, puterea generată la nivelul întregului sistem depășește cerere și apare imposibilitatea stabilirii unui regim stabil de funcționare. Pentru a preveni aceste cazuri, se recomandă deconectarea grupurilor generatoare cu costuri mari (păstrându-se rezerva necesară pentru CEE), utilizarea excesului de putere pentru pompaj în cadrul CHEAP sau exportul transfrontalier.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- acest capitol este în întregime original;
- crearea și actualizarea bazei de date referitoare la Sistemul Electroenergetic Național (SEN);
- crearea bazei de date referitoare la subsistemul DET Vest extins la 400 kV;
- utilizarea unor sisteme reale, de mari dimensiuni, ca studii de caz, pentru analizele întreprinse;
- analiza comportării sistemelor în condițiile generării aleatoare a puterilor produse în CEE în funcție de viteza vântului;
- analiza comportării sistemelor în condițiile generării aleatoare a puterilor produse în CEE în funcție de viteza vântului și variației aleatoare a puterilor consumate;
- toate aplicațiile dezvoltate permit utilizarea lor în cazul unor sisteme reale, de mari dimensiuni;
- studiile efectuate cu ajutorul aplicațiilor soft dezvoltate sunt realizate folosind modelul matematic complet al analizei regimului permanent normal;
- în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor informatice, a mediilor de programare și sistemelor de operare, implementarea modelului complet al circulației de puteri trebuie să devină o practică comună.

8. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE

Acest capitol sintetizează concluziile generale ale lucrării, contribuțiile originale aduse în cadrul tezei, modul de valorificare a rezultatelor obținute și direcțiile posibile de continuare și aprofundare a cercetărilor în domeniul abordat.

Elementele teoretice și practice prezentate în cadrul tezei de doctorat evidențiază următoarele concluzii cu caracter mai general:

Pe baza analizei situației actuale a piețelor de energie electrică, se pot afirma următoarele:

- evoluția piețelor energetice și influența factorilor de natură economică, politică și de mediu determină anumite cerințe pentru energia necesară: energie curată, sigură, disponibilă pentru toți și având un preț competitiv;
- asigurarea securității energetice și continuarea procesului de dezvoltare a societății, presupune urmărirea a două direcții: fie creșterea eficienței în utilizarea combustibililor fosili, fie utilizarea pe scară largă a energiei obținute din surse regenerabile
- utilizarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie reprezintă principala direcție care este urmată deoarece determină creșterea gradului de siguranță energetică atât pentru prezent, cât mai ales pentru viitor și, de asemenea, determină îndeplinirea condițiilor referitoare la protecția mediului;
- la nivel mondial se observă o creștere accentuată, de la an la an, a puterilor instalate în unități de producere care utilizează energii regenerabile precum și preocupări pentru dezvoltarea de echipamente și tehnologii cât mai eficiente care să folosească sursele regenerabile de energie.

Analiza aspectelor de natură legislativă, economică și tehnică care privesc integrarea surselor regenerabile de energie conduc la următoarele concluzii:

- sub aspect legislativ, promovarea utilizării și integrării surselor regenerabile de energie în general și a centralelor electrice eoliene în particular, este determinată de factori din diferite domenii: economic, mediu, social;
- cadrul legislativ al României asigură mecanisme de promovarea a utilizării SRE (tarife feed-in, sistem de cote obligatorii, certificate verzi, garanția de origine) dar și mecanisme de suport necesare pentru integrarea rapidă în sistem a unităților de putere mare dar și a celor de putere redusă;
- la nivelul României, cele mai mari investiții se doresc a se face în unități de producere a energiei electrice care folosesc energia eoliană;
- sub aspect economic, utilizarea surselor regenerabile de energie pentru producerea energiei electrice determină anumite beneficii, dacă se ține cont nu doar de costurile investiției inițiale, ci și de economia obținută prin eliminarea CO₂ și a costurilor cu combustibilii fosili pe toată durata de viață a echipamentelor;
- costurile suplimentare care pot să apară datorită întăririi rețelelor de transport existente sau extinderii acestora pentru a preveni eventualele congestii în condițiile prezenței noilor surse, nu sunt proprii doar integrării surselor regenerabile, ci pot să apară și în condițiile conectării altor surse de energie (în afară de cele regenerabile), dar și în condițiile creșterii consumului.
- pentru a preveni probleme de natură tehnică care determină ulterior și daune financiare și economice însemnate, se preferă investiții inițiale mai consistente în: asigurarea de rezervă pentru CEE pentru a preveni nealimentarea în cazul variațiilor vitezei vântului, echipamente eficiente pentru controlul tensiunii și

frecvenței, echipamente de protecție pentru asigurarea funcționării CEE chiar și în condițiile apariției defectelor în rețea, întărirea și extinderea rețelelor de transport pentru a preveni congestiile, conducerea eficientă a CEE dintr-o anumită zonă utilizând centralele virtuale etc.

- pentru asigurarea echilibrului de putere în rețea, în condițiile în care majoritatea surselor regenerabile de energie au caracter intermitent este nevoie de instrumente cât mai performante de prognoză a puterii generate în aceste unități dar și de instrumente cât mai performante de estimare a consumului.

Din punct de vedere al aplicațiilor software dezvoltate pentru analiza SEE complexe, caracterizate de prezența surselor regenerabile de energie de mare putere, se pot evidenția următoarele concluzii:

- opțiunile oferite de aplicația software proprie elaborată (analiză aleatoare a contingențelor, generare aleatoare a puterilor produse în CEE între valorile minimă și puterea instalată, generare aleatoare a puterilor produse în CEE în funcție de viteza vântului, generare aleatoare a puterilor consumate pe baza prognozei realizate cu metode de inteligență artificială, generare aleatoare a puterilor produse în CEE în funcție de viteza vântului și generarea aleatoare a puterilor consumate) permit o analiză complexă a situațiilor care pot să apară în cadrul SEE caracterizate de prezența CEE;
- în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor informatice, a mediilor de programare și sistemelor de operare, implementarea modelului complet al circulației de puteri trebuie să devină o practică comună;
- analizele efectuate cu ajutorul aplicațiilor software dezvoltate sunt realizate folosind modelul matematic complet al circulației de puteri;
- studiile de caz din literatura de specialitate se referă, în marea lor majoritate, la sisteme test, mai mult sau mai puțin consacrate, de dimensiuni reduse;
- toate instrumentele software elaborate sunt destinate SEE reale, de mari dimensiuni; de altfel, marea majoritate a studiilor de caz prezentate în teză se referă la ansamblul sistemului electroenergetic al României, respectiv la un subsistem consistent din cadrul SEN.

În continuare se prezintă sinteza principalelor contribuții originale, teoretice și aplicative, cuprinse în cadrul tezei de doctorat.

- În cadrul capitolului 2, având ca obiectiv prezentarea stadiului actual al integrării surselor regenerabile de energie la nivel mondial, pot fi enumerate următoarele contribuții:
 - prezentarea într-o manieră proprie, graduală a aspectelor privind piața actuală de energie electrică și a factorilor care determină utilizarea și integrarea pe scară largă a SRE;
 - s-a realizat un studiu bibliografic sistematizat referitor la stadiul actual al utilizării la nivel mondial al SRE;
 - s-au evidențiat principalele aspecte care definesc energia eoliană ca principala sursă regenerabilă de energie din punct de vedere al investițiilor și integrării în SEE.
- În capitolul 3, destinat prezentării principalelor aspecte de natură legislativă, economică și tehnică ce influențează integrarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie de mare putere în general și a centralelor eoliene în particular, se pot evidenția următoarele contribuții:
 - efectuarea unui studiu bibliografic sistematizat privind integrarea pe scară largă a SRE de mare putere în SEE actuale, la nivel mondial, european și național;
 - realizarea unei sinteze bibliografice, într-o manieră proprie, a principalelor aspecte de natură legislativă, economică și tehnică ce însoțesc integrarea CEE în SEE actuale, în condițiile dereglementării și a liberalizării pieței de energie electrică.

- În cadrul capitolului 4 s-a realizat un estimator performant al curbelor de sarcină utilizat ulterior la generarea diferitelor scenarii de studiu (un instrument puternic pentru studiile de prognoză), contribuțiile personale fiind:
 - realizarea unei sinteze a metodelor de prognoză a curbelor de sarcină;
 - dezvoltarea unei rețele neuronale artificiale recursive pentru prognoza curbelor de sarcină;
 - antrenarea rețelei neuronale artificiale propuse, utilizând simultan toate datele din setul de antrenament;
 - definirea de indicatori pentru aprecierea calitativă a prognozelor realizate;
 - elaborarea unui instrument soft propriu pentru prognoza curbelor zilnice de sarcină, utilizând rețeaua neuronală artificială recursivă.
- În cadrul capitolului 5 s-a prezentat o variantă sistematizată completă a modelului matematic al determinării circulației de puteri în SEE complexe, cu considerarea unor valori deterministe privind puterile consumate și generate, împreună cu toate aspectele conexe, insistându-se asupra aspectelor practice legate de implementarea în programele de calcul aferente. Un subcapitol aparte este destinat implementării unor tehnici lacunare performante în algoritmul de soluționare a modelului matematic. Principalele contribuții personale sunt:
 - realizarea unei sinteze a modelelor matematice corespunzătoare analizei regimului permanent normal al SEE complexe;
 - perfecționarea metodelor de memorare și prelucrare a matricelor lacunare de foarte mari dimensiuni;
 - perfecționarea tehnicilor de conservare a lacunarității pe parcursul soluționării modelului matematic;
 - elaborarea unor metode de efectuare lacunară a soluționării modelului matematic, pentru reducerea la minim a timpului de calcul;
 - prezentarea în detaliu a tuturor aspectelor practice de implementare, necesare pentru elaborarea unor programe de calcul performante;
 - completarea corespunzătoare a instrumentelor software proprii, în concordanță cu modelul matematic și tehnicile lacunare elaborate.
- În cadrul acestui capitolului 6 a fost evidențiată utilitatea abordării stohastice a analizei regimurilor de funcționare a SEE, atât la modul general, cât și pentru realizarea studiilor privind condițiile integrării CEE de mare putere. Sunt luați în considerare factorii aleatori care pot influența regimurile de funcționare a SEE: variația puterii consumate în nodurile sistemului, modificarea topologiei rețelei de transport, variația puterii generate de CEE în funcție de viteza vântului. În această direcție pot fi enumerate următoarele contribuții:
 - elaborarea unei metodologii destinate modelării puterii consumate în nodurile SEE folosind tehnicile de inteligență artificială, pentru studiile de sistem;
 - elaborarea unei metodologii destinate modelării puterilor generate în CEE, în funcție de viteza vântului, pentru studiile privind integrarea în sistem a acestei categorii de surse regenerabile;
 - realizarea unei aplicații software destinată abordării stohastice a circulației de puteri, destinată unor analize de regimuri de funcționare a SEE complexe, atât la modul general, cât și pentru studiile de integrare în sistem a CEE de mare putere.
- Capitolul 7 este în întregime original, cuprinzând partea aplicativă a tezei de doctorat. Se pot scoate în evidență următoarele contribuții originale:
 - crearea și actualizarea bazelor de date pentru regimurile actuale de funcționare ale celor două SEE studiate (sisteme electroenergetice reale, de mari dimensiuni):
 - Sistemul Electroenergetic al României (SEN);
 - Subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al SEN (DET Vest extins la 400 kV), acoperit în principal de Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj;

- utilizarea unor sisteme reale, de mari dimensiuni, ca obiect al studiilor de caz, pentru analizele întreprinse;
- analiza comportării sistemelor în condițiile generării aleatoare a puterilor produse în CEE în funcție de viteza vântului;
- analiza comportării sistemelor în condițiile generării aleatoare a puterilor produse în CEE în funcție de viteza vântului și a variației aleatoare a puterilor consumate;
- analiza unei game largi de regimuri de funcționare, inclusiv contingente de tip N-1 și N-2, pentru situația actuală a consumurilor și pentru cea prognozată pentru următorii 10 ani, în scopul găsirii celor mai bune soluții de integrare a CEE de mare putere în SEN;
- formularea unor concluzii utile pentru operatorul de transport și sistem din România, C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.;
- toate instrumentele soft dezvoltate permit utilizarea lor în cazul unor sisteme reale, de mari dimensiuni;
- studiile efectuate cu ajutorul aplicațiilor software dezvoltate sunt realizate folosind modelul matematic complet al analizei regimului permanent normal;
- în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor informatice, a mediilor de programare și sistemelor de operare, implementarea modelului complet al circulației de puteri trebuie să devină o practică comună.

Aplicațiile prezentate în cadrul tezei se referă la sisteme reale, cu caracteristici complexe și de foarte mari dimensiuni: SEN și DET Vest. Aceste analize au fost precedate de studii de caz referitoare la SEE test consacrate (IEEE 14, IEEE 30, IEEE 118) și la SEE test elaborate la Catedra de Electroenergetică a Universității „Politehnica” din Timișoara (Test 13, Test 25, Test 50, Test 100).

Rezultatele cercetării au fost și vor fi valorificate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (numai în ultimii 3 ani au fost derulate 7 asemenea contracte [***2007a], [***2007b], [***2007c], [***2007d], [***2008], [***2009a], [***2009b]). De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au stat solicitările operatorului național de transport și sistem privind derularea unor asemenea cercetări, de maximă importanță și actualitate pentru sistemul electroenergetic al României, în condițiile funcționării interconectate cu sistemul european și ale pieței libere de energie.

O parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate, iar restul sunt în curs de publicare, în reviste de prestigiu și în volumele unor manifestări științifice recunoscute din străinătate sau din țară [Jigoria2009a], [Jigoria2009b], [Jigoria2009c], [Jigoria2009d], [Andea2010], [Ardelean2008], [Ardelean2009], [Bărbulescu2008a], [Bărbulescu2008b], [Bărbulescu2008c], [Bărbulescu2009a], [Bărbulescu2009b], [Bărbulescu2009c], [Bărbulescu2010], [Borlea2010a], [Borlea2010b], [Kilyeni2007a], [Kilyeni2007b], [Kilyeni2010a], [Kilyeni2010b], [Vuc2008], [Vuc2010]. Dintre cele 22 de lucrări 9 sunt publicate în străinătate, 9 sunt cotate ISI Thomson și 3 în alte BDI.

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de perspective și direcții de continuare și aprofundare ulterioară a cercetărilor în domeniu:

- analiza integrării surselor regenerabile de energie în alte zone ale SEN, în funcție de evoluțiile viitoare pe plan european și național;
- migrarea aplicației destinate circulației probabiliste de puteri spre un sistem expert, care să fie capabil să sugereze utilizatorului posibile soluții de remediere a situațiilor speciale care au fost identificate;
- extinderea instrumentului software pentru analiza integrării surselor regenerabile de energie de putere mică în rețelele de distribuție.

BIBLIOGRAFIE

1. [Abdel2004] Abdel-Rahim A.M.M., Padhy N.P., Newton-Raphson UPFC model for power flow solution of practical power networks with sparse techniques, Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, vol.1, 2004, pp.77-83.
2. [Ackermann2005] Ackermann T., Wind Power in Power Systems, John Wiley & Sons, England, 2005.
3. [Allan1974] Allan R.N., Borkowska B., Grigg C. H., Probabilistic analysis of power flows, Proceedings of IEE, vol. 121, no. 12, 1974, pp.1551-1556.
4. [Allan1981a] Allan R.N., da Silva A.M. L., Burchett R.C., Evaluation methods and accuracy in probabilistic load flow solutions, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-100, 1981, pp.2539-2546.
5. [Amaris2007] Amaris H., Power Quality Solutions for Voltage dip compensation at wind farms, IEEE PES General Meeting 2007, Tampa, USA, 2007, pp.1-3.
6. [Andea2010] Andea P., Menrie D., Crăciun C., Pop O., **Jigoria-Oprea D.**, Conventional vs. Alternative Energy Sources Overview. Part I. Energy and Environment, Proceedings of the IEEE International Joint Conferences on Computational Cybernetics and Technical Informatics (ICCC-CONTI 2010), Timisoara, Romania, 2010, pp.595-600.
7. [Angelopoulos2004] Angelopoulos K., Integration of Distributed Generation in Low Voltage Networks: Power Quality and Economics, Thesis for MSc Degree in Energy Systems and the Environment, Glasgow, 2004.
8. [ANRE2004a] Evaluarea cadrului de reglementare și acțiuni necesare privind producerea energiei electrice din surse regenerabile de energie, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, București, 2004.
9. [ANRE2004b] Procedura de supraveghere a emiterii garanțiilor de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie, Ordinul 23/2004, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, București, 2004.
10. [ANRE2006] Regulamentul de organizare și funcționare a Pieței de Certificate Verzi, Ordinul 26/2006, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, București, 2006.
11. [ANRE2009] Ghidul producătorului de energie electrică din surse regenerabile, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, București, 2009.
12. [Ardelean2008] Ardelean I., Chiosa N., Dusa V., Lustrea B., Borlea I., **Jigoria-Oprea D.**, Feeding Self Services from a Substation Belonging to the National Power Grid using Fuel Cells Source, Proceedings of the Second International Conference on Modern Power Systems MPS 2008, Cluj-Napoca, Romania, Buletinul Stiintific al Universitatii Tehnica din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, Special Issue, pp.73-78.
13. [Ardelean2009] Ardelean I., Dusa V., Lustrea B., Borlea I., **Jigoria-Oprea D.**, Technical and economic arguments for using Fuel Cells in RET power station's self services feeding, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon 2009, Saint Petersburg, Russia, 2009, pp.497-502.
14. [Auer2005] Auer H. et.al, Large-scale RES-E Grid Integration: Strategies, Requirements and Cost, Final report of EU Project RE-Xpansion, 2005.
15. [Badelin2007] Badelin A., Large-scale integration of wind power in the Russian power supply: analysis, issues, strategy, PhD. Thesis, Kassel University Press GmbH, Kassel, Germany, 2007.

16. [Baumann1993] Baumann T., Germond A.J., Application of the Kohonen network to short-term load forecasting, Proceedings of the Second International Forum on Applications of Neural Networks to Power Systems, Yokohama, Japan, 1993, pp.407-412.
17. [Bayod2009] Bayod-Rujula A., Future development of the electricity systems with distributed generation, Energy vol. 34, Elsevier, 2009, pp.377-383.
18. [Bărbulescu2008a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Probabilistic power flow using a software tool designed for stochastic power system analysis. Part I: Theory and Software, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.11, 2008, pp.421-428.
19. [Bărbulescu2008b] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Probabilistic Power Flow Using a Software Tool designed for stochastic power system analysis. Part II: Case study, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.11, 2008, pp.429-436.
20. [Bărbulescu2008c] Bărbulescu C., Vuc Gh., Kilyeni Șt., Andea P., **Jigoria-Oprea D.**, Transmission cost allocation methods. Case study for the South-West side of the Romanian Power System, Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Power Systems (PS' 08), Santander, Spain, 2008, pp.72-77.
21. [Bărbulescu2009] Bărbulescu C., Managementul congestiilor în condițiile pieței libere a energiei, Teză de doctorat, Editura Politehnica, Timișoara, 2009.
22. [Bărbulescu2009a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Surianu D., Kilyeni A., **Jigoria-Oprea D.**, Available Transmission Capability Evaluation within Large Power Systems. Methodology, Software Tool, Case Study, Proceedings of the 9th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Genova, Italy, 2009, pp.75-81.
23. [Bărbulescu2009b] Bărbulescu C., Vuc Gh., Kilyeni Șt., **Jigoria-Oprea D.**, Pop O., Transmission planning – a probabilistic load flow perspective, International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering, 2009, pp. 67-72.
24. [Bărbulescu2009c] Bărbulescu C., Kadar P., Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Simo A., Cristian P., Probabilistic power flow using a software tool designed for stochastic power system analysis, Revista Energetica, Romania, nr. 10, 2009, pp.523-529.
25. [Bărbulescu2010] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Cristian D., **Jigoria-Oprea D.**, Congestion Management Using Open Power Market Environment Electricity Trading, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC 2010), Cardiff, Wales, UK, 2010, paper ID 152, pp.1-6.
26. [BEI2009] Raport privind activitatea și responsabilitatea corporativă – Volumul I, Raportul anual pentru 2008 al Grupului BEI, Banca Europeană de Investiții, 2009, <http://www.eib.org/report>.
27. [Borbely2001] Borbely A., Kreider J., Distributed Generation – The Power Paradigm for the New Millennium, CRC Press, USA, 2001.
28. [Borkowska1974] Borkowska B., Probabilistic load flow, IEEE Transactions on Power Apparatus & Systems, PAS-93, 1974, pp. 752-759.
29. [Borlea2010a] Borlea I., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Kilyeni A., Bărbulescu C., Slavici T., A Rule-Based Expert System for Steady State Diagnosis of Electrical Distribution Networks, Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electromechanical Conference MELECON 2010, Valletta, Malta, 2010, pp.142-147.
30. [Borlea2010b] Borlea I., **Jigoria-Oprea D.**, Luștrea B., Vințan M., Knowledge base for electrical distribution networks reconfiguration, Journal of Sustainable Energy, vol. 1, nr. 1, 2010, pp.97-102.
31. [Burton2001] Burton T., Sharpe D., Wind Energy Handbook, John Wiley & Sons, England, 2001.

32. [Chan2001] Chan K.W., Parallel algorithms for direct solution of large sparse power system matrix equations, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 148, 2001, pp.615-622.
33. [Chen2001] Chen H., Canizares C., Singh A., ANN-based short-term load forecasting in electricity markets, Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, vol. 2, 2001, pp.411-415.
34. [Chen2008] Chen P., Chen Z., Bak-Jensen B., Probabilistic load flow: A review, 3rd International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT'08), Nanjuing, China, 2008, pp. 1586-1591.
35. [Chun2005] Chun-Lien S., A new probabilistic load flow method, IEEE Power Engineering Society General Meeting, vol.1, 2005, pp. 389-394.
36. [CIRED1999] Dispersed generation, Preliminary report of CIRED working group WG04, 1999, pp.1-39.
37. [CNTEE2009] CNTEE Transelectrica S.A., 2008 Annual Report.
38. [Dany2001] Dany G., Power reserve in interconnected systems with high wind power production, IEEE 2001 Porto Power Tech Conference, vol.4, Porto, Portugal, 2001, pp.1-6.
39. [daSilva2008] daSilva A., Ferreira V., Velasquez R., Input space to neural network based load forecasters, International Journal of Forecasting 24 (2008), Elsevier, 2008, pp.616-629.
40. [DENA2005] DENA: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Dena, Deutschland, 2005.
41. [Diedrichs2003] Diedrichs V. et al., Analysis of large scale integration of wind power in regional HV-grids using probabilistic power flow, Proceedings of the 4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Billund, Denmark, 2003, pp.1-6.
42. [Ding2010] Ding Y., Wang P., Goel L., Loh P.C., Wu Q., Long-term reserve expansion of power systems with high wind power penetration using universal generating function methods, IEEE Transactions on Power Systems, Volume PP, Issue 99, 2010, pp.1-8.
43. [Dondi2002] Dondi P., Bayoumi D., Haederli C., Julian D., Suter M., Network integration of distributed power generation, Journal of Power Sources, vol. 106, 2002, pp.1-9.
44. [Driesen2006] Driesen J., Belmans R, Distributed generation: challenges and possible solutions, Power Engineering Society General Meeting, 2006, pp.1-8.
45. [Duff1977] Duff I.S., A survey of sparse matrix research, Proceedings of the IEEE, vol. 65, nr. 4, 1977, pp.500-535.
46. [EC2004] European distributed energy resources projects, European Commission, Luxembourg, 2004.
47. [EC2005] Towards Smart Power Networks - Lessons learned from European research FP5 projects, European Commission, Belgium, 2005.
48. [EC2007] Commission of the European Communities - Communication from the Commission to the European Council and the European Parliament - An Energy Policy for Europe, Brussels, 2007.
49. [EC/77/2001] Directive 2001/77/EC of the European Parliament and the Council of 27.09.2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market, Official Journal no. L283/27.10.2001.
50. [EIA2009] International Energy Outlook 2009, Energy Information Administration, Office of Integrated Analysis and Forecasting, U.S. Department of Energy, May 2009.
51. [El-Hawary2008] El-Hawary M.E., Introduction to electrical power systems, John Wiley & Sons, IEEE Press, 2008.

52. [EREC2004] Integration of Renewable Energy Sources. Targets and benefits of large-scale deployment of renewable energy sources, Workshop – Renewable Energy Market Development, Status and Prospects, European Renewable Energy Council (EREC), 2004.
53. [Eremia1985] Eremia M., Crişciu H., Ungureanu B., Bulac C., Analiza asistată de calculator a regimurilor sistemelor electroenergetice, Editura Tehnică, Bucureşti, 1985.
54. [Eremia2006] Eremia M., Electric Power Systems. Vol I: Electric networks, Editura Academiei Române, Bucureşti, 2006.
55. [Exposito2006] Exposito A.G., Ramos E.R., Godino M.D., Two algorithms for obtaining sparse loop matrices, IEEE Transactions on Power Systems, vol.21, nr.1, 2006, pp.125-131.
56. [EWEA2005] Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendation, A report by EWEA, European Wind Energy Association, December 2005.
57. [EWEA2007] Delivering energy and climate solutions, EWEA 2007 Annual Report, European Wind Energy Association, March 2008.
58. [EWEA2008] Winning with European Wind – Creating power, helping the environment, EWEA 2008 Annual Report, European Wind Energy Association, June 2009.
59. [EWEA2009] The Economics of Wind Energy, A report by the European Wind Energy Association, European Wind Energy Association, March 2009.
60. [Freitas2008] Freitas F.D., Rommes J., Martins N., Gramian-Based Reduction Method Applied to Large Sparse Power System Descriptor Models, IEEE Transactions on Power Systems, vol.23, nr.3, 2008, pp.1258-1270
61. [FERC2005] 2004 State of the markets report. Staff report by the office of market oversight and investigations, Federal Energy Regulatory Commission, Washington, USA, 2005.
62. [Frias2008] Frías P., Gómez T., Rivier J., Integration of distributed generation in distribution networks: regulatory challenges, 16th Power Systems Computation Conference PSCC 2008, Glasgow, Scotland (UK), 2008, 7pp.
63. [Ganyun2006] Ganyun L.V., Xiaodong W., Yuanyuan J., Short-Term Load Forecasting in Power System Using Least Squares Support Vector Machine, Computational intelligence, theory and applications, Part 4, Springerlink, 2006, pp.117-126.
64. [Gavrilaş1999] Gavrilaş M., Calcul numeric cu aplicaţii în Turbo Pascal, Editura Gh. Asachi, Iaşi, 1999.
65. [Gilbert2007] Gilbert D., Exploration in Romania from Yesterday to Tomorrow, Conferinţa 150 de ani de petrol românesc, Bucureşti, 2007.
66. [Glover2006] Glover J.D., Sarma M.S., Power system analysis and design, Fourth Edition, Prentice Hall, UK, 2006.
67. [Gooi1998] Gooi H.B., Wang Y.Q., Efficient ordering algorithms for sparse matrix/vector methods, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 29, nr.1, 1998, pp.53-59.
68. [Greenwood2009] Greenwood C., Market capitalization statistics and analysis, New Energy Finance, 2009, <http://www.newenergymarket.com>.
69. [Gribonval2010] Gribonval R., Schnass K., Dictionary Identification - Sparse Matrix - Factorization via l1 - Minimization, IEEE Transactions on Information Theory, vol.56, nr.7, 2010, pp.3523-3539.
70. [Griffin2005] Griffin J.M., Steven L. Puller, Electricity deregulation: choices and challenges, University of Chicago Press, USA, 2005.
71. [Hayati2007] Hayati M., Shirvany Y., Artificial Neural Network Approach for Short Term Load Forecasting for Illam Region, World Academy of Science, Journal of Engineering and Technology, Vol. 28, 2007, pp.280-284.

72. [Hermina2009] Hermina A., Șerban C.A., Condiții impuse de structura SEN pentru preluarea puterii produse de CEE, SUSPLAN Workshop, Bucharest, 2009.
73. [Heir2006] Heir S., Grid integration of wind energy conservation systems, 2nd Edition, John Willey & Sons Ltd., England, 2006.
74. [HG443/2003] Hotărârea de guvern nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie, Monitorul Oficial al României, Anul 171 (XV), Nr. 288, 2007.
75. [HG985/2005] Hotărârea de guvern nr. 958/2005 pentru modificarea Hotărârii Guvernului nr. 443/2003 privind promovarea producției de energie electrică din surse regenerabile de energie și pentru modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1.892/2004 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie, Guvernul României, 2005.
76. [HG1069/2007] Hotărârea de guvern nr. 1069/2007 privind aprobarea Strategiei energetice a României pentru perioada 2007-2020, Guvernul României, 2007.
77. [Hippert2001] Hippert H. S., Pedreira C. E., Souza R. C., Neural Networks for Short-term Load Forecasting: A Review and Evaluation, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 1, 2001, pp.44-55.
78. [Hlusuov2007] Hlusuov V., Contribuții la evaluarea rentabilității și fezabilității utilizării surselor distribuite de energie pentru condițiile specifice Republicii Moldova, Teză de doctor în Științe Tehnice, Chișinău, 2007.
79. [Holttinen2004] Holttinen H., The impact of large scale wind power on the Nordic electricity system, PhD. Thesis, VTT Publications 554, 2004.
80. [Holttinen2007] Holttinen, H. Koreneff, G., Imbalance costs of wind power for a hydro power producer in Finland, Proceedings of European Wind Energy Conference EWEC2007, Milan, Italy, 2007, pp.1-6.
81. [Hu2006] Hu Z., Wang X., A probabilistic load flow method considering branch outages, IEEE Transactions on Power Systems, Vol.21, Issue 2, 2006, pp.507-514.
82. [IEA2007] IEA Wind Energy Annual Report, International Energy Agency, IEA Wind, Paris, 2007.
83. [IEA2008] World Energy Outlook, International Energy Agency, 2008.
84. [IEA2009] World Energy Outlook Fact Sheet, International Energy Agency, 2009.
85. [IEC61000-3-7] Assessment of emission limits for the connection of fluctuating load installation to MV, HV and EHV power systems, IEC 61000-3-7/2008, International Electrotechnical Commission, 2008.
86. [IEC61400-1] Wind turbine generator systems. Part 1: Safety requirements, IEC 61400-1/2005, International Electrotechnical Commission, 2005.
87. [IEC61400-12-1] Wind turbine generator systems. Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, IEC 61400-12-1/2005, International Electrotechnical Commission, 2005.
88. [IEC61400-21] Wind turbine generator systems. Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines, IEC 61400-21/2001, International Electrotechnical Commission, 2001.
89. [IRE2007] Pachetul pentru energie al Comunității Europene, Buletinul IRE, anul IV, nr. 4, 2007.
90. [Jigoria2009a] **Jigoria-Oprea D.**, Luștea B., Borlea I., Kilyeni Șt., Andea P., Bărbulescu C., Short term daily load forecasting using recursive ANN, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon 2009, Sankt Petersburg, Russia, 2009, pp.646-651.
91. [Jigoria2009b] **Jigoria-Oprea D.**, Luștea B., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Kilyeni A., Simo A., Daily load forecasting using recursive Artificial Neural Network vs. classic forecasting approaches, Proceedings of the 5th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics 2009, Timisoara, Romania, 2009, pp.487-490.

92. [Jigoria2009c] **Jigoria-Oprea D.**, Luștea B., Borlea I., Kilyeni Șt., Andea P., Bărbulescu C., Human-machine interface designed for daily load short term forecasting using Recursive Artificial Neural Network, Proceedings of the 9th WSEAS International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, Genoa, Italy, 2009, pp.71-74.
93. [Jigoria2009d] **Jigoria-Oprea D.**, Luștea B., Borlea I., Daily Load Forecast Using ANN for Different Uncertainty Level Loads, The 11th Edition of the Academic Days of Timisoara, Scientific Bulletin of the Politehnica University of Timisoara, Transactions on Power Engineering, Special Issue, 2009, pp.55-58.
94. [Kilyeni2004] Kilyeni Șt., Metode numerice. Algoritme, programe de calcul, aplicații în energetică, Ed. A 4-a, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2004.
95. [Kilyeni2007a] Kilyeni Șt., Vuc Gh., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Power system analysis based on probabilistic load flow approach. Case study – Test50 power system, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp.347-356.
96. [Kilyeni2007b] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Chiosa N., Ardelean I., Pop D., Reactive power balance analysis in the western and South-Western area of the Romanian Power System, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp.339-346.
97. [Kilyeni2009] Kilyeni Șt., Tehnici de optimizare în inginerie energetică, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2009.
98. [Kilyeni2010] Kilyeni Șt., Tehnici numerice de analiză asistată de calculator a regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice, Ed. a 2-a, Editura Orizonturi Universitare, Timișoara, 2008.
99. [Kilyeni2010a] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Cristian D., Software tool developed for deregulated power system analysis, Journal of Sustainable Energy, vol. 1, nr. 1, 2010, pp.87-96.
100. [Kilyeni2010b] Kilyeni Șt., Pop O., Crăciun C., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Distribution Factors with AC Power Flow for Electric Energy Transmission Cost Allocation, Proceedings of the IEEE International Joint Conferences on Computational Cybernetics and Technical Informatics (ICCC-CONTI 2010), Timisoara, Romania, 2010, pp.169-174.
101. [Klein2008] Klein A., Pfluger B., Held A., Ragwitz M., Resch G., Evaluation of Different Feed-in Tariff Design Options: Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation, 2nd Edition, Berlin, Germany, 2008.
102. [Kyoto1995] The Kyoto Protocol, United Nations Framework Convention on Climate Change, Kyoto, Japan, 1995, http://unfccc.int/kyoto_protocol.
103. [L220] Legea pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, Monitorul Oficial, 2008.
104. [Lai2001] Lai L.L., Power Systems Restructuring: Engineering and economics and deregulation: trading, performance and technology, John Wiley & Sons, 2001.
105. [Liu1989] Liu J., Reordering sparse matrices for parallel elimination, Parallel Computing, vol. 11, nr.1, 1989, pp.73-91.
106. [Luștea2001] Luștea B., Prognoza consumului de energie, Centrul de formare continuă energie mediu, Editura AGIR, București, 2001.
107. [Ma2005] Ma T., Cadmore A., System studies of voltage dips resulting from energisation of MV wind turbine transformers, CIRED Torino, 2005.
108. [Matevosyan2003] Matevosyan J., Evaluation of wind energy storage in hydro reservoirs in areas with limited transmission capacity, Proceedings of the 4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Billund, Denmark, 2003.
109. [Matlab] <http://www.mathworks.com/>

110. [Manguoglu2009] Manguoglu M., A parallel hybrid sparse linear system solver, Computational Electromagnetics International Workshop, 2009, pp.38-43.
111. [Meeus2005] Meeus L. et al, Regulated cross-border transmission investments in Europe, Proceedings of the IEEE PES Transmission and Distribution Conference, New Orleans, USA, 2005, pp.1285-1290.
112. [Metaxiotis2003] Metaxiotis K., Kagiannas A., Askounis D., Psarras J., Artificial intelligence in short term electric load forecasting: A state-of-art survey for the researcher, Energy Conversion and Management, Volume 44, Issue 9, Elsevier, 2003, pp.1525-1534.
113. [Micu2007] Micu D.D., Ceclan A., Metode numerice. Aplicații în ingineria electrică. Programe și algoritmi Mathcad, Editura Mediamira, 2007.
114. [Milborrow2005] Milborrow D., Goodbye gas and squaring up to coal, Wind Power Monthly, January 2005, pp.31-35.
115. [Miller2003] Miller N., Ye Z., Kroposki B., Report on Distributed Generation Penetration Study, National Renewable Energy Laboratory USA, NREL/SR-560-34715, August 2003.
116. [Momoh1997] Momoh, J.A., Yanchun W., Elfayoumy M., Artificial neural network based load forecasting, Proceeding of IEEE International Conference on Computational Cybernetics and Simulation, Vol. 4, 1997, pp.3443-3451.
117. [Momoh2001] Momoh J.A. James, Electric power system applications and optimization, Publisher Marcell Dekker, New York, 2001.
118. [Montgomery1992] Montgomery D.C., Peck E.A., Introduction to linear regression analysis – Second Edition, John Wiley & Sons, New York, 1992.
119. [Müller2005] Müller H., Pöller M., Eping Ch., Stenzel J., Impact of Large Scale Wind Power on Power System Stability, Fifth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Glasgow, Scotland, 2005.
120. [Murto1998] Murto P., Neural network models for short-term load forecasting, Master's Thesis, Helsinki University of Technology, Finland, 1998.
121. [O'Grady2006] O'Grady P.D., Pearlmutter B.A., Convolutional Non-Negative Matrix Factorisation with a Sparseness Constraint, Proceedings of the 16th IEEE Signal Processing Society Workshop on Machine Learning for Signal Processing, 2006, pp.427-432.
122. [OPCOM2009] Raport Anual 2008, Operatorul Pieței de Energie Electrică, 2009.
123. [Pandit2001] Pandit S., Soman S.A., Khaparde S.A., Design of generic direct sparse linear system solver in C++ for power system analysis, IEEE Transactions on Power Systems, vol.16, nr.4, 2001, pp.647-652.
124. [Patel1999] Patel M., Wind and Solar Power Systems, CRC Press, 1999.
125. [Pecas2007] Pecas Lopes J.A., Hatziargyriou N., Mutale J., Djapic P., Jenkins N., Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, Electric Power Systems Research 77, Science Direct, 2007, pp.1189-1203.
126. [Pelamis] Pelamis Wave Power Ltd., <http://www.pelamiswave.com>.
127. [Pepermans2005] Pepermans G., et al., Distributed generation: definition, benefits and issues, Energy Policy, Volume 33, Issue 6, 2005, pp.787-798.
128. [Poller2003] Poller M., Achilles S., „Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics”, 4th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Off-shore Wind Farms, Billund, Denmark 2003.
129. [Porrúa2009] Porrúa F., Chabar R., Thome L.M., Barroso L.A., Pereira M., Incorporating large scale renewable to the transmission grid: Technical and regulatory issues, IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES09, 2009, pp.1-7.

130. [Power] Pachet de programe destinat calculului regimului permanent al SEE complexe, Catedra de Electroenergetică, Facultatea de Electrotehnică și Electroenergetică, Universitatea Politehnică Timișoara.
131. [Powerworld] Powerworld, User's guide, <http://www.powerworld.com/>.
132. [Precup2007] Precup R.E, Matematici asistate de calculator. Algoritmuri, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2007.
133. [PSCC2005] Advanced probabilistic power flow methodology, The 15th Power Systems Computation Conference, Liege, Belgium, 2005, 7 pp.
134. [Rance] Rance tidal power plant – power form the ocean, <http://france.edf.com/>.
135. [REN2007] Renewables 2007 - Global status report, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, REN21, 2007.
136. [REN2009] Renewables global status report 2009 Update, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century, REN21, 2009.
137. [RISODTU2006] Riso DTU, Sustainable energy generation, storage and distribution, Riso DTU National Laboratory for Sustainable Energy, 2006.
138. [Rudion2005] Rudion K., Orths A., Lebioda A., Styczynski Z., Wind Farms with DFIG as Virtual Power Plants, Proceedings of the Fifth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Glasgow, Scotland, 2005.
139. [Rui1995] Rui Y., El-Keib A.A., A review of ANN-based short-term load forecasting models, Proceedings of the 27th Southeastern Symposium on System Theory, USA, 1995, pp.78-82.
140. [Sarangi2009] Sarangi P.K., Singh N., Deepak S., Chauhan R.K., Singh R, Short term load forecasting using neurogenetic hybrid approach: results analysis with different network architectures, Journal of Theoretical and Applied Information Technology, JTAIT, Vol. 10, No.2, 2009, pp.109-116.
141. [SIER2006] van Gerwen R., Calitatea și utilizarea energiei electrice – Ghid de aplicare, Producerea distribuită și regenerabile – Introducere, Curs SIER, 2006, <http://www.sier.ro>.
142. [Silva1990a] da Silva A.M.L., Arienti V.L., Probabilistic load flow by multilinear simulation algorithm, IEE Proceedings of Generation, Transmission and Distribution, Vol. 137, Issue 4, 1990, pp.276-282.
143. [Silva1990b] da Silva A.M.L., Ribeiro S.M.P., Arienti V. L., Allan V. L., Filho M.B.D., Probabilistic load flow techniques applied to power system expansion planning, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 5, Issue 4, 1990, pp. 1047-1053.
144. [Stadlthanner2007] Stadlthanner K., Lutter D., Theis F.J., Lang E.W., Tome A.M., Georgieva P., Puntonet C.G., Sparse Nonnegative Matrix Factorization with Genetic Algorithms for Microarray Analysis, International Joint Conference on Neural Networks IJCNN 2007, 2007, pp.294-299.
145. [Statistica] <http://www.statsoft.com/>
146. [Stefopoulos2004] Stefopoulos G.K., Meliopoulos A., Cokkinides G.J., Probabilistic power flow with non-conforming electric loads, in 8th International Conference on Probability Methods Applied to Power Systems (PMAPS), Iowa, USA, 2004.
147. [Stott1971] Stott B., Hobson E., Solution of large power system networks by ordered eliminations; a comparison of ordering schemes, Proceedings of IEE, vol. 118, nr. 1, 1971, pp.125-134.
148. [Surianu2008a] Surianu F.D., Borlea I., **Jigoria-Oprea D.**, Lustrea B., Convenience of using renewable energy sources to supply residential consumers. Theoretical study, A VIII-a Conferință Națională multidisciplinară cu participare internațională "Prof. Dorin Pavel", Sebeș, Romania, vol. 14, 2008, pp. 99-106.
149. [Surianu2008b] Surianu F., Borlea I., **Jigoria-Oprea D.**, Lustrea B., Convenience of using renewable energy sources to supply residential consumers. Part II. Case Study, A VIII-a Conferință Națională multidisciplinară cu participare internațională "Prof. Dorin Pavel", Sebeș, Romania, vol. 14, 2008, pp.107-114.

150. [Tanase2009a] Tanase Gh., Borlea I., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Kilyeni St., Lustrea B., Vintan M., Expert System for Steady State Operation Diagnosis of Electrical Distribution Systems. Theory and Basic Concepts, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference PSC 2009, Timisoara, Romania, 2009, pp.497-502.
151. [Tanase2009b] Tanase Gh., Borlea I., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Kilyeni St., Lustrea B., Vintan M., Expert System for Steady State Operation Diagnosis of Electrical Distribution Systems. Software and Case Study, Proceedings of the 8th International Power Systems Conference PSC 2009, Timisoara, Romania, 2009, pp. 503-510.
152. [Tinney1967] Tinney W.F., Walker J.W., Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization, Proceedings of the IEEE, vol. 55. nr. 11, 1967, pp.1801-1809.
153. [Toole2010] Toole G., et.al, Electric power transmission network design for wind generation in the Western United States: Algorithms, methodology and analysis, 2010 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010, pp.1-8.
154. [Transelectrica2009] Certificate Verzi emise producătorilor de E-SRE pentru energia produsă în perioada 2007-2009, 2009, <http://www.transelectrica.ro>.
155. [VanSambeek2004] van Sambeek E.J.W., Scheepers M.J.J., Regulation of distributed generation – A European Policy Paper on the Integration of Distributed Generation in the Internal Electricity Market, Energy research Centre of the Netherlands (ECN), 2004.
156. [Verseille2003] Verseille J., Growth and Grids – Panel discussion on issues of grid extension, supply predictability and power quality, Proceedings of European Wind Energy Conference, Madrid, 2003, 8pp.
157. [VGB2008] Electricity Generation – Facts and Figures, VGBPowerTech, 2008.
158. [Vuc2008] Vuc Gh., Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Jigoria-Oprea D.**, Ceclan A., Micu D., New software tool designed for stochastic power system analysis, Buletinul Stiintific al Universitatii Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol. 49, Special Issue, 2008, pp.191-194.
159. [Vuc2010] Vuc Gh., Borlea I., Kilyeni St., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Olariu A., Probabilistic Approach for Reference Regimes Development for Expert Systems on Electrical Distribution Network Diagnosis, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC 2010), Cardiff, Wales, UK, 2010, paper ID 235, pp.1-6.
160. [Vuong1996] Vuong G.T., Chahine R., Granelli G.P., Montagna M., Dependency-based algorithms for vector processing of sparse matrix forward/backward substitutions [power system stability analysis], IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, nr.1, 1996, pp.198-205.
161. [WADE2006] WADE Annual DE Survey, World Alliance For Decentralized Energy, Scotland, UK, 2006.
162. [WEC2003] Renewable energy targets, WEC Statement 2003, World Energy Council, 2003.
163. [WEC2009] World Energy and Climate Policy: 2009 Assessment, World Energy Council, 2009.
164. [Wei2007] Wei-Shi Z., Li S.Z., Lai J.H., Liao S., On Constrained Sparse Matrix Factorization, IEEE 11th International Conference on Computer Vision, ICCV, 2007, pp.1-8.
165. [Wen2000] Wen-Yang L., Chen C.L., On optimal fill-preserving orderings of sparse matrices for parallel Cholesky factorizations, Proceedings of the 14th International Parallel and Distributed Processing Symposium, 2000, pp.799-805.

166. [Wiki_DG] Wikipedia, http://en.wikipedia.org/wiki/Distributed_generation.
167. [Wiki_RE] Wikipedia, http://en.wikipedia.org/wiki/Renewable_energy.
168. [Willis2000] Willis H.L., Scott W.G., Distributed Power Generation, Planning and Evaluation, Marcel Dekker Inc, 2000.
169. [Yalcinoz2004] Yalcinoz T., Eminoglu U., Short term and medium term power distribution load forecasting by neural networks, Energy Conversion and Management 46, Elsevier, 2004, pp.1393-1405,
170. [Yu1988] Yu D., Chen S.T., Node reordering and matrix partial refactorization study, Electric Power Systems Research, vol.14, nr.2, 1988, pp. 91-95.
171. [Yu2009] Yu H., Chung C.Y., Wong K.P., Zhang J.H., Chance Constrained Transmission Network Expansion Planning Method With Consideration of Load and Wind Farm Uncertainties, IEEE Transactions in Power Systems, Vol. 24, Issue 3, 2009, pp. 1568-1576.
172. [Yuan2009] Yuan Y., Li X., Pang Y., Lu X., Tao D., Binary Sparse Nonnegative Matrix Factorization, IEEE Transactions on Circuits and Systems for Video Technology, vol.19, nr.5, 2009, pp.772-777.
173. [***2007a] Contract UPT 658/2007, Analiza congestiilor în SEE complexe. Studiu de caz pentru subsistemul din Zona de Vest a României, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, S.T. Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni.
174. [***2007b] Contract UPT 718/2007, Determinarea valorii probabile a congestiilor de rețea în condiții de piață și alocarea acestora pe zone de rețea, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect conf.dr.ing. Gheorghe Vuc
175. [***2007c] Contract UPT 790/2007, Studiu privind regimurile de funcționare a subsistemului deservit de ST Timișoara în perspectiva extinderii la 400 kV, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni.
176. [***2007d] Contract UPT 659/2007, Studiul privind compatibilitatea pilelor de combustie cu condițiile impuse de regimurile de funcționare ale serviciilor proprii dintr-o stație electrică de transformare, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Bucur Luștea.
177. [***2008] Contract UPT 74/2008, Studiul privind impactul utilizării surselor neconvenționale pentru alimentarea serviciilor interne ale stațiilor asupra siguranței sistemului. Justificarea oportunității realizării unei aplicații pilot într-o stație aparținând ST Timișoara, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect s.l.dr.ing. Ioan Borlea.
178. [***2009a] Contract UPT 47/2009, Studiu privind oportunitatea oportunitatea menținerii în funcțiune a compensatorului sincron din stația 220/110 kV Timișoara, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni.
179. [***2009b] Contract UPT 49/2009, Studiu privind managementul riscului de congestie prin utilizarea valorii probabile a congestiilor și optimizarea regimurilor de funcționare. Studiu de caz pentru zona de Vest a SEN, Beneficiar: CNTEE Transelectrica SA, ST Timișoara, Director de proiect prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni.

SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

1. [Jigoria2009a] **Jigoria-Oprea D.**, Luștrea B., Borlea I., Kilyeni Șt., Andea P., Bărbulescu C., Short term daily load forecasting using recursive ANN, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon 2009, Sankt Petersburg, Russia, p. 646-651
2. [Jigoria2009b] **Jigoria-Oprea D.**, Luștrea B., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., Kilyeni A., Simo A., Daily load forecasting using recursive Artificial Neural Network vs. classic forecasting approaches, Proceedings of the 5th International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics (SACI), 2009 Timisoara, Romania, p. 487-490
3. [Jigoria2009c] **Jigoria-Oprea D.**, Luștrea B., Borlea I., Kilyeni Șt., Andea P., Bărbulescu C., Human-machine interface designed for daily load short term forecasting using Recursive Artificial Neural Network, Proceedings of the 9th International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, 2009, Genoa, Italy, p. 71-74
4. [Jigoria2009d] **Jigoria-Oprea D.**, Luștrea B., Borlea I., Daily Load Forecast Using ANN for Different Uncertainty Level Loads, Proceedings of the Electrical and Power Engineering Symposium The 11th Edition of the Academic Days of Timisoara, May 28-29, 2009, Timisoara, Scientific Bulletin of the Politehnica University of Timisoara, Transactions on Power Engineering, Special Issue, pp.55-58.
5. [Andea2010] Andea P., Menrie D., Crăciun C., Pop O., **Jigoria-Oprea D.**, Conventional vs. Alternative Energy Sources Overview. Part I. Energy and Environment, Proceedings of the IEEE International Joint Conferences on Computational Cybernetics and Technical Informatics, 2010, Timisoara, Romania, pp. 595-600.
6. [Ardelean2008] Ardelean I., Chiosa N., Dusa V., Luștrea B., Borlea I., **Jigoria-Oprea D.**, Feeding Self Services from a Substation Belonging to the National Power Grid using Fuel Cells Source, Proceedings of the Second International Conference on Modern Power Systems MPS 2008, Cluj-Napoca, Romania, Buletinul Stiintific al Universitatii Tehnica din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, Special Issue, pp.73-78.
7. [Ardelean2009] Ardelean I., Dusa V., Luștrea B., Borlea I., **Jigoria-Oprea D.**, Technical and economic arguments for using Fuel Cells in RET power station's self services feeding, Proceedings of the IEEE International Conference Eurocon 2009, Saint Petersburg, Russia, pp.497-502.
8. [Bărbulescu2008a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Probabilistic power flow using a software tool designed for stochastic power system analysis. Part I: Theory and Software, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.11, 2008, pp. 421-428.
9. [Bărbulescu2008b] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Probabilistic Power Flow Using a Software Tool designed for stochastic power system analysis. Part II: Case study, Revista Energetica, Romania, anul 56, nr.11, 2008, pp. 429-436.
10. [Bărbulescu2008c] Bărbulescu C., Vuc Gh., Kilyeni Șt., Andea P., **Jigoria-Oprea D.**, Transmission cost allocation methods. Case study for the South-West side of the Romanian Power System, Proceedings of the 8th International Conference on Power Systems, 2008 Santander, Spain, pp. 72-77.

11. [Bărbulescu2009a] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Surianu D., Kilyeni A., **Jigoria-Oprea D.**, Available Transmission Capability Evaluation within Large Power Systems. Methodology, Software Tool, Case Study, Proceedings of the 9th International Conference on Electric Power Systems, High Voltages, Electric Machines, 2009, Genova, Italy, pp. 75-81.
12. [Bărbulescu2009b] Bărbulescu C., Vuc Gh., Kilyeni Șt., **Jigoria-Oprea D.**, Pop O., Transmission planning – a probabilistic load flow perspective, International Journal of Electrical Power and Energy Systems Engineering, nr. 2, 2009, pp. 67-72.
13. [Bărbulescu2009c] Bărbulescu C., Kadar P., Kilyeni Șt., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Simo A., Cristian P., Probabilistic power flow using a software tool designed for stochastic power system analysis, Revista Energetica, nr. 10, 2009, pp. 523-529.
14. [Bărbulescu2010] Bărbulescu C., Kilyeni Șt., Cristian D., **Jigoria-Oprea D.**, Congestion Management Using Open Power Market Environment Electricity Trading, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), 2010, Cardiff, Wales, UK, paper ID 152, pp.1-6.
15. [Borlea2010a] Borlea I., Vuc Gh., **Jigoria-Oprea D.**, Kilyeni A., Bărbulescu C., Slavici T., A Rule-Based Expert System for Steady State Diagnosis of Electrical Distribution Networks, Proceedings of the 15th IEEE Mediterranean Electromechanical Conference, 2010, Valletta, Malta, pp. 142-147.
16. [Borlea2010b] Borlea I., **Jigoria-Oprea D.**, Luștea B., Vințan M., Knowledge base for electrical distribution networks reconfiguration, Journal of Sustainable Energy, vol. 1, nr. 1, 2010, pp.97-102.
17. [Kilyeni2007a] Kilyeni Șt., Vuc Gh., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Power system analysis based on probabilistic load flow approach. Case study – Test50 power system, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp.347-356.
18. [Kilyeni2007b] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Chiosa N., Ardelean I., Pop D., Reactive power balance analysis in the western and South-Western area of the Romanian Power System, Buletinul Științific al UPT, Seria Energetica, tom 52, Special Issue, 2007, pp. 339-346.
19. [Kilyeni2010a] Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Cristian D., Software tool developed for deregulated power system analysis, Journal of Sustainable Energy, vol. 1, nr. 1, 2010, pp. 87-96.
20. [Kilyeni2010b] Kilyeni Șt., Pop O., Crăciun C., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Distribution Factors with AC Power Flow for Electric Energy Transmission Cost Allocation, Proceedings of the IEEE International Joint Conferences on Computational Cybernetics and Technical Informatics (ICCC-CONTI), 2010, Timisoara, Romania, pp. 169-174.
21. [Vuc2008] Vuc Gh., Bărbulescu C., Kilyeni Șt., **Jigoria-Oprea D.**, Ceclan A., Micu D., New software tool designed for stochastic power system analysis, Buletinul Științific al Universitatii Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol. 49, 2008, Special Issue, pp. 191-194.
22. [Vuc2010] Vuc Gh., Borlea I., Kilyeni Șt., Bărbulescu C., **Jigoria-Oprea D.**, Olariu A., Probabilistic Approach for Reference Regimes Development for Expert Systems on Electrical Distribution Network Diagnosis, Proceedings of the 45th International Universities' Power Engineering Conference (UPEC), 2010, Cardiff, Wales, UK, paper ID 235, pp.1-6.