

# **CONTRIBUȚII PRIVIND EVALUAREA TARIFULUI ACCESULUI LA SISTEMUL DE TRANSPORT**

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

**Ing. Oana Anca POP**

Conducător științific:	Prof.univ.dr.ing. Ștefan KILYENI
Referenți științifici:	Prof.univ.dr.ing. Ioan FELEA Prof.univ.dr.ing. Ion MIRCEA Conf.univ.dr.ing. Gheorghe VUC

Data susținerii tezei: 03.VII.2009

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, 2009

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 rezultatul activității de mai mulți ani, sub pentru sprijinul efectiv și îndrumarea eficientă a conducătorului științific, Prof.dr.ing. Ștefan Kilyeni, căruia îi adresez cele mai respectuoase și prețioase mulțumiri și pe această cale, atât pentru cultul rigurozității științifice imprimat, cât și pentru modul în care a știut să mă ghideze. Sunt deosebit de încântată că am fi putut beneficia de această colaborare.

Lucrarea reprezintă o sinteză a rezultatelor de cercetare ale autorului, în perioada octombrie 2004 – martie 2009, în cadrul studiilor doctorale desfășurate în domeniul *Energetică* la *Universitatea „Politehnica” din Timișoara*. În acești ani am fost permanent angrenată în activitatea unor echipe de cercetare din cadrul *Catedrei de Electroenergetică a Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică* și am avut șansa să particip la soluționarea unor contracte de cercetare. Toate aceste activități de cercetare au avut o puternică influență asupra formării și orientării mele profesionale. În acest sens, adresez alese mulțumiri Prof.dr.ing. Mircea Nemeș pentru ajutorul permanent și deosebit de important acordat la sistematizarea materialului și pentru observațiile și sfaturile primite.

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.

Adresez mulțumiri și cele mai frumoase gânduri Prof.dr.ing. Gheorghe Vuc și Conf.dr.mat. Doru Păunescu care au contribuit prin discuții, observații și critici la elaborarea acestei lucrări.

De asemenea, doresc să le mulțumesc colegiilor mei de birou, doctoranzii Constantin Bărbulescu (la ora actuală dr.ing., cu o remarcă specială privind și ajutorul organizatoric, mai ales în ultimele luni) și Dan Jigoria-Oprea.

Doresc să adresez mulțumiri călduroase Decanului Facultății de Electrotehnică și Electroenergetică, Prof.dr.ing. Petru Andea, pentru condițiile de lucru create în vederea finalizării tezei și pentru ajutorul acordat în traversarea cu succes a unor momente mai dificile pentru mine.

Mulțumesc în mod deosebit, și pe această cale, membrilor comisiei de analiză a tezei de doctorat, Prof.dr.ing. Ioan Felea (Universitatea din Oradea), Prof.dr.ing. Ion Mircea (Universitatea din Craiova) și Conf.dr.ing. Gheorghe Vuc (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 părinților mei și soțului meu pentru sprijinul moral pe care mi l-au acordat în finalizarea acestei lucrări.

Timișoara, iunie 2009

*Oana Anca Pop*

## *Familiei mele*

Pop, Oana Anca

### **Contribuții privind evaluarea tarifului accesului la sistemul de transport**

Teze de doctorat ale UPT, Seria 3, Nr. 3, Editura Politehnica, 2009, 240 pagini, 83 figuri, 107 tabele.

ISSN: 2066-5156

ISBN: 978-973-625-921-0

Cuvinte cheie: sisteme electroenergetice, piața de energie, tariful accesului la sistemul de transport al energiei electrice, alocarea costurilor, trasabilitate, optimizarea regimurilor de funcționare, congestie.

#### Rezumat:

Tematica tezei se încadrează în preocupările actuale din domeniul analizei și optimizării regimurilor de funcționare a sistemelor electroenergetice complexe, în condițiile liberalizării pieței de energie electrică. Teza tratează o serie de aspecte esențiale ale prețului accesului la rețeaua de transport: alocarea cât mai echitabilă, riguros fundamentată, a costurilor legate de transportul energiei electrice, ținând cont și de posibilitatea apariției congestiilor și cu înglobarea cheltuielilor legate de consumul propriu tehnologic (pierderile de putere).

Principalele metode de alocare, aplicate într-o manieră originală, folosind instrumente soft consacrate și proprii, sunt următoarele: metoda bazată pe matricele de sistem, metoda factorilor de distribuție, metoda Bialek și metoda Kirschen (ultimele două utilizând și conceptul de trasabilitate). O atenție aparte se acordă considerării pierderilor de putere, managementului congestiilor, inclusiv cele interzonale, și transferului indirect de putere prin intermediul unui sistem tampon.

Toate metodologiile elaborate au la bază o abordare teoretică riguroasă, finalizându-se prin realizarea și implementarea unor instrumente soft de aplicabilitate generală, utile operatorilor de transport și sistem (C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în cazul României).

Aplicațiile numerice concrete din cadrul tezei se referă atât la sisteme test consacrate, cât și la subsistemul de Vest, Sud-Vest, Nord-Vest al sistemului electroenergetic al României, corespunzător Dispeceratului Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, Dispeceratelor Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca.



# CUPRINS

<b>PREFAȚĂ</b> .....	3
<b>CUPRINS</b> .....	5
<b>LISTA DE FIGURI</b> .....	8
<b>LISTA DE TABELE</b> .....	11
<b>1. INTRODUCERE</b> .....	15
<b>2. ACCESUL DESCHIS LA REȚEAUA DE TRANSPORT</b> .....	19
2.1. Considerații preliminare .....	19
2.2. Structura sistemelor electroenergetice (SEE) dereglementate .....	20
2.3. Piețele spot și bursele de energie.....	20
2.3.1. Piețele spot.....	20
2.3.2. Bursele de energie.....	21
2.4. Metode generale pentru managementul congestiilor .....	21
2.5. Prețul transportului energiei.....	23
2.6. Prețul marginal local .....	25
2.6.1. Definirea prețului marginal.....	25
2.6.2. Procedura de ofertare.....	26
2.6.3. Calculul prețului marginal local .....	27
2.6.3.1. Modelul matematic .....	27
2.6.3.2. Soluționarea modelului matematic .....	38
2.7. Drepturile de transport.....	41
2.8. Evaluarea congestiilor .....	42
2.8.1. Prezentarea problemei.....	42
2.8.2. Modelul matematic .....	44
2.8.3. Soluționarea modelului matematic .....	48
2.9. Evaluarea pierderilor în rețeaua de transport.....	50
2.10. Studiu de caz.....	52
2.11. Concluzii .....	63
<b>3. ALOCAREA COSTULUI SERVICIULUI DE TRANSPORT</b> .....	65
3.1. Considerații preliminare .....	65
3.2. Metode de alocare a costului transportului .....	65

---

3.2.1. Metoda timbrului poștal .....	65
3.2.2. Metoda contractului bilateral .....	66
3.2.3. Metoda MW-km .....	66
3.2.4. Metoda capacității de transport neutilizată.....	67
3.2.5. Metoda circulațiilor opuse .....	67
3.2.6. Metoda matricelor de sistem .....	68
3.2.7. Metoda factorilor de distribuție .....	72
3.3. Alocarea pierderilor de putere activă .....	75
3.4. Metoda factorilor de distribuție aplicată puterii reactive.....	76
3.5. Alocarea pierderilor de putere reactivă. ....	79
3.6. Studii de caz .....	81
3.6.1. Utilizarea metodei matricelor de sistem.....	81
3.6.1.1. Sistemul test cu 4 noduri.....	81
3.6.1.2. Sistemul test cu 12 noduri .....	85
3.6.1.3. Sistemul test cu 12 noduri. Influența conductanței transversale .....	89
3.6.2. Utilizarea metodei factorilor de distribuție .....	92
3.6.2.1. Sistemul test cu 12 noduri. Alocarea costurilor de transport .....	92
3.6.2.2. Sistemul test cu 12 noduri. Distribuția circulației de putere reactivă .....	96
3.11.3. Comparație între metoda matricelor de sistem și metoda factorilor de distribuție.....	99
3.12. Concluzii .....	100
<b>4. METODELE DE TRASABILITATE .....</b>	<b>103</b>
4.1. Considerații preliminare .....	103
4.2. Metoda Bialek.....	104
4.2.1. Algoritmul de trasabilitate „Upstream” .....	104
4.2.2. Algoritmul de trasabilitate „Downstream” .....	105
4.3. Metoda Kirschen .....	107
4.4. Studii de caz .....	109
4.4.1. Utilizarea metodei Bialek .....	109
4.4.1.1. Sistem test cu 4 noduri, regim fără pierderi de putere activă .....	109
4.5.1.2. Sistem test cu 4 noduri, regim cu pierderi de putere activă.....	113
4.5.1.3. Sistem test cu 12 noduri, regim fără pierderi de putere activă.....	115
4.5.1.4. Sistem test cu 12 noduri, regim cu pierderi de putere activă .....	118

---

4.4.2. Utilizarea metodei Kirschen.....	121
4.4.2.1. Sistem test cu 25 noduri, regim fără pierderi de putere activă .....	121
4.4.2.2. Sistem test cu 25 noduri, regim cu pierderi de putere activă.....	129
4.5.3. Comparație între metodele de trasabilitate și celelalte metode de alocare.....	135
4.6. Concluzii .....	136
<b>5. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR INTERZONALE ȘI INTRAZIONALE .....</b>	<b>139</b>
5.1. Considerații preliminare .....	139
5.2. Congestii interzonale și intrazonale .....	140
5.2.1. Prezentarea problemei.....	140
5.2.2. Metoda de soluționare .....	141
5.2.3. Modelul matematic al congestiilor interzonale .....	143
5.2.4. Modelul matematic al congestiilor intrazonale .....	144
5.3. Studiu de caz pentru sistemul test cu 12 noduri.....	145
5.3.1. Managementul congestiilor interzonale și intrazonale .....	145
5.3.2. Influența valorii taxei de penalizare a congestiilor .....	150
5.4. Concluzii .....	151
<b>6. TRANSFERUL OPTIM ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE INTERCONECTATE.....</b>	<b>153</b>
6.1. Considerații preliminare .....	153
6.2. Transferul indirect cu ajutorul sistemului tampon .....	153
6.3. Studiu de caz .....	155
6.4. Concluzii .....	164
<b>7. STUDIU DE CAZ PENTRU SISTEMUL DET VEST .....</b>	<b>165</b>
7.1. Considerații preliminare .....	165
7.2. Descrierea sistemului DET Vest .....	165
7.3. Regimuri de funcționare analizate .....	167
7.3.1. Contingență de tip N-1: deconectarea autotransformatorului de 400/220 kV de la Roșiori.....	167
7.3.2. Contingență de tip N-2: deconectarea simultană a câte unui circuit al liniilor de 220 kV Porțile de Fier-Reșița și Reșița-Timișoara.....	191
7.4. Concluzii .....	206
<b>8. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE.....</b>	<b>207</b>

<b>ANEXE</b> .....	211
Anexa A1 .....	211
Anexa A2 .....	212
Anexa A3 .....	213
Anexa A4 .....	215
Anexa A5 .....	217
Anexa A6 .....	220
Anexa A7 .....	222
<b>BIBLIOGRAFIE</b> .....	231
<b>SINTEZA PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII</b> .....	239

## LISTA DE FIGURI

Nr. crt.	Numărul figurii	Titlul figurii
1.	Fig. 2.1.	Schema sistemului și regimul permanent normal inițial
2.	Fig. 2.2.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 100 \$/MWh
3.	Fig. 2.3.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 110 \$/MWh
4.	Fig. 2.4.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 200 \$/MWh
5.	Fig. 2.5.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 200 \$/MWh, cu modificarea puterii active consumate în nodul 3
6.	Fig. 2.6.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 50 \$/MWh
7.	Fig. 2.7.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 30 \$/MWh
8.	Fig. 2.8.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 30 \$/MWh, cu modificarea puterii active consumate în nodul 3
9.	Fig. 2.9.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 10 \$/MWh
10.	Fig. 2.10.	Regimul de funcționare pentru $S_{ij}^{max} = 140$ MVA și TP = 10 \$/MWh, cu modificarea puterii active consumate în nodul 3
11.	Fig. 2.11.	Dependența CH – Cost congestie
12.	Fig. 2.12.	Evoluția prețurilor marginale locale
13.	Fig. 2.13.	Evoluția repartizării puterii generate
14.	Fig. 2.14.	Dependența CH – Cost congestie
15.	Fig. 2.15.	Dependența TP – Pg1
16.	Fig. 2.16.	Dependența Cost congestie – LMP1 – LMP3
17.	Fig. 2.17.	Dependența $\Delta P$ – CH
18.	Fig. 2.18.	Dependența Cost congestie – $S_{2-3}^{max}$ – LMP3
19.	Fig. 3.1.	Circuitul echivalent $\Pi$ a liniei j-k
20.	Fig. 3.2.	Circuitul echivalent $\Gamma$ a liniei j-k
21.	Fig. 3.3.	Circuitul echivalent $\bar{\Gamma}$ a liniei j-k
22.	Fig. 3.4.	Sistem test cu 4 noduri, regim de bază
23.	Fig. 3.5.	Sistem test cu 12 noduri, regim de bază
24.	Fig. 3.6.	Sistem test cu 12 noduri, regimul cu conductanță transversală
25.	Fig. 3.7.	Sistem test cu 12 noduri, regim de bază, cu neglijarea pierderilor
26.	Fig. 3.8.	Trasarea puterilor active de transfer cu metoda matricelor de sistem
27.	Fig. 3.9.	Trasarea puterilor active de transfer cu metoda factorilor D
28.	Fig. 3.10.	Trasarea puterilor reactive de transfer cu metoda matricelor de sistem
29.	Fig. 3.11.	Trasarea puterilor reactive de transfer cu metoda factorilor D
30.	Fig. 3.12.	Situația comparativă a pierderilor de putere pe ansamblul sistemului
31.	Fig. 3.13.	Pierderile de putere activă, cu și fără conductanță transversală
32.	Fig. 3.14.	Alocarea costurilor generatoarelor
33.	Fig. 3.15.	Alocarea costurilor consumatorilor
34.	Fig. 3.16.	Alocarea costurilor generatoarelor
35.	Fig. 3.17.	Alocarea costurilor consumatorilor
36.	Fig. 4.1.	Sistem test cu 4 noduri, regim cu neglijarea pierderilor
37.	Fig. 4.2.	Sistem test cu 4 noduri, regim cu considerarea pierderilor

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul figurii</b>	<b>Titlul figurii</b>
38.	Fig. 4.3.	Sistem test cu 12 noduri, regim cu neglijarea pierderilor
39.	Fig. 4.4.	Sistem test cu 12 noduri, regim cu considerarea pierderilor
40.	Fig. 4.5.	Sistem test cu 25 noduri, regim cu neglijarea pierderilor
41.	Fig. 4.6.	Definirea domeniilor
42.	Fig. 4.7.	Graful de stare
43.	Fig. 4.8.	Sistem test cu 25 noduri, regim cu considerarea pierderilor
44.	Fig. 4.9.	Sistem test 25 noduri. Alegerea domeniilor
45.	Fig. 4.10.	Graful de stare
46.	Fig. 4.11.	Trasarea puterilor active de transfer cu metoda Bialek
47.	Fig. 4.12.	Trasarea puterilor active de transfer cu metoda Kirschen
48.	Fig. 4.13.	Situația comparativă a costurilor de transport alocate surselor
49.	Fig. 4.14.	Situația comparativă a costurilor de transport alocate consumatorilor
50.	Fig. 4.15.	Situația comparativă a costurilor de transport alocate surselor
51.	Fig. 4.16.	Situația comparativă a costurilor de transport alocate consumatorilor
52.	Fig. 5.1.	Terminologia folosită legată de zone
53.	Fig. 5.2.	Modelarea circulațiilor liniilor interzonale
54.	Fig. 5.3.	Sistem test cu 12 noduri, regim de funcționare de tip maxim
55.	Fig. 5.4.	Definirea zonelor
56.	Fig. 5.5.	Regimul de funcționare după eliminarea congestiilor interzonale
57.	Fig. 5.6.	Repartizarea surselor în funcție de taxa de penalitate
58.	Fig. 6.1.	Sistem test cu 12 noduri (regim cu pierderi de putere activă), considerat ca sistem tampon între sistemele SA și SB
59.	Fig. 6.2.	Transfer de 500 MW între nodurile 2 și 4, situația inițială
60.	Fig. 6.3.	Transfer de 500 MW între nodurile 2 și 4, investiții suplimentare
61.	Fig. 6.4.	Transfer de 500 MW între nodurile 2 și 4, situația inițială
62.	Fig. 6.5.	Transfer de 500 MW între nodurile 4 și 2, investiții suplimentare
63.	Fig. 6.6.	Transfer de 500 MW între nodurile 3 și 4, situația inițială
64.	Fig. 6.7.	Transfer de 500 MW între nodurile 3 și 4, investiții suplimentare
65.	Fig. 6.8.	Transfer de 500 MW între nodurile 4 și 3, situația inițială
66.	Fig. 6.9.	Transfer de 500 MW între nodurile 4 și 3, investiții suplimentare
67.	Fig. 6.10.	Investiția suplimentară și variația CH pentru transferurile V - E și E - V
68.	Fig. 6.11.	Situația globală pentru transfer bidirecțional
69.	Fig. 6.12.	Sistem test 12, schema completă, regim inițial (fără transfer)
70.	Fig. 6.13.	Schema completă, transfer de 500 MW între nodurile 3-4
71.	Fig. 6.14.	Schema completă, transfer de 500 MW între nodurile 4-3
72.	Fig. 7.1.	Structura subsistemului electroenergetic din Zona de Vest și Sud-Vest a României
73.	Fig. 7.2.	Regimul de funcționare cu congestie pe linia Iernut-Baia Mare
74.	Fig. 7.3.	Regimul de funcționare cu congestia rezolvată pe linia Iernut-Baia Mare
75.	Fig. 7.4.	Regimul cu congestie pe linia Porțile de Fier-Reșița
76.	Fig. 7.5.	Regimul cu congestia rezolvată pe linia Porțile de Fier-Reșița
77.	Fig. A1.1	Sistem test cu 4 noduri, regim normal de funcționare
78.	Fig. A2.1	Sistem test cu 4 noduri, regim fără pierderi
79.	Fig. A3.1	Sistem test cu 12 noduri, regim normal de funcționare
80.	Fig. A4.1	Sistem test cu 12 noduri, regim fără pierderi
81.	Fig. A5.1	Sistem test 25 noduri, regim normal de funcționare
82.	Fig. A6.1	Sistem test 25 noduri, regim fără pierderi
83.	Fig. A7.1	Sistemul DET Vest

## LISTA DE TABELE

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul tabelului</b>	<b>Titlul tabelului</b>
1.	Tabelul 2.1.	Parametrii liniilor electrice
2.	Tabelul 2.2.	Sinteza rezultatelor studiului de caz
3.	Tabelul 3.1.	Circulațiile de puteri prin elementele de rețea datorită injectiei $i$
4.	Tabelul 3.2.	Pierderile de putere activă pe elementele de rețea
5.	Tabelul 3.3.	Circulațiile de puteri prin elementele de rețea datorită injectiei $i$
6.	Tabelul 3.4.	Pierderile de putere activă pe elementele de rețea
7.	Tabelul 3.5.	Circulațiile de puteri prin elementele de rețea datorită injectiei $i$
8.	Tabelul 3.6.	Pierderile de putere activă pe elementele de rețea
9.	Tabelul 3.7.	Situația comparativă a însumării circulațiilor de puteri prin elementele de rețea datorită injectiei $i$
10.	Tabelul 3.8.	Situația comparativă a pierderilor de putere pe ansamblul sistemului
11.	Tabelul 3.9.	Alocarea costurilor de transport generatoarelor
12.	Tabelul 3.10.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor
13.	Tabelul 3.11.	Circulațiile de putere activă prin elementele de rețea datorită injectiei $i$
14.	Tabelul 3.12.	Pierderile de putere activă pe elementele de rețea
15.	Tabelul 3.13.	Circulațiile de puteri și pierderile de putere activă pe elementele de rețea
16.	Tabelul 3.14.	Alocarea costurilor de transport generatoarelor
17.	Tabelul 3.15.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor
18.	Tabelul 3.16.	Circulațiile de puteri și pierderile de putere activă în condițiile neglijării, respectiv considerării, conductanțelor transversale
19.	Tabelul 3.17.	Alocarea costurilor de transport generatoarelor
20.	Tabelul 3.18.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor
21.	Tabelul 3.19.	Puterile active care circulă prin elementele de rețea
22.	Tabelul 3.20.	Puterile active care circulă prin elementele de rețea
23.	Tabelul 3.21.	Factorii de distribuție de tip C
24.	Tabelul 3.22.	Costul total al transportului energiei electrice
25.	Tabelul 3.23.	Alocarea costurilor de transport generatoarelor
26.	Tabelul 3.24.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor
27.	Tabelul 3.25.	Alocarea costurilor de transport generatoarelor (regim cu pierderi)
28.	Tabelul 3.26.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor (regim cu pierderi)
29.	Tabelul 3.27.	Factorii de distribuție de tip C

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul tabelului</b>	<b>Titlul tabelului</b>
30.	Tabelul 3.28.	Contribuția generatoarelor la circulațiile de putere reactivă prin elementele de rețea
31.	Tabelul 3.29.	Contribuția consumatorilor la circulațiile de putere reactivă prin elementele de rețea
32.	Tabelul 4.1.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
33.	Tabelul 4.2.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului
34.	Tabelul 4.3.	Alocarea costurilor de transport surselor
35.	Tabelul 4.4.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor
36.	Tabelul 4.5.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
37.	Tabelul 4.6.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului
38.	Tabelul 4.7.	Contribuția procentuală a generatoarelor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (regimul fără pierderi)
39.	Tabelul 4.8.	Alocarea costurilor de transport surselor (inclusiv cele legate de pierderi)
40.	Tabelul 4.9.	Contribuția procentuală a consumatorilor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (regimul fără pierderi)
41.	Tabelul 4.10.	Alocarea costurilor de transport surselor (inclusiv cele legate de pierderi)
42.	Tabelul 4.11.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
43.	Tabelul 4.12.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului
44.	Tabelul 4.13.	Puterile nodale brute și puterile nodale nete
45.	Tabelul 4.14.	Alocarea costurilor de transport surselor
46.	Tabelul 4.15.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor
47.	Tabelul 4.16.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
48.	Tabelul 4.17.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului
49.	Tabelul 4.18.	Alocarea costurilor de transport surselor (inclusiv cele legate de pierderi)
50.	Tabelul 4.19.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor (inclusiv cele legate de pierderi)
51.	Tabelul 4.20.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
52.	Tabelul 4.21.	Rezultatele circulației de puteri active referitoare la laturile sistemului
53.	Tabelul 4.22.	Definirea domeniilor în cadrul sistemului
54.	Tabelul 4.23.	Definirea legăturilor între domenii
55.	Tabelul 4.24.	Contribuțiile generatoarelor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea
56.	Tabelul 4.25.	Alocarea costurilor de transport surselor



<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul tabelului</b>	<b>Titlul tabelului</b>
57.	Tabelul 4.26.	Contribuțiile consumatorilor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea
58.	Tabelul 4.27.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor
59.	Tabelul 4.28.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
60.	Tabelul 4.29.	Rezultatele circulației de puteri active referitoare la laturile sistemului
61.	Tabelul 4.30.	Definirea domeniilor în cadrul sistemului
62.	Tabelul 4.31.	Definirea legăturilor între domenii
63.	Tabelul 4.32.	Contribuția procentuală a generatoarelor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (regimul cu pierderi)
64.	Tabelul 4.33.	Alocarea costurilor de transport surselor (inclusiv cele legate de pierderi)
65.	Tabelul 4.34.	Alocarea costurilor de transport consumatorilor (inclusiv cele legate de pierderi)
66.	Tabelul 5.1.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
67.	Tabelul 5.2.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului
68.	Tabelul 5.3.	Contribuția individuală a generatoarelor la alimentarea consumatorilor
69.	Tabelul 5.4.	Definirea zonelor pe baza valorilor LMP
70.	Tabelul 5.5.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
71.	Tabelul 5.6.	Circulațiile de puteri prin elementele de rețea și costul trans-portului
72.	Tabelul 5.7.	Contribuția individuală a generatoarelor la alimentarea consumatorilor
73.	Tabelul 5.8.	Definirea zonelor pe baza valorilor LMP
74.	Tabelul 5.9.	Sinteza rezultatelor privind influența valorii taxei de penalizare a congestiilor
75.	Tabelul 6.1.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului
76.	Tabelul 6.2.	Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului
77.	Tabelul 6.3.	Clasificarea celor 9 variante Vest – Est
78.	Tabelul 6.4.	Clasificarea celor 9 variante Est – Vest
79.	Tabelul 7.1.	Contribuțiile surselor la circulațiile de putere activă
80.	Tabelul 7.2.	Contribuțiile surselor la alimentarea consumatorilor
81.	Tabelul 7.3.	Defalcarea pierderilor de putere activă pe generatoare
82.	Tabelul 7.4.	Alocarea costurilor de transport generatoarelor
83.	Tabelul 7.5.	Contribuțiile surselor la circulațiile de putere activă
84.	Tabelul 7.6.	Alocarea costurilor de transport generatoarelor
85.	Tabelul A1.1.	Parametrii elementelor de rețea
86.	Tabelul A1.2.	Date și rezultate circulație de puteri pentru noduri
87.	Tabelul A1.3.	Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea

---

<b>Nr. crt.</b>	<b>Numărul tabelului</b>	<b>Titlul tabelului</b>
88.	Tabelul A2.1.	Rezultate circulație de puteri pentru noduri
89.	Tabelul A2.2.	Date și rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea
90.	Tabelul A3.1.	Parametrii elementelor de rețea
91.	Tabelul A3.2.	Date și rezultate circulație de puteri noduri
92.	Tabelul A3.3.	Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea
93.	Tabelul A4.1.	Date și rezultate circulație de puteri pentru noduri
94.	Tabelul A4.2.	Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea
95.	Tabelul A5.1.	Parametrii elementelor de rețea
96.	Tabelul A5.2.	Date și rezultate circulație de puteri pentru noduri
97.	Tabelul A5.3.	Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea
98.	Tabelul A6.1.	Date și rezultate circulație de puteri pentru noduri
99.	Tabelul A6.2.	Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea
100.	Tabelul A7.1.	Date inițiale noduri generatoare
101.	Tabelul A7.2.	Datele inițiale noduri consumatoare
102.	Tabelul A7.3.	Parametrii liniilor electrice
103.	Tabelul A7.4.	Parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor
104.	Tabelul A7.5.	Rezultate circulație de puteri referitoare la noduri
105.	Tabelul A7.6.	Rezultatele circulație de puteri pentru liniile electrice
106.	Tabelul A7.7.	Rezultatele circulație de puteri pentru transformatoare și auto-transformatoare
107.	Tabelul A7.8	Bilanțul general al puterilor

# 1. INTRODUCERE

Restructurarea sistemelor electroenergetice a fost orientată în direcția creșterii consumului de energie electrică, a încurajării producătorilor independenți, fără contribuția financiară a guvernelor țărilor respective. Tradiționala industrie a energiei electrice s-a fragmentat în entități distincte: generarea, transportul, distribuția, operatorul independent de sistem și, mai nou, piețele, furnizorii și distribuitorii. Schimbările care au condus la dereglementarea sistemelor impun o modificare a managementului acestora și un control mai sofisticat, care să asigure obiectivele esențiale, care sunt sintetizate atât prin cerințe sporite de eficiență economică, cât și prin respectul pentru toate categoriile de consumatori, înțelegând prin aceasta asigurarea unui serviciu de furnizare a energiei electrice de calitate ireproșabilă.

Rețeaua de transport a energiei electrice, la nivel regional, național, zonal sau continental, constituie un element esențial al lanțului de producere, transport și distribuție a energiei electrice, mai ales în condițiile actuale ale pieței libere a energiei, în general, și a energiei electrice, în special. Sistemul concurențial și globalizarea își spun cuvântul din ce în ce mai apăsător și în acest domeniu. Condițiile actuale de criză la scară planetară se resimt și în industria energetică.

Asigurarea accesului liber la rețeaua de transport a energiei electrice este una dintre problemele cele mai „spinoase” și totodată interesante la ora actuală în acest domeniu. Componentele costului acestui serviciu sunt dificil de apreciat datorită apariției unor aspecte cu totul nou, generate de liberalizarea pieței de energie și dereglementarea sistemelor electroenergetice actuale. Din motive economice, capacitățile de transport trebuie exploatate la maxim, dar în condițiile asigurării fiabilității serviciului. Costul cuprinde acum și o serie de componente legate de depășirea capacității maxime de transport a unor elemente de rețea (aparitia congestiilor), de reducerea puterii furnizate unor consumatori pentru a reveni la condiții fezabile de funcționare etc. Aceste costuri sunt suportate de toți participanții la piața de energie, de toți cei care utilizează rețeaua de transport.

În condițiile stabilirii echitabile a prețului serviciului de transport, operatorii de transport și sistem se confruntă cu o problemă foarte delicată: cum să realizeze defalcarea costului (alocarea costului) pentru toate categoriile de participanți la procesul de producere, comercializare și utilizare a energiei electrice. Literatura de specialitate abundă la ora actuală de diverse abordări ale acestor probleme, mai mult sau mai puțin riguroase, dar, cu certitudine, fără a oferi o soluție clară.

În acest context, teza de doctorat tratează o serie de aspecte esențiale ale prețului accesului la rețeaua de transport: alocarea cât mai echitabilă, riguros fundamentată, a costurilor legate de transportul energiei electrice, cu considerarea posibilității apariției congestiilor și cu înglobarea cheltuielilor legate de consumul propriu tehnologic (pierderile de putere). Managementul congestiilor presupune o nouă strategie, care să rezolve probleme specifice sistemelor electroenergetice interconectate. Multitudinea metodelor care încearcă să rezolve această problemă dovedește complexitatea și dificultatea ei. Aspectele economice au o pondere cel puțin egală la ora actuală cu cele tehnice, responsabilitatea exclusivă asupra funcțio-

nării în condiții oprime a sistemului electroenergetic revenind operatorului independent de sistem (C.NT.E.E. Transelectrica S.A. pentru sistemul electroenergetic al României).

Teza de doctorat, extinsă pe 240 de pagini, este structurată pe 8 capitole, o prefață, 7 anexe și o listă bibliografică. Ea cuprinde peste 80 de figuri și scheme și peste 100 de tabele. Lista bibliografică conține 137 de titluri, semnalându-se prezența unor articole și cărți reprezentative, atât cele considerate deja clasice în domeniul abordat, cât și cele de dată relativ mai recentă, apărute în țară sau în reviste de prestigiu din străinătate. Se menționează și cele 14 lucrări proprii ale doctorandei, elaborate în calitate de autor sau coautor (lucrări publicate în reviste și în volumele unor manifestări științifice, protocoale de contracte de cercetare, referate științifice)

Capitolul 1 are un caracter introductiv, cuprinzând încadrarea și justificarea tematicii care constituie obiectul tezei de doctorat, urmată de prezentarea structurii lucrării. 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. Programele elaborate sunt de aplicabilitate generală, oferind un instrument eficient operatorilor de transport și sistem.

Capitol 2 prezintă două dintre problemele deosebit de importante și care constituie, de fapt, motivația cercetării. Acestea sunt: managementul congestiilor și prețul serviciului de transport. S-au introdus o serie de noțiuni fundamentale, ca de exemplu: modelele structurilor de comerț [Lai2001], [Shahidehpour2001], [Khatib2007], componentele prețului de transport [Ilic1998], [Kovasc1994], [Ferrero1998], [Jiang1995], [Walters1993], prețul marginal local [Chen2002], [ElKeib1997], [SunJ2006], [Ma1998], [Kim2000], [Alvarado1999], [Dai2000], [Conejo2005], drepturile de transport [Li2005], [Harvey2005], [Kristiansen2008], [Bushnell1998], [Gribik2005], [Sarkar2008], [Sun2006] și managementul congestiilor [Shahidehpour2001], [Shahidehpour2004], [Lai 2001]. Se formulează critici întemeiate în ceea ce privește determinarea prețului marginal local și abordarea managementului congestiilor pe baza unor modele matematice simplificate, cu totul nejustificate la ora actuală. Se prezintă un model matematic complet, bazat pe circulația de puteri în curent alternativ și pe soluționarea unor probleme de optimizare neliniară de mari dimensiuni, fără a face uz de ipoteze simplificatoare. Acest model matematic, completat cu elemente specifice, este utilizat și în capitolele următoare. La sfârșitul capitolului s-a realizat un studiu de caz [Nemes2003b], [Nemes2002a], [Nemes2002b], [Nemes2003a], [Nemes2003c], [Nemes2005b], [Nemes2004], [Paunescu2003] referitor la influența asupra costurilor de transport a pierderilor, a congestiilor și a valorii taxei de penalizare aferente.

Capitolul 3 are ca obiect analiza diverselor metode de alocare pentru stabilirea prețului utilizării rețelei de transport al energiei electrice. Atenția este focalizată în principal pe metoda bazată pe utilizarea matricelor de sistem și pe cea a factorilor de distribuție. Prima metodă a fost extinsă și la problema puterilor reactive de transfer, a pierderilor de putere activă și reactivă. Se prezintă modele matematice complete pentru aceste metode, soluționate pe baza unor algoritme și instrumente soft proprii. Studiile de caz realizate, utilizând aceste instrumente, prezintă implementarea practică a metodelor discutate în acest capitol, furnizând material și pentru o serie de comparații între rezultatele obținute cu diverse metode.

Capitolul 4 se referă la o categorie aparte de metode de alocare, bazate pe principiul repartiției proporționale și al trasabilității. Sunt analizate în principal două

metode: metoda Bialek [Bialek1996], [Bialek1997], [Bialek1998], [Bialek2004], [Gamm2005] și metoda Kirschen [Kirschen1997], [Strbac1998], [Kirschen1999], [Kirschen2004]. Metodele au fost extinse și pentru alocarea pierderilor de putere activă, cu o procedură originală de evaluarea a pierderilor de putere activă [Pop2007]. Studiile de caz realizate evidențiază o serie de aspecte de implementare practică, utilizând instrumente soft proprii. Și în acest capitol se formulează aprecieri critice la privind unele ipoteze simplificatoare nejustificate.

Capitolul 5 abordează problema managementului congestiilor interzonale și intrazonale în sistemele electroenergetice interconectate [Bielecki2004], [Krause2005], [Harvey2000], [Hunt2002], [Laffaye2004], [Shahidehpour2001], [Alomoush1999], [Griffin2005], [Stoft1997], [Shahidehpour2004]. Se subliniază și în acest domeniu necesitatea abordării cu metode care să nu facă uz de ipoteze simplificatoare de genul circulației de puteri în curent continuu, extinzându-se modelele matematice discutate în capitolul 2. Studiile de caz, realizate asupra unor sisteme test, lămuresc o serie de aspecte practice de implementare a metodelor discutate,

Capitolul 6 prezintă și soluționează problema transferurilor indirect de putere de ordinul sutelor de MW prin intermediul unui sistem tampon. Și aici se utilizează un model matematic complet, bazat pe circulația de puteri în curent alternativ. Studiul de caz, realizat asupra unui sistem test, conduce la o serie de concluzii interesante.

Capitolul 7 este în întregime original, reprezentând principala parte aplicativă a lucrării. El are ca obiect un amplu studiu de caz privind aplicarea metodelor de acces la sistemul de transport al energiei electrice, cu alte cuvinte alocarea costurilor de transport participanților la piața de energie electrică (generic numiți producători și consumatori) la un sistem electroenergetic real de mari dimensiuni. Acesta este subsistemul de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest al sistemului electroenergetic al României, acoperit în principal de Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca. Regimul de funcționare analizat este unul real, de tip vârf de sarcină, la nivelul anilor 2007-2008. Aplicații similare au fost utilizate și în cadrul unor contracte de cercetare derulate în perioada respectivă în cadrul Catedrei de Electroenergetică a Universității "Politehnica" din Timișoara, beneficiar fiind C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., operatorul de transport și de sistem în România, prin intermediul Sucursalei de Transport Timișoara.

Ultimul capitol sintetizează concluziile generale ale tezei și realizează o prezentare sistematizată a contribuțiilor originale, urmate de reliefașii direcțiilor și perspectivelor oferite de lucrarea de față pentru continuarea cercetărilor și aplicarea rezultatelor și a experienței obținute. Instrumentele soft elaborate sunt de utilitate generală, oferind un suport eficient operatorilor de transport și sistem.

Cele 7 anexe ale tezei de doctorat prezintă o serie de elemente și rezultate de detaliu, referitoare la sistemele Test folosite în cadrul tezei și la cel real (parte importantă a sistemului electroenergetic al României), precum și la regimurile de funcționare studiate și la rezultatele obținute.

O bună parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate sau sunt în curs de publicare. Se menționează faptul că din totalul de 14 lucrări proprii care figurează în lista bibliografică, 3 au fost publicate în volumele unor manifestări științifice de prestigiu din străinătate [Pop2008a], [Pop2008b], [Barbulescu2008], restul fiind publicate în țară [Nemes2005a], [Nemes2005b], [Nemes2007], [Pop2007], [Pop2008c], [Pop2009] sau constituind protocoale de contract și referate de cercetare.

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de direcții privind cercetarea ulterioară în domeniu. Se recomandă ferm dezvoltarea unor modele matematice complete, fără ipoteze simplificatoare (unele cu totul nejustificate în condițiile tehnicii de calcul actuale), și continuarea cercetărilor în ceea ce privește alegerea celor mai echitabile metode de alocare a costului transportului energiei electrice participanților la piața de energie. Problema prezintă un deosebit interes atât operatorilor de transport și de sistem, cât și participanților la piața de energie electrică (producătorii, distribuitorii și utilizatorii de energie electrică). Teza de doctorat reprezintă un pas în soluționarea unor probleme în care cu siguranță nu s-a spus încă ultimul cuvânt.

## 2. ACCESUL DESCHIS LA REȚEAUA DE TRANSPORT

### 2.1. Considerații preliminare

Accesul deschis la rețeaua de transport este una dintre problemele cele mai controversate în privatizarea energiei electrice [Hautot2000]. Sursele de energie electrică sunt concentrate, de regulă, în anumite zone, în general mai restrânse, iar consumatorii sunt răspândiți în toată aria de interes. Rețeaua de transport reprezintă un sistem cu coordonare complexă, care are rolul de a furniza energie consumatorilor energia produsă de cele mai diverse tipuri de surse. Acest serviciu trebuie asigurat în condițiile respectării unui număr mare de restricții de natură tehnică și economică, a standardelor de calitate și de fiabilitate.

Accesul deschis la rețeaua de transport (Transmission Open Access – TOA) este un concept ale cărei structuri economice, regulatorii și de implementare continuă să se adapteze cerințelor specifice fiecărei țări. La ora actuală au fost propuse și implementate diferite variante ale accesului deschis, scopul rămânând mereu același – combinarea prețului serviciului tradițional cu piața de energie competitivă. Accesul deschis la rețeaua de transport [Perez1995, Ilic1998] se poate clasifica în funcție de:

- **Structurile sistemului electric**

Există două probleme structurale relevante. Accesul deschis poate fi considerat ca o structură unică de repartizare independentă, care se poate întinde de la o singură structură integrată vertical până la o piață de energie închisă, respectiv ca un nivel de structuri multiple, cu repartizare independentă. Transportul energiei electrice poate fi integrat vertical sau poate fi independent de generare și de distribuție. În cazul unei companii de transport independente, reglarea prețului pentru furnizarea serviciilor de sistem pe baze nediscriminatorii se realizează mult mai ușor. Pentru structurile de transport integrate vertical, producătorii de energie și companiile de distribuție au tendința de a adopta costuri diferite, pe baza celor corespunzătoare fiecărei utilități.

- **Caracteristicile tranzacției**

Tipic, accesul la rețeaua de transport nu este garantat tuturor participanților din sistemul electric de putere. Un exemplu sugestiv se referă la furnizori independenți, al căror acces poate fi limitat, deoarece își pot comercializa energia din surse de generare proprii. Dreptul poate fi garantat tuturor serviciilor electrice din cadrul companiilor cu repartizare independentă, dar și generatoarelor independente și/sau tuturor consumatorilor. În aceste două cazuri, dreptul se va aplica prin tranzacții:

- **tranzacții pe termen scurt** – tranzacții fizice negociate și contractate în timpul repartizării economice în timp real.
- **tranzacții pe termen lung** – tranzacții contractate în avans, pentru durate de ordinul de mărime al săptămânilor, lunilor sau chiar anilor.
  - O altă clasificarea se referă la tipul tranzacțiilor:
- **tranzacții fizice**, realizate între agenții tranzacției, în condițiile inexistenței unor conflicte privind criteriile de siguranță în funcționare;
- **tranzacțiile monetare**, care se referă la înțelegeri comerciale, între un anumit producător și un anumit consumator, fiind de obicei ignorate la repartizarea optimă a puterii generate (nu implică prioritate pentru consumatorul contractant).

Majoritatea tranzacțiilor sunt de tip „mixt”, conținând atât caracteristici fizice, cât și monetare.

## 2.2. Structura sistemelor electroenergetice (SEE) dereglementate

Componentele pieței de energie electrică [Lai2001], [Shahidehpour2003] sunt companiile de generare, consumatorii, companiile de distribuție, coordonatorii planificării, proprietarii rețelei de transport, operatorul independent de sistem și operatorii pieței. În funcție de structura și de cadrul de reglementate, unele din aceste componente pot fi independente sau parțial grupate.

- **GENCOs (Generation Companies)** – companiile de generare, responsabile pentru producerea energiei electrice. Accesul deschis la rețeaua de transport permite accesul fără restricții al tuturor companiilor de generare;
- **DISCOs (Distribution Companies) și comercianții** – DISCOs asigură distribuția energiei electrice, în timp ce comercianții oferă energiei electrice vânzătorilor și cumpărătorilor.
- **Proprietarii rețelei de transport (Transmission Operators – TOs)** – asigură transportul energiei electrice de la producători la distribuitori, în condițiile tratării nediscriminatorii a tuturor utilizatorilor rețelei de transport
- **Operatorii grupului BOT (Build Operation Transfer – BOT)** – se ocupă de contractele pe termen lung.
- **Coordonatorii planificării (Scheduling Coordinators – SCs)** – coordonează planificarea încărcării grupurilor generatoare, după reguli care pot diferi de cele ale pieței. În majoritatea situațiilor sunt componente integrante ale pieței, dar sunt și piețe care nu permit operarea SC.
- **Operatorul independent de sistem (Independent System Operator – ISO)** – instituția supremă în controlul sistemului de transport, asigurând menținerea echilibrului în sistem între puterea generată și cea consumată. Coordonează repartitia puterilor generate, în condițiile respectării tuturor cerințelor și restricțiilor de natură tehnică și economică.
- **Operatorii pieței** – piețele „day-ahead” („cu o zi înainte”) și „hour-ahead” („cu o oră înainte”). Pentru prima piață planificarea ofertelor se realizează pentru fiecare oră a zilei următoare, vânzătorii și cumpărătorii licitând planificarea puterilor generate, respectiv a celor consumate (prețurile de clearing sunt determinate pentru fiecare oră). Piața „hour-ahead” realizează negocierile pentru următoarea oră, ofertele nefiind iterative (ca la piața „day-ahead”).

## 2.3. Piețele spot și bursele de energie

### 2.3.1. Piețele spot

O piață spot este definită ca o piață în care produsele sunt vândute și cumpărate pentru livrare imediată. Aceasta diferă de piețele „futures”, în care livrarea produsului (în acest caz, energia) se va realiza la o dată viitoare. Timpul este singurul criteriu care distinge piețele spot de alte piețe. În cadrul piețelor de energie liberalizate, termenul de piață spot este folosită în contextul piețelor „day-ahead”, „hour-ahead” și „real-time” („în timp real”), chiar dată terminologia diferă puțin. La ora actuală, piețele „real-time” sunt considerate piețe spot, în care majoritatea schimburilor de energie se referă la tranzacții „day-ahead” ca tranzacții spot.

De obicei, piețele spot sunt organizate ca licitații, în care participanții își prezintă ofertele de generare și de consum. Cunoscând aceste date, operatorul independent de sistem determină mecanismul de clearing al pieței, pentru care balanța dintre cerere



și ofertă determină prețul de clearing. Pentru funcționarea piețelor spot se pot distinge patru etape:

1. **Ofertarea.** Perioada de timp pentru care este realizată ofertarea este, de obicei, planificată la perioade de o oră sau 30 de minute. Pentru fiecare interval, ofertele vor fi transferate operatorului independent de sistem până la un termen limită fixat. Producătorii de energie își plasează ofertele de putere generată în funcție de prețul și de cantitatea de energie pe care ei doresc să o producă. Consumatorii își propun ofertele privind puterea consumată și prețul maxim pe care ei doresc să îl plătească.
2. **Cliring-ul.** Când licitația este închisă, operatorul pieței calculează prețul de clearing și cantitatea de energie pentru fiecare interval de timp. Soluția pieței reprezintă intersecția curbelor de generare și de consum. Prețul de clearing sau prețul marginal va fi fixat de generatorul din nodul de echilibrare.
3. **Livrarea fizică.** După stabilirea tranzacțiilor, are loc livrarea fizică. Generatoarele și consumatorii produc, respectiv consumă, în funcție de rezultatul procesului de clearing a pieței.
4. **Tranzacțiile financiare.** Acesta este ultima etapă. Cumpărătorii plătesc pentru energia consumată, în timp ce operatorul pieței va plăti producătorilor energia injectată în sistem. Prețul marginal este aplicat tuturor participanților pieței.

### 2.3.2. Bursele de energie

*Bursa de energie* (Power Exchange – PX) este o organizație independentă, nonguvernamentală și nonprofit, ce administrează piața de energie. Uneori, această organizație este cunoscută și sub denumirea de piața prețului spot. Caracteristica esențială este că energia poate fi achiziționată sau vândută într-o manieră competitivă, în funcție de oferte și de prețuri. Participanții din cadrul bursei sunt:

- producătorii de energie;
- brokerii;
- companiile de consum;
- vânzătorii cu amănuntul;
- clienții industriali mari;
- sursele de cogenerarea.

În general, bursa include piețele „day-ahead” și „hour-ahead”. Ea oferă o piață competitivă prin existența unei licitații electronice, în cadrul căreia participanții vând și cumpără energie rapid și simplu. În cadrul licitației se stabilește un preț de clearing al pieței pentru fiecare oră a zilei următoare. La aceasta se adaugă faptul că bursa administrează planificarea și echilibrarea resurselor de generare și de consum.

Obiectivele bursei constau în garantarea accesului liber al tuturor participanților, cu excepția consumatorilor mici. Avantajul bursei constă în eliminarea complexității înțelegerilor privind generarea, transportul și achiziționarea energiei.

### 2.4. Metode generale pentru managementul congestiilor

În condițiile pieței libere a energiei există posibilitatea apariției congestiilor în rețeaua de transport a energiei electrice (depășirea capacității fizice de transport pentru anumite elemente de rețea. Structurile și regulile diferite de piață conduc la diverse metode de management al congestiilor. În esență, o metodă adecvată pentru rezolvarea congestiilor în piețele competitive ar trebui aibă următoarele caracteristici:

- **Corectitudine și nediscriminare.** Pentru același serviciu, participanții pieței ar trebui să plătească același preț și ar trebui să fie tratați egal.

- **Eficiență economică.** Comportamentul individual al generatoarelor, al consumatorilor și operatorilor rețelei de transport ar trebui să conducă la un sistem cu o funcționare optimă, folosind stimulente relevante, care pot implica cheltuieli ce reflectă costul implicat.
- **Transparență și nonambiguitate.** Procesul de management al congestiilor ar trebui să fie clar pentru fiecare participant la piață și ar trebui să prezinte și o protecție pentru prevenirea jocului pieței. În plus, simplitatea este esențială pentru ca toți participanții să înțeleagă regulile pieței.
- **Fezabilitate.** Managementului congestiilor trebuie să conducă întotdeauna la o soluție fezabilă, cu menținerea siguranței în funcționare a sistemului.
- **Compatibilitate cu diferite tipuri de contracte.** Este necesară compatibilitatea cu piața spot, piața „real-time” și cu contractele bilaterale, pe termen scurt sau pe termen lung.

Se menționează și două caracteristici suplimentare pentru managementul congestiilor în rețeaua de transport al energiei electrice:

- reglarea tranzacțiilor care asigură menținerea funcționării sistemului în limitele de securitate;
- colectarea cheltuielilor de congestie de la participanții pieței și plata cheltuielilor de congestie către compania care administrează rețeaua de transport, pentru compensarea investițiilor necesare.

Pornind de la caracteristicile descrise anterior, există o multitudine de soluții pentru proiectarea piețelor de energie. Datorită nivelului de complexitate și a numărului redus al piețelor existente este dificilă realizarea unei clasificări stricte a modelelor de piață. În literatură sunt prezentate [Conejo2002b, Finney1997] trei modele:

#### **Modelul PoolCo**

Modelul PoolCo este definit ca o piață centralizată, în care participanții (vânzătorii sau cumpărătorii) își prezintă ofertele de preț pentru vânzarea sau cumpărarea energiei. Modelul PoolCo [Shahidehpour2001, Lai2001] cuprinde:

- furnizorii de energie;
- companiile de distribuție a energiei;
- o entitate (ISO) responsabilă pentru stabilirea procedurilor de ofertare, pentru programarea și repartizarea puterilor generate, pentru menținerea unor condiții corespunzătoare de funcționare a sistemului și pentru asigurarea unui acces liber.

PoolCo nu este proprietarul surselor de putere și al rețelei de distribuție, dar controlează disponibilitatea rețelelor de transport și de distribuție. De asemenea, asigură accesul nediscriminatoriu la cele două rețele, încurajând funcționarea eficientă prin fixarea liberă a taxelor la producători și distribuitori, pentru ca aceștia să își poată acoperi cheltuielile de funcționare.

În această piață, vânzătorii și cumpărătorii își prezintă ofertele pentru energia generată, în bursă sau în afara ei. Vânzătorii pot concura pentru dreptul de injectare a puterii în rețea, mai puțin pentru clienții specificați. Dacă prețul ofertat al unui producător este prea mare, atunci este foarte posibil că acest producător să nu își poată vinde energia. Pe de altă parte, dacă oferta de preț a unui cumpărător este prea mică, atunci acest cumpărător nu va putea achiziționa energie. Bursele de energie vor determina un singur preț spot, oferind participanților un semnal clar pentru decizii de investiții și de consum.

Ofertanții producători care câștigă, sunt plătiți la prețul spot al bursei. De regulă, acești producători sunt încurajați să extindă ofertele, ceea ce poate conduce la forțarea ieșirii din cadrul bursei a surselor foarte scumpe. Dinamica bursei va conduce prețul spot la un nivel competitiv, egal cu costul marginal al celor mai eficiente grupuri generatoare.

Vânzătorii și cumpărătorii nu au dreptul să încheie contracte individuale de energie, dar pot deține contracte financiare opționale – contracte pentru diferențe (Contract for Differences – CFDs). Acestea sunt contracte bilaterale încheiate între companiile de generare și cele de distribuție, având rol de protecție a prețurilor pe termen lung. Apariția acestor contracte este cauzată de volatilitatea prețurilor spot ca urmare a unor situații de conjunctură.

#### **Modelul contractelor bilaterale**

Modelul contractelor bilaterale prezintă două caracteristici importante:

- rolul operatorului independent de sistem este limitat;
- participanții la piață pot negocia direct.

Acest model permite contracte directe între participanți, fără ca ei să folosească aranjamentele bursei. Accesul liber la rețeaua de transport este garantat și se fixează regulile pieței. Operatorul independent de sistem trebuie informat de către producători în ceea ce privește prețul, cantitatea, locația și modul de repartizare al puterilor generate.

De asemenea, operatorul trebuie să se asigure că există suficiente resurse pentru realizarea tranzacțiilor, cu menținerea siguranței sistemului. Astfel, este necesar ca producătorii să prezintă oferte incrementale, respectiv decrementale, de energie pentru a preveni apariția congestiilor în sistem. Pentru evitarea restricțiilor încălcării restricțiilor, se calculează circulațiile de puteri. În plus, acest model poate determina contribuțiile surselor individuale la circulațiile de puteri. În cazul în care utilizatorii pierd în procesul de ofertare, ei pot să-și găsească alți furnizori de energie pentru satisfacerea consumului, sau își pot modifica profilul consumului.

#### **Modelul hibrid**

Acest model combină caracteristicile celor două modele anterioare. Modelul hibrid [Lai2001, Stoft2003] diferă de modelul PoolCo, deoarece utilizarea bursei nu este obligatorie, iar participanții pot încheia contracte bilaterale și își pot alege furnizorii din bursă. Bursa va deservi toți participanții (cumpărătorii, vânzătorii), care nu doresc să semneze contracte bilaterale. Un astfel de exemplu este modelul California din Statele Unite ale Americii. Structura sa prezintă avantajul unei flexibilități maxime: cumpărătorii pot apela la bursă sau direct la furnizori.

La fel ca în modelul PoolCo, companiile de generare, care vor opta pentru a concura în cadrul bursei vor prezenta oferte competitive. Toate contractele bilaterale vor fi planificate pentru a satisface consumul, cu excepția situațiilor când ar conduce la depășirea limitei superioare pe liniile de transport.

Existența bursei poate conduce la identificarea eficientă a cerințelor consumatorilor individuali de energie și simplifică procesul de echilibrare a producerii de energie. Modelul hibrid oferă participanților pieței posibilitatea de a alege între două opțiuni bazate pe prețuri și pe servicii.

## **2.5. Prețul transportului energiei**

Una dintre problemele cheie a sistemului de transport al energiei într-un mediu independent se referă la necesitatea stabilirii unui preț pentru serviciile de sistem pe baze nediscriminatorii. Prețurile trebuie să fie simple și transparente. Un preț stabilit corect furnizează semnale economice pentru recuperarea cheltuielilor curente, pe termen scurt, respectiv a celor de investiții, pe termen lung, precum și pentru o alocare corectă a prețurilor pentru participanți.

Prețul serviciului de transport conține patru componente:

- **Costul de funcționare**, care se referă la cheltuielile de producere a puterii generate aferente unei tranzacții. Determinat din oră în oră, el poate fi estimat folosind modelul circulației optime de puteri (Optimal Power Flow – OPF )
- **Costul de oportunitate**, care reprezintă componenta de preț pe care o obține proprietarul sistemului de transport ca o consecință încălcării unor restricții de funcționare, din cauza tranzacției în cauză, element ce pot afecta siguranța sistemului.
- **Costul de extindere**, care se reprezintă o parte din cheltuielile de investiții necesare pentru conectarea unor noi utilizatori, respectiv pentru extinderea pe termen lung a sistemului.
- **Costul existent**, care cuprinde cheltuielile propriu-zise de transport implicate de o anumită tranzacție.

În general, prețul total transportului puterii aferente unei tranzacții în este suma tuturor celor patru componente. Primele trei componente constituie prețul incremental (diferențial). În [Ilic1998], [Lai2001] sunt folosite noțiunile de preț incremental pe termen scurt, respectiv preț incremental pe termen lung. Prețul incremental pe termen scurt se referă la costul de funcționare și cel de oportunitate, în timp ce prețul pe termen lung cuprinde și costul de expansiune. O altă noțiune utilizată este costul congestiei, care este o componentă a costului de oportunitate.

În consecință, pentru o anumită tranzacție  $t$  prețul transportului are expresia:

$$TC_t = OPG_t + OPY_t + RFT_t + EXT_t \quad (2.1)$$

unde:  $OPG_t$  – costul de funcționare pentru tranzacția  $t$ ;  $OPY_t$  – costul de oportunitate pentru tranzacția  $t$ ;  $RFT_t$  – costul de expansiune pentru tranzacția  $t$ ;  $EXT_t$  – costul existent pentru tranzacția  $t$ .

Prețul transportului este una din problemele cele mai complicate din cadrul restructurării sistemelor de putere, din cauza legilor fizice care guvernează circulația de puteri din rețeaua de transport. Având în vedere că generatoarele și consumatorii sunt conectați la rețeaua de transport, acțiunea unui participant are consecințe și asupra celorlalți participanți, făcând dificilă investigarea componentei de preț care revine fiecărui participant în parte.

Pentru determinarea costului transportului s-au propus și alte metode, câteva din ele fiind prezentate în [Khatib2007], [Shirmohammadi1996]. Majoritatea metodelor folosesc două mărimi: prețul capacității de transport și prețul unitar al capacității de transport. Prețul capacității de transport poate fi calculat cu ajutorul prețurilor înglobate, incrementale și marginale. El poate fi determinat pe termen scurt, pentru capacitatea de transport existentă, sau pe termen lung, cu includerea extinderii acesteia.

În continuare, se vor prezenta noțiunile de preț înglobat și preț incremental.

### **Prețul înglobat**

Prețul înglobat reprezintă prețul corespunzător plății facilităților de transport existente. Prețul înglobat anual  $ECC_t$  corespunzător tranzacției  $t$  se definește astfel:

$$ECC_t = \sum_{f \in F} \frac{|\Delta P_{f,t}| \cdot EC_f}{\sum_{s \in S} |\Delta P_{f,s}|} \quad (2.2)$$

unde:  $\Delta P_{f,t}$  – modificarea circulației de putere activă datorate tranzacției  $t$  pe facilitatea  $f$ ;  $\Delta P_{f,s}$  – modificarea circulației de putere activă datorate tranzacției  $s$  pe facilitatea  $f$ ;  $EC_f$  – prețul înglobat anual al facilității de transport  $f$ ;  $S$  – mulțimea tranzacțiilor;  $F$  – mulțimea facilităților de transport.

### Prețul incremental

Prețul incremental [Kovasc1994], [Ferrero1998], [Meisel1993], [Walters1993] reprezintă corespunzător plății noilor facilități de transport realizate pe toată durata contractului referitor la o anumită tranzacție. Prețul incremental  $ICC_t$  corespunzător tranzacției  $t$  se definește astfel:

$$ICC_t = \sum_{y \in Y} \sum_{f \in FI} \frac{|\Delta P_{f,t,y}| \cdot IC_{f,y}}{\sum_{s \in S} |\Delta P_{f,s,y}|} \cdot PWF_y \quad (2.3)$$

în care:  $\Delta P_{f,t,y}$  - modificarea circulației de putere activă datorate tranzacției  $t$  pe facilitatea  $f$  pentru anul  $y$ ;  $\Delta P_{f,s,y}$  - modificarea circulației de putere activă datorate tranzacției  $s$  pe facilitatea  $f$  pentru anul  $y$ ;  $IC_{f,y}$  - prețul incremental al facilității  $f$  în anul  $y$ ;  $PWF_y$  - coeficientul de actualizare a cheltuielilor pentru anul  $y$  (Present Worth Factor – PWF);  $S$  - mulțimea tranzacțiilor;  $FI$  - mulțimea facilităților incrementale;  $Y$  - mulțimea anilor serviciului.

Prețul serviciului de transport se determină ca fiind suma prețurilor înglobate și a prețurilor incrementale ale furnizării serviciului de transport.

## 2.6. Prețul marginal local

### 2.6.1. Definirea prețului marginal

Prețul marginal local este prețul de referință pentru vânzarea și cumpărarea energiei electrice într-un sistem dereglementat, fiind determinat pentru fiecare nod.

Prin definiție prețul nodal sau prețul marginal local (Locational Marginal Price – LMP) reprezintă prețul minim al furnizării următorului MW pentru consum, într-un nod specificat, luând în considerare prețurile marginale al puterilor generate și relațiile de restricție specifice OPF.

Prețul marginal local poate fi abordat sub în următoarele ipoteze [Jiang1995], [Shirmohammadi1996]:

- prețul marginal pe termen scurt (Short-Run Marginal Price – SRMP);
- prețul marginal pe termen lung (Long-Run Marginal Price – LRMP).

Prețul marginal pe termen scurt este prețul marginal pentru furnizarea unui MW suplimentar menținând celelalte puteri consumate constante. Conform [Tabors1994], prețul marginal pe termen scurt cuprinde următoarele componente:

$$LMP = \frac{\text{Costul marginal al puterii generate}}{\text{Costul eventualelor congestii}} + \frac{\text{Costul marginal al pierderilor de putere}}{\text{Costul eventualelor congestii}} \quad (2.4)$$

Acest preț se bazează pe prețul spot și reflectă valoarea „shadow” sau costul de oportunitate asociat cu incrementul cererii la un nod dat din rețea.

Prețul marginal pe termen lung include în plus și valoarea investițiilor pentru extinderea sistemului, scopul fiind susținerea creșterii consumului.

SRMP poate fi mai mare sau mai mic LRMP. În absența congestiilor valoarea ei fi mai mică sau egală cu cea a LRMP. În prezența congestiilor, valoarea SRMP poate fi mai mare decât cea a LRMP.

Prețul marginal pe termen scurt este folosit mai frecvent, deoarece prezintă un proces de calcul simplu, în care valorile se determină pe termen lung. Chiar dacă aceste prețuri sunt stabile pe durata unui an, ele au tendința să fie volatile pentru calculul valorilor de rețea de la an la an, deoarece sunt afectate de perioada de timp a deciziilor de investiții individuale. Prețul marginal pe termen lung este mult mai

corect, însă aplicarea sa în practică poate întâmpina dificultăți datorită complexității calculului și a restricțiilor impuse.

În [Chen2002] se prezintă modul de determinare a componentelor prețurilor marginale locale utilizat de către operatorul independent de sistem Mid-West (MISO) din Statele Unite ale Americii, unde se consideră că MW-ul suplimentar va fi generat în nodul de echilibrare e al sistemului.

În aceste condiții, pentru un nod  $i$  relația (2.4) se poate scrie și sub forma:

$$LMP_i = MEC_e + MCC_i + MLC_i \quad (2.5)$$

unde  $MEC_e$  – componenta corespunzătoare puterii generate în nodul de echilibrare;  $MCC_i$  – componenta corespunzătoare eventualelor congestii;  $MLC_i$  – componenta corespunzătoare pierderilor de putere.

Componenta corespunzătoare puterii generate este determinată de curba de cost a puterii generate în nodul de echilibrare.

Componenta aferentă eventualelor congestii se determină cu relația:

$$MCC_i = \sum_{k \in K} (GSF_{ik} \cdot FSP_k) \quad (2.6)$$

unde  $k$  – congestie din mulțimea  $K$  a congestiilor;  $GSF_{ik}$  – factorul de distribuție a puterii generate pentru nodul  $i$  și congestia  $k$ ;  $FSP_k$  – taxa de penalizare a congestiei  $k$ .

Componenta corespunzătoare pierderilor se determină cu relația:

$$MLC_i = (DF_i - 1) \cdot MEC_e \quad (2.7)$$

unde  $DF_i$  este factorul de distribuție în nodul  $i$  al puterii generate în nodul de echilibrare:

$$DF_i = 1 - \frac{\partial \Delta P}{\partial P_{gi}} \quad (2.8)$$

unde  $\Delta P$  – pierderile de putere pe ansamblul sistemului;  $P_{gi}$  – puterea generată în nodul de  $i$ .

Deci,  $\partial \Delta P / \partial P_{gi}$  reprezintă modificarea pierderilor de putere din sistem datorată unei modificări infinitezimale în injecția de putere la nodul  $i$ .

Este necesară o procedură de ofertare, împreună cu un model matematic pentru determinarea prețurilor marginale locale.

### 2.6.2. Procedura de ofertare

Pentru un anumit regim de funcționare (structura sistemului dată, puterile consumate cunoscute), operatorul independent de sistem determină puterile generate pe baza OPF și prețurile marginale.

Procedura de ofertare pentru o perioadă specificată este următoarea:

- fiecare producător transmite operatorului independent de sistem informații privind puterea minimă și maximă pe care o poate livra sistemului, precum și oferta de preț pentru vânzarea unui MW;
- fiecare consumator transmite operatorului independent de sistem informațiile cu privire la puterea minimă și maximă cerută, precum și solicitarea de putere în condiții de urgență;
- operatorul independent de sistem va determina circulațiile de puteri pentru fiecare regim de funcționare (în condiții de OPF și ținând cont de ofertele producătorilor și cererile consumatorilor) și prețurile marginale aferente.

### 2.6.3. Calculul prețului marginal local

În acest paragraf se prezintă maniera propusă în lucrare pentru calculul prețului marginal local pe termen scurt (nu se iau în considerare investițiile ulterioare pentru extinderea sistemului de transport al energiei electrice), considerat în cele ce urmează ca preț marginal local.

Metodele prezentate în marea majoritate a lucrărilor, chiar și de dată relativ recentă, au la bază determinarea circulației de puteri „în curent continuu” și soluționarea simplificată a optimizării regimului (OPF) ca problemă de programare liniară [Lai2001], [Abhyankar2006], [Alomoush1999], [Alvarado1999], [Buygi2004a], [Krause2005], [Chun2005], [Kumar2004], [Nemes2004], [Paunescu2007], [Shahidehpour2004], [Yu2005], [Gribik2005], [Nemes2006].

Maniera adoptată în lucrare pentru determinarea prețurilor marginale locale are la bază modelele prezentate în [Kilyeni2008], [Barbulescu2009], [Momoh2001]. Circulația de puteri se soluționează complet (în curent alternativ), iar problema de OPF care stă la baza calculului prețurilor marginale se soluționează de asemenea complet, ca o problemă de optimizare de foarte mari dimensiuni [Kilyeni2009].

Aspectele prezentate în acest paragraf se referă la calculul LMP în absența congestiilor, cu alte cuvinte intră în discuție prima și a treia componentă din relația (2.4). Evaluarea LMP în cu în prezența congestiilor va fi prezentată în subcapitolul 2.8.

#### 2.6.3.1. Modelul matematic

Conform [Kilyeni2008], [Eremia2006], [Momoh2001], [El-Hawary2008], modelul matematic complet al optimizării regimului permanent normal reprezintă în esență, o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, având forma definită de relațiile (2.9) - (2.11) care definesc variabilele (de stare și de optimizare), relațiile de restricție (RR) și funcția obiectiv (FOB).

Mărimile care intervin în relațiile (2.9) - (2.24) au următoarele semnificații:

- $P_{ci}$  și  $Q_{ci}$ ,  $i \in N$  – puterile active și reactive consumate în nodul  $i$  ;
- $P_{gi}$  și  $Q_{gi}$ ,  $i \in G$  – puterile active și reactive generate în nodul  $i$  ;
- $U_i$  și  $\delta_i$ ,  $i \in N$  – modulul, respectiv faza, tensiunii în nodul  $i$  ;
- $\mathbf{U}$  și  $\delta$  – vectorul modulelor, respectiv fazelor, tensiunilor nodale;
- $p_{gi}^{min}$ ,  $p_{gi}^{max}$ ,  $i \in G$  – limitele inferioară și superioară ale puterii active generate în nodul  $i$  ;
- $q_{gi}^{min}$ ,  $q_{gi}^{max}$ ,  $i \in G$  – limitele inferioară și superioară ale puterii reactive generate în nodul  $i$  ;
- $U_i^{min}$  și  $U_i^{max}$ ,  $i \in N$  – limitele inferioară și superioară ale valorii tensiunii în nodul  $i$  ;
- $K_{ij}$ ,  $ij \in T$  – raportul de transformare al transformatorului și autotransformatorului (modulul la autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal)  $ij$  ;
- $\Omega_{ij}$ ,  $ij \in T$  – faza raportului de transformare al autotransformatorului cu reglaj longo-transversal  $ij$  ;
- $\mathbf{K}$ ,  $\mathbf{\Omega}$  – vectorii modulelor, respectiv fazelor, rapoartelor de transformare;
- $K_{ij}^{min}$  și  $K_{ij}^{max}$ ,  $ij \in T$  – limitele inferioară și superioară ale lui  $K_{ij}$  ;

- $\Omega_{ij}^{min}$  și  $\Omega_{ij}^{max}$ ,  $ij \in T$  – limitele inferioară și superioară ale lui  $\Omega_{ij}$ ;
- $P_{ij}$  și  $Q_{ij}$ ,  $ij \in R$  – puterile active și reactive care circulă prin elementul de rețea  $ij$ , de la nodul  $i$  către nodul  $j$ ;
- $S_{ij}$  ( $I_{ij}$ ) – puterea aparentă (curentul) care circulă prin elementul de rețea  $ij$ , de la nodul  $i$  către nodul  $j$ ;
- $P_{ij}^{min}$  și  $P_{ij}^{max}$ ,  $ij \in R$  – limitele inferioară și superioară ale puterii active  $P_{ij}$ ;
- $S_{ij}^{min}$  și  $S_{ij}^{max}$  ( $I_{ij}^{min}$  și  $I_{ij}^{max}$ ),  $ij \in R$  – limitele inferioară și superioară ale puterii aparente  $S_{ij}$  (curentului  $I_{ij}$ );
- $C_i(P_{gi})$ ,  $i \in G$  – caracteristica costului puterii generate în nodul  $i$ ;
- $a_i, b_i, c_i$ ,  $i \in G$  – coeficienți caracteristicii  $C_i(P_{gi})$ .

În aceste condiții, modelul matematic discutat este de forma următoare (cu mențiunea că toate relațiile sunt exprimate în unități relative, iar convențiile de semne pentru puteri sunt cele uzuale, precizate în [Kilyeni2008], la fel ca și mărimile de bază pentru sistemul de unități relative):

- variabile:

⇒ de stare (cele corespunzătoare circulației de puteri):

$$\delta_i, i \in N \setminus e, P_{ge}, U_i, i \in C, Q_{gi}, i \in G \quad (2.9)$$

și, eventual,

$$P_{ij}, Q_{ij}, ij \in R, S_{ij}, ij \in R \text{ sau } I_{ij}, ij \in R \quad (2.10)$$

⇒ de optimizare:

$$U_i, i \in G, P_{gi}, i \in G \setminus e, K_{ij}, ij \in T, \Omega_{ij}, ij \in T \quad (2.11)$$

- relații de restricție (RR):

⇒ de tip egalitate (corespunzătoare bilanțurilor de puteri în noduri, caracteristică calculului de circulație de puteri – relațiile (2.1)):

$$\begin{cases} P_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) - P_{gi} - P_{ci} = 0, & i \in N \\ Q_i(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) - Q_{gi} - Q_{ci} = 0, & i \in N \end{cases} \quad (2.12)$$

unde puterile  $P_i$  și  $Q_i$  au expresiile definite în relația (2.1):

$$\begin{cases} P_i = U_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \\ Q_i = -U_i^2 \cdot B_{ii} + \sum_{\substack{j \in N \\ j \neq i}} U_i \cdot U_j \cdot [G_{ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], & i \in N \end{cases} \quad (2.13)$$

unde elementele diagonale  $Y_{ii} = G_{ii} + j \cdot B_{ii}$ ,  $i = \overline{1, n}$  ale matricei de admitanță nodală  $\mathbf{Y}_n$  reprezintă admitanțele proprii sau de intrare, valorile lor rezultând prin însumarea admitanțelor tuturor laturilor incidente la nodul  $i$ , iar cele 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  $j$ .



⇒ de tip inegalitate (limitarea superioară și inferioară a valorii unor mărimi):

$$P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \quad (2.14)$$

$$Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max}, \quad i \in G \quad (2.15)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in C \quad (2.16)$$

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) \leq P_{ij}^{max}, \quad ij \in R \quad (2.17)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}) \leq S_{ij}^{max}, \quad ij \in R \quad (2.18)$$

$$P_{gi}^{min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{max}, \quad i \in G \setminus e \quad (2.19)$$

$$U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max}, \quad i \in G \quad (2.20)$$

$$K_{ij}^{min} \leq K_{ij} \leq K_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (2.21)$$

$$\Omega_{ij}^{min} \leq \Omega_{ij} \leq \Omega_{ij}^{max}, \quad ij \in T \quad (2.22)$$

unde RR au fost astfel ordonate încât relațiile (2.14) - (2.18) privesc variabilele de stare, relațiile (2.19) - (2.23) variabilele de optimizare, iar puterile  $S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij}$ ,  $ij \in R$  au expresiile:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases}, \quad ij \in R \quad (2.23)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}, \quad ij \in R \quad (2.24)$$

- funcția obiectiv (FOB):

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) = \text{Minim} \quad (2.25)$$

unde caracteristicile de cheltuieli  $C_i(P_{gi})$  au în general o formă oarecare, forma cea mai simplă fiind un polinom de gradul 2 în  $P_{gi}$ :

$$C_i(P_{gi}) = a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i, \quad i \in G \quad (2.26)$$

Pentru soluționarea acestei probleme de optimizare neliniară cu restricții se utilizează metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu cea a multiplicatorilor Lagrange generalizată și metoda gradientului conjugat, prezentate în [Kilyeni2009]. În acest scop, se construiește funcția auxiliară  $\Phi$  de forma:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (2.27)$$

unde  $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e$ ;  $\lambda_{qi}, i \in C$  – multiplicatori Lagrange;  $r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$  – coeficienți de penalizare;  $p_{pe}; p_{qi}, i \in G$ ;  $p_{ui}, i \in C$ ;  $p_{p_{ij}}, ij \in R$ ;  $p_{s_{ij}}, ij \in R$  – coeficienți de ponderare; mărimile  $P_{ge}^*$ ;  $Q_{gi}^*$ ,  $i \in G$ ;  $U_i^*$ ,  $i \in C$ ;  $P_{ij}^*$ ,  $ij \in R$ ;  $S_{ij}^*$ ,  $ij \in R$  se determină cu relațiile:

$$P_{ge}^* = \begin{cases} P_{ge} & \text{dacă } P_{ge}^{min} \leq P_{ge} \leq P_{ge}^{max} \\ P_{ge}^{min} & \text{dacă } P_{ge} < P_{ge}^{min} \\ P_{ge}^{max} & \text{dacă } P_{ge} > P_{ge}^{max} \end{cases} \quad (2.28)$$

$$Q_{gi}^* = \begin{cases} Q_{gi} & \text{dacă } Q_{gi}^{min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{max} \\ Q_{gi}^{min} & \text{dacă } Q_{gi} < Q_{gi}^{min} \\ Q_{gi}^{max} & \text{dacă } Q_{gi} > Q_{gi}^{max} \end{cases}, \quad i \in G \quad (2.29)$$

$$U_i^* = \begin{cases} U_i & \text{dacă } U_i^{min} \leq U_i \leq U_i^{max} \\ U_i^{min} & \text{dacă } U_i < U_i^{min} \\ U_i^{max} & \text{dacă } U_i > U_i^{max} \end{cases}, \quad i \in C \quad (2.30)$$

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{min} \leq P_{ij} \leq P_{ij}^{max} \\ P_{ij}^{min} & \text{dacă } P_{ij} < P_{ij}^{min} \\ P_{ij}^{max} & \text{dacă } P_{ij} > P_{ij}^{max} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (2.31)$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{min} \leq S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \\ S_{ij}^{min} & \text{dacă } S_{ij} < S_{ij}^{min} \\ S_{ij}^{max} & \text{dacă } S_{ij} > S_{ij}^{max} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (2.32)$$

Analiza relațiilor (2.27) – (2.32) evidențiază următoarele observații:

- funcția  $\Phi$  are următoarele componente: FOB, termenii corespunzători multiplicatorilor Lagrange  $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e$ ;  $\lambda_{qi}, i \in C$  și cei aferenți coeficienților de penalizare  $r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$ ;
- termenii cu multiplicatori Lagrange corespund variabilelor de stare (2.9) și RR de egalitate (2.12) aferente, mai puțin cele pentru  $P_{ge}$  și  $Q_{gi}, i \in G$ , mărimi care la calculul circulației de puteri rezultă direct din relațiile de forma (2.13);
- termenii de penalizare corespund RR de inegalitate (2.14) - (2.22) care privesc variabilele de stare;
- eventuala limitare a valorii variabilelor de optimizare se realizează direct, la recalcularea lor pentru fiecare iterație, în maniera prezentată la soluționarea modelului matematic (subparagraful 2.6.3.2).

Pe parcursul minimizării funcției auxiliare  $\Phi$ , aplicând metode de gradient [Kilyeni2009], se vor utiliza derivatele lui  $\Phi$  în raport cu variabilele de optimizare (la calculul direcției de deplasare) și cu cele de stare (la calculul multiplicatorilor Lagrange):

- derivatele în raport cu variabilele de optimizare:

⇒ derivatele în raport cu tensiunile la bornele generatoarelor,  $U_k, k \in G$  :

$$\begin{aligned}
 U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \left[ (2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + \left( \lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left( \lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C} \left( \lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\
 & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right]
 \end{aligned} \quad , k \in G \quad (2.33)$$

⇒ derivatele în funcție de modulele rapoartele de transformare ale transformatoarelor și autotransformatoarelor cu reglaj longitudinal sau longo-transversal,  $K_{xy}, xy \in T$  :

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} = & \sum_{i \in G} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{i \in N \setminus e} \left( \lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{i \in C} \left( \lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right) + \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial K_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y \\ ij \in R}} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y \\ ij \in R}} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right]
 \end{aligned} \quad , xy \in T \quad (2.34)$$

⇒ derivatele în funcție de fazele rapoartelor de transformare ale autotransformatoarelor cu reglaj longo-transversal,  $\Omega_{xy}, xy \in T$  :

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial \Phi}{\partial \Omega_{xy}} = & \sum_{i \in G} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \sum_{i \in N \setminus e} \left( \lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right) + \sum_{i \in C} \left( \lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{xy}} \right) + \\
 & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \Omega_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \\
 & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y \\ ij \in R}} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / \text{și} \\ j=y \\ ij \in R}} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right]
 \end{aligned} \quad , xy \in T \quad (2.35)$$

⇒ derivatele în raport cu puterile active generate,  $P_{gk}$ ,  $k \in G \setminus e$ :

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} = 2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k - \lambda_{pk}, \quad k \in G \setminus e \quad (2.36)$$

- derivatele în raport cu variabilele de stare semnificative:

⇒ derivatele în raport cu fazele tensiunilor nodurilor,  $\delta_k$ ,  $k \in N \setminus e$ :

$$\begin{aligned} \frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} = & \left[ (2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right] + \\ & + \left( \lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left( \lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} \right) + \left( \lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left( \lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right) + \\ & + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \delta_k} + \quad , k \in N \setminus e \quad (2.37) \\ & + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} \right] + \\ & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_k} \right] \end{aligned}$$

⇒ derivatele în raport cu tensiunile nodurilor consumatoare,  $U_k$ ,  $k \in C$ :

$$\begin{aligned} U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \sum_{i \in G} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \left( \lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left( \lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \\ & + \left( \lambda_{qk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left( \lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + 2 \cdot r_{pe} \cdot p_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \\ & + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_u \cdot p_{uk} \cdot (U_k - U_k^*) \cdot U_k \quad , k \in C \quad (2.38) \\ & + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right] \end{aligned}$$

Ținând cont de expresiile puterilor injectate în noduri (2.13), derivatele lui  $P_i$  și  $Q_i$  în raport cu modulele și fazele tensiunilor, care sunt de fapt elementele matricei jacobiene  $\mathbf{J}$  de la calculul circulației de puteri, partiționată în maniera prezentată în [Kilyeni2008]

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_1 & \mathbf{J}_2 \\ \mathbf{J}_3 & \mathbf{J}_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{f}_P}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}_P}{\partial U} \\ \frac{\partial \mathbf{f}_Q}{\partial \delta} & \frac{\partial \mathbf{f}_Q}{\partial U} \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

au expresiile:

a) elementele submatricei  $\mathbf{J}_1$ :

⇒ elementele diagonale ( $i = k$ ):

$$\frac{\partial P_k}{\partial \delta_k} = - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) - B_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (2.40)$$

⇒ elementele nediagonale ( $i \neq k$ ):

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (2.41)$$

b) elementele lui  $\mathbf{J}_2$ :

⇒ elementele diagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} = 2 \cdot U_k^2 \cdot G_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + B_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (2.42)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (2.43)$$

c) elementele lui  $\mathbf{J}_3$ :

⇒ elementele diagonale:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \delta_k} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j) + B_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (2.44)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_k} = -U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (2.45)$$

d) elementele lui  $\mathbf{J}_4$ :

⇒ elementele diagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} = -2 \cdot U_k^2 \cdot B_{kk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n U_k \cdot U_j \cdot [G_{kj} \cdot \sin(\delta_k - \delta_j) - B_{kj} \cdot \cos(\delta_k - \delta_j)], \quad k \in N \quad (2.46)$$

⇒ elementele nediagonale:

$$U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} = U_i \cdot U_k \cdot [G_{ik} \cdot \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cdot \cos(\delta_i - \delta_k)], \quad i \in N, k \in N, i \neq k \quad (2.47)$$

Ținând cont de expresiile puterilor care circulă prin elementele de rețea (relațiile (2.2) și (2.4)), derivatele lui  $P_{ij}$  și  $P_{ji}$ ,  $Q_{ij}$  și  $Q_{ji}$ , respectiv  $S_{ij}$  și  $S_{ji}$ , în raport cu modulele și fazele tensiunilor sunt de forma:

- derivatele parțiale în raport cu fazele tensiunilor:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (2.48)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (2.49)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (2.50)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j} = U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (2.51)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_i} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_i} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (2.52)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \delta_j} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_j} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \delta_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (2.53)$$

- derivatele parțiale în raport cu modulele tensiunilor:

$$U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} = 2 \cdot U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (2.54)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (2.55)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i} = -2 \cdot U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (2.56)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j} = -U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in R \quad (2.57)$$

$$U_i \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_i} = \frac{P_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_i} + Q_{ij} \cdot U_i \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_i}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (2.58)$$

$$U_j \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_j} = \frac{P_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_j} + Q_{ij} \cdot U_j \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial U_j}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, \quad ij \in R \quad (2.59)$$

Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2009], rezultă contribuția acestora la elementele matricei de admitanță nodală (considerând elementul de rețea  $ij \in T$ , unde  $i$  reprezintă nodul de înaltă tensiune, iar  $j$  nodul de joasă tensiune, raportul de transformare în unități absolute fiind considerat supraunitar):

- transformatoare și autotransformatoare cu reglaj longitudinal:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jj} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{tij} \\ \underline{Y}_{ii} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{tij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{ji}, \underline{Y}_{ij} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij}} \end{cases} \quad (2.60)$$

unde  $\underline{Y}_{\ell}$  reprezintă admitanța longitudinală a schemei echivalente nominale în  $\pi$ , iar  $\underline{Y}_{t}$  este admitanța transversală;

- autotransformatoare cu reglaj longo-transversal:

$$\begin{cases} \underline{Y}_{jj} & \Rightarrow \underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij} \\ \underline{Y}_{ii} & \Rightarrow \frac{\underline{Y}_{\ell ij} + \underline{Y}_{t ij}}{K_{ij}^2} \\ \underline{Y}_{ji} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij} \cdot e^{\Omega_{ij}}} \\ \underline{Y}_{ij} & \Rightarrow -\frac{\underline{Y}_{\ell ij}}{K_{ij} \cdot e^{-\Omega_{ij}}} \end{cases} \quad (2.61)$$

Având în vedere și expresiile puterilor injectate în noduri (2.13), derivatele lui  $P_i$  și  $Q_i$  în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt de forma:

- derivatele parțiale în funcție de rapoartele de transformare, pentru transformatoarele și autotransformatoarele cu reglaj longitudinal:

$$\frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} = -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (2.62)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (2.63)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (2.64)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)], \quad ij \in T \quad (2.65)$$

- derivatele parțiale în funcție de modulele rapoartelor de transformare, pentru autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_i}{\partial K_{ij}} &= -2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{G_{\ell ij} + G_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_j - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_j) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_j + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_j) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ &, \quad ij \in T \end{aligned} \quad (2.66)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_i}{\partial K_{ij}} &= 2 \cdot U_i^2 \cdot \frac{B_{\ell ij} + B_{t ij}}{K_{ij}^3} + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_j - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_j) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_j + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_j) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \\ &, \quad ij \in T \end{aligned} \quad (2.67)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_j}{\partial K_{ij}} &= \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [(G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_j + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_j) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) - (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_j - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_j) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i)] \\ &, \quad ij \in T \end{aligned} \quad (2.68)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot \left[ (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) + (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], ij \in T \quad (2.69)$$

- derivatele parțiale în funcție de fazele rapoartelor de transformare, pentru auto-transformatoarele cu reglaj longo-transversal:

$$\frac{\partial P_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[ (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) - (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], ij \in T \quad (2.70)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[ (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) + (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], ij \in T \quad (2.71)$$

$$\frac{\partial P_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[ (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) + (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) \right], ij \in T \quad (2.72)$$

$$\frac{\partial Q_j}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot \left[ (G_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij} - B_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij}) \cdot \sin(\delta_j - \delta_i) - (G_{\ell ij} \cdot \cos \Omega_{ij} + B_{\ell ij} \cdot \sin \Omega_{ij}) \cdot \cos(\delta_j - \delta_i) \right], ij \in T \quad (2.73)$$

Ținând cont de maniera de reprezentare a transformatoarelor și autotransformatoarelor în studiile de sistem [Kilyeni2009] și de expresiile (2.23) ale puterilor care circulă prin elementele de rețea, derivatele lui  $P_{ij}$  și  $Q_{ij}$ , respectiv  $S_{ij}$ , în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt de forma:

- derivatele parțiale în raport cu rapoartele de transformare, pentru transformatoarele și autotransformatoarele cu reglaj longitudinal:

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = U_i^2 \cdot \left( \frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[ \frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) \right], ij \in T \quad (2.74)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = -U_i^2 \cdot \left( \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} + \frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} \right) - U_i \cdot U_j \cdot \left[ \frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - \frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \right], ij \in T \quad (2.75)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, ij \in T \quad (2.76)$$

unde

$$\frac{\partial G_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (2.77)$$

$$\frac{\partial B_{\ell ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (2.78)$$



$$\frac{\partial G_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}}\right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot G_{t ij} \quad (2.79)$$

$$\frac{\partial B_{\ell i0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \cdot \left(1 - \frac{2}{K_{ij}}\right) - \frac{2}{K_{ij}^3} \cdot B_{t ij} \quad (2.80)$$

$$\frac{\partial G_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{G_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (2.81)$$

$$\frac{\partial B_{\ell j0}}{\partial K_{ij}} = \frac{B_{\ell ij}}{K_{ij}^2} \quad (2.82)$$

- derivatele parțiale în raport cu modulele rapoartelor de transformare, pentru auto-transformatoarele cu reglaj longo-transversal, rezultă pe baza expresiilor puterilor  $P_{ij}$  și  $Q_{ij}$ ,  $P_{ji}$  și  $Q_{ji}$  pentru schema echivalentă nominală [Kilyeni2009]:

$$\begin{cases} P_{ij} = \frac{U_i^2}{K_{ij}} \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \\ Q_{ij} = -\frac{U_i^2}{K_{ij}} \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})] \end{cases}, ij \in T \quad (2.83)$$

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} = -\frac{U_i^2}{K_{ij}^2} \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})], ij \in T \quad (2.84)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{U_i^2}{K_{ij}^2} \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) + \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}^2} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})], ij \in T \quad (2.85)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial K_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, ij \in T \quad (2.86)$$

- derivatele parțiale în raport cu fazele rapoartelor de transformare, pentru autotransformatoarele cu reglaj longo-transversal, rezultă pe baza expresiilor puterilor  $P_{ij}$  și  $Q_{ij}$  (relația (2.141)),  $P_{ji}$  și  $Q_{ji}$  (relația (2.142)):

$$\frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = -\frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})], ij \in T \quad (2.87)$$

$$\frac{\partial Q_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{U_i \cdot U_j}{K_{ij}} \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij}) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j - \Omega_{ij})], ij \in T \quad (2.88)$$

$$\frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} = \frac{P_{ij} \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{ij}} + Q_{ij} \cdot \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \Omega_{ij}}}{\sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}}, ij \in T \quad (2.89)$$

### 2.6.3.2. Soluționarea modelului matematic

Modelul matematic complet prezentat în paragraful anterior reprezintă o problemă de optimizare de tip programare neliniară de foarte mari dimensiuni. Ea se soluționează cu: metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu metoda multiplicatorilor Lagrange generalizată, cu metoda gradientului conjugat și cu metoda de interpolare parabolică pentru determinarea valorii deplasării după direcția curentă de căutare [Kilyeni2009].

În aceste condiții, algoritmul metodei de soluționare este următorul (la toate mărimile indicele superior se referă la ciclul de optimizare  $c$ , respectiv la iterația de optimizare  $o$ ):

- a) Se inițializează variabilele de control cu valorile  $U_i^0, i \in G, P_{gi}^0, i \in G \setminus e, K_{ij}^0, ij \in T, \Omega_{ij}^0, ij \in T$  și coeficienții de ponderare  $p_{qi}, i \in G; p_{ui}, i \in C; p_{pij}, ij \in R; p_{sij}, ij \in R$ .
- b) Pentru un anumit ciclu de optimizare,  $c = 1, 2, 3, \dots$  (corespunzător unui set de valori ale coeficienților de penalizare) se aleg valorile coeficienților de penalizare  $r_{pe}^c, r_q^c, r_u^c, r_p^c, r_s^c$ .
- c) La fiecare iterație de optimizare,  $o = 1, 2, 3, \dots$  a unui anumit ciclu de optimizare  $c$  se soluționează în mod clasic circulația de puteri, pentru valorile curente  $U_i^{o-1}, i \in G, P_{gi}^{o-1}, i \in G \setminus e, K_{ij}^{o-1}, ij \in T, \Omega_{ij}^{o-1}, ij \in T$  ale variabilelor de optimizare, fără a impune limitări ale puterilor reactive generate ( $Q_{gi}, i \in G$  sunt lăsate „libere”), rezultând valorile variabilelor de stare: cele aferente nodurilor –  $\delta_i^{o-1}, i \in N \setminus e, P_{ge}^{o-1}, U_i^{o-1}, i \in C, Q_{gi}, i \in G$ , respectiv circulațiile de puteri prin elementele de rețea –  $P_{ij}^{o-1}, Q_{ij}^{o-1}, ij \in R, S_{ij}^{o-1}, ij \in R$ .
- d) Se verifică respectarea RR de inegalitate (2.14) – (2.18) și se atribuie valorile corespunzătoare pentru variabilele  $Q_{gi}^*, i \in G; U_i^*, i \in C; P_{ge}^*; P_{ij}^*, ij \in R; S_{ij}^*, ij \in R$  (conform relațiilor (2.28) – (2.32)), apoi se calculează valoarea FOB,  $FOB^{o-1}$  (2.26), și a funcției auxiliare  $\Phi, \Phi^{o-1}$  (2.27).
- e) Se soluționează sistemul liniar de ecuații care rezultă din condițiile ca derivatele parțiale ale funcției auxiliare în raport cu variabilele de stare să fie nule:

$$\begin{cases} \left( \frac{\partial \Phi}{\partial \delta_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in N \setminus e \\ \left( U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1} = 0, & k \in C \end{cases} \quad (2.90)$$

de unde rezultă valorile multiplicatorilor Lagrange:  $\lambda_{pk}^{o-1}, k \in N \setminus e; \lambda_{qk}^{o-1}, k \in C$ .

f) Se determină componentele gradientului  $g^{o-1}$  pentru toate variabilele de optimizare, cu relații de forma (2.77) - (2.80):

$$g_{U_k}^{o-1} = \left( U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} \right)^{o-1}, \quad k \in G \quad (2.91)$$

$$g_{Pgk}^{o-1} = \left( \frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} \right)^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (2.92)$$

$$g_{K_{xy}}^{o-1} = \left( \frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (2.93)$$

$$g_{\Omega_{xy}}^{o-1} = \left( \frac{\partial \Phi}{\partial \Omega_{xy}} \right)^{o-1}, \quad xy \in T \quad (2.94)$$

g) Se verifică condițiile de terminare a ciclului curent de optimizare  $c$ ,  $\varepsilon$  fiind pragul sub care componentele gradientului se consideră nule:

$$\text{Max}_{k \in G} \{g_{U_k}^{o-1}\} < \varepsilon \quad (2.95)$$

$$\text{Max}_{k \in G \setminus e} \{g_{Pgk}^{o-1}\} < \varepsilon \quad (2.96)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{g_{K_{xy}}^{o-1}\} < \varepsilon \quad (2.97)$$

$$\text{Max}_{xy \in T} \{g_{\Omega_{xy}}^{o-1}\} < \varepsilon \quad (2.98)$$

Dacă nu sunt îndeplinite condițiile de terminare, se sare la punctul i) al algoritmului, iar dacă sunt îndeplinite, atunci se trece la punctul h).

h) Se verifică condiția de terminare a procesului de calcul: regimul optim obținut la ciclul de optimizare curent  $c$  – ultimul regim calculat conform punctului c) al algoritmului – să fie practic identic cu cel obținut la ciclul de optimizare anterior  $c-1$  (modificare cu totul nesemnificativă a valorii FOB și a funcției auxiliare  $\Phi$ ). Dacă nu este îndeplinită condiția de terminare, se sare la punctul b) al algoritmului, continuând calculele cu un nou ciclu de optimizare (cu majorarea valorii coeficienților de penalizare). Dacă este îndeplinită condiția de terminare, calculul este terminat, ultimul regim calculat conform punctului c) al algoritmului fiind soluția problemei (regimul optim în condițiile date).

i) Se determină componentele direcției de deplasare  $d^{o-1}$  pentru metoda gradientului conjugat, calculând în prealabil valoarea scalarului  $\beta^{o-1}$  [Kilyeni2009]:

$$\beta^{o-1} = \frac{\sum_{k \in G} (g_{U_k}^{o-1})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{K_{xy}}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega_{xy}}^{o-1})^2}{\sum_{k \in G} (g_{U_k}^{o-2})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{K_{xy}}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega_{xy}}^{o-2})^2} \quad (2.99)$$

$$d_{U_k}^{o-1} = -g_{U_k}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{U_k}^{o-2}, \quad k \in G \quad (2.100)$$

$$d_{Pgk}^{o-1} = -g_{Pgk}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-2}, \quad k \in G \setminus e \quad (2.101)$$

$$d_{Kxy}^{o-1} = -g_{Kxy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (2.102)$$

$$d_{\Omega xy}^{o-1} = -g_{\Omega xy}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{\Omega xy}^{o-2}, \quad xy \in T \quad (2.103)$$

j) Se determină valoarea scalarului  $\alpha^{o-1}$ , care indică mărimea deplasării după direcția găsită, cu metoda de interpolare parabolică [Kilyeni2009].

k) Se calculează noile valori ale variabilelor de optimizare cu relațiile specifice metodelor de gradient:

$$U_k^o = U_k^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Uk}^{o-1}, \quad k \in G \quad (2.104)$$

$$p_{gk}^o = p_{gk}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Pgk}^{o-1}, \quad k \in G \setminus e \quad (2.105)$$

$$K_{xy}^o = K_{xy}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{Kxy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (2.106)$$

$$\Omega_{xy}^o = \Omega_{xy}^{o-1} + \alpha^{o-1} \cdot d_{\Omega xy}^{o-1}, \quad xy \in T \quad (2.107)$$

l) se verifică dacă sunt îndeplinite RR (de limitare superioară și inferioară a valorii variabilelor de optimizare), luându-se măsurile corespunzătoare în caz de nevoie:

$$U_k^o = \begin{cases} U_k^o & \text{dacă } U_k^{min} \leq U_k^o \leq U_k^{max} \\ U_k^{min} & \text{dacă } U_k^o < U_k^{min} \\ U_k^{max} & \text{dacă } U_k^o > U_k^{max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (2.108)$$

$$p_{gk}^o = \begin{cases} p_{gk}^o & \text{dacă } p_{gk}^{min} \leq p_{gk}^o \leq p_{gk}^{max} \\ p_{gk}^{min} & \text{dacă } p_{gk}^o < p_{gk}^{min} \\ p_{gk}^{max} & \text{dacă } p_{gk}^o > p_{gk}^{max} \end{cases}, \quad k \in G \quad (2.109)$$

$$K_{xy}^o = \begin{cases} K_{xy}^o & \text{dacă } K_{xy}^{min} \leq K_{xy}^o \leq K_{xy}^{max} \\ K_{xy}^{min} & \text{dacă } K_{xy}^o < K_{xy}^{min} \\ K_{xy}^{max} & \text{dacă } K_{xy}^o > K_{xy}^{max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (2.110)$$

$$\Omega_{xy}^o = \begin{cases} \Omega_{xy}^o & \text{dacă } \Omega_{xy}^{min} \leq \Omega_{xy}^o \leq \Omega_{xy}^{max} \\ \Omega_{xy}^{min} & \text{dacă } \Omega_{xy}^o < \Omega_{xy}^{min} \\ \Omega_{xy}^{max} & \text{dacă } \Omega_{xy}^o > \Omega_{xy}^{max} \end{cases}, \quad xy \in T \quad (2.111)$$

m) Se sare la punctul c) al algoritmului pentru a începe o nouă iterație de optimizare în cadrul ciclului curent de optimizare c.

Așa cum s-a precizat în subcapitolul 2.6, prețul marginal local aferent nodului  $i$  ( $LMP_i$ ) reprezintă costul minim necesar asigurării următorului MW de putere activă consumată în nodul  $i$ , în condițiile satisfacerii restricțiilor (2.12) - (2.22).

Exprimarea analitică a  $LMP_i$  este foarte dificilă, relațiile aproximative date în diverse lucrări, care au la bază determinarea circulației de puteri „în curent continuu”

și soluționarea simplificată a optimizării regimului (OPF) ca problemă de programare liniară [Lai2001], [Abhyankar2006], [Alomoush1999], [Alvarado1999], [Buygi2004a], [Krause2005], [Chun2005], [Kumar2004], [[Nemes2004]], [Shahidehpour2004], fiind mai mult sau mai puțin aproximative. Determinarea expresiei analitice a derivatei FOB ( $\Phi$ ) în raport cu raport cu puterea activă consumată în nodul  $i$  în condițiile modelului complet utilizat în lucrare este foarte dificilă,

Singura cale pentru a obține valoarea „exactă” a  $LMP_i$  este cea numerică, în ton cu întreaga manieră de soluționare a modelului matematic. Considerând că valoarea FOB pentru regimul de bază este  $FOB_0$  (practic egală cu  $\Phi_0$ , în limitele erorilor maxime admise în procesele de calcul numeric), iar pentru regimul cu puterea consumată în nodul  $i$  augmentată cu 1 MW este  $FOB_1$  (respectiv  $\Phi_1$ ),  $LMP_i$  are expresia:

$$LMP_i = FOB_1 - FOB_0 \approx \Phi_1 - \Phi_0 \quad (2.112)$$

Dacă se pune în discuție, într-o manieră similară, calculul prețului marginal local al puterii reactive în nodul  $i$  ( $LMP_{Q_i}$  – costul minim necesar asigurării următorului MVAR de putere reactivă consumată în nodul  $i$ , în condițiile satisfacerii restricțiilor (2.12) - (2.22)), se constată că majoritatea lucrărilor utilizează metode simplificate asemănătoare cu cele de la  $LMP_i$  referitor la puterea activă [Bialek1998], [Lee1992], [ElKeib1997], [Kirschen1999], [Kumar2004].

Singura cale pentru a obține valoarea „exactă” a  $LMP_{Q_i}$  este tot cea numerică, asemănătoare cu cea prezentată anterior pentru puterea activă. Considerând că valoarea FOB pentru regimul de bază este  $FOB_0$  (practic egală cu  $\Phi_0$ , în limitele erorilor maxime admise în procesele de calcul numeric), iar pentru regimul cu puterea reactivă consumată în nodul  $i$  augmentată cu 1 MVAR este  $FOB_2$  (respectiv  $\Phi_2$ ),  $LMP_{Q_i}$  are expresia:

$$LMP_{Q_i} = FOB_2 - FOB_0 \approx \Phi_2 - \Phi_0 \quad (2.113)$$

## 2.7. Drepturile de transport

Drepturile de transport [Li2005], [Bushnell1998], [Gomez2008] împreună cu managementul congestiilor reprezintă elementele fundamentale în proiectarea piețelor restructurate de energie. În esență, dreptul de transport reprezintă dreptul de proprietate, care îi permite proprietarului accesul la o parte din capacitatea totală de transport. În general, dreptul de proprietate constă din: dreptul de a primi beneficii financiare provenite din folosirea capacității, dreptul de a folosi capacitatea și dreptul de a exclude alți proprietari de la accesul la capacitatea de transport.

Definirea acestor drepturi depinde de modul în care capacitatea de transport este specificată sau măsurată. Se pot defini două tipuri de drepturi: financiare și fizice.

### **Drepturi de transport fizice**

Drepturile de transport fizice oferă proprietarilor dreptul de a programa și de a transmite putere prin sistem. Dreptul fizic al unui proprietar va garanta folosirea fără restricții a părții congestionate dintre zonele A și B. Proprietarul are opțiunea de a folosi aceste drepturi sau de a le oferi spre vânzare în piețele secundare, unde vor fi vândute unui alt proprietar. Având aceste drepturi, proprietarul are garantat accesul la piață, unde dorește să realizeze tranzacții. Practic, aceste drepturi elimină riscurile prețurilor marginale locale asociate cu tranzacțiile de putere dintr-o zonă dată. Definirea unui astfel de drept este elastică, iar eficiența unei asemenea forme va depinde de detaliile de implementare.

### **Drepturi de transport financiare**

Drepturile de transport financiare reprezintă contracte încheiate între participanții pieței și operatorul rețelei de transport. Aceste drepturi nu prezintă nici o influență directă privind deciziile de furnizare ale operatorului independent de sistem. Această categorie de drepturi se poate clasifica în: drepturi „punct cu punct” și drepturi bazate pe circulația de puteri.

*Dreptul de transport „punct cu punct”,* numit și *drept de transport stabil*, îi asigură proprietarului acestuia să colecteze de la operatorul de transport o valoare egală cu mărimea dreptului de transport înmulțită cu diferența dintre prețurile nodale corespunzătoare nodurilor implicate. Este utilizat în piețele de energie din S.U.A și prezintă avantajul că limitează prețurile congestiilor, în cazul tranzacțiilor pe termen lung, deoarece implică atât puterile generate, cât și puterile consumate. Practic, proprietarii drepturilor primesc un credit, care contracarează costul congestiei. În condiții sigure, când este implicată și circulația de puteri, aceste drepturi de transport sunt simultan fezabile, iar organizațiile de transport le garantează proprietarilor de drepturi plăți mai mici decât prețul congestiilor.

Dezavantajul acestor drepturi se referă la numărul mare de combinații posibile „punct cu punct”. Din această cauză, orice modificare în configurația unui drept particular necesită menținerea fezabilității.

*Dreptul financiar bazat pe circulația de puteri* dezvoltă drepturi „punct cu punct” sau drepturi între zonele acestor puncte, prin combinarea drepturilor cu circulațiile de puteri, folosind restricții individuale („flowgates”). Proprietarii de asemenea drepturi le pot utiliza în funcție de propriile nevoi. Un alt avantaj poate fi prețul restricțiilor, care oferă stimulente privind investiția în capacitatea de transport. Există și dezavantaje, datorită contingențelor multiple, care pot crește mult numărul restricțiilor necesare într-o anumită tranzacție.

Pentru a elimina dezavantajele ambelor tipuri de drepturi de transport, s-a propus folosirea simultană a ambelor tipuri de drepturi, fie ca o opțiune, fie ca o obligație [ONEill2002], [Bushnell1998, Alaywan2001a, Alaywan2001b].

*Obligația* [Sun2006] se mai numește și *contract forward*. Diferența dintre obligație și opțiune este că opțiunea nu presupune nici un beneficiu și nici o răspundere, atunci când diferența dintre prețurile nodale este negativă. Proprietarii ale căror drepturi sunt tratate ca obligație, trebuie să plătească atunci când prețul nodal al punctului de generare este mai mare decât cel al punctului de consum. Practic, obligația poate fi garantată, în timp ce opțiunea nu prezintă nici o garanție.

## **2.8. Evaluarea congestiilor**

### **2.8.1. Prezentarea problemei**

Deși există o preocupare crescândă în domeniu, proiectarea piețelor de energie și stabilirea prețului transportului devin tot mai complicate datorită avansării rapide a dereglementării. În plus, funcționarea rețelei de transport poate fi restricționată de limitele echipamentelor folosite la generarea și transportul puterii. Liniile de transport prezintă limite fizice, care restricționează circulația de puterii pe aceste linii.

Acestea limite sunt privite ca simple limite ale circulației de putere, care vor prezenta diferențe în funcție de regimul de funcționare al sistemului la un moment dat. Limitele fizice stau la baza limitelor de contingență. O limită de contingență asigură faptul că nici un element nu se va supraîncărca, atunci când un altul va ieși din funcțiune. În acest sens, trebuie respectate criteriile  $N-1$  și  $N-2$ . Limitele de

contingență pot fi exprimate ca limite ale circulației de puterii active admise pentru laturi sau pentru transformatoare.

În funcționarea normală a rețelei electrice trebuie respectate un număr de restricții tehnice referitoare la componentele individuale ale rețelei (de exemplu, limita termică a transformatoarelor și a liniilor) sau pentru funcționarea a întregului sistem (de exemplu, limitele de stabilitate și cele ale tensiunii), pentru a evita întreruperea alimentării consumatorului sau apariția altor probleme în rețeaua de transport al energiei. O restricție importantă pentru majoritatea elementelor de sistem este dată de limitele termice, care privesc de circulația de puteri activă și reactivă. Limitele de tensiune se referă la limitarea superioară și inferioară a tensiunii în noduri. Limitele de stabilitate se referă la capacitatea sistemului de a-și păstra stabilitatea la diverse tipuri de perturbații. Atât limitele termice, cât și cele de stabilitate, determină puterea maximă care poate fi vehiculată printr-un element de sistem. În cazul unei linii, limita termică depinde de aria secțiunii conductorului, iar cea de stabilitate este dependentă de lungimea liniei. Pentru menținerea siguranței și pentru asigurarea echilibrului puterilor în sistem, operatorul de transport trebuie să respecte aceste limite. Aceasta înseamnă că unele grupuri de generare nu pot produce, deoarece puterea pe care ele o injectează în sistem pot conduce la depășirea acestor limite.

La scurt timp după ce a devenit evident faptul că industria energiei electrice va fi restructurată, pentru a stimula competiția și pentru a oferi un acces deschis la rețeaua de transport, s-a recunoscut că vor exista situații de funcționare la limită sau chiar depășiri ale acestor limite (congestii). Odată cu apariția competiției s-a anticipat apariția unui număr mare de tranzacții pentru vânzarea și cumpărarea energiei în sistem. Ca o consecință, sistemele electroenergetice se confruntă cu apariția supraîncărcărilor pe liniile de transport. Aceste supraîncărcări conduc la funcționarea sistemului peste valorile admisibile ale limitelor de contingență, ale limitelor termice, ale limitelor de stabilitate și ale limitelor de tensiune, care afectează echipamentele de transport al energiei electrice.

Problema congestiilor trebuie privită și din punct de vedere economic. Dacă nu există supraîncărcări în sistem, atunci prețurile marginale corespunzătoare nodurilor sistemului prezintă valori apropiate, diferențele fiind date doar de pierderile asociate transportului. În această situație puterile generate vor fi repartizate în funcție de prețul oferit (optimizarea clasică a circulației de puteri). Apariția unei congestii pe un element de rețea conduce la creșterea vizibilă a valorilor prețurilor marginale, iar repartizarea puterii generate nu se mai realizează doar în funcție de prețul oferit, intrând în discuție și „costul” congestiei. Operatorul independent de sistem va interveni pentru eliminarea congestiei. Dacă sistemul nu dispune de resurse suficiente pentru a rezolva congestia, atunci se poate apela la una din următoarele situații:

- se acceptă o mică depășire a valorilor limită pentru unele elemente de rețea;
- se modifică favorabil topologia sistemului;
- se reduce valoarea puterii consumate în anumite noduri, unde acest lucru este posibil, ceea ce introduce cheltuieli suplimentare legate de „despăgubirea” consumatorilor implicați.

În aceste condiții, managementul situațiilor de congestie presupune modificarea și completarea modelului matematic prezentat în subcapitolul 2.6. Funcția obiectiv va îngloba și taxele de penalitate legate de congestii, cât și eventualele cheltuieli legate de reducerea puterilor consumate în anumite noduri [Fang1999], [Nemes2003b], [Yu2005], [ElKeib1997], [Nemes2003c]. Așa cum s-a menționat și în subcapitolul 2.6, aceste lucrări utilizează o serie de ipoteze simplificatoare: circulației de puteri „în curent continuu” și soluționarea simplificată a optimizării regimului (OPF) ca problemă de programare liniară etc.

Modelul prezentat în acest capitol pentru determinarea prețurilor marginale locale cu considerarea congestiilor are la bază modelele prezentate în [Kilyeni2008], [Barbulescu2009], [Momoh2001]. Circulația de puteri se soluționează complet (în curent alternativ), iar problema de OPF care stă la baza calculului prețurilor marginale se soluționează de asemenea complet, ca o problemă de optimizare de foarte mari dimensiuni [Kilyeni2009].

### 2.8.2. Modelul matematic

În esență, modelul matematic al analizei congestiilor se bazează pe cel prezentat în subcapitolul 2.6, adaptat și completat cu elementele specifice introduse de acestea. Adaptarea și completarea se referă atât la variabilele de optimizare, cât și la relațiile de restricție, funcția obiectiv fiind și ea completată cu termeni suplimentari.

Față de modelul matematic prezentat în paragraful 2.6.2, în cazul considerării congestiilor apar următoarele modificări și completări:

- variabile:

⇒ de stare – rămân cele definite de relațiile (2.9), (2.10);

⇒ de optimizare – rămân cele definite de relația (2.11), la care se adaugă:

$$P_{Ci}, i \in N \quad (2.114)$$

- RR:

⇒ de tip egalitate – rămân cele definite de relația (2.12);

⇒ de tip inegalitate (limitarea superioară și inferioară a valorii unor mărimi):

- relațiile (2.14) – (2.16), referitoare la unele variabile de stare, rămân nemodificate;

- la relațiile (2.17) – (2.18) dispăre limitarea superioară, rezultând:

$$P_{ij}^{min} \leq P_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (2.115)$$

$$S_{ij}^{min} \leq S_{ij}(\mathbf{U}, \boldsymbol{\delta}, \mathbf{K}, \boldsymbol{\Omega}), \quad ij \in R \quad (2.116)$$

- relațiile (2.19) - (2.22), referitoare la unele variabile de optimizare, rămân nemodificate;

- se adaugă relația de limitare inferioară a valorii noii variabile de optimizare  $P_{Ci}$ :

$$P_{Ci}^{min} \leq P_{Ci} \leq P_{Ci}^{max}, \quad i \in N \quad (2.117)$$

unde  $P_{Ci}^{max}$  este egală cu  $P_{Ci}$  din regimul inițial.

- FOB se completează cu doi termeni corespunzători costului de penalizare a congestiilor (depășirea limitei superioare a puterii aparente printr-un element de rețea) și un termen corespunzător costului reducerii puterii consumate în anumite noduri ale SEE:

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \sum_{i \in N} C_i(P_{Ci}) = \text{Minim} \quad (2.118)$$

unde caracteristicile de cheltuieli referitoare la puterea generată  $C_i(P_{gi})$  au fost definite în relația (2.26),  $TP_{ij}$  reprezintă costul de penalizare a depășirii limitei superioare a puterii aparente prin elementul de rețea  $ij$ ,  $S_{ij}^{**}$  fiind definit de relația:

$$S_{ij}^{**} = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij} \leq S_{ij}^{max} \\ S_{ij}^{max} & \text{dacă } S_{ij} > S_{ij}^{max} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (2.119)$$



iar caracteristicile de cheltuieli corespunzătoare modificării puterii consumate au în general o formă neliniară oarecare, forma cea mai simplă fiind un polinom de gradul 2 în  $P_{Ci}$ :

$$C_i(P_{Ci}) = t_i \cdot \Delta P_{Ci}^2 + v_i \cdot \Delta P_{Ci}, \quad i \in N \quad (2.120)$$

În aceste condiții funcția auxiliară  $\Phi$  devine:

$$\begin{aligned} \Phi = & \sum_{i \in G} (a_i \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i) + \\ & + \sum_{ij \in R} TP_{ij}(S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \sum_{i \in N} (t_i \cdot \Delta P_{Ci}^2 + v_i \cdot \Delta P_{Ci}) + \\ & + \sum_{i \in N \setminus e} \lambda_{pi} \cdot (P_i - P_{gi} - P_{Ci}) + \sum_{i \in C} \lambda_{qi} \cdot (Q_i - Q_{Ci}) + \\ & + r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*)^2 + r_q \cdot \sum_{i \in G} p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*)^2 + r_u \cdot \sum_{i \in C} p_{ui} \cdot (U_i - U_i^*)^2 + \\ & + r_p \cdot \sum_{ij \in R} p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*)^2 + r_s \cdot \sum_{ij \in R} p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*)^2 \end{aligned} \quad (2.121)$$

unde:  $\lambda_{pi}, i \in N \setminus e$ ;  $\lambda_{qi}, i \in C$  – multiplicatori Lagrange;  $r_{pe}, r_q, r_u, r_p, r_s$  – coeficienți de penalizare;  $p_{pe}; p_{qi}, i \in G$ ;  $p_{ui}, i \in C$ ;  $p_{p_{ij}}, ij \in R$ ;  $p_{s_{ij}}, ij \in R$  – coeficienți de ponderare; mărimile  $P_{ge}^*; Q_{gi}^*, i \in G$ ;  $U_i^*, i \in C$  se determină cu relațiile (2.28) - (2.30), iar  $P_{ij}^*, ij \in R$ ;  $S_{ij}^*, ij \in R$  se determină cu relațiile:

$$P_{ij}^* = \begin{cases} P_{ij} & \text{dacă } P_{ij}^{min} \leq P_{ij} \\ P_{ij}^{min} & \text{dacă } P_{ij} < P_{ij}^{min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (2.122)$$

$$S_{ij}^* = \begin{cases} S_{ij} & \text{dacă } S_{ij}^{min} \leq S_{ij} \\ S_{ij}^{min} & \text{dacă } S_{ij} < S_{ij}^{min} \end{cases}, \quad ij \in R \quad (2.123)$$

În ceea ce privește derivatele funcției auxiliare  $\Phi$  în raport cu variabilele de optimizare și în raport cu cele de stare, se remarcă următoarele aspecte:

- derivatele în raport cu variabilele de optimizare, definite de relațiile (2.33) - (2.36) se modifică corespunzător cu noua expresie a FOB, la care se adaugă și cele în raport cu  $P_{Ci}, i \in N$ :

⇒ derivatele în raport cu tensiunile la bornele generatoarelor,  $U_k, k \in G$ :

$$\begin{aligned} U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} = & \left[ (2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\ & + \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left( TP_{ij} \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right) + \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \left[ (2 \cdot t_k \cdot \Delta P_{ck} + v_k) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right] + \sum_{i \in M \setminus k} \left[ (2 \cdot t_i \cdot \Delta P_{ci} + v_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\
& + \left( \lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left( \lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C} \left( \lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + \\
& + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} + \quad , k \in G \quad (2.124) \\
& + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + \\
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}}^{ij \in R} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right]
\end{aligned}$$

⇒ derivatele în raport cu puterile active generate,  $P_{gk}$ ,  $k \in G \setminus e$ :

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{gk}} = 2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k - \lambda_{pk} , \quad k \in G \setminus e \quad (2.125)$$

⇒ derivatele în funcție de modulele rapoartele de transformare ale transformatoarelor și autotransformatoarelor cu reglaj longitudinal sau longo-transversal,  $K_{xy}$ ,  $xy \in T$ :

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Phi}{\partial K_{xy}} & = \sum_{i \in G}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ j=i}} \left( TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right) + \\
& \sum_{i \in N}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \left[ (2 \cdot t_i \cdot P_{ci} + v_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right] + \sum_{i \in M \setminus e}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \left( \lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial K_{xy}} \right) + \sum_{i \in C}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \left( \lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right) + \\
& + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial K_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial K_{xy}} \right] + \\
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ j=i}} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial K_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ j=i}} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial K_{xy}} \right]
\end{aligned} \quad , xy \in T \quad (2.126)$$

⇒ derivatele în funcție de fazele rapoartelor de transformare ale autotransformatoarelor cu reglaj longo-transversal,  $\Omega_{xy}$ ,  $xy \in T$ :

$$\frac{\partial \Phi}{\partial \Omega_{xy}} = \sum_{i \in G}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \sum_{\substack{j=y \\ ij \in R}}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ j=i}} \left( TP_{ij} \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right) + \sum_{i \in N}^{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \left[ (2 \cdot t_i \cdot P_{ci} + v_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] +$$

$$\begin{aligned}
& + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \sum_{i \in N \setminus e} \left( \lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \Omega_{xy}} \right) + \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \sum_{i \in C} \left( \lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{xy}} \right) + \\
& + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial \Omega_{xy}} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} \\ i=y}} \sum_{i \in G} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial \Omega_{xy}} \right] + \quad , xy \in T \quad (2.127) \\
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / s_j \\ j=y}} \sum_{ij \in R} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=x \\ \text{sau} / s_j \\ j=y}} \sum_{ij \in R} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial \Omega_{xy}} \right]
\end{aligned}$$

⇒ derivatele în raport cu variabilele de optimizare suplimentare – puterile active consumate,  $P_{Ci}$ ,  $i \in N$  :

$$\frac{\partial \Phi}{\partial P_{Ck}} = 2 \cdot t_k \cdot \Delta P_{Ck} + v_k - \lambda_{pk} , \quad k \in N \quad (2.128)$$

- derivatele în raport cu variabilele de stare semnificative, definite de relațiile (2.37) – (2.38), se modifică corespunzător cu noua expresie a FOB:  
⇒ derivatele în raport cu fazele tensiunilor nodurilor,  $\delta_k$ ,  $k \in N \setminus e$  :

$$\begin{aligned}
\frac{\partial \Phi}{\partial x_k} & = \left[ (2 \cdot a_k \cdot P_{gk} + b_k) \cdot \frac{\partial P_k}{\partial x_k} \right] + \sum_{i \in G \setminus k} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot \frac{\partial P_i}{\partial x_k} \right] + \\
& + \left( \lambda_{pk} \cdot \frac{\partial P_k}{\partial x_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left( \lambda_{pi} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial x_k} \right) + \left( \lambda_{qk} \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial x_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left( \lambda_{qi} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial x_k} \right) + \\
& + 2 \cdot r_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot \frac{\partial P_e}{\partial x_k} + \quad , k \in N \setminus e \quad (2.129) \\
& + 2 \cdot r_q \cdot p_{qk} \cdot (Q_{gk} - Q_{gk}^*) \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial x_k} + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G \setminus k} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial x_k} \right] + \\
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \sum_{ij \in R} \left[ p_{pij} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial x_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k}} \sum_{ij \in R} \left[ p_{sij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial x_k} \right]
\end{aligned}$$

⇒ derivatele în raport cu tensiunile nodurilor consumatoare,  $U_k$ ,  $k \in C$  :

$$\begin{aligned}
U_k \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial U_k} & = \sum_{i \in G} \left[ (2 \cdot a_i \cdot P_{gi} + b_i) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right] + \\
& + \left( \lambda_{pk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in N \setminus e, k} \left( \lambda_{pi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \right) + \left( \lambda_{qk} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_k}{\partial U_k} \right) + \sum_{i \in C \setminus k} \left( \lambda_{qi} \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right) + \\
& + 2 \cdot r_{pe} \cdot p_{pe} \cdot (P_{ge} - P_{ge}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_e}{\partial U_k} +
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + 2 \cdot r_q \cdot \sum_{i \in G} \left[ p_{qi} \cdot (Q_{gi} - Q_{gi}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_u \cdot p_{uk} \cdot (U_k - U_k^*) \cdot U_k \quad , \quad k \in C \quad (2.130) \\
& + 2 \cdot r_p \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[ p_{p_{ij}} \cdot (P_{ij} - P_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial P_{ij}}{\partial U_k} \right] + 2 \cdot r_s \cdot \sum_{\substack{i=k \\ \text{sau} \\ j=k \\ ij \in R}} \left[ p_{s_{ij}} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^*) \cdot U_k \cdot \frac{\partial S_{ij}}{\partial U_k} \right]
\end{aligned}$$

Derivatele parțiale care intervin în relațiile (2.124) – (2.130) au expresiile similare cu cele definite în paragraful 2.6.2: derivatele lui  $P_i$  și  $Q_i$  în raport cu modulele și fazele tensiunilor sunt definite de relațiile (2.40) – (2.47); derivatele lui  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$  și  $S_{ij}$  în raport cu modulele și fazele tensiunilor sunt definite de relațiile (2.48) – (2.59); derivatele lui  $P_i$  și  $Q_i$  în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt definite de relațiile (2.62) - (2.73); derivatele lui  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$  și  $S_{ij}$  în raport cu modulele și fazele rapoartelor de transformare sunt definite de relațiile (2.74) - (2.89).

### 2.8.3. Soluționarea modelului matematic

Modelul matematic complet prezentat în paragraful anterior, la fel ca cel prezentat în paragraful 2.6.2, reprezintă o problemă de optimizare de tip programare neliniară de foarte mari dimensiuni. Ea se soluționează cu: metoda funcțiilor de penalizare, asociată cu metoda multiplicatorilor Lagrange generalizată, cu metoda gradientului conjugat și cu metoda de interpolare parabolică pentru determinarea valorii deplasării după direcția curentă de căutare [Kilyeni2009].

Algoritmul metodei de soluționare este asemănător cu cel prezentat în paragraful 2.6.2, cu următoarele modificări:

- La variabilele de control se adaugă  $P_{Ci}^0$ ,  $i \in N$ , iar la coeficienții de ponderare se adaugă  $p_{p_{Ci}}$ ,  $i \in N$ .
- La coeficienții de penalizare se adaugă  $r_{p_{Ck}}^C$ .
- La valorile curente ale variabilelor de optimizare se adaugă  $P_{Ci}^{0-1}$ ,  $i \in N$ .
- La verificarea respectării RR de inegalitate se adaugă și cele referitoare la  $P_{Ci}$ ,  $i \in N$ .
- Punctul e) rămâne nemodificat.
- La determinarea componentelor gradientului  $\mathbf{g}^{0-1}$  pentru toate variabilele de optimizare, se adaugă cele corespunzătoare noilor variabile de optimizare,  $P_{Ci}$ ,  $i \in N$ :

$$g_{P_{Ck}}^{0-1} = \left( \frac{\partial \Phi}{\partial P_{Ck}} \right)^{0-1}, \quad k \in N \quad (2.131)$$

- La verificarea condițiilor de terminare se adaugă:

$$\text{Max}_{k \in N} \{ g_{P_{Ck}}^{0-1} \} < \varepsilon \quad (2.132)$$

Dacă nu sunt îndeplinite condițiile de terminare, se sare la punctul i) al algoritmului, iar dacă sunt îndeplinite, atunci se trece la punctul h).

h) Punctul h) rămâne nemodificat.

i) La calculul componentelor direcției de deplasare  $d^{o-1}$  se adaugă cele referitoare la  $P_{ci}$ ,  $i \in N$ :

$$d_{Pck}^{o-1} = -g_{Pck}^{o-1} + \beta^{o-1} \cdot d_{Pck}^{o-2}, \quad k \in N \quad (2.133)$$

iar expresia care definește valoarea scalarului  $\beta^{o-1}$  devine:

$$\beta^{o-1} = \frac{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-1})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-1})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-1})^2 + \sum_{k \in N} (g_{Pck}^{o-1})^2}{\sum_{k \in G} (g_{Uk}^{o-2})^2 + \sum_{k \in G \setminus e} (g_{Pgk}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{Kxy}^{o-2})^2 + \sum_{xy \in T} (g_{\Omega xy}^{o-2})^2 + \sum_{k \in N} (g_{Pck}^{o-2})^2} \quad (2.134)$$

j) Punctul j) rămâne nemodificat.

k) La calculul noilor valori ale variabilelor de optimizare se adaugă:

$$p_{ck}^o = p_{ck}^{o-1} + d^{o-1} \cdot d_{Pck}^{o-1}, \quad k \in N \quad (2.135)$$

l) La verificarea îndeplinirii RR se adaugă:

$$p_{ck}^o = \begin{cases} p_{ck}^o & \text{dacă } p_{ck}^{min} \leq p_{ck}^o \\ p_{ck}^{min} & \text{dacă } p_{ck}^o < p_{ck}^{min} \\ p_{ck}^{max} & \text{dacă } p_{ck}^o > p_{ck}^{max} \end{cases}, \quad k \in N \quad (2.136)$$

m) Se sare la punctul c) al algoritmului pentru a începe o nouă iterație de optimizare în cadrul ciclului curent de optimizare c.

Așa cum s-a precizat în subcapitolul 2.6, prețul marginal local aferent nodului  $i$  ( $LMP_i$ ) reprezintă costul minim necesar asigurării următorului MW de putere activă consumată în nodul  $i$ , în condițiile satisfacerii restricțiilor (2.12) - (2.22).

Exprimarea analitică a  $LMP_i$  este foarte dificilă, relațiile aproximative date în diverse lucrări, care au la bază determinarea circulației de puteri „în curent continuu” și soluționarea simplificată a optimizării regimului (OPF) ca problemă de programare liniară [Lai2001], [Abhyankar2006], [Alomoush1999], [Alvarado1999], [Buygi2004a], [Krause2005], [Chun2005], [Kumar2004], [[Nemes2004]], [Shahidehpour2004], fiind mai mult sau mai puțin aproximative. Determinarea expresiei analitice a derivatei FOB ( $\Phi$ ) în raport cu puterea activă consumată în nodul  $i$  în condițiile modelului complet utilizat în lucrare este foarte dificilă,

Singura cale pentru a obține valoarea „exactă” a  $LMP_i$  este cea numerică, în ton cu întreaga manieră de soluționare a modelului matematic. Considerând că valoarea FOB pentru regimul de bază este  $FOB_0$  (practic egală cu  $\Phi_0$ , în limitele erorilor maxime admise în procesele de calcul numeric), iar pentru regimul cu puterea consumată în nodul  $i$  augmentată cu 1 MW este  $FOB_1$  (respectiv  $\Phi_1$ ),  $LMP_i$  are expresia:

$$LMP_i = FOB_1 - FOB_0 \approx \Phi_1 - \Phi_0 \quad (2.137)$$

Dacă se pune în discuție, într-o manieră similară, calculul prețului marginal local al puterii reactive în nodul  $i$  ( $LMP_{Qi}$  – costul minim necesar asigurării următorului MVAR de putere reactivă consumată în nodul  $i$ , în condițiile satisfacerii restricțiilor (2.12) - (2.22)), se constată că majoritatea lucrărilor utilizează metode simplificate asemănătoare cu cele de la  $LMP_i$  referitor la puterea activă [Bialek1998], [Lee1992], [ElKeib1997], [Kirschen1999], [Kumar2004].

Singura cale pentru a obține valoarea „exactă” a  $LMP_{Q_i}$  este tot cea numerică, asemănătoare cu cea prezentată anterior pentru puterea activă. Considerând că valoarea FOB pentru regimul de bază este  $FOB_0$  (practic egală cu  $\Phi_0$ , în limitele erorilor maxime admise în procesele de calcul numeric), iar pentru regimul cu puterea reactivă consumată în nodul  $i$  augmentată cu 1 MVAR este  $FOB_2$  (respectiv  $\Phi_2$ ),  $LMP_{Q_i}$  are expresia:

$$LMP_{Q_i} = FOB_2 - FOB_0 \approx \Phi_2 - \Phi_0 \quad (2.138)$$

## 2.9. Evaluarea pierderilor în rețeaua de transport

Pierderile de putere activă, respectiv cele de putere reactivă, sunt inevitabile în cadrul sistemelor electroenergetice. De aceea, ele trebuie luate în considerare în funcționarea sistemelor, deoarece pot atinge valori mari, de ordinul de mărime a (10-15)% din puterea totală generată în sistem.

Este cunoscut faptul că puterea generată este egală cu suma dintre puterea consumată și valoarea pierderilor de putere, acestea din urmă fiind dependente de circulațiile de puteri, dar și de starea sistemului. Repartizarea echitabilă a costurilor legate de pierderi este foarte importantă. În consecință, este necesară cunoașterea lor cât mai exactă. Se menționează că modele matematice prezentate în paragrafele 2.6.2 și 2.8.2 permit acest lucru.

Calculul pierderilor totale de putere pe elementul de rețea  $ij$  se determină în modul următor, cunoscând expresiile puterilor pe laturi [Kilyeni2008]:

$$\begin{cases} P_{ij} = U_i^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ij} = -U_i^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell i0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases}, ij \in R \quad (2.139)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2}, ij \in R \quad (2.140)$$

$$\begin{cases} P_{ji} = U_j^2 \cdot (G_{\ell ij} + G_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) + B_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j)] \\ Q_{ji} = -U_j^2 \cdot (B_{\ell ij} + B_{\ell j0}) - U_i \cdot U_j \cdot [G_{\ell ij} \cdot \sin(\delta_i - \delta_j) - B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases}, ij \in R \quad (2.141)$$

$$S_{ji} = \sqrt{P_{ji}^2 + Q_{ji}^2}, ij \in R \quad (2.142)$$

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

Pierderile de putere pe elementul de rețea  $ij$  au expresiile:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = P_{ij} + P_{ji} = U_i^2 \cdot G_{\ell i0} + U_j^2 \cdot G_{\ell j0} + G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij} = Q_{ij} + Q_{ji} = -U_i^2 \cdot B_{\ell i0} - U_j^2 \cdot B_{\ell j0} - B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases}, ij \in R \quad (2.143)$$

iar pe ansamblul sistemului (sau zone ale SEE):

$$\begin{cases} \Delta P = \sum_{ij \in R} \Delta P_{ij} = \sum_{i \in N} P_i = \sum_{i \in G} P_{gi} + \sum_{i \in N} P_{ci} \\ \Delta Q = \sum_{ij \in R} \Delta Q_{ij} = \sum_{i \in N} Q_i = \sum_{i \in G} Q_{gi} + \sum_{i \in N} Q_{ci} \end{cases} \quad (2.144)$$

Dacă interesează și defalcarea pierderilor pe componente, atunci se utilizează relațiile [Kilyeni2008]:

$$\begin{cases} \Delta P_{ijtransv} = U_i^2 \cdot G_{\ell i0} + U_j^2 \cdot G_{\ell j0} \\ \Delta Q_{ijtransv} = -U_i^2 \cdot B_{\ell i0} - U_j^2 \cdot B_{\ell j0} \end{cases}, ij \in R \quad (2.145)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{ijlong} = G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ijlong} = -B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases}, ij \in R \quad (2.146)$$

Evident:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = \Delta P_{ijlong} + \Delta P_{ijtransv} \\ \Delta Q_{ij} = \Delta Q_{ijlong} + \Delta Q_{ijtransv} \end{cases}, ij \in R \quad (2.147)$$

Multe lucrări, care, așa cum s-a precizat în paragrafele 2.6.2 și 2.8.2, utilizează circulația de puteri în curent continuu, ceea ce implică și o serie de aproximări în ceea ce privește calculul estimarea pierderilor de putere activă (în exclusivitate).

În condițiile neglijării complete a elementelor transversale, prima expresie din relația (2.146) devine:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = G_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) - 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot G_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \\ \Delta Q_{ij} = -B_{\ell ij} \cdot (U_i^2 + U_j^2) + 2 \cdot U_i \cdot U_j \cdot B_{\ell ij} \cdot \cos(\delta_i - \delta_j) \end{cases}, ij \in R \quad (2.148)$$

Se acceptă de regulă aproximările:

$$U_i \cong U_j \cong 1,04 \cdot U_n \quad (2.149)$$

$$\sin(\delta_i - \delta_j) \cong (\delta_i - \delta_j) \quad (2.150)$$

respectiv

$$\sqrt{1-x} \cong 1 - \frac{x}{2} \quad (2.151)$$

relația (2.148) devenind succesiv:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = 2,16 \cdot U_n^2 \cdot G_{\ell ij} \cdot [1 - \cos(\delta_i - \delta_j)] \\ \Delta Q_{ij} = -2,16 \cdot U_n^2 \cdot B_{\ell ij} \cdot [1 - \cos(\delta_i - \delta_j)] \end{cases}, ij \in R \quad (2.152)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = 2,16 \cdot U_n^2 \cdot G_{\ell ij} \cdot [1 - \sqrt{1 - \sin^2(\delta_i - \delta_j)}] \\ \Delta Q_{ij} = -2,16 \cdot U_n^2 \cdot B_{\ell ij} \cdot [1 - \sqrt{1 - \sin^2(\delta_i - \delta_j)}] \end{cases}, ij \in R \quad (2.152)$$

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = 2,16 \cdot U_n^2 \cdot G_{\ell ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)^2 \\ \Delta Q_{ij} = -2,16 \cdot U_n^2 \cdot B_{\ell ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)^2 \end{cases}, ij \in R \quad (2.153)$$

Pentru elementele uzuale de rețea se poate considera aproximativ

$$G_{\ell ij}/B_{\ell ij} = -6, ij \in R \quad (2.154)$$

în final relația (2.153) devine:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = -0,36 \cdot U_n^2 \cdot B_{\ell ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)^2 \\ \Delta Q_{ij} = -2,16 \cdot U_n^2 \cdot B_{\ell ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)^2 \end{cases}, ij \in R \quad (2.155)$$

Pierderile de putere pe ansamblul sistemului au expresiile:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = -0,36 \cdot U_n^2 \cdot \sum_{ij \in R} [B_{\ell ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)^2] \\ \Delta Q_{ij} = -2,16 \cdot U_n^2 \cdot \sum_{ij \in R} [B_{\ell ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)^2] \end{cases} \quad (2.156)$$

Dacă în loc de admitanțele elementelor longitudinale se utilizează elementele nediagonale ale matricei de admitanță nodală  $Y_n$  (admitanțele longitudinale luate cu semn schimbat), atunci relația (2.156) devine:

$$\begin{cases} \Delta P_{ij} = 0,36 \cdot U_n^2 \cdot \sum_{ij \in R} [B_{ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)^2] \\ \Delta Q_{ij} = 2,16 \cdot U_n^2 \cdot \sum_{ij \in R} [B_{ij} \cdot (\delta_i - \delta_j)^2] \end{cases} \quad (2.157)$$

Introducerea competiției în sectorul energiei electrice pune problema determinării contribuției fiecărui generator și consumator la pierderile de putere din sistem. Una dintre problemele esențiale se referă la modul în care serviciile de transport rezolvă alocarea pierderilor la toți factorii implicați, în cadrul alocării generale a costurilor de transport. Datorită naturii neliniare a circulației de puteri, este imposibilă o defalcare perfectă a circulației pe linii și o alocare exactă a pierderilor între participanți.

Se pune problema „cine ar trebui să plătească pierderile”, având în vedere că costul pierderilor constituie o componentă importantă a costului transportului energiei electrice. În principiu, atât generatoarele, cât și consumatorii, ar trebui să plătească, ca urmare a utilizării rețelei, aceștia fiind responsabili pentru apariția pierderilor. Practic, pierderile de putere sunt rezultatul tranzacțiilor de energie, fiind implicate ambele părți. În acest sens s-au dezvoltat mai multe metode de alocare, analizate detaliat în cadrul capitolelor 3 și 4.

## 2.10. Studiu de caz

Problema considerării tuturor componentelor costului transportului energiei electrice, în cazul apariției unor congestii, va fi evidențiată prin intermediul unui studiu de caz. Se consideră un sistem cu trei noduri (Fig. 2.1): nodul 1 este de echilibrare cu  $70 \leq P_{g1} \leq 200$  MW ( $P_{ng1} = 200$  MW) și caracteristica de cost orar  $C_1(P_{g1}) = 0,04 \cdot P_{g1}^2 + 10 \cdot P_{g1} + 100$  [\$/h]. Nodul 2 este generator cu  $P_{ng1} = 200$  MW și  $70 \leq P_2 \leq 200$  MW, caracteristica de cost fiind  $C_1(P_{g1}) = 0,01 \cdot P_{g1}^2 + 8 \cdot P_{g1} + 100$  [\$/h]. Nodul 3 este consumator, cu posibilitatea reducerii consumului de putere activă până la 100 MW.



Generatorul virtual conectat la nodul 3 modelează consumatorul adaptabil, cu un cost orar al diminuării sarcinii de forma:  $C_3(P_{g3}) = 0,1 \cdot P_{g3}^2 + 10 \cdot P_{g3}$  [\$/h]. Pentru toate liniile,  $S_{ij}^{max} = 240$  MVA, nivelul de tensiune fiind 220 kV. Parametrii liniilor sunt prezentați în Tabelul. 2.1.

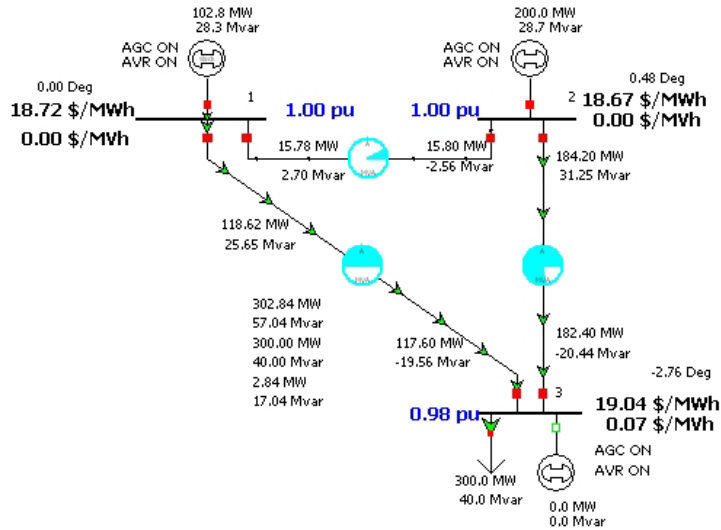


Fig. 2.1. Schema sistemului și regimul permanent normal inițial

Tabelul. 2.1. Parametrii liniilor electrice

$i$	$j$	$R$ [u.r.]	$X$ [u.r.]	$S_{ij}^{max}$ [MVA]
1	2	0.00860	0.05165	240
1	3	0.00688	0.04132	240
3	2	0.00516	0.03099	240

Regimul inițial se caracterizează prin diferențe scăzute între prețurile marginale pentru puterea activă (18,72 \$/MWh; 18,67 \$/MWh; 19,04 \$/MWh). Aceasta atestă faptul că nu există congestii și prețul de echilibru al pieței este corect stabilit: consumatorii (furnizorii) pot cumpăra energie electrică de producătorii preferați în aceleași condiții financiare. Trebuie precizat faptul că diferențele foarte mici între prețurile marginale pentru puterea activă au drept cauză pierderile de putere activă pe elementele sistemului. Valoarea pierderilor de putere este de 2,84 MW.

O altă observație se referă la prețurile marginale locale corespunzătoare puterii reactive și la pierderile de putere reactivă. Dacă în nodurile 1 și 2, prețurile marginale pentru puterea reactivă au valori nule, în nodul 3, se înregistrează o valoare foarte scăzută, 0.07 \$/MVarh. Pierderile de putere reactivă sunt 17.04 MVARh.

Dacă limita maximă a puterii transmise ar fi  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA, sistemul nu poate rezolva pozitiv congestia (generatorul 1 fiind încărcat la limita superioară), semnalându-se o depășire a valorii maxime a puterii transportate de 4% pe linia 2 - 3 (Fig. 2.2). Dacă această valoare este acceptată, cu taxa de penalitate de 100 \$/MWh, costul congestiei este de 848,01 \$/h. Se poate observa valoarea foarte ridicată a prețului marginal din nodul 3 (85,07 \$/MWh), în timp ce modificarea valorii pierderilor de putere activă este nesemnificativă (3,03 MW). Congestia determină și o creștere a prețului marginal local pentru puterea reactivă din nodul 3 la 14.76 \$/MVarh.

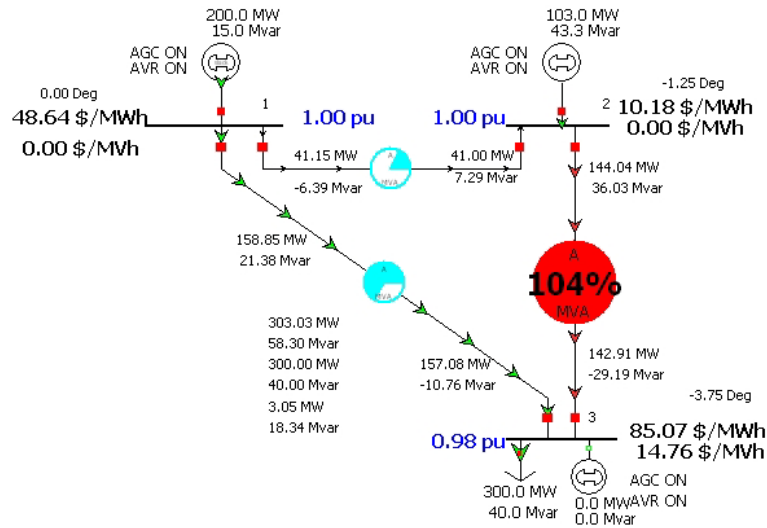


Fig. 2.2. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 100$  \$/MWh

În cele ce urmează se analizează influența valorii taxei de penalitate aplicată congestiei [Nemes2002b], [Nemes2005], [Nemes2004]. Rezultate interesante s-au obținut pentru cazul regimului anterior (Fig. 2.2), în care restricția pe linia 2-3 este 140 MVA. Acest regim este determinat pentru taxa de penalitate de 100 \$/MWh și constituie cazul de referință. Valorile alese pentru taxa de penalitate se situează în intervalul de (10 - 200) \$/MWh. În total s-au analizat 47 de cazuri. Pentru regimurile cu 10 \$/MWh, 30 \$/MWh și respectiv 200 \$/MWh s-a apelat la intervenția generatorului virtual din nodul 3 (ceea ce înseamnă reducerea puterii active consumate) pentru rezolvarea congestiei.

În continuare se vor prezenta regimurile mai semnificative. Astfel, pentru o creștere a taxei de penalitate la 110 \$/MWh (Fig. 2.3), se poate observa valoarea

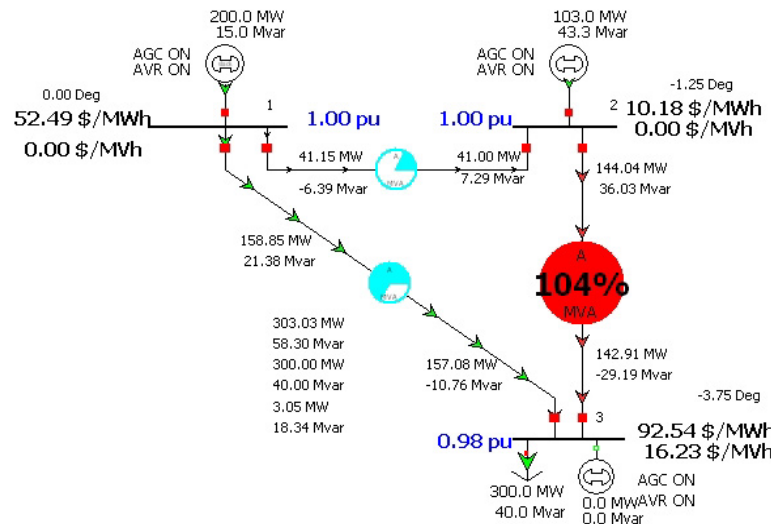


Fig. 2.3. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 110$  \$/MWh

foarte ridicată a prețului marginal din nodul 3 (92.54 \$/MWh), în condițiile în care circulația de puteri nu s-a modificat. Prețul marginal din nodul 2 rămâne neschimbat, iar cel din noul 1 este 52.49 \$/MWh. Costul orar este de 5267.74 \$/h, iar costul congestiei de 938.06 \$/h. Pentru puterea reactivă, prețul marginal în nodul 3 prezintă o valoare mai ridicată, 16.23 \$/MVarh.

În cazul taxei de penalitate de 120 \$/MWh, costul congestiei devine 1022.86 \$/h, pentru aceeași valoare a costului orar și pentru aceeași circulații de putere pe laturi. Evident, prețurile marginale din nodurile 1 și 3 vor suferi modificări semnificative. Pentru taxa de penalitate de 150 \$/MWh, valorile prețurilor marginale locale sunt: 67.9 \$/MWh pentru nodul 1, 10.18 \$/MWh pentru nodul 2 și 122.44 \$/MWh, respectiv 22.12 \$/MVarh pentru nodul 3. Costul congestiei înregistrează valoarea de 1277.26 \$/h. Pentru taxa de 200 \$/MWh (Fig. 2.4), valorile rămân aceleași, cu excepția costului congestiei și a prețurilor marginale din nodurile 1 și 3.

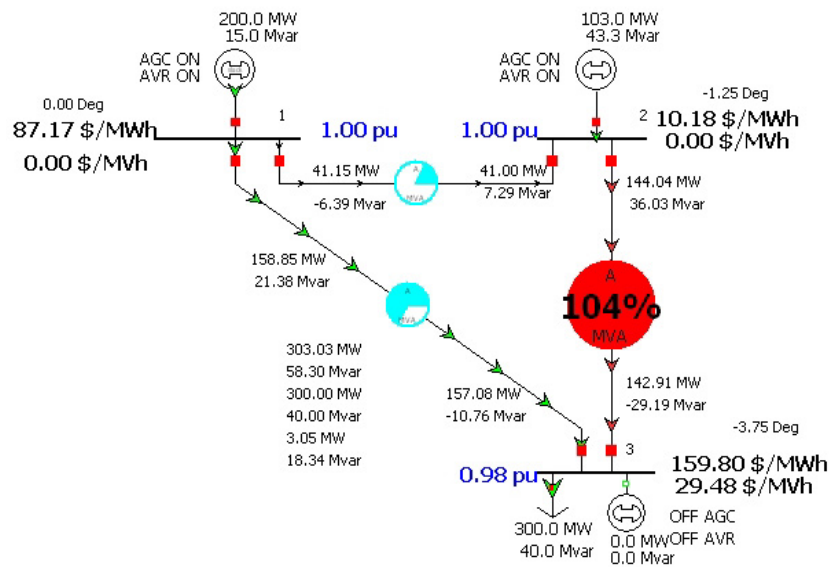


Fig. 2.4. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 200$  \$/MWh

Intervenția generatorului virtual GV din nodul 3 (adică reducerea puterii active consumate) conduce la rezolvarea congestiei și la obținerea unui regim optim din punct de vedere al costului orar (Fig. 2.5), conform funcției obiectiv definite de relația (2.118). Puterea activă consumată în nodul 3 s-a redus cu 100 MW, devenind  $300 - 100 = 200$  MW. După cum era de așteptat, costul orar s-a redus (4856.1 \$/h), în timp ce pierderile de putere activă și reactivă au înregistrat o scădere evidentă (1.27 MW, respectiv 7.77 MVar). În privința prețurilor marginale locale pentru puterea activă, efectul rezolvării congestiei este evident: prețul din nodul 2 a rămas același, iar cele din nodurile 1 și 3 au scăzut considerabil (10.72 \$/MWh, 10.84 \$/MWh). Pentru puterea reactivă prețurile sunt de 0.03 \$/MVarh (nodul 3) și 0 pentru nodul 2.

Dacă taxa de penalitate se reduce la 50 \$/MWh, se poate observa o reducere a valorii costului congestiei la 424,01 \$/h, ceea ce atrage după sine o scădere cu circa 50 % a prețurilor marginale. Se continuă reducerea taxei de penalitate la 40 \$/MWh (Fig. 2.6). Costul congestiei va avea valoarea de 339,20 \$/h. De asemenea, scad prețurile marginale ale puterii active (25.52 \$/MWh, 10.18 \$/MWh și 40.32 \$/MWh) și reactive (5.93 \$/MWh).

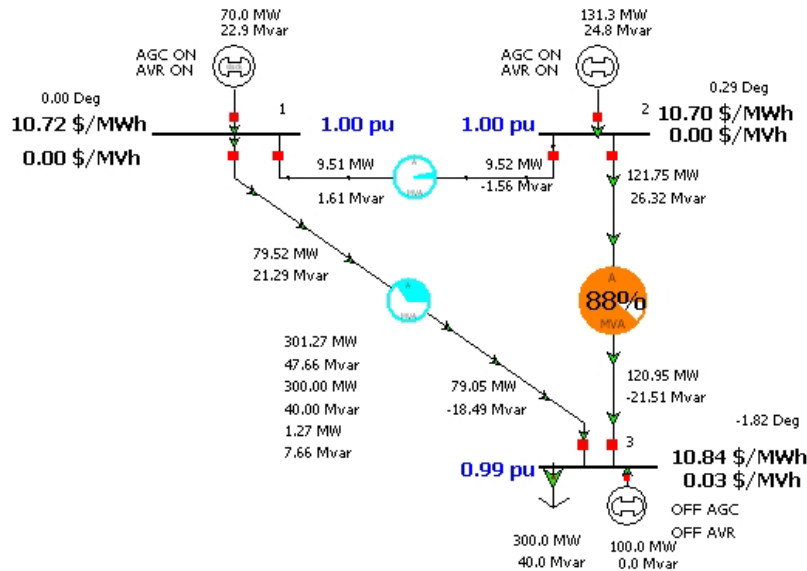


Fig. 2.5. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 200$  \$/MWh, cu modificarea puterii active consumate în nodul 3

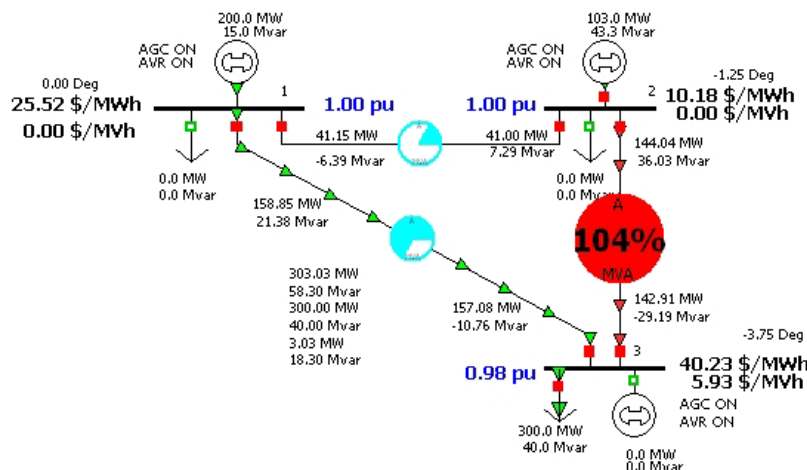


Fig. 2.6. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 50$  \$/MWh

Dacă taxa de penalitate este 30 \$/MWh, depășirea încărcării pe linia 2-3 ajunge la 117%; costul congestiei crește la 783,33 \$/h. Costul total de funcționare este de 4685,31 \$/h. Apare o modificare prețului marginal local pentru puterea activă din nodurile 2 și 3: în nodul 2 crește la 11.08 \$/MWh, iar în nodul 3 scade la 33.91 \$/MWh. Prețul marginal local pentru puterea reactivă scade la 3.70 \$/MVarh.

Intervenția generatorului virtual GV din nodul 3 (adică reducerea puterii active consumate) conduce la rezolvarea congestiei și la obținerea unui regim optim din punct de vedere al costului orar (Fig. 2.8), conform funcției obiectiv definite de relația (2.118). Se observă că reducerea a puterii consumate în nodul 3 este de 65.6 MW. De asemenea, se observă diferențe insignifiante între prețurile marginale ale puterii active. Acest lucru denotă faptul că regimul tinde spre un optim.

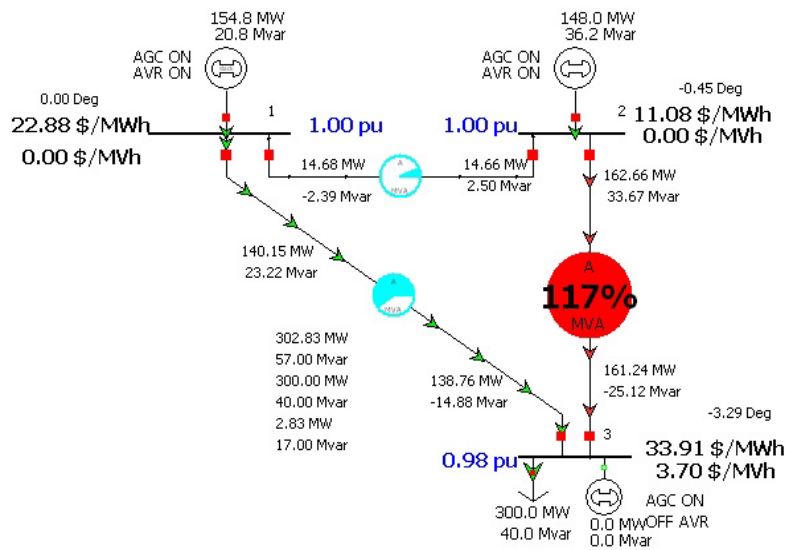


Fig. 2.7. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 30$  \$/MWh

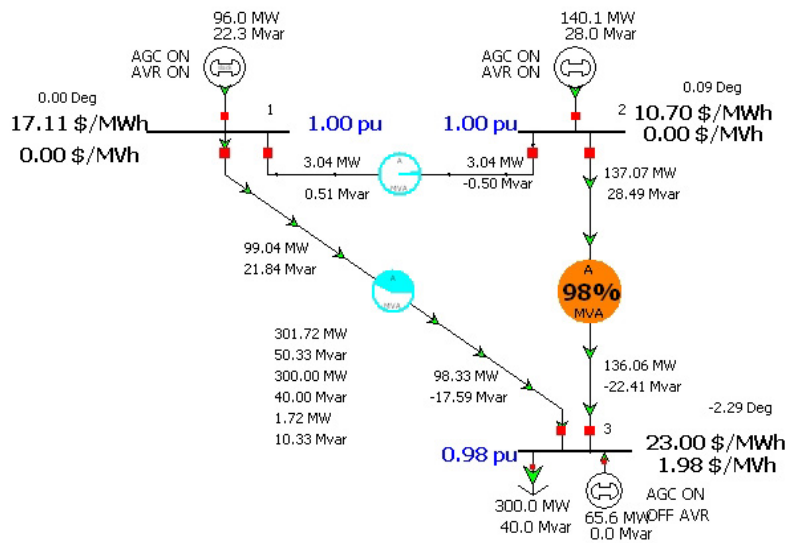


Fig. 2.8. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 30$  \$/MWh, cu modificarea puterii active consumate în nodul 3

Dacă taxa de penalitate se reduce drastic (10 \$/MWh), linia 2-3 este supraîncărcată la 131% (Fig. 2.9). Se poate observa diminuarea valorii costului orar (4192.62 \$/h), a prețului marginal local pentru puterea reactivă (1.04 \$/MVarh), precum și a costului congestiei (468.31 \$/h). Pierderile de putere activă și cele de putere reactivă au crescut: 2.84 MW, respectiv 17.04 MVAR. Se remarcă încărcarea la maxim a sursei din nodul 2, al cărei preț de producere ridicat conduce la un preț marginal de 14.66 \$/MWh.

Intervenția generatorului virtual GV din nodul 3 (adică reducerea puterii active consumate) conduce la rezolvarea congestiei și la obținerea unui regim optim

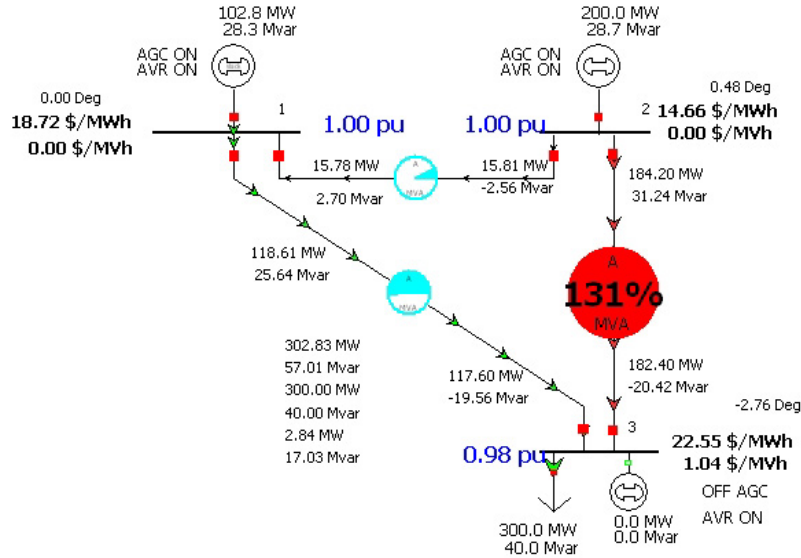


Fig. 2.9. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 10$  \$/MWh

din punct de vedere al costului orar (Fig. 2.8), conform funcției obiectiv definite de relația (2.118). Se observă că nu se atinge limita maximă de reducere a puterii consumate în nodul 3 (100 MW). Se remarcă descărcare evidentă a sursei nodului de echilibrare și o încărcare a sursei din nodul 2. În acest nod prețul marginal local pentru puterea reactivă este 0.03 \$/MVAR. Costul total de funcționare este evident mai mare decât în regimul inițial (4863.9 \$/h). Prețurile marginale locale pentru puterea activă au valori foarte apropiate, deci regimul este optim în condițiile date.

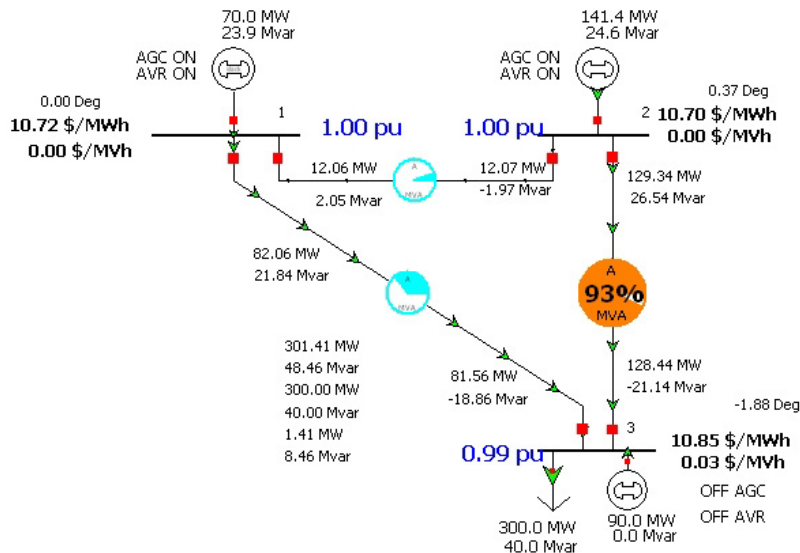


Fig. 2.10. Regimul de funcționare pentru  $S_{ij}^{max} = 140$  MVA și  $TP = 10$  \$/MWh, cu modificarea puterii active consumate în nodul 3

Rezultatele obținute sunt sintetizate în Tabelul 2.2.

Tabelul 2.2. Sinteza rezultatelor studiului de caz

Regim	CH [\$/h]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]	TP [\$/MWh]	Penalitate [\$/h]	LMP [\$/MWh]			$P_g$ [MW]		
						1	2	3	1	2	GV
$S_{2-3}^{max} = 240 \text{ MVA}$	4192.62	2.84	17.04	100	-	18.72	19.67	19.04	102.8	200	-
$S_{2-3}^{max} = 160 \text{ MVA}$	4641.45	2.88	17.32	100	-	24.88	10.7	34.38	170.4	132.5	-
$S_{2-3}^{max} = 150 \text{ MVA}$	5009.24	3	18.13	100	-	24.96	10.18	39.1	196.1	106.9	-
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$	6121.00	3.03	18.34	100	853.26	48.64	10.18	85.07	200	103	-
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$	6205.80	3.05	18.34	110	938.06	52.49	10.18	92.54	200	103.03	-
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$	6545.01	3.05	18.34	150	1277.26	67.9	10.18	122.44	200	103.03	-
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$	6969.01	3.05	18.34	200	1701.27	87.17	10.18	159.8	200	103.03	0
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$ + GV	4606.67	2.15	12.94	200	0	18.2	10.18	25.8	96	121.06	85.1
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$	5696.99	3.03	18.34	50	424.74	29.37	10.18	47.7	200	103	-
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$	5612.19	3.03	18.34	40	339.2	25.52	10.18	40.23	200	103	-
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$	5434.15	2.83	14	30	783.28	22.88	10.18	33.91	154.8	148	-
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$ + GV	4469.40	1.72	10.33	30	-	16.64	10.7	22.1	96	140.1	65.6
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$	4660.93	2.84	17.04	10	468.31	18.72	14.66	22.55	102.8	200	0
$S_{2-3}^{max} = 140 \text{ MVA}$ + GV	4674.58	1.41	8.46	10	-	10.7	10.7	10.85	70	141.4	90

Rezultatele obținute se vor prezenta sub forma unor grafice. Astfel, în Fig. 2.11 se evidențiază dependența costului orar de costul congestiei. Valorile cele mai ridicate sunt semnalate în cazul taxei de penalitate de 200 \$/MWh, pentru limita de 140 MVA pe latura 2-3. Valoarea cea mai mică, exceptând cazul de referință (100 \$/MWh) și regimul permanent normal, este înregistrată pentru taxa de penalitate de 10 \$/MWh, pentru aceeași valoare a limitei maxime a puterii transportate. În acest caz, un rol important îl prezintă intervenția generatorului virtual.

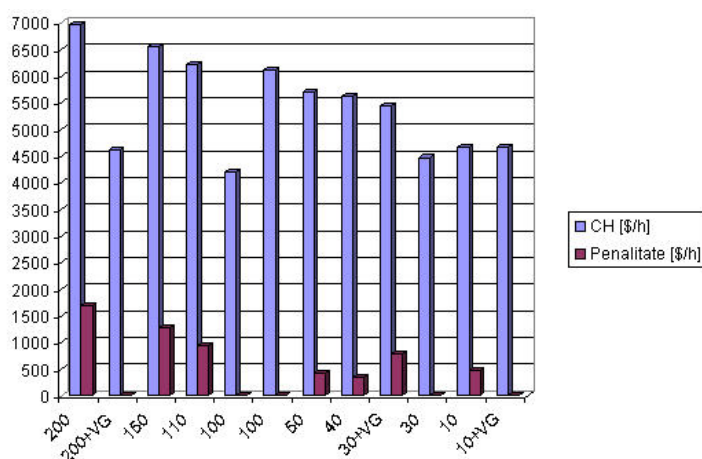


Fig. 2.11. Dependența CH – Cost congestie

Un alt comentariu se adresează evoluției valorilor celor trei prețuri marginale locale pentru puterea activă. Există două cazuri în care valorile celor trei prețuri marginale locale sunt foarte apropiate, exceptând regimul permanent normal (Fig. 2.12). Primul caz este regimul cu taxa de penalitate de 10 \$/MWh, cu limita pe 2-3 de 140 MVA și cu intervenția generatorului virtual din nodul 3. Cel de-al doilea caz se referă tot la un regim în care intervine generatorul virtual, valoarea taxei de penalitate fiind maximă, 200 \$/MWh.

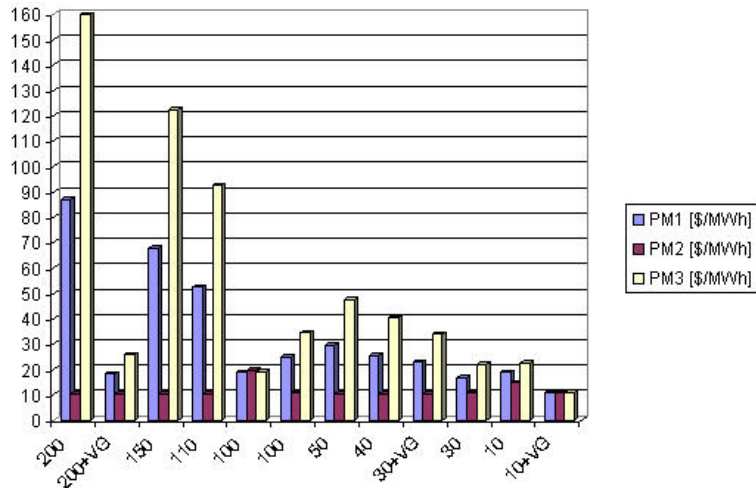


Fig. 2.12. Evoluția prețurilor marginale locale

Ultimul grafic conține modul de repartizare al generatoarelor pentru cazurile prezentate în Tabelul 2.2. Există doar trei situații în care s-a apelat la generatorul virtual. Se poate observa clar contribuția ridicată a sursei nodului de echilibrare, deși este un generator scump. Există doar două situații în care contribuția sursei 2 este dominantă. Primul care corespunde taxei de penalitate de 10 \$/MWh, în timp ce a doua situație se referă la ultimul caz, cel cu taxa de 200 \$/MWh și cu intervenția generatorului virtual.

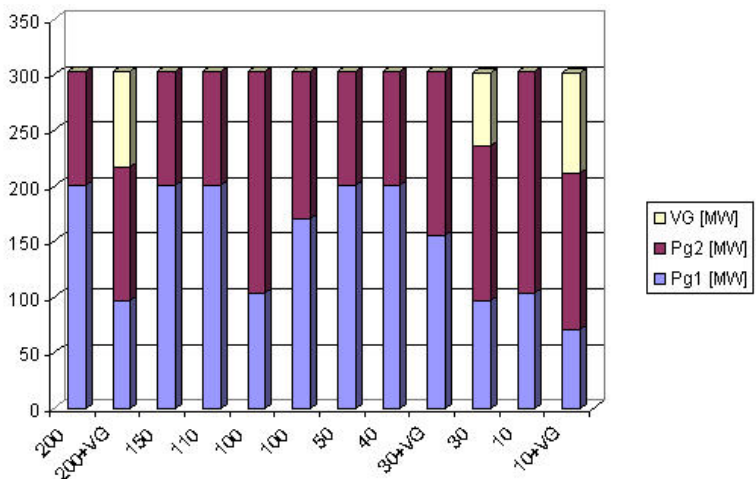


Fig. 2.13. Evoluția repartizării puterii generate



Fig. 2.14 prezintă dependența costului orar de costul congestiei pentru cele 47 de variante. Un lucru e cert. În cazul regimului permanent normal costul orar are valoarea 4192.62 \$/h. Costul congestiei este nul. Cum valoarea de referință este 100 \$/MWh, pentru o valoare a taxei peste 110 \$/MWh, costul congestiei va crește liniar. Dacă taxa scade sub valoarea de referință, această mărime va scădea.

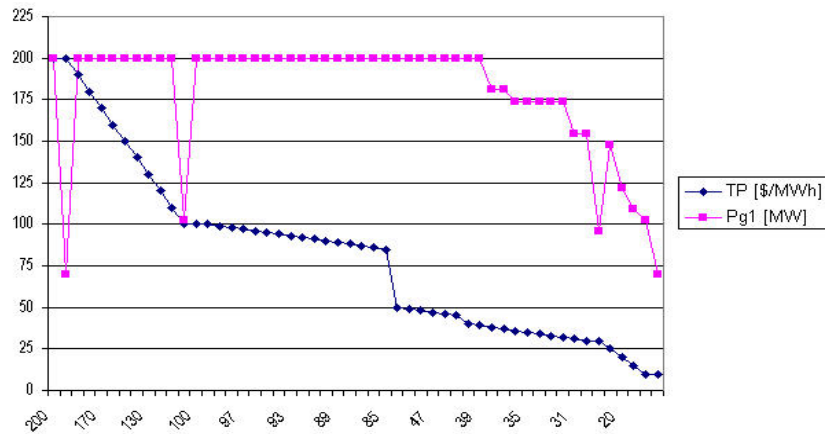


Fig. 2.14. Dependenta  $CH$  – Cost congestie

În continuare se urmărește influența asupra puterii generate a sursei nodului de echilibrare (Fig. 2.15). Pentru valori ale taxei de penalitate între (39 – 200) \$/MWh, curba puterii generate este constantă pentru valoarea de 200 MW, exceptând valoarea de 70 MW la intervenția generatorului virtual. Însă la o taxă de 38 \$/MWh, această valoare va scădea la 180.9 MW. La valori tot mai reduse ale taxei de penalitate, puterea generată corespunzătoare nodului de referință va înregistra o reducere semnificativă de 102.8 MW pentru  $TP = 10$  \$/MWh. În plus, există trei situații când puterea generată scade sub 100 MW, atunci când va interveni generatorul virtual.

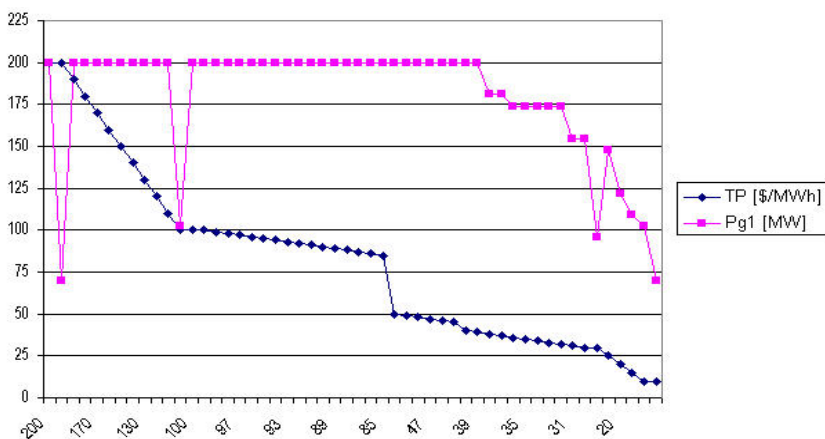


Fig. 2.15. Dependenta  $TP - P_{g1}$

Figura 2.16 prezintă dependența costului congestiei de prețurile marginale ale nodurilor 1 și 3. Valorile maxime sunt semnalate pentru taxa de penalitate de 200 \$/MWh: 1701.27 \$/h (cost congestie), 87.17 \$/MWh (prețul marginal corespunzător

nodului 1) și 159.8 \$/MWh (prețul marginal corespunzător nodului 3). Până la valoarea de 335.97 \$/h, costul congestiei înregistrează o scădere. Însă, începând cu taxa de 38 \$/MWh, valoarea costului prezintă un salt remarcabil, înregistrând un maxim de 809.39 \$/h. În domeniul (10-38) \$/MWh apare instabilitatea. Observația este valabilă pentru prețul marginal al nodului 3, iar prețul marginal al nodului de echilibrare va prezenta o variație neliniară.

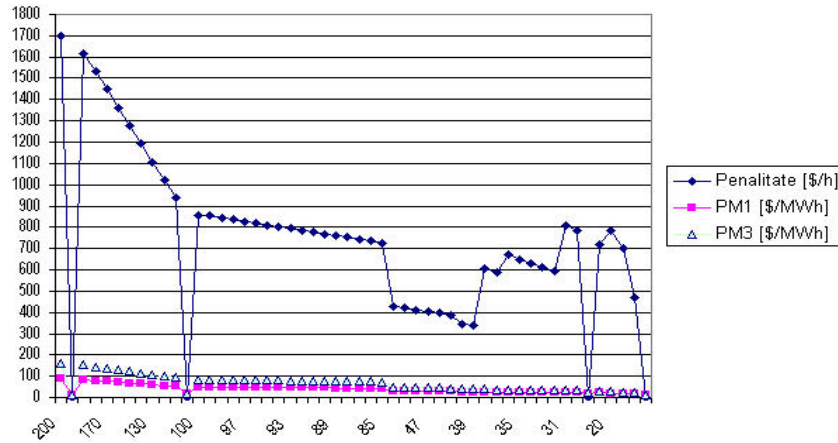


Fig. 2.16. Dependența Cost congestie – LMP1 – LMP3

Pierderile de putere activă sunt în corelația cu costul orar de funcționare a sistemului (Fig. 2.17). În intervalul de (39 – 200) \$/MWh, costul orar și pierderile rămân la aceleași valori. Pentru taxele de penalitate de 38 \$/MWh, 37 \$/MWh și cazurile cu intervenția generatorului virtual, modificarea costului orar conduce și la modificarea pierderilor.

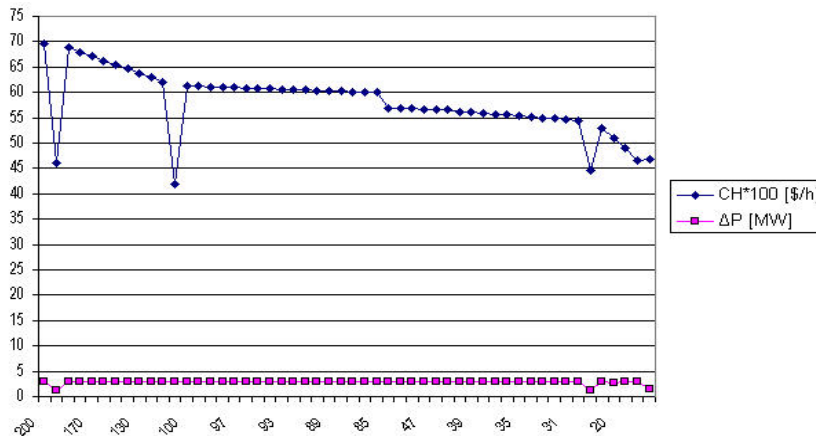


Fig. 2.17. Dependența  $\Delta P$  – CH

Dependența cheltuieli congestie – putere de transfer maximă pe linia 2-3 și prețul marginal al nodului 1 (Fig. 2.18) conduce la rezultate semnificative. Variația cheltuielilor înregistrează o scădere până la valoarea de 39 \$/MWh corespunzătoare taxei de penalitate, proporțională cu valorile prețului marginal al sursei din nodul 1. În această situație încărcarea liniei 2-3 rămâne constantă, 145.9%. Pe măsură ce taxa se micșorează, variația celor trei mărimi devine mai instabilă.

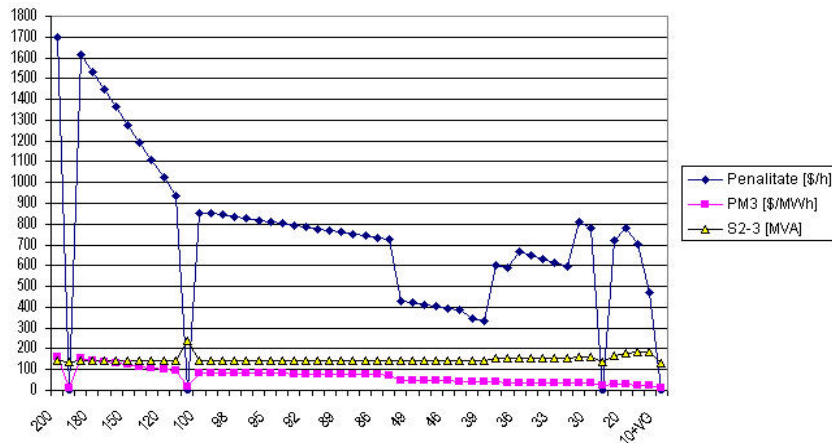


Fig. 2.18. Dependența Cost congestie –  $S_{2-3}^{max}$  – LMP3

## 2.11. Concluzii

În cadrul acestui capitol au fost prezentate și analizate o serie de noțiuni fundamentale legate de tematica tezei de doctorat: structura sistemelor electroenergetice dereglementate, modelele structurilor de comerț (piețele spot și bursele de energie), drepturile de transport, componentele prețului de transport al energiei electrice și alocarea costului transportului participanților la piața de energie, prețul marginal local ca instrument eficient în domeniul analizat, cauzele apariției congestiilor și managementul unor asemenea situații, evaluarea pierderilor de putere în rețeaua de transport și includerea lor în prețul transportului etc.

O atenție aparte s-a acordat adoptării unor modele matematice riguroase în ceea ce privește problema generală a managementului congestiilor și cea particulară a determinării prețului marginal local, soluționate ca probleme de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni (fără a face apel la ipotezele simplificatoare adoptate de mulți autori, care, în anumite situații, conduc la rezultate eronate). Aceste modele, adaptate și completate corespunzător, sunt utilizate în capitolele următoare referitoare la diversele tipuri de metode de alocare, la managementul congestiilor (inclusiv interzonale), la analiza transferului optim de putere prin intermediul unor sisteme tampon.

Studiile de caz, efectuate pe un sistem test de dimensiuni reduse, au clarificat o serie de aspecte de detaliu legate de managementul congestiilor, inclusiv în ceea ce privește includerea costurilor de penalizare a congestiilor în prețul general al transportului energiei electrice.

Elementele prezentate și concluziile formulate fundamentează cercetările care constituie obiectul capitolelor următoare, în condițiile unei abordări mai bine fundamentate matematic, mai riguroase, la nivelul posibilităților oferite de tehnica de calcul actuală. Rezultă cu claritate că singura cale viabilă de soluționare a problemelor discutate este cea numerică, combinată cu utilizarea unor tehnici de optimizare neliniară evaluate. Utilizarea unor modele liniare sau liniarizate nu mai este justificată și de actualitate în zilele noastre.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor originale din cadrul acestui capitol:

- prezentarea într-o manieră sistematizată proprie a principalelor noțiuni privind accesul deschis la rețeaua de transport;
- critica metodelor simplificate utilizate, în mod nejustificat la ora actuală, de o serie de autori, în calculele legate de prețul transportului de energie electrică, de determinarea costurilor marginale locale și, mai ales, în ceea ce privește managementul situațiilor de congestie, din ce în ce mai frecvente în condițiile pieței libere a energiei, a dereglementării sistemelor electroenergetice și a creșterii importanței aspectelor economice, cel puțin la fel de importante ca cele de natură tehnică;
- preluarea, adaptarea și completarea unor modele matematice riguroase pentru determinarea costurilor marginale locale și pentru tratarea situațiilor de congestie, bazate pe calculul complet al circulației de puteri și pe optimizarea regimului de funcționare, abordată ca problemă de programare neliniară de foarte mari dimensiuni și soluționată cu tehnici moderne de optimizare neliniară;
- realizarea unui studiu de caz, pe un sistem test de dimensiuni reduse, privind determinarea prețurilor marginale locale, a prețului transportului puterii, a costurilor legate de pierderile de putere și de penalizarea congestiilor.

## 3. ALOCAREA COSTULUI SERVICIULUI DE TRANSPORT

### 3.1. Considerații preliminare

Costurile de transport al energiei electrice trebuie recuperate cu ajutorul unui mecanism eficient pentru determinarea prețului serviciului de transport. Mecanismul constă în alocarea costurilor utilizatorilor de transport într-o manieră potrivită. Principalii factori pentru alegerea algoritmilor în evaluarea prețului transportului sunt obiectivele studiului și structurile pieței. Din punctul de vedere al structurii pieței, este important ca rata de utilizare a rețelei de transport să fie determinată cu claritate, în cazul implementării utilizării de bază și a metodelor de alocare. În plus, determinarea ratei de utilizare poate întâmpina dificultăți datorită naturii neliniare a circulației de puteri [Alaywan2001b], [Conejo2007], [Galiana2003], [Hautot2000], [Lima1994], [Pan2000], [Pop2006c], [Pop2007], [Pop2008a], [Rudnick1995], [Tovar2004].

Alocarea costului se referă la stabilirea unor mecanisme pentru a determina costurile serviciului oferit unor clienți ai respectivului serviciu. Scopul nu este de a determina prețul serviciului, ci mai degrabă este de a stabili maniera în care costul serviciului oferit este alocat între participanții la piață. Este necesară determinarea alocării costurilor, în vederea stabilirii corecte și juste a prețului serviciului oferit [Leveque2003], [Nemeș2007].

Operatorul de sistem suportă costuri suplimentare în cazul în care congestiile din rețeaua de transport impun limitarea unor tranzacții cu energie pe piață și, în consecință, înlocuirea grupurilor generatoare ieftine cu unele mai scumpe, din afara ordinii de merit. Acestea se includ în costurile de funcționare, dacă operatorul decide să plătească pentru diferențele de preț, sau în costurile activelor, dacă operatorul decide să elimine restricțiile prin investiții în rețea. În conformitate cu Reglementarea UE nr. 1228/2003, operatorul de sistem trebuie să suporte și costul tranzacțiilor transfrontaliere, rezultat ca efect al tranzacțiilor proprii de transport asupra altor sisteme ale pieței unice europene, prin participarea la fondul comun de compensare.

### 3.2. Metode de alocare a costului transportului

#### 3.2.1. Metoda timbrului poștal

Este cea mai simplă metodă de alocare a costurilor de transport. Ea conține un cost de sistem înglobat și depinde de mărimea puterii tranzacționate. Procedura ignoră circulația de puteri, distanța de transport și configurația rețelei. De asemenea, ea se bazează pe faptul că se folosește întreg sistemul de transport, indiferent de facilitățile actuale.

Metoda timbrului poștal („Postage Stamp”) este foarte simplă și oferă un tarif unic [Lima1994], [Happ1994], [Nemes2003c].

$$t_{TP} = \frac{C_{TS}}{P_{VS}} \quad [\$ / MWh] \quad (3.1)$$

unde:  $t_{TP}$  – tariful de transport determinat pe baza metodei timbrului poștal;  
 $C_{TS}$  – costul total orar al funcționării sistemului de transport la vârful de sarcină;  
 $P_{VS}$  – puterea totală produsă în sistem la vârful de sarcină.

Costul de transport pentru o tranzacție  $u$  în funcție de puterea la vârful de sarcină este dat de relația [Tovar2004]:

$$C_{tU} = C_{TS} \cdot \frac{P_{tU}}{P_{VS}} \quad [\$ / h] \quad (3.2)$$

unde:  $C_{tU}$  – costul de transport al tranzacției  $u$ ;  $P_{tU}$  – puterea aferentă tranzacției  $u$ .

Puterea care face obiectul tranzacției  $u$  poate fi atât puterea generată în nodul  $i$  (puterea injectată de producători și cea importată de participanții la piață), cât și puterea consumată (puterea extrasă de furnizorii de energie electrică și participanții la piață care exportă energie electrică). Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama  $0 \div 1$ , suma lor fiind evident 1).

Această metodă oferă un calcul ușor, o procedură stabilă și simplă. Dezavantajele ei sunt legate de neluarea în considerare a variației costului în raport cu poziția în sistem a participanților la piață și a congestiilor.

### 3.2.2. Metoda contractului bilateral

Metoda contractului bilateral este o metodă tradițională utilizată de către serviciile de transport pentru alocarea costurilor fixe de transport [Happ1994]. La fel ca și în cazul timbrului poștal, această metodă nu necesită circulațiile de puteri. Se bazează pe presupunerea că circulația de puteri este restricționată pe un traseu artificial și specificat.

Contractul bilateral este un contract fizic încheiat între doi utilizatori ai rețelei de transport, care nu ia în considerare circulațiile de puteri ce se nu află pe traseul părții contractate. În literatură se apreciază că această tehnică prezintă determină incorect alocarea prețului real de transport [Shahidehpour2004].

După specificarea părților contractante, alocarea efectivă a costurilor de transport se face cu metoda timbrului poștal, aplicată individual sau pentru întreg sistemul.

### 3.2.3. Metoda MW-km

Costurile sunt determinate pentru fiecare tranzacție, utilizând capacitatea de transport ca funcție a puterii tranzacționate. Pentru această metodă este necesară determinarea circulației de puteri. Strategia ei se referă la recuperarea completă a costurilor fixe de transport pe baza utilizării reale a rețelei de transport.

Algoritmul de alocare a costurilor de transport este următorul [Happ1994], [Shirmohammadi1996]:

1. Se determină circulația de puteri și valoarea acesteia pentru fiecare tranzacție  $u$  cu ajutorul puterii nodale injectate corespunzătoare tranzacției respective.
2. Calculul de la punctul anterior se efectuează pentru toate tranzacțiile.
3. Se determină contribuția tranzacției  $t$  la costul total orar  $C_T$  al transportului:

$$C_{tU} = C_T \cdot \frac{\sum_{ij \in L} (c_{ij} \cdot \ell_{ij} \cdot P_{ijU})}{\sum_{k \in U} \sum_{ij \in L} (c_{ij} \cdot \ell_{ij} \cdot P_{ijK})} \quad (3.3)$$

unde  $C_{tU}$  – costul orar de transport al tranzacției  $u$  [\$/h];  $L_{ij}$  – lungimea liniei  $ij$  [km];  $c_{ij}$  – costul unitar al transportului pe linia  $ij$  [\$/MW · km];  $P_{ijU}$  – circulația de putere activă pe linia  $ij$  datorită tranzacției  $u$  [MW];  $U$  – mulțimea tranzacțiilor,  $L$  – mulțimea liniilor.

### 3.2.4. Metoda capacității de transport neutilizată

Diferența dintre puterea maximă admisă și circulația reală printr-un element de rețea este capacitatea de transport neutilizată. Se presupune, că pentru garantarea recuperării complete a tuturor costurilor înglobate, toți utilizatorii rețelei de transport sunt responsabili trebuie să plătească atât pentru capacitatea utilizată a rețelei de transport, cât și pentru cea neutilizată.

În consecință, contribuția tranzacției  $t$  la costul total orar  $C_{tu}$  al transportului are expresia [Happ1994], [Shahidehpour2004]:

$$C_{tu} = \sum_{ij \in L} \left( C_{ijn} \cdot \frac{|P_{iju}|}{\sum_{k \in U} |P_{ijk}|} \right) \quad (3.4)$$

unde  $C_{tu}$  – costul orar de transport al tranzacției  $u$  [\$/h];  $C_{ijn}$  – costul orar de transport pe linia  $ij$  la capacitate maximă [\$/h];  $P_{iju}$  – circulația de putere activă pe linia  $ij$  datorită tranzacției  $u$  [MW];  $U$  – mulțimea tranzacțiilor,  $L$  – mulțimea liniilor electrice.

Alocarea costurilor cu relația (3.4) asigură recuperarea costului pentru capacitatea totală de transport, chiar dacă ea nu este complet folosită. Practic, nu se motivează folosirea eficientă a sistemului de transport. Oricum, această sugestie era un inconvenient în sensul că ignoră marja de siguranță a rețelei de transport și nu asigură recuperarea completă a costurilor fixe de transport.

### 3.2.5. Metoda circulațiilor opuse

Această metodă de alocare are la bază ideea că în cazul aparițiilor unor circulații de putere de sens opus rin anumite elemente de rețea, utilizatorii respectivi ai rețelei de transport ar trebui stimulați (practic, contribuie la scăderea circulației de puteri prin elementul respectiv de rețea.

Se discută metoda prezentată în [Tovar2004]. Costul orar de transport al tranzacției  $u$  este divizat în două componente:  $C_{tu1}$  și  $C_{tu2}$ .

$C_{tu1}$  corespunde costului de transport al circulației nete de puteri, fiind prezent la tranzacțiile pentru care sensul circulației este cel „direct”:

$$C_{tu1} = \sum_{ij \in L^+} \left( C_{ij} \cdot \frac{|P_{iju}|}{\sum_{k \in U} |P_{ijk}|} \right) \quad (3.5)$$

unde  $C_{ij}$  – costul orar de transport pe linia  $ij$  la capacitate de bază [\$/h];  $P_{iju}$  – circulația de putere activă în sens „direct” pe linia  $ij$  datorită tranzacției  $u$  [MW];  $U$  – mulțimea tranzacțiilor,  $L^+$  – submulțimea liniilor electrice cu circulație de putere activă în sens „direct” datorită tranzacției  $u$ .

Costul orar de transport pe linia  $ij$  la capacitate de bază are expresia:

$$C_{ij} = C_{ijn} \cdot \frac{|P_{ij}|}{P_{ij}^{max}} \quad (3.6)$$

unde  $C_{ijn}$  – costul orar de transport pe linia  $ij$  la capacitate maximă;  $P_{ij}^{max}$  – puterea activă maximă care poate circula pe linia  $ij$ .

$C_{tu2}$  corespunde costului de transport al circulației „adiționale” de puteri, corespunzând „rezervei” de transport  $P_{ij}^{max} - |P_{ij}|$ :

$$C_{tu2} = \sum_{ij \in L^+} \left( C_{ija} \cdot \frac{|P_{iju}|}{\sum_{k \in U} |P_{ijk}|} \right) \quad (3.7)$$

unde  $C_{ija}$  – costul orar de transport pe linia  $ij$  la capacitate adițională [\$/h], având expresia:

$$C_{ija} = C_{ijn} \cdot \frac{P_{ij}^{max} - |P_{ij}|}{P_{ij}^{max}} \quad (3.8)$$

În final, costul total orar  $C_{tu}$  al transportului pentru tranzacția  $u$  are expresia:

$$C_{tu} = C_{tu1} + C_{tu2} \quad (3.9)$$

Această metodă prezintă dezavantajul că furnizorii serviciilor de transport au dificultăți în identificarea circulațiilor opuse.

### 3.2.6. Metoda matricelor de sistem

O caracteristică principală a acestei metode este înglobarea efectului de proximitate, care implică faptul că un generator (consumator) utilizează în principal liniile din apropiere [Conejo2007], [Conejo2001], [Conejo2002a], [Esposito2002].

Se consideră circulația de putere aparentă în complex,  $\underline{S}_{jkr}$ , determinată prin elementul de rețea care conectează nodul  $j$  de nodul  $k$ . Se precizează că se folosește schema echivalentă de tip  $\Pi$  (Fig. 3.1).

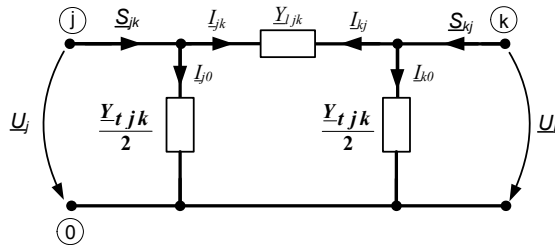


Fig. 3.1. Circuitul echivalent  $\Pi$  a liniei  $j-k$

Relația normală dintre tensiunile nodurilor și curenții injectați în nodurile unui sistem electroenergetic cu  $n$  noduri este de forma [Kilyeni2008]:

$$\underline{I} = \underline{Y}_n \cdot \underline{U} \quad (3.10)$$

unde  $\underline{I}$  – vectorul curenților injectați în noduri;  $\underline{U}$  – vectorul tensiunilor nodale;  $\underline{Y}_n$  – matricea de admitanță nodală a sistemului:

$$\underline{I} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix}; \quad \underline{U} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \\ \dots \\ U_n \end{bmatrix}; \quad \underline{Y}_n = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & \dots & Y_{2n} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & \dots & Y_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & Y_{n3} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.11)$$



Matricea de impedanță nodală  $\underline{Z}_n$  se poate obține prin inversarea matricei de admitanță nodală.

$$\underline{Z}_n = (\underline{Y}_n)^{-1} \quad (3.12)$$

Relația (3.10) devine:

$$\underline{U} = \underline{Z}_n \cdot \underline{I} \quad (3.13)$$

unde  $\underline{Z}_n$  – matricea de impedanță nodală a sistemului:

$$\underline{Z}_n = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} & \cdots & \underline{Z}_{1n} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} & \cdots & \underline{Z}_{2n} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} & \cdots & \underline{Z}_{3n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \underline{Z}_{n1} & \underline{Z}_{n2} & \underline{Z}_{n3} & \cdots & \underline{Z}_{nn} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

Observație: Matricea de impedanță nodală se poate construi și direct, dar este mai simplă inversarea matricei de admitanță nodală.

Puterea aparentă care circulă prin elementul de rețea  $j-k$  datorită injecției  $i$  se calculează cu relația:

$$\underline{S}_{jk}^i = \underline{U}_j \cdot \underline{I}_{jk}^{i*} \quad (3.15)$$

unde  $\underline{I}_{jk}^{i*}$  este curentul prin linia  $j-k$  datorită injecției  $i$ .

Curentul care circulă prin elementul de rețea  $j-k$  are expresia:

$$\underline{I}_{jk} = (\underline{U}_j - \underline{U}_k) \cdot \underline{Y}_{\ell jk} + \underline{U}_j \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}}{2} \quad (3.16)$$

unde, pe baza relațiilor (3.13)-(3.14) rezultă:

$$\underline{U}_j = \sum_{i=1}^n \underline{Z}_{ji} \cdot \underline{I}_i \quad (3.17)$$

$$\underline{U}_k = \sum_{i=1}^n \underline{Z}_{ki} \cdot \underline{I}_i \quad (3.18)$$

Înlocuind relațiile (3.17)-(3.18) în (3.16) rezultă:

$$\underline{I}_{jk} = \sum_{i=1}^n \left\{ \left[ (\underline{Z}_{ji} - \underline{Z}_{ki}) \cdot \underline{Y}_{\ell jk} + \underline{Z}_{ji} \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}}{2} \right] \cdot \underline{I}_i \right\} \quad (3.19)$$

Introducând notația

$$\underline{D}_{jk}^i = (\underline{Z}_{ji} - \underline{Z}_{ki}) \cdot \underline{Y}_{\ell jk} + \underline{Z}_{ji} \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}}{2} \quad (3.20)$$

rezultă

$$\underline{I}_{jk} = \sum_{i=1}^n \left( \underline{D}_{jk}^i \cdot \underline{I}_i \right) \quad (3.21)$$

Forma parametrului  $\underline{D}_{jk}^i$  sugerează o măsură a distanței electrice între nodurile  $i$  și  $j$ , respectiv  $k$ .

Curentul care circulă prin elementul de rețea  $j-k$  datorită injecției  $i$  este:

$$\underline{I}_{jk}^i = \underline{D}_{jk}^i \cdot \underline{I}_i \quad (3.22)$$

Înlocuind în relația (3.15), rezultă expresia puterii aparente care circulă prin elementul de rețea  $j-k$  datorită injecției  $i$  este:

$$\underline{S}_{jk}^i = \underline{U}_j \cdot \underline{D}_{jk}^{i*} \cdot \underline{I}_i^* = \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ji}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \quad (3.23)$$

Se determină puterile activă și reactivă care circulă prin elementul de rețea  $j-k$  datorită injecției  $i$ :

$$P_{jk}^i = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ji}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} \quad (3.24)$$

$$Q_{jk}^i = \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ji}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} \quad (3.25)$$

Similar se obțin expresiile puterii aparente care circulă prin elementul de rețea  $j-k$  datorită injecției  $i$ , în sensul  $k-j$  [Kilyeni2008]:

$$\underline{S}_{kj}^i = \underline{U}_k \cdot \underline{D}_{kj}^{i*} \cdot \underline{I}_i^* = \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \quad (3.26)$$

unde

$$\underline{D}_{kj}^i = (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \quad (3.27)$$

Rezultă puterile activă și reactivă care circulă prin elementul de rețea  $j-k$  datorită injecției  $i$ , în sensul  $k-j$ :

$$P_{kj}^i = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} \quad (3.28)$$

$$Q_{kj}^i = \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} \quad (3.29)$$

Pierderile de putere activă și reactivă generate de injecția  $i$  în elementul de rețea  $j-k$  au expresiile:

$$\Delta P_{jk}^i = P_{jk}^i + P_{kj}^i \quad (3.30)$$

$$\Delta Q_{jk}^i = Q_{jk}^i + Q_{kj}^i \quad (3.31)$$

Utilizând relațiile (3.23)-(3.29), rezultă succesiv:

$$\Delta P_{jk}^i = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_j \cdot \underline{D}_{jk}^{i*} \cdot \underline{I}_i^* + \underline{U}_k \cdot \underline{D}_{kj}^{i*} \cdot \underline{I}_i^* \right\} \quad (3.32)$$

$$\Delta Q_{jk}^i = \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_j \cdot \underline{D}_{jk}^{i*} \cdot \underline{I}_i^* + \underline{U}_k \cdot \underline{D}_{kj}^{i*} \cdot \underline{I}_i^* \right\} \quad (3.33)$$

$$\begin{aligned}
 \Delta P_{jk}^i &= \operatorname{Re} \left\{ \underline{S}_{jk}^i + \underline{S}_{kj}^i \right\} = \\
 &= \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ji}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} + \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} = \\
 &= \operatorname{Re} \left\{ \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \cdot \left[ (\underline{U}_j - \underline{U}_k) \cdot (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + (\underline{U}_j \cdot \underline{Z}_{ji}^* + \underline{U}_k \cdot \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \right\} \quad (3.34)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \Delta Q_{jk}^i &= \operatorname{Im} \left\{ \underline{S}_{jk}^i + \underline{S}_{kj}^i \right\} = \\
 &= \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ji}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} + \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} = \\
 &= \operatorname{Im} \left\{ \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \cdot \left[ (\underline{U}_j - \underline{U}_k) \cdot (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + (\underline{U}_j \cdot \underline{Z}_{ji}^* + \underline{U}_k \cdot \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \frac{\underline{Y}_{tjk}^*}{2} \right] \right\} \quad (3.35)
 \end{aligned}$$

Dacă se consideră schemele echivalente „Γ” (Fig. 3.2) și „Π” (Fig. 3.3) [Pop2007], expresiile puterilor și ale pierderilor de putere se modifică corespunzător (maniera de deducere fiind cea utilizată pentru schema în Π).

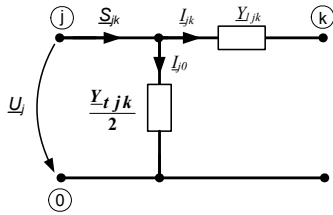


Fig. 3.2. Circuitul echivalent Γ a liniei j-k

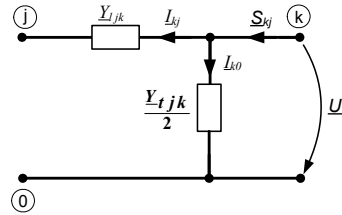


Fig. 3.3. Circuitul echivalent Π a liniei j-k

Relațiile finale de calcul pentru schema echivalentă „Γ” sunt următoarele:

- $\underline{D}_{jk}^i$  și  $\underline{D}_{kj}^i$  se calculează acum cu relațiile:

$$\underline{D}_{jk}^i = (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ji}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \quad (3.36)$$

$$\underline{D}_{kj}^i = (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* \quad (3.37)$$

- circulațiile de puteri datorită injectiei i au expresiile:

$$P_{jk}^i = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ji}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} \quad (3.38)$$

$$Q_{jk}^i = \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ji}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} \quad (3.39)$$

$$P_{kj}^i = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} \quad (3.40)$$

$$Q_{kj}^i = \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* \right] \cdot \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \right\} \quad (3.41)$$

- pierderile de putere activă și reactivă generate de injecția  $i$  în elementul de rețea  $j$ - $k$  au expresiile:

$$\Delta P_{jk}^i = \operatorname{Re} \left\{ \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \cdot \left[ (\underline{U}_j - \underline{U}_k) \cdot (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{U}_j \cdot \underline{Z}_{ji}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \right] \right\} \quad (3.42)$$

$$\Delta Q_{jk}^i = \operatorname{Im} \left\{ \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \cdot \left[ (\underline{U}_j - \underline{U}_k) \cdot (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{U}_j \cdot \underline{Z}_{ji}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \right] \right\} \quad (3.43)$$

Relațiile finale de calcul pentru schema echivalentă "T" sunt următoarele:

- $\underline{D}_{jk}^i$  și  $\underline{D}_{kj}^i$  se calculează acum cu relațiile:

$$\underline{D}_{jk}^i = (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk} \quad (3.44)$$

$$\underline{D}_{kj}^i = (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk} + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \underline{Y}_{tjk} \quad (3.45)$$

- circulațiile de puteri datorită injecției  $i$  au expresiile:

$$P_{jk}^i = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* \right] \cdot \underline{S}_i^* / \underline{U}_i^* \right\} \quad (3.46)$$

$$Q_{jk}^i = \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_j \cdot \left[ (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* \right] \cdot \underline{S}_i^* / \underline{U}_i^* \right\} \quad (3.47)$$

$$P_{kj}^i = \operatorname{Re} \left\{ \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \right] \cdot \underline{S}_i^* / \underline{U}_i^* \right\} \quad (3.48)$$

$$Q_{kj}^i = \operatorname{Im} \left\{ \underline{U}_k \cdot \left[ (\underline{Z}_{ki}^* - \underline{Z}_{ji}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{Z}_{ki}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \right] \cdot \underline{S}_i^* / \underline{U}_i^* \right\} \quad (3.49)$$

- pierderile de putere activă și reactivă generate de injecția  $i$  în elementul de rețea  $j$ - $k$  au expresiile:

$$\Delta P_{jk}^i = \operatorname{Re} \left\{ \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \cdot \left[ (\underline{U}_j - \underline{U}_k) \cdot (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{U}_k \cdot \underline{Z}_{ki}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \right] \right\} \quad (3.50)$$

$$\Delta Q_{jk}^i = \operatorname{Im} \left\{ \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} \cdot \left[ (\underline{U}_j - \underline{U}_k) \cdot (\underline{Z}_{ji}^* - \underline{Z}_{ki}^*) \cdot \underline{Y}_{\ell jk}^* + \underline{U}_k \cdot \underline{Z}_{ki}^* \cdot \underline{Y}_{tjk}^* \right] \right\} \quad (3.51)$$

### 3.2.7. Metoda factorilor de distribuție

Factorii de distribuție [Pan2000], [Shirmohammadi1989], [Rudnick1995], [Lee1992], [Tomokazu2007], [Ng1991], [Pop2009] reprezintă modificarea relativă a circulației de putere pe un anumit element de rețea, cauzată de modificarea puterilor generate și/sau a celor consumate. La modul general, ei depind de topologia sistemului electroenergetic, de regimul de funcționare (inclusiv restricțiile prezentate la modelul OPF în paragraful 2.6.2) și de sensul circulației de putere. Sunt utilizați la analize de regim, de siguranță în funcționare și de contingente, reflectând impactul puterilor generate și al celor consumate asupra transportului energiei electrice.

În literatura de specialitate se utilizează trei categorii de factori:

- **Factorii A**, care se referă la modificarea circulației de puteri prin elementele de rețea datorată unei modificări în repartizarea puterilor generate (fără modificarea

bilanțului general de puteri pe sistem). Ei depind de alegerea nodului de echilibrare, dar sunt independenți de regimul de funcționare.

- **Factorii D**, care reflectă participarea fiecărui generator în parte la circulația de putere activă prin elementele de rețea. Ei depind de parametrii elementelor de rețea și de regimul de funcționare, fiind independenți de alegerea nodului de echilibrare.
- **Factorii C**, care reflectă participarea fiecărui consumator în parte la circulația de putere activă prin elementele de rețea. Ei depind de parametrii elementelor de rețea și de regimul de funcționare, fiind independenți de alegerea nodului de echilibrare.

#### Factorii de distribuție a modificării puterii generate (Factorii A)

Aceștia reflectă modificarea circulației de puteri prin elementele de rețea datorată unei modificări în repartizarea puterilor generate (fără modificarea bilanțului general de puteri pe sistem). Pot fi folosiți în determinarea valorilor maxime ale puterilor tranzacționate, în condițiile limitării puterilor generate sau consumate în nodurile sistemului (limitarea puterilor injectate în noduri). Ei depind de alegerea nodului de echilibrare, dar sunt independenți de regimul de funcționare.

Factorii A se definesc astfel:

$$\begin{cases} \Delta P_{\ell, jk} = A_{jk, i} \cdot \Delta P_{gi} \\ \Delta P_{ge} + \Delta P_{gi} = 0 \end{cases}, \quad jk \in R, \quad i \in N \setminus e \quad (3.52)$$

unde  $\Delta P_{\ell, jk}$  – modificarea circulației de putere activă pe elementul de rețea  $jk$ ;  $A_{jk, i}$  – factorul de distribuție de tip A pentru elementul de rețea  $jk$ , corespunzător modificării puterii generate în nodul  $i$ ;  $\Delta P_{gi}$  – modificarea puterii generate în nodul  $i$  ( $i \neq e$ );  $\Delta P_{ge}$  – modificarea puterii generate în nodul de echilibrare.

Factorii A se determină pe baza circulației de puteri în curent continuu (care presupune neglijarea rezistențelor longitudinale, conductanțelor și susceptanțelor transversale ale elementelor de rețea, renunțarea la circulația de putere reactivă și considerarea tuturor tensiunilor egale cu unitatea). În aceste condiții relația (2.13) conduce la [Kilyeni2008]:

$$\mathbf{P} = -\mathbf{B} \cdot \boldsymbol{\delta} \quad (3.53)$$

unde  $\mathbf{P}$  – vectorul puterilor injectate în nodurile sistemului (cu convențiile de semne uzuale, utilizate în paragraful 2.6.2);  $\boldsymbol{\delta}$  – vectorul unghiurilor tensiunilor nodale;  $\mathbf{B}$  – matricea de susceptanță nodală (partea imaginară, în aceste condiții, a matricei de admitanță nodală  $\mathbf{Y}_n$ ).

Prin soluționarea sistemului liniar (3.43) rezultă unghiurile tensiunilor nodale:

$$\boldsymbol{\delta} = -\mathbf{B}^{-1} \cdot \mathbf{P} \quad (3.54)$$

ceea ce înseamnă (notând cu  $b_{ji}^{-1}$ ,  $j \in N, i \in N$ , elementele matricei  $\mathbf{B}^{-1}$ )

$$\delta_j = -\sum_{i \in N} (b_{ji}^{-1} \cdot P_i), \quad j \in N \quad (3.55)$$

În aceleași condiții, relația (2.23) devine:

$$\mathbf{P}_{\ell} = -\mathbf{B}_{\ell} \cdot \boldsymbol{\delta}_{\ell} \quad (3.56)$$

unde  $\mathbf{P}_{\ell}$  – vectorul puterilor care circulă prin elementele de rețea (cu convențiile de semne uzuale din paragraful 2.6.2);  $\boldsymbol{\delta}_{\ell}$  – vectorul diferenței unghiurilor tensiunilor de la capetele elementelor de rețea;  $\mathbf{B}_{\ell}$  – matricea diagonală a susceptanțelor longitudinale ale elementelor de rețea.

Scrierea în extenso a relației (3.46) conduce la:

$$P_{\ell jk} = -B_{\ell jk} \cdot (\delta_j - \delta_k), \quad jk \in R \quad (3.57)$$

Utilizând relația (3.55), relația (3.57) devine:

$$P_{\ell jk} = B_{\ell jk} \cdot \left[ \sum_{i \in N} (b_{ji}^{-1} \cdot P_i) - \sum_{i \in N} (b_{ki}^{-1} \cdot P_i) \right] = B_{\ell jk} \cdot \sum_{i \in N} [(b_{ji}^{-1} - b_{ki}^{-1}) \cdot P_i], \quad jk \in R \quad (3.58)$$

Relația (3.58) fiind liniară, se poate exprima fără probleme modificarea  $\Delta P_{\ell jk}$  a puterii prin elementul de rețea  $jk$  datorată modificării  $\Delta P_i$  a puterii injectate în nodul  $i$ :

$$\Delta P_{\ell jk} = B_{\ell jk} \cdot (b_{ji}^{-1} - b_{ki}^{-1}) \cdot \Delta P_i \quad (3.59)$$

Comparând relațiile (3.59) și (3.52), rezultă expresia factorului de distribuție de tip A pentru elementul de rețea  $jk$ , corespunzător modificării puterii generate în nodul  $i$ :

$$A_{jk,i} = B_{\ell jk} \cdot (b_{ji}^{-1} - b_{ki}^{-1}), \quad jk \in R, \quad i \in N \setminus e \quad (3.60)$$

#### Factorii de distribuție a puterii generate (Factorii D)

Factorii de tip D determină contribuția fiecărui generator la circulația de putere activă prin elementele de rețea (deci pot avea și valori negative). Ei se determină tot în condițiile circulației de puteri în curent continuu, fiind definiți prin relația:

$$P_{\ell,jk} = \sum_{i \in N} (D_{jk,i} \cdot P_{gi}), \quad jk \in R \quad (3.61)$$

unde  $P_{\ell,jk}$  – circulației de putere activă pe elementul de rețea  $jk$ ;  $P_{gi}$  – puterea generată în nodul  $i$ ;  $D_{jk,i}$  – factorul de distribuție de tip D pentru elementul de rețea  $jk$ , corespunzător puterii generate în nodul  $i$ , având expresia:

$$D_{jk,i} = D_{jk,e} + A_{jk,i} = \frac{P_{jk}^0 - \sum_{i \in N \setminus e} (A_{jk,i} \cdot P_{gi})}{\sum_{i \in N} P_{gi}} + A_{jk,i} \quad (3.62)$$

unde  $P_{jk}^0$  – circulației de putere activă pe elementul de rețea  $jk$  la pasul anterior;  $e$  – nodul de echilibrare.

Factorii de distribuție de tip D reflectă rata de utilizare a capacității rețelei de transport al energiei electrice în funcție de puterile generate (spre deosebire de cei de tip A, care indicau rata incrementală de utilizare). Ei depind de parametrii elementelor de rețea și de regimul de funcționare a sistemului, dar nu depind alegerea nodului de echilibrare.

#### Factorii de distribuție a puterii consumate (Factorii C)

Factorii de tip C determină contribuția fiecărui consumator la circulația de putere activă prin elementele de rețea (deci pot avea și valori negative). Ei se determină tot în condițiile circulației de puteri în curent continuu, fiind definiți prin relația:

$$P_{\ell,jk} = \sum_{i \in N} (C_{jk,i} \cdot P_{ci}), \quad jk \in R \quad (3.63)$$

unde  $P_{\ell,jk}$  – circulației de putere activă pe elementul de rețea  $jk$ ;  $P_{ci}$  – puterea consumată în nodul  $i$ ;  $C_{jk,i}$  – factorul de distribuție de tip C pentru elementul de rețea  $jk$ , corespunzător puterii consumate în nodul  $i$ , având expresia:

$$C_{jk,i} = C_{jk,e} - A_{jk,i} = \frac{P_{jk}^0 - \sum_{i \in N \setminus e} (A_{jk,i} \cdot P_{Ci})}{\sum_{i \in N} P_{Ci}} - A_{jk,i} \quad (3.64)$$

unde  $P_{jk}^0$  – circulației de putere activă pe elementul de rețea  $jk$  la pasul anterior;  $e$  – nodul de echilibrare.

Factorii de distribuție de tip C reflectă rata de utilizare a capacității rețelei de transport al energiei electrice în funcție de puterile consumate. Ei depind parametrii elementelor de rețea și regimul de funcționare a sistemului, dar nu depind alegerea nodului de echilibrare. Se observă că maniera de calcul seamănă foarte mult cu cea de la factorii de tip D, doar că de data aceasta este vorba de puteri consumate în loc de puteri generate (cu alte cuvinte, puteri generate negative).

### 3.3. Alocarea pierderilor de putere activă

Pierderile de putere din rețeaua de transport al energiei electrice sunt influențate de o serie de factori, cum ar fi: localizarea generatoarelor și a consumatorilor, precum și puterea generate și consumate; tipul consumatorilor (inclusiv factorul de putere, armonicile etc.); configurația rețelei; tipul, lungimea și încărcarea liniilor electrice; tipul și încărcarea transformatoarelor și autotransformatoarelor etc.

În sistemele electroenergetice tradiționale optimizarea regimurilor de funcționare asigură costuri minime de producere a puterii generate, ceea ce de regulă înseamnă și un regim cu pierderi minime sau quasi minime. În sistemele electroenergetice dereglementate, în condițiile pieței libere a energiei, problema discutată capătă alte accente, devenind foarte importantă defalcarea pierderilor totale pierderile pe sursele individuale și consumatorii individuali. Alocarea pierderilor nu afectează regimul de funcționare al sistemului, însă modifică plățile și costurile la surse și la consumatori.

Metodele de alocare a pierderilor trebuie să se caracterizeze prin acuratețe, simplitate, consistență și predictibilitate. În literatură se prezintă diverse metode de alocare a pierderilor de putere activă [Conejo2002b], [Bialek1998], [Dai2008], [Pop2007], în lucrare prezentându-se trei dintre acestea.

#### A) Procedura pro rata

Această metodă, deosebit de simplă, presupune alocarea pierderilor în proporție egală generatoarelor și consumatorilor. Apoi, pentru fiecare generator (consumator) individual pierderile se alocă proporțional cu ponderea acestuia în cadrul puterii totale generate (consumate) în sistem.

În aceste condiții relația de alocare a pierderilor pe sursele de putere activă este de forma:

$$\Delta P_{gen i} = \frac{\Delta P}{2} \cdot \frac{P_{gi}}{\sum_{i \in G} P_{gi}} \quad (3.65)$$

unde  $\Delta P$  – pierderile de putere activă pe ansamblul sistemului;  $\Delta P_{gen i}$  – pierderile de putere activă alocate generatoarelor din nodul  $i$ ;  $P_{gi}$  – puterea activă generată în nodul  $i$ .

Considerând un factor de alocare  $K_g$  unic pentru toate generatoarele:

$$K_g = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P}{\sum_{i \in G} P_{gi}} \quad (3.66)$$

relația (3.65) devine:

$$\Delta P_{gen i} = K_g \cdot P_{gi} \quad (3.67)$$

Similar, relația de alocare a pierderilor pe consumatorii de putere activă este de forma:

$$\Delta P_{con i} = \frac{\Delta P}{2} \cdot \frac{P_{ci}}{\sum_{i \in N} P_{ci}} \quad (3.68)$$

unde  $\Delta P$  – pierderile de putere activă pe ansamblul sistemului;  $\Delta P_{con i}$  – pierderile de putere activă alocate consumatorilor din nodul  $i$ ;  $P_{ci}$  – puterea activă consumată în nodul  $i$ .

Considerând un factor de alocare  $K_c$  unic pentru toți consumatorii:

$$K_c = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P}{\sum_{i \in N} P_{ci}} \quad (3.69)$$

relația (3.68) devine:

$$\Delta P_{con i} = K_c \cdot P_{ci} \quad (3.70)$$

### B) Procedura de „rupere” a liniei în două părți

Conform [Bialek1998] se „introduc” pierderile de putere activă pe un element de rețea (linie electrică) la „mijloc”, „rupând” linia în două părți. Se introduce un nod fictiv la mijlocul liniei, având consumul egal cu pierderile de putere activă pe linie.

### C) Procedura de „aruncare” a pierderilor la extremitățile liniei

În [Pop2007] se propune o nouă metodă de considerare a pierderilor de putere activă. Pierderile de putere activă pe un element de rețea (linie electrică) sunt divizate în două componente, „aruncate” la extremitățile liniei, ceea ce înseamnă introducerea unor noi consumatori individuali în nodurile sistemului sau augmentarea puterilor consumate în nodurile respective cu valoarea pierderilor.

Acest procedeu s-a aplică cu succes în cadrul metodei de alocare utilizând factorii de distribuție și în cadrul celor bazate pe principiul repartiției proporționale (Bialek și Kirschen). Practic, factorii de distribuție de tip A nu se modifică. Deoarece pierderile au în general valori reduse (în raport cu puterile generate, consumate sau vehiculate prin elementele de rețea, mai ales la înaltă tensiune), factorii de tip D și C se modifică nesemnificativ. Un calcul riguros trebuie să țină seama totuși de această modificare.

## 3.4. Metoda factorilor de distribuție aplicată puterii reactive

Similar cu cele discutate referitor la puterea activă în paragraful 3.2.7, în [Pop2008c] se propune utilizarea unor factori de distribuție referitori la puterea reactivă. Se pun în discuție și aici trei categorii de factori:



- **Factorii AQ**, care se referă la modificarea circulației de putere reactivă prin elementele de rețea datorată unei modificări în repartizarea puterilor reactive generate (fără modificarea sensibilă a bilanțului general al puterii reactive pe sistem). Ei depind de alegerea nodului de echilibrare, dar sunt independenți de regimul de funcționare.
- **Factorii DQ**, care reflectă participarea fiecărui generator în parte la circulația de putere reactivă prin elementele de rețea. Ei depind de parametrii elementelor de rețea și de regimul de funcționare, fiind independenți de alegerea nodului de echilibrare.
- **Factorii CQ**, care reflectă participarea fiecărui consumator în parte la circulația de putere reactivă prin elementele de rețea. Ei depind de parametrii elementelor de rețea și de regimul de funcționare, fiind independenți de alegerea nodului de echilibrare.

#### Factorii de distribuție a modificării puterii reactive generate (Factorii AQ)

Aceștia reflectă modificarea circulației puterilor reactive prin elementele de rețea datorată unei modificări în repartizarea puterilor generate (fără modificarea bilanțului general de puteri pe sistem). Ei depind de alegerea nodului de echilibrare, dar sunt independenți de regimul de funcționare.

Factorii AQ se definesc astfel:

$$\begin{cases} \Delta Q_{t,jk} = AQ_{jk,i} \cdot \Delta Q_{gi} \\ \Delta Q_{ge} + \Delta Q_{gi} = 0 \end{cases}, \quad jk \in R, \quad i \in N \setminus e \quad (3.71)$$

unde  $\Delta Q_{t,jk}$  – modificarea circulației de putere reactivă pe elementul de rețea  $jk$ ;  $AQ_{jk,i}$  – factorul de distribuție de tip AQ pentru elementul de rețea  $jk$ , corespunzător modificării puterii reactive generate în nodul  $i$ ;  $\Delta Q_{gi}$ ,  $\Delta Q_{ge}$  – modificarea puterii reactive generate în nodul  $i$  ( $i \neq e$ ), respectiv în nodul de echilibrare.

Factorii AQ se determină pe baza circulației simplificate de putere reactivă (care presupune neglijarea rezistențelor longitudinale, conductanțelor și transversale ale elementelor de rețea, renunțarea la circulația de putere activă și considerarea tuturor unghiurilor egale cu 0 – unghiul tensiunii nodului de echilibrare). În aceste condiții relația (2.13) conduce la [Kilyeni2008]:

$$\mathbf{Q}/\mathbf{U} = -\mathbf{B} \cdot \mathbf{U} \quad (3.72)$$

unde  $\mathbf{Q}/\mathbf{U}$  – vectorul puterilor reactive injectate în nodurile sistemului împărțite la valoarea tensiunii în nod (cu convențiile de semne uzuale, utilizate în paragraful 2.6.2);  $\mathbf{U}$  – vectorul tensiunilor nodale;  $\mathbf{B}$  – matricea de susceptanță nodală (partea imaginară, în aceste condiții, a matricei de admitanță nodală  $\mathbf{Y}_n$ , cu precizările practice menționate în [Kilyeni2008]).

Dacă tensiunile care apar în partea stângă a relației (3.72) se consideră egale cu 1 u.r., sistemul (3.72) devine liniar:

$$\mathbf{Q} = -\mathbf{B} \cdot \mathbf{U} \quad (3.73)$$

Prin soluționarea sistemului liniar (3.63) rezultă valorile tensiunilor nodale:

$$\mathbf{U} = -\mathbf{B}^{-1} \cdot \mathbf{Q} \quad (3.74)$$

ceea ce înseamnă (notând cu  $b_{ji}^{-1}$ ,  $j \in N, i \in N$ , elementele matricei  $\mathbf{B}^{-1}$ )

$$U_j = -\sum_{i \in N} (b_{ji}^{-1} \cdot Q_i), \quad j \in N \quad (3.75)$$

În aceleași condiții, relația (2.23) devine:

$$\mathbf{Q}_\ell / \mathbf{U} = -\mathbf{B}_\ell \cdot \mathbf{U}_\ell \quad (3.76)$$

unde  $\mathbf{P}_\ell / \mathbf{U}$  – vectorul puterilor reactive care circulă prin elementele de rețea împărțite la valoarea tensiunii în nod (cu convențiile de semne uzuale din paragraful 2.6.2);  $\mathbf{U}_\ell$  – vectorul tensiunilor din nodul inițial al elementelor de rețea;  $\mathbf{B}_\ell$  – matricea diagonală a susceptanțelor longitudinale ale elementelor de rețea.

Dacă tensiunile care apar în partea stângă a relației (3.75) se consideră egale cu 1 u.r., sistemul (3.76) devine liniar:

$$\mathbf{Q}_\ell = -\mathbf{B}_\ell \cdot \mathbf{U}_\ell \quad (3.77)$$

Scrierea în extenso a relației (3.77) conduce la:

$$Q_{\ell jk} = -B_{\ell jk} \cdot (U_j - U_k), \quad jk \in R \quad (3.78)$$

Utilizând relația (3.75), relația (3.78) devine:

$$Q_{\ell jk} = B_{\ell jk} \cdot \left[ \sum_{i \in N} (b_{ji}^{-1} \cdot Q_i) - \sum_{i \in N} (b_{ki}^{-1} \cdot Q_i) \right] = B_{\ell jk} \cdot \sum_{i \in N} \left[ (b_{ji}^{-1} - b_{ki}^{-1}) \cdot Q_i \right], \quad jk \in R \quad (3.79)$$

Relația (3.79) fiind liniară, se poate exprima fără probleme modificarea  $\Delta Q_{\ell jk}$  a puterii reactive prin elementul de rețea  $jk$  datorată modificării  $\Delta Q_i$  a puterii injectate în nodul  $i$ :

$$\Delta Q_{\ell jk} = B_{\ell jk} \cdot (b_{ji}^{-1} - b_{ki}^{-1}) \cdot \Delta Q_i \quad (3.80)$$

Comparând relațiile (3.80) și (3.71), rezultă expresia factorului de distribuție de tip AQ pentru elementul de rețea  $jk$ , corespunzător modificării puterii reactive generate în nodul  $i$ :

$$AQ_{jk,i} = B_{\ell jk} \cdot (b_{ji}^{-1} - b_{ki}^{-1}), \quad jk \in R, \quad i \in N \setminus e \quad (3.81)$$

expresie similară cu cea de la puterea activă – relația (3.60).

### Factorii de distribuție a puterii generate reactive (Factorii DQ)

Similar cu factorii de tip D de la puterea activă, factorii de tip DQ determină contribuția fiecărui generator la circulația de putere reactivă prin elementele de rețea (deci pot avea și valori negative). Ei se determină tot în condițiile circulației de puteri simplificate, prezentată la factorii AQ, fiind definiți prin relația:

$$Q_{\ell, jk} = \sum_{i \in N} (DQ_{jk,i} \cdot Q_{gi}), \quad jk \in R \quad (3.82)$$

unde  $Q_{\ell, jk}$  – circulației de putere reactivă pe elementul de rețea  $jk$ ;  $Q_{gi}$  – puterea generată în nodul  $i$ ;  $DQ_{jk,i}$  – factorul de distribuție de tip DQ pentru elementul de rețea  $jk$ , corespunzător puterii reactive generate în nodul  $i$ , având expresia:

$$DQ_{jk,i} = DQ_{jk,e} + AQ_{jk,i} = \frac{Q_{jk}^0 - \sum_{i \in N \setminus e} (AQ_{jk,i} \cdot Q_{gi})}{\sum_{i \in N} Q_{gi}} + AQ_{jk,i} \quad (3.83)$$

unde  $Q_{jk}^0$  – circulației de putere reactivă pe elementul de rețea  $jk$  la pasul anterior;  $e$  – nodul de echilibrare.

Factorii de distribuție de tip DQ reflectă rata de utilizare a capacității rețelei de transport al energiei electrice în funcție de puterile reactive generate (spre deosebire de cei de tip AQ, care indicau rata incrementală de utilizare). Ei depind de parametrii elementelor de rețea și de regimul de funcționare a sistemului, dar nu depind alegerea nodului de echilibrare.

#### Factorii de distribuție a puterii consumate (Factorii CQ)

Factorii de tip CQ determină contribuția fiecărui consumator la circulația de putere reactivă prin elementele de rețea (deci pot avea și valori negative). Ei se determină tot în condițiile circulației de puteri simplificate, prezentată la factorii AQ, fiind definiți prin relația:

$$Q_{\ell, jk} = \sum_{i \in N} (CQ_{jk,i} \cdot Q_{Ci}), \quad jk \in R \quad (3.84)$$

unde  $Q_{\ell, jk}$  – circulației de putere reactivă pe elementul de rețea  $jk$ ;  $Q_{Ci}$  – puterea reactivă consumată în nodul  $i$ ;  $CQ_{jk,i}$  – factorul de distribuție de tip CQ pentru elementul de rețea  $jk$ , aferent puterii reactive consumate în nodul  $i$ , având expresia:

$$CQ_{jk,i} = CQ_{jk,e} - AQ_{jk,i} = \frac{Q_{jk}^0 - \sum_{i \in N \setminus e} (AQ_{jk,i} \cdot Q_{Ci})}{\sum_{i \in N} P_{Ci}} - AQ_{jk,i} \quad (3.85)$$

unde  $Q_{jk}^0$  – circulației de putere reactivă pe elementul de rețea  $jk$  la pasul anterior;  $e$  – nodul de echilibrare.

Factorii de distribuție de tip CQ reflectă rata de utilizare a capacității rețelei de transport al energiei electrice în funcție de puterile consumate. Ei depind parametrii elementelor de rețea și regimul de funcționare a sistemului, dar nu depind alegerea nodului de echilibrare. Se observă că maniera de calcul seamănă foarte mult cu cea de la factorii de tip DQ, doar că de data aceasta este vorba de puteri reactive consumate în loc de puteri reactive generate (cu alte cuvinte, puteri generate negative).

### 3.5. Alocarea pierderilor de putere reactivă

În acest subcapitol se „extrapolează” metodele de alocare a pierderilor de putere reactivă [Conejo2002b], [Bialek1998], [Dai2008], [Pop2007], prezentate în subcapitolul 3.3, asupra celor de putere reactivă, cu comentariile și particularizările de rigoare.

#### A) Procedura pro rata

Această metodă, deosebit de simplă, presupune alocarea pierderilor în proporție egală generatoarelor și consumatorilor. Apoi, pentru fiecare generator (consumator) individual pierderile se alocă proporțional cu ponderea acestuia în cadrul puterii totale generate (consumate) în sistem.

În aceste condiții relația de alocare a pierderilor pe sursele de putere activă este de forma:

$$\Delta Q_{geni} = \frac{\Delta Q}{2} \cdot \frac{Q_{gi}}{\sum_{i \in G} Q_{gi}} \quad (3.86)$$

unde  $\Delta Q$  – pierderile de putere activă pe ansamblul sistemului;  $\Delta Q_{gen i}$  – pierderile de putere reactivă alocate generatoarelor din nodul  $i$ ;  $Q_{gi}$  – puterea activă generată în nodul  $i$ .

Considerând un factor de alocare  $K_{gq}$  unic pentru toate generatoarele:

$$K_{gq} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta Q}{\sum_{i \in G} Q_{gi}} \quad (3.87)$$

relația (3.86) devine:

$$\Delta Q_{gen i} = K_{gq} \cdot Q_{gi} \quad (3.88)$$

Similar, relația de alocare a pierderilor pe consumatorii de putere reactivă este de forma:

$$\Delta Q_{con i} = \frac{\Delta Q}{2} \cdot \frac{Q_{ci}}{\sum_{i \in N} Q_{ci}} \quad (3.89)$$

unde  $\Delta Q$  – pierderile de putere reactivă pe ansamblul sistemului;  $\Delta Q_{con i}$  – pierderile de putere reactivă alocate consumatorilor din nodul  $i$ ;  $Q_{ci}$  – puterea reactivă consumată în nodul  $i$ .

Considerând un factor de alocare  $K_{cq}$  unic pentru toți consumatorii:

$$K_{cq} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta Q}{\sum_{i \in N} Q_{ci}} \quad (3.90)$$

relația (3.89) devine:

$$\Delta Q_{con i} = K_{cq} \cdot Q_{ci} \quad (3.91)$$

## B) Procedura de „rupere” a liniei în două părți

Conform [Bialek1998] se „introduc” pierderile de putere reactivă pe un element de rețea (linie electrică) la „mijloc”, „rupând” linia în două părți. Se introduce un nod fictiv la mijlocul liniei, având consumul egal cu pierderile de putere reactivă pe linie.

## C) Procedura de „aruncare” a pierderilor la extremitățile liniei

În [Pop2007] se propune o nouă metodă de considerare a pierderilor de putere reactivă. Pierderile de putere reactivă pe un element de rețea (linie electrică) sunt divizate în două componente, „aruncate” la extremitățile liniei, ceea ce înseamnă introducerea unor noi consumatori individuali în nodurile sistemului sau augmentarea puterilor consumate în nodurile respective cu valoarea pierderilor.

Acest procedeu s-a aplicat cu succes în cadrul metodei de alocare utilizând factorii de distribuție și în cadrul celor bazate pe principiul repartiției proporționale (Bialek și Kirschen). Practic, factorii de distribuție de tip AQ nu se modifică. Deoarece pierderile au în general valori reduse (în raport cu puterile generate, consumate sau vehiculate prin elementele de rețea, mai ales la înaltă tensiune), factorii de tip DQ și CQ se modifică nesemnificativ. Un calcul riguros trebuie să țină seama totuși de această modificare.

### 3.6. Studii de caz

#### 3.6.1. Utilizarea metodei matricelor de sistem

##### 3.6.1.1. Sistemul test cu 4 noduri

Se consideră sistemul test cu 4 noduri prezentat în Fig. 3.4. Datele inițiale referitoare la topologie, parametrii elementelor de sistem și regimul de funcționare considerat sunt prezentate în Anexa 1, alături de rezultatele circulației de puteri pentru regimul de bază.

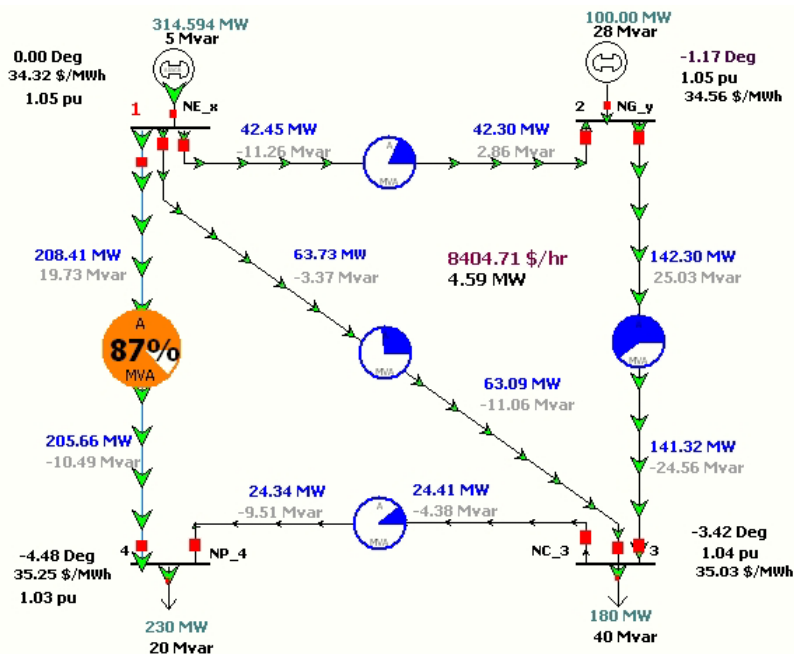


Fig. 3.4. Sistem test cu 4 noduri, regim de bază

Pentru efectuarea calculului matriciale s-a folosit programul Mathematica®, datorită avantajelor pe care le oferă în această direcție.

În continuare prezintă pe scurt mersul de calcul în situația considerării schemei echivalente în  $\Pi$  pentru elementele de rețea. Apoi se analizează situațiile în care se consideră schemele echivalente „ $\Gamma$ ” și „ $\Gamma$ ”, evidențiindu-se concluziile care rezultă din analiza comparativă a rezultatelor.

#### A. Schema echivalentă „ $\Pi$ ”

**Pasul 1.** Se determină valorile impedanțelor laturilor ( $Z_{12}$ ,  $Z_{13}$ ,  $Z_{14}$ ,  $Z_{23}$ ,  $Z_{43}$ ) și valorile admitanțelor transversale ale laturilor incidente la noduri ( $Y_{\text{linie}11} = j 0.15950$ ;  $Y_{\text{linie}22} = j 0.06700$ ;  $Y_{\text{linie}33} = j 0.17625$ ;  $Y_{\text{linie}44} = j 0.10075$ ).

**Pasul 2.** Se determină matricea de admitanță nodală  $Y_n$ .

$$\mathbf{Y}_n = \begin{bmatrix} \frac{1}{Z_{12}} + \frac{1}{Z_{13}} + \frac{1}{Z_{14}} + Y_{tlinie11} & -\frac{1}{Z_{12}} & -\frac{1}{Z_{13}} & -\frac{1}{Z_{14}} \\ -\frac{1}{Z_{12}} & \frac{1}{Z_{12}} + \frac{1}{Z_{23}} + Y_{tlinie22} & -\frac{1}{Z_{23}} & 0 \\ -\frac{1}{Z_{13}} & -\frac{1}{Z_{23}} & \frac{1}{Z_{13}} + \frac{1}{Z_{23}} + Y_{tlinie33} & -\frac{1}{Z_{43}} \\ -\frac{1}{Z_{14}} & 0 & -\frac{1}{Z_{43}} & \frac{1}{Z_{14}} + \frac{1}{Z_{43}} + Y_{tlinie44} \end{bmatrix} = \begin{pmatrix} 8.63636 - 51.6427 \text{ j} & -3.14021 + 18.8376 \text{ j} & -1.56981 + 9.41794 \text{ j} & -3.92634 + 23.5466 \text{ j} \\ -3.14021 + 18.8376 \text{ j} & 8.37773 - 50.1653 \text{ j} & -5.23752 + 31.3947 \text{ j} & 0 \\ -1.56981 + 9.41794 \text{ j} & -5.23752 + 31.3947 \text{ j} & 8.76915 - 52.4102 \text{ j} & -1.96182 + 11.7738 \text{ j} \\ -3.92634 + 23.5466 \text{ j} & 0 & -1.96182 + 11.7738 \text{ j} & 5.88816 - 35.2197 \text{ j} \end{pmatrix} \quad (3.92)$$

**Pasul 3.** Matricea de impedanță  $\mathbf{Z}_n$  nodală rezultă din inversarea matricei  $\mathbf{Y}_n$ :

$$\mathbf{Z}_n = (\mathbf{Y}_n)^{-1} = \begin{pmatrix} 0.00164523 - 1.97625 \text{ j} & -0.00054045 - 1.98933 \text{ j} & -0.00116267 - 1.99305 \text{ j} & -0.00021126 - 1.98737 \text{ j} \\ -0.00054045 - 1.98933 \text{ j} & 0.00270709 - 1.96989 \text{ j} & 0.000163855 - 1.98512 \text{ j} & -0.00123129 - 1.99346 \text{ j} \\ -0.00116267 - 1.99305 \text{ j} & 0.000163855 - 1.98512 \text{ j} & 0.00164767 - 1.97624 \text{ j} & -0.00115071 - 1.99298 \text{ j} \\ -0.00021126 - 1.98737 \text{ j} & -0.00123129 - 1.99346 \text{ j} & -0.00115071 - 1.99298 \text{ j} & 0.00316631 - 1.96715 \text{ j} \end{pmatrix} \quad (3.93)$$

**Pasul 4.** Se calculează circulațiile de puteri prin elementele de rețea, în ambele sensuri, datorită injecției  $i$ , folosind relațiile (3.23) și (3.26). Rezultatele obținute pentru sensul  $j-k$  sunt prezentate în tabelul 3.1.

Tabelul 3.1. Circulațiile de puteri prin elementele de rețea datorită injecției  $i$

Nod	Latura 1-2 [MVA]	Latura 1-3 [MVA]	Latura 1-4 [MVA]	Latura 2-3 [MVA]	Latura 3-4 [MVA]
1	105.77+j1.70	103.40+j1.69	105.51+j1.70	53.35+j1.93	20.35+j2.77
2	-29.12-j8.76	12.57+j3.78	16.58+j4.98	53.42+j17.28	22.53+j8.27
3	12.55+j3.58	5.87-j0.25	-11.73-j3.34	42.33+j13.02	-58.35-j20.51
4	-46.76-j7.76	-58.12-j8.54	98.07+j16.29	-7.92-j1.48	40.39+j9.21
Total	42.44-j11.24	63.72-j3.36	208.42+j19.63	141.17+j30.75	24.92-j0.26

**Pasul 5.** Pierderea de putere activă pe elementele de rețea datorită injecției  $i$  se determină cu ajutorul relațiilor (3.34) - (3.35). Rezultatele finale sunt sintetizate în tabelul 3.2.

Tabelul 3.2. Pierderile de putere activă pe elementele de rețea

Latura 1-2 [MW]	Latura 1-3 [MW]	Latura 1-4 [MW]	Latura 2-3 [MW]	Latura 3-4 [MW]
0.065	0.638	2.742	1.032	0.082

### B. Schema echivalentă „Γ”

Urmând o procedură similară cu cea de la schema echivalentă în  $\Pi$ , se determină matricea de admitanță nodală  $\mathbf{Y}_n$ , prin inversarea căreia rezultă matricea de impedanță nodală  $\mathbf{Z}_n$ .

$$\mathbf{Y}_n = \begin{pmatrix} 8.63636 - 51.4832 \text{ j} & -3.14021 + 18.8376 \text{ j} & -1.56981 + 9.41794 \text{ j} & -3.92634 + 23.5466 \text{ j} \\ -3.14021 + 18.8376 \text{ j} & 8.37773 - 50.1823 \text{ j} & -5.23752 + 31.3947 \text{ j} & 0 \\ -1.56981 + 9.41794 \text{ j} & -5.23752 + 31.3947 \text{ j} & 8.76915 - 52.4519 \text{ j} & -1.96182 + 11.7738 \text{ j} \\ -3.92634 + 23.5466 \text{ j} & 0 & -1.96182 + 11.7738 \text{ j} & 5.88816 - 35.3204 \text{ j} \end{pmatrix} \quad (3.94)$$

$$\mathbf{Z}_n = \begin{pmatrix} 0.00064138 - 1.98226 \text{ j} & -0.000837672 - 1.99111 \text{ j} & -0.00120979 - 1.99333 \text{ j} & 0.0000240261 - 1.98595 \text{ j} \\ -0.000837672 - 1.99111 \text{ j} & 0.00311833 - 1.96742 \text{ j} & 0.000827515 - 1.98116 \text{ j} & -0.000282342 - 1.98779 \text{ j} \\ -0.00120979 - 1.99333 \text{ j} & 0.000827515 - 1.98116 \text{ j} & 0.00256169 - 1.97078 \text{ j} & 0.0000479761 - 1.98581 \text{ j} \\ 0.0000240261 - 1.98595 \text{ j} & -0.000282342 - 1.98779 \text{ j} & 0.0000479761 - 1.98581 \text{ j} & 0.00462424 - 1.95836 \text{ j} \end{pmatrix} \quad (3.95)$$

Se calculează circulațiile de puteri prin elementele de rețea, în ambele sensuri, datorită injecției  $i$ , folosind relațiile (3.23) și (3.26). Rezultatele obținute pentru sensul  $j-k$  sunt prezentate în tabelul 3.3.

Tabelul 3.3. Circulațiile de puteri prin elementele de rețea datorită injecției  $i$ 

Nod	Latura 1-2 [MVA]	Latura 1-3 [MVA]	Latura 1-4 [MVA]	Latura 2-3 [MVA]	Latura 3-4 [MVA]
1	106.26+j1.71	138.53+j2.26	69.99+j1.13	53.84+j1.95	55.75+j7.57
2	-28.96-j8.71	23.70+j7.13	5.32+j1.60	53.48+j17.32	33.32+j12.25
3	12.27+j3.50	1.00-j5.99	8.62+j2.46	42.12+j12.94	-77.74-j27.37
4	-46.98-j7.82	-99.17-j12.85	124.01+j20.65	-8.23-j1.54	14.74+j3.36
Total	42.59-j11.32	64.05-j9.45	207.95+j25.84	141.21+j30.67	26.07-j4.19

Pierderea de putere activă pe elementele de rețea datorită injecției  $i$  se determină cu ajutorul relațiilor (3.34) - (3.35). Rezultatele finale sunt sintetizate în tabelul 3.4.

Tabelul 3.4. Pierderile de putere activă pe elementele de rețea

Latura 1-2 [MW]	Latura 1-3 [MW]	Latura 1-4 [MW]	Latura 2-3 [MW]	Latura 3-4 [MW]
0.063	0.687	2.793	1.030	0.078

### C. Schema echivalentă "Π"

Urmând o procedură similară cu cea de la schema echivalentă în  $\Pi$ , se determină matricea de admitanță nodală  $\underline{Y}_n$ , prin inversarea căreia rezultă matricea de impedanță nodală  $\underline{Z}_n$ .

$$\underline{Y}_n = \begin{pmatrix} 8.63636 - 51.8022 \text{ j} & -3.14021 + 18.8376 \text{ j} & -1.56981 + 9.41794 \text{ j} & -3.92634 + 23.5466 \text{ j} \\ -3.14021 + 18.8376 \text{ j} & 8.37773 - 50.1483 \text{ j} & -5.23752 + 31.3947 \text{ j} & 0 \\ -1.56981 + 9.41794 \text{ j} & -5.23752 + 31.3947 \text{ j} & 8.76915 - 52.3684 \text{ j} & -1.96182 + 11.7738 \text{ j} \\ -3.92634 + 23.5466 \text{ j} & 0 & -1.96182 + 11.7738 \text{ j} & 5.88816 - 35.1189 \text{ j} \end{pmatrix} \quad (3.96)$$

$$\underline{Z}_n = \begin{pmatrix} 0.00333845 - 1.96608 \text{ j} & 0.000458508 - 1.98335 \text{ j} & -0.000410658 - 1.98855 \text{ j} & 0.000253145 - 1.98458 \text{ j} \\ 0.000458508 - 1.98335 \text{ j} & 0.00300398 - 1.96813 \text{ j} & 0.000209344 - 1.98486 \text{ j} & -0.00147877 - 1.99493 \text{ j} \\ -0.000410658 - 1.98855 \text{ j} & 0.000209344 - 1.98486 \text{ j} & 0.00144307 - 1.97748 \text{ j} & -0.00164851 - 1.99594 \text{ j} \\ 0.000253145 - 1.98458 \text{ j} & -0.00147877 - 1.99493 \text{ j} & -0.00164851 - 1.99594 \text{ j} & 0.00239996 - 1.97177 \text{ j} \end{pmatrix} \quad (3.97)$$

Se calculează circulațiile de puteri prin elementele de rețea, în ambele sensuri, datorită injecției  $i$ , folosind relațiile (3.23) și (3.26). Rezultatele obținute pentru sensul  $j-k$  sunt prezentate în tabelul 3.3.

Tabelul 3.5. Circulațiile de puteri prin elementele de rețea datorită injecției  $i$ 

Nod	Latura 1-2 [MVA]	Latura 1-3 [MVA]	Latura 1-4 [MVA]	Latura 2-3 [MVA]	Latura 3-4 [MVA]
1	105.22+j1.71	68.45+j1.10	140.91+j2.29	52.79+j1.92	-14.98-j2.03
2	-29.31-j8.81	1.45+j0.44	27.85+j8.37	53.34+j17.25	11.71+j4.29
3	12.86+j3.66	19.28+j5.50	-32.14-j9.16	42.57+j13.10	-38.88-j13.63
4	-46.48-j7.70	-25.52-j4.23	72.00+j11.93	-7.56-j1.41	66.19+j15.06
Total	42.30-j11.15	63.66+j2.81	208.63+j13.43	141.13+j30.86	24.05+j3.69

Pierderea de putere activă pe elementele de rețea datorită injecției  $i$  se determină cu ajutorul relațiilor (3.34) - (3.35). Rezultatele finale sunt sintetizate în tabelul 3.4.

Tabelul 3.6. Pierderile de putere activă pe elementele de rețea

Latura 1-2 [MW]	Latura 1-3 [MW]	Latura 1-4 [MW]	Latura 2-3 [MW]	Latura 3-4 [MW]
0.061	0.615	2.706	1.015	0.071

În final, pentru a concluziona asupra modelelor studiate, se calculează exact regimul de funcționare cu un program de calcul de circulație de puteri. Rezultatele obținute sunt prezentate în tabelul 3.7 (circulațiile pe elementele de rețea) și în tabelul 3.8 (pierderile de putere pe ansamblul sistemului).

Tabelul 3.7. Situația comparativă a însumării circulațiilor de puteri prin elementele de rețea datorită injecției  $i$ 

	Latura 1-2 [MVA]	Latura 1-3 [MVA]	Latura 1-4 [MVA]	Latura 2-3 [MVA]	Latura 3-4 [MVA]
Exact	42.45-j11.26	63.73-j3.37	208.41+j19.73	142.30+j25.03	24.41-j4.38
$\Pi$	42.44-j11.24	63.72-j3.36	208.42+j19.63	141.17+j30.75	24.92-j4.19
$\Gamma$	42.59-j11.32	64.05-j9.45	207.95+j25.84	141.21+j30.67	26.07-j0.26
$\Upsilon$	42.30-j11.15	63.66+j2.81	208.63+j13.43	141.13+j30.86	24.05+j3.69

Tabelul 3.8. Situația comparativă a pierderilor de putere pe ansamblul sistemului

	Latura 1-2 [MW]	Latura 1-3 [MW]	Latura 1-4 [MW]	Latura 2-3 [MW]	Latura 3-4 [MW]	Total sistem [MW]
Exact	0.062	0,640	2.750	0.980	0,080	4,512
$\Pi$	0.065	0.638	2.742	1.032	0.082	4,559
$\Gamma$	0.063	0.687	2.793	1.030	0.078	4,651
$\Upsilon$	0.061	0.615	2.706	1.015	0.071	4,468

Analiza comparativă a rezultatelor din cele două tabele de mai sus evidențiază că rezultatele cele mai apropiate de cele exacte corespund schemei în  $\Pi$  pentru elementele de rețea. Performanțele celorlalte scheme echivalente sunt de același ordin de mărime. În consecință, în calculele ulterioare se va utiliza schema echivalentă în  $\Pi$ .

În continuare se prezintă alocarea costurilor de transport al energiei electrice participante la piața de energie – în cazul nostru producătorii și consumatorii. Drept bază de calcul se consideră un cost unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW.km.

Se determină costurile de transport alocate generatoarelor, rezultatele fiind sintetizate în Tabelul 3.9, unde: costul unitar de transport pe linii s-a calculat pe baza lungimilor acestora, precizate în Anexa 1; costul total al transportului s-a calculat pe baza costului unitar și al circulației de putere activă (valoarea exactă din Tabelul 3.7); contribuția generatoarelor a fost preluată din tabelul 3.1; alocarea s-a efectuat pe baza circulațiilor pozitive relative (raportarea s-a făcut la suma circulațiilor parțiale pozitive).

Tabelul. 3.9. Alocarea costurilor de transport generatoarelor

Nod $i$	Nod $j$	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	Cost total transport [\$]	$pg^1_{ij}$ [MW]	$pg^2_{ij}$ [MW]	Cost alocat generator 1 [\$]	Cost alocat generator 2 [\$]
1	2	125	42.45	5306.2	105.77	-29.12	5306.2	0
1	3	250	63.73	15932.5	103.40	12.57	14205.6	1726.9
1	4	100	208.41	20841	105.51	16.58	18010.8	2830.2
2	3	75	142.30	10672.5	53.35	53.42	5332.7	5339.8
3	4	200	24.41	4882	20.35	22.53	2316.9	2565.1
Total				57634.2	-	-	45172.2	12462

Se determină costurile de transport alocate consumatorilor, rezultatele fiind sintetizate în Tabelul 3.10. Calculul s-a efectuat în maniera precizată la generatoare.

Tabelul. 3.10. Alocarea costurilor de transport consumatorilor

Nod $i$	Nod $j$	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	Cost total transport [\$]	$pc^3_{ij}$ [MW]	$pc^4_{ij}$ [MW]	Cost alocat consumator 1 [\$]	Cost alocat consumator 2 [\$]
1	2	125	42.45	5306.2	12.55	-46.76	5306.2	0
1	3	250	63.73	15932.5	5.87	-58.12	15932.5	0
1	4	100	208.41	20841	-11.73	98.07	0	20841
2	3	75	142.30	10672.5	42.33	-7.92	10672.5	0
3	4	200	24.41	4882	-58.35	40.39	0	4882
Total				57634.2	-	-	31911.2	25723



Evident, alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active. În realitate, alocarea se face atât la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

### 3.6.1.2. Sistemul test cu 12 noduri

Se consideră sistemul test cu 12 noduri prezentat în Fig. 3.5. Datele inițiale referitoare la topologie, parametrii elementelor de sistem și regimul de funcționare considerat sunt prezentate în Anexa 3, alături de rezultatele circulației de puteri pentru regimul de bază.

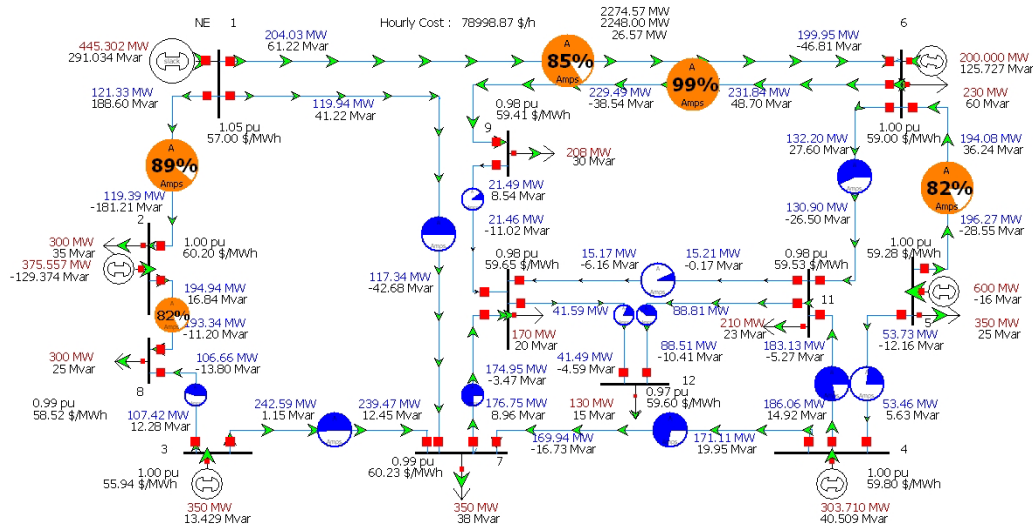


Fig. 3.5. Sistem test cu 12 noduri, regim de bază

Pentru efectuarea calculului matriceale s-a folosit programul Mathematica®, datorită avantajelor pe care le oferă în această direcție.

În continuare prezintă pe scurt rezultatele în situația considerării schemei echivalente în  $\Pi$  pentru elementele de rețea (pe baza concluziilor la care s-a ajuns în subparagraful precedent, pentru sistemul test cu 4 noduri).

Mersul calculului în ceea ce privește matricea de admitanță nodală  $\underline{Y}_n$ , prin inversarea căreia rezultă matricea de impedanță nodală  $\underline{Z}_n$ , este absolut similar cu cel din subparagraful precedent.

Se calculează circulațiile de puteri prin elementele de rețea, în ambele sensuri, datorită injecției  $i$ , folosind relațiile (3.23) și (3.26). Rezultatele obținute pentru sensul  $j-k$  sunt prezentate în tabelul 3.11 (doar circulațiile de putere activă).

Tabelul 3.11. Circulațiile de putere activă prin elementele de rețea datorită injecției  $i$

Nod	Latura 1-2 [MVA]	Latura 1-6 [MVA]	Latura 1-7 [MVA]	Latura 2-8 [MVA]	Latura 3-7 [MVA]	Latura 3-8 [MVA]
1	136.59	207.35	146.94	110.37	65.997	-65.997
2	-27.11	16.31	10.80	19.33	14.89	-14.89
3	-73.04	55.23	17.81	-82.81	232.23	115.88
4	7.74	-7.20	-0.538	-3.88	-31.77	31.77

Nod	Latura 1-2 [MVA]	Latura 1-6 [MVA]	Latura 1-7 [MVA]	Latura 2-8 [MVA]	Latura 3-7 [MVA]	Latura 3-8 [MVA]
5	18.19	-31.35	13.16	7.56	-17.01	17.01
6	-3.81	7.10	-3.29	-2.29	1.51	-1.51
7	3.28	-18.81	15.53	16.48	49.72	-49.72
8	133.84	-84.47	-49.37	138.22	-132.51	132.51
9	-14.33	24.50	-10.17	-5.65	13.99	-13.99
10	-8.15	12.18	-4.04	-1.21	14.94	-14.94
11	-12.12	19.54	-7.42	-3.42	16.58	-16.58
12	-6.97	10.93	-3.96	-1.62	10.73	-10.73
Total	154.11	211.31	125.46	191.09	239.30	108.80

Nod	Latura 5-4 [MVA]	Latura 4-7 [MVA]	Latura 4-11 [MVA]	Latura 5-6 [MVA]	Latura 6-9 [MVA]	Latura 6-11 [MVA]
1	21.20	-40.47	26.56	-21.20	46.84	54.22
2	1.30	-7.20	4.21	-1.30	4.78	6.18
3	-10.19	-75.82	38.78	10.19	-0.18	12.45
4	-46.48	134.58	81.75	46.48	3.50	-5.05
5	108.46	62.86	26.47	144.21	41.59	36.68
6	-6.29	-4.08	0.74	6.29	-11.66	-11.13
7	19.49	90.14	-44.48	-19.49	13.39	-1.31
8	-0.97	48.64	-26.55	0.97	-13.50	-21.80
9	-16.35	-8.28	7.49	16.35	81.58	-15.22
10	-5.09	-0.70	8.34	5.09	33.03	6.31
11	-4.38	-27.68	39.01	4.38	5.48	45.46
12	-3.20	-10.19	16.70	3.20	12.48	18.36
Total	57.50	161.80	179.01	195.17	217.33	125.15

Nod	Latura 7-10 [MVA]	Latura 9-10 [MVA]	Latura 11-10 [MVA]	Latura 10-12 [MVA]	Latura 11-12 [MVA]
1	48.20	28.04	6.48	21.55	10.27
2	9.47	2.63	0.71	4.03	1.41
3	87.18	-13.11	-1.24	23.08	2.93
4	33.16	-7.07	17.03	3.58	17.42
5	-2.94	31.12	12.89	5.61	13.70
6	4.32	-10.49	-2.05	-1.34	-2.26
7	-102.29	25.33	3.48	-24.16	-0.91
8	-56.49	-2.00	-1.33	-17.63	-4.48
9	43.09	-101.45	11.56	-21.80	7.46
10	48.65	37.42	20.46	-27.04	15.27
11	30.18	12.59	-44.39	24.44	-39.32
12	26.33	16.42	-9.43	48.87	59.29
Total	168.87	19.43	14.18	39.19	80.80

Pierderea de putere activă pe elementele de rețea datorită injecției / se determină cu ajutorul relațiilor (3.34) - (3.35). Rezultatele finale sunt sintetizate în tabelul 3.12.

Tabelul 3.12. Pierderile de putere activă pe elementele de rețea

Latura	$\Delta P$ [MW]	Latura	$\Delta P$ [MW]	Latura	$\Delta P$ [MW]	Latura	$\Delta P$ [MW]	Latura	$\Delta P$ [MW]
1-2	2.12	3-7	3.69	4-11	2.76	6-11	1.31	11-10	0.12
1-6	3.96	3-8	0.98	5-6	1.76	7-10	1.71	10-12	0.16
1-7	2.51	4-5	0.41	6-9	2.33	9-10	0.10	11-12	0.43
2-8	1.08	4-7	1.11						

Comparația dintre valorile exacte ale circulației de puteri și ale pierderilor (date în Anexa 3) și cele obținute în acest subparagraf este edificatoare, concluziile fiind similare cu cele referitoare la sistemul Test 4 (tabelul 3.13).

Tabelul 3.13. Circulațiile de puteri și pierderile de putere activă pe elementele de rețea

Latura	$P_{jk}$ [MW]		$\Delta P_{jk}$ [MW]		Latura	$P_{jk}$ [MW]		$\Delta P_{jk}$ [MW]	
	Exact	$\Pi$	Exact	$\Pi$		Exact	$\Pi$	Exact	$\Pi$
1-2	121.3	154.11	1.94	2.12	5-6	194.1	195.17	2.19	1.76
1-6	204	211.31	4.08	3.96	6-9	231.8	217.33	2.35	2.33
1-7	119.9	125.46	2.6	2.51	6-11	132.2	125.15	1.3	1.31
2-8	194.9	191.09	1.61	1.08	7-10	175	168.87	1.79	1.71
3-7	242.6	239.30	3.12	3.69	9-10	21.5	19.43	0.03	0.10
3-8	106.7	108.80	0.75	0.98	11-10	15.2	14.18	0.04	0.12
4-5	53.7	57.50	0.27	0.41	10-12	41.6	39.19	0.1	0.16
4-7	169.9	161.80	1.17	1.11	11-12	88.8	80.80	0.3	0.43
4-11	183.1	179.01	2.93	2.76	Total pierderi			25.57	26.54

În continuare se prezintă alocarea costurilor de transport al energiei electrice participante la piața de energie – în cazul nostru producătorii și consumatorii. Drept bază de calcul se consideră un cost unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW-km.

Se determină costurile de transport alocate generatoarelor, rezultatele fiind sintetizate în Tabelul 3.14, unde: costul unitar de transport pe linii s-a calculat pe baza lungimilor acestora, precizate în Anexa 3; costul total al transportului s-a calculat pe baza costului unitar și al circulației de putere activă (valoarea exactă din Tabelul 3.7); contribuția generatoarelor a fost preluată din Anexa 3; alocarea s-a efectuat pe baza circulațiilor pozitive relative (raportarea s-a făcut la suma circulațiilor parțiale pozitive).

Se menționează suplimentar faptul că alocarea costurilor se referă la puterile generate echivalente, fiind vorba de nodurile generatoare unde pe aceleași bare există și o putere consumată. Dacă valoarea puterii consumate depășește pe cea a puterii generate, atunci costul se alocă de fapt puterii consumate echivalente.

Tabelul. 3.14. Alocarea costurilor de transport generatoarelor

Nod $i$	Nod $j$	Cost unitar transport [\$ / MW]	$P_{ij}$ [MW]	Cost total transport [\$]	$pg^1_{ij}$ [MW]	$pg^2_{ij}$ [MW]	$pg^3_{ij}$ [MW]	$pg^4_{ij}$ [MW]	$pg^5_{ij}$ [MW]	$pg^6_{ij}$ [MW]
1	2	60	121.3	7278	136.59	-27.11	-73.04	7.74	18.19	-3.81
1	6	140	204	28560	207.35	16.31	55.23	-7.2	-31.35	7.1
1	7	240	119.9	28776	146.95	10.8	17.81	-0.54	13.16	-3.29
2	8	60	194.9	11694	110.37	19.33	-82.8	-3.88	7.56	-2.29
3	7	76	242.6	18437.6	66	14.89	232.23	-31.77	-17.01	1.51
3	8	90	106.7	9603	-66	-14.89	115.88	31.77	17.01	-1.51
5	4	120	53.7	6444	21.2	1.3	-10.19	-46.48	108.46	-6.29
4	7	56	169.9	9514.4	-40.47	-7.2	-75.82	134.58	62.86	-4.08
4	11	120	183.1	21972	26.56	4.21	38.78	81.75	26.47	0.74
5	6	80	194.1	15528	-21.2	-1.3	10.19	46.48	144.21	6.29
6	9	60	231.8	13908	46.84	4.78	-0.18	3.5	41.59	-11.66
6	11	100	132.2	13220	54.22	6.18	12.45	-5.05	36.68	-11.13
7	10	80	175	14000	48.2	9.47	87.18	33.16	-2.94	4.32
9	10	40	21.5	860	28.04	2.63	-13.11	-7.07	31.12	-10.49
11	10	100	15.2	1520	6.48	0.71	-1.24	17.03	12.89	-2.05
10	12	68	41.6	2828.8	21.55	4.03	23.08	3.58	5.61	-1.34
11	12	50	88.8	4440	10.27	1.41	2.93	17.42	13.7	-2.26
Total				208583.8	-	-	-	-	-	-

Nod $i$	Nod $j$	Cost alocat generator 1 [\$]	Cost alocat generator 2 [\$]	Cost alocat generator 3 [\$]	Cost alocat generator 4 [\$]	Cost alocat generator 5 [\$]	Cost alocat generator 6 [\$]
1	2	6116.8	0.0	0.0	346.6	814.6	0.0
1	6	20706.7	1628.8	5515.5	0.0	0.0	709.0

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost alocat generator 1 [\$]	Cost alocat generator 2 [\$]	Cost alocat generator 3 [\$]	Cost alocat generator 4 [\$]	Cost alocat generator 5 [\$]	Cost alocat generator 6 [\$]
1	7	22406.9	1646.8	2715.7	0.0	2006.6	0.0
2	8	9403.1	1646.8	0.0	0.0	644.1	0.0
3	7	3867.7	872.6	13608.9	0.0	0.0	88.5
3	8	0.0	0.0	6758.1	1852.8	992.0	0.0
5	4	1043.2	64.0	0.0	0.0	5336.9	0.0
4	7	0.0	0.0	0.0	6485.3	3029.1	0.0
4	11	3269.2	518.2	4773.3	10062.2	3258.1	91.1
5	6	0.0	0.0	763.8	3483.8	10809.0	471.5
6	9	6736.1	687.4	0.0	503.3	5981.1	0.0
6	11	6544.2	745.9	1502.7	0.0	4427.2	0.0
7	10	3701.0	727.1	6694.0	2546.2	0.0	331.7
9	10	390.3	36.6	0.0	0.0	433.1	0.0
11	10	265.4	29.1	0.0	697.5	528.0	0.0
10	12	1053.7	197.1	1128.6	175.1	274.3	0.0
11	12	997.1	136.9	284.5	1691.3	1330.2	0.0
Total		86501.3	8937.2	43745.0	27844.2	39864.3	1691.8
Total gen.		208583.8					

Se determină costurile de transport alocate consumatorilor, rezultatele fiind sintetizate în Tabelul 3.15. Calculul s-a efectuat în maniera precizată la generatoare.

Tabelul. 3.15. Alocarea costurilor de transport consumatorilor

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	Cost total transport [\$]	$Pc7_{ij}$ [MW]	$Pc8_{ij}$ [MW]	$Pc9_{ij}$ [MW]	$Pc10_{ij}$ [MW]	$Pc11_{ij}$ [MW]	$Pc12_{ij}$ [MW]
1	2	60	121.3	7278	3.28	133.84	-14.33	-8.15	-12.12	-6.97
1	6	140	204	28560	-18.81	-84.47	24.5	12.18	19.54	10.93
1	7	240	119.9	28776	15.53	-49.37	-10.17	-4.04	-7.42	-3.96
2	8	60	194.9	11694	16.48	138.22	-5.65	-1.21	-3.42	-1.62
3	7	76	242.6	18437.6	49.72	-132.51	13.99	14.94	16.58	10.73
3	8	90	106.7	9603	-49.72	132.51	-14	-14.94	-16.58	-10.73
5	4	120	53.7	6444	19.49	-0.97	-16.35	-5.09	-4.38	-3.2
4	7	56	169.9	9514.4	90.14	48.64	-8.28	-0.7	-27.68	-10.19
4	11	120	183.1	21972	-44.48	-26.55	7.48	8.34	39.01	16.7
5	6	80	194.1	15528	-19.49	0.97	16.35	5.09	4.38	3.2
6	9	60	231.8	13908	13.39	-13.5	81.58	33.03	5.48	12.48
6	11	100	132.2	13220	-1.31	-21.8	-15.22	6.31	45.46	18.36
7	10	80	175	14000	-102.28	-56.49	43.09	48.65	30.18	26.33
9	10	40	21.5	860	25.33	-2	-101.45	37.42	12.59	16.42
11	10	100	15.2	1520	3.49	-1.33	11.56	20.46	-44.39	-9.43
10	12	68	41.6	2828.8	-24.16	-17.63	-21.8	-27.04	24.44	48.87
11	12	50	88.8	4440	-0.91	-4.48	7.46	15.29	-39.32	59.29
Total				208583.8	-	-	-	-	-	-

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 12 [\$]
1	2	174.1	7103.9	0.0	0.0	0.0	0.0
1	6	0.0	0.0	10420.3	5180.4	8310.7	4648.7
1	7	28776.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	8	1245.7	10448.3	0.0	0.0	0.0	0.0
3	7	8651.5	0.0	2434.3	2599.6	2885.0	1867.1
3	8	0.0	9603.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Nod $i$	Nod $j$	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 12 [\$]
5	4	6444.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	7	6179.8	3334.6	0.0	0.0	0.0	0.0
4	11	0.0	0.0	2297.6	2561.8	11982.8	5129.8
5	6	0.0	502.2	8465.6	2635.5	2267.8	1656.9
6	9	1275.9	0.0	7773.5	3147.3	522.2	1189.2
6	11	0.0	0.0	0.0	1189.5	8569.5	3461.0
7	10	0.0	0.0	4069.2	4594.3	2850.1	2486.5
9	10	237.4	0.0	0.0	350.7	118.0	153.9
11	10	149.4	0.0	494.8	875.8	0.0	0.0
10	12	0.0	0.0	0.0	0.0	943.1	1885.7
11	12	0.0	0.0	403.8	827.5	0.0	3208.8
Total		53133.8	30992.0	36359.1	23962.3	38449.1	25687.5
Total gen.		208583.8					

Evident, alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active. În realitate, alocarea se face atât la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

### 3.6.1.3. Sistemul test cu 12 noduri. Influența conductanței transversale

Se consideră sistemul test cu 12 noduri utilizat în subparagraful anterior. Datele inițiale referitoare la topologie, parametrii elementelor de sistem și regimul de funcționare considerat sunt prezentate în Anexa 3, alături de rezultatele circulației de puteri pentru regimul de bază.

Ceea ce apare în plus în acest subparagraf este considerarea conductanței transversale la liniile electrice ( $100 \text{ nS/km}$ ). Regimul obținut în aceste condiții este prezentat în Figura 3.6.

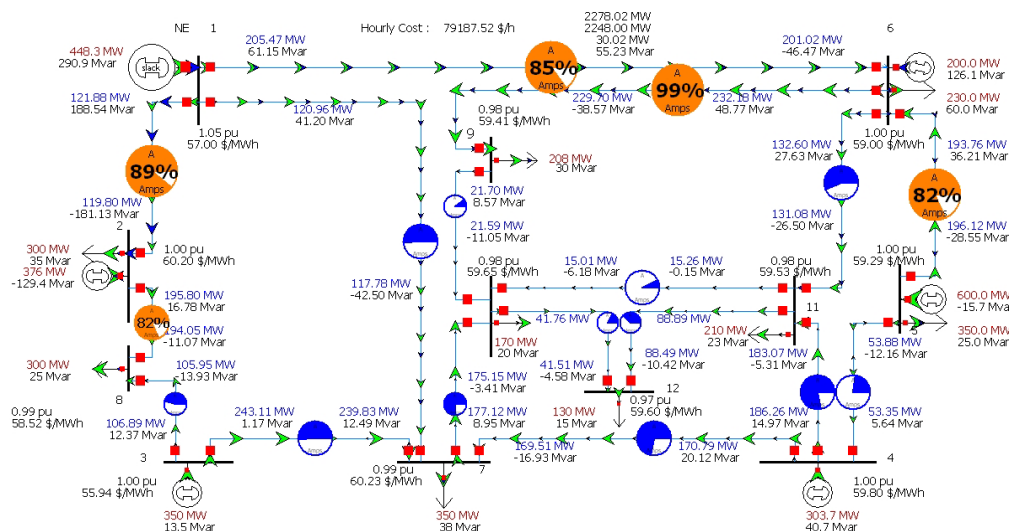


Fig. 3.6. Sistem test cu 12 noduri, regimul cu conductanță transversală

În Tabelul 3.15 se prezintă comparativ circulația de putere activă și pierderile pentru regimul fără și cu conductanță, evidențiindu-se diferențele datorate considerării conductanței transversale, pierderile de putere pe ansamblul sistemului crescând cu circa 4.5 MW.

Tabelul 3.16. Circulațiile de puteri și pierderile de putere activă în condițiile neglijării, respectiv considerării, conductanțelor transversale

Latura	$P_{jk}$ [MW]		$\Delta P_{jk}$ [MW]		Latura	$P_{jk}$ [MW]		$\Delta P_{jk}$ [MW]	
	Fără G	Cu G	Fără G	Cu G		Fără G	Cu G	Fără G	Cu G
1-2	121.3	121.9	1.94	2.08	5-6	194.1	193.8	2.19	2.36
1-6	204	205.5	4.08	4.45	6-9	231.8	232.2	2.35	2.49
1-7	119.9	121	2.60	3.17	6-11	132.2	132.6	1.30	1.52
2-8	194.9	195.8	1.61	1.75	7-10	175	175.2	1.79	1.97
3-7	242.6	243.1	3.12	3.29	9-10	21.5	21.7	0.03	0.11
3-8	106.7	105.9	0.75	0.94	11-10	15.2	15	0.04	0.25
4-5	53.7	53.9	0.27	0.54	10-12	41.6	41.8	0.10	0.25
4-7	169.9	169.5	1.17	1.28	11-12	88.8	88.9	0.30	0.40
4-11	183.1	181.3	2.93	3.19	Total pierderi		25.57	30.04	

Se determină costurile de transport alocate generatoarelor, rezultatele fiind sintetizate în Tabelul 3.17, unde: costul unitar de transport pe linie s-a calculat pe baza lungimilor acestora, precizate în Anexa 3; costul total al transportului s-a calculat pe baza costului unitar și al circulației de putere activă (valoarea exactă din Tabelul 3.16); contribuția generatoarelor a fost preluată din Anexa 3; alocarea s-a efectuat pe baza circulațiilor pozitive relative (raportarea s-a făcut la suma circulațiilor parțiale pozitive).

Se menționează suplimentar faptul că alocarea costurilor se referă la puterile generate echivalente, fiind vorba de nodurile generatoare unde pe aceleași bare există și o putere consumată. Dacă valoarea puterii consumate depășește pe cea generată, atunci costul se alocă de fapt puterii consumate echivalente.

Tabelul. 3.17. Alocarea costurilor de transport generatoarelor

Nod $i$	Nod $j$	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	Cost total transport [\$/]	$pg^1_{ij}$ [MW]	$pg^2_{ij}$ [MW]	$pg^3_{ij}$ [MW]	$pg^4_{ij}$ [MW]	$pg^5_{ij}$ [MW]	$pg^6_{ij}$ [MW]
1	2	60	121.9	7314	124.75	-47.82	-73.07	8.02	18.17	-3.78
1	6	140	205.5	28770	189.37	28.77	55.25	-7.46	-31.33	7.05
1	7	240	121	29040	134.19	19.04	17.81	-0.56	13.15	-3.26
2	8	60	195.8	11748	101.15	32.29	-82.91	-4.03	7.55	-2.25
3	7	76	243.1	18475.6	60.37	24.78	232.5	-32.98	-16.99	1.49
3	8	90	105.9	9531	-60.37	-24.78	116.02	32.98	16.99	-1.49
5	4	120	53.9	6468	19.36	2.14	-10.2	-48.23	108.39	-6.21
4	7	56	169.5	9492	-36.94	-11.51	-75.94	139.79	62.82	-4.02
4	11	120	183.1	21972	24.24	6.74	38.84	84.91	26.46	0.73
5	6	80	193.8	15504	-19.36	-2.14	10.2	48.23	144.12	6.21
6	9	60	232.2	13932	42.56	7.42	-0.18	3.64	41.59	-11.53
6	11	100	132.6	13260	49.26	9.6	12.47	-5.25	36.68	-11.01
7	10	80	175.2	14016	43.83	14.645	87.34	34.46	-2.94	4.26
9	10	40	21.7	868	25.38	3.91	-13.14	-7.36	31.13	-10.37
11	10	100	15	1500	5.87	1.06	-1.24	17.72	12.89	-2.03
10	12	68	41.8	2842.4	19.49	5.98	23.13	3.72	5.62	-1.33
11	12	50	88.9	4445	9.29	2.1	2.93	18.11	13.7	-2.23
Total				209178	-	-	-	-	-	-

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost alocat generator 1 [\$]	Cost alocat generator 2 [\$]	Cost alocat generator 3 [\$]	Cost alocat generator 4 [\$]	Cost alocat generator 5 [\$]	Cost alocat generator 6 [\$]
1	2	6044.9	0.0	0.0	388.6	880.5	0.0
1	6	19427.2	2951.5	5668.0	0.0	0.0	723.3
1	7	21156.8	3001.9	2808.0	0.0	2073.3	0.0
2	8	8428.3	2690.6	0.0	0.0	629.1	0.0
3	7	3494.9	1434.6	13459.9	0.0	0.0	86.3
3	8	0.0	0.0	6661.8	1893.7	975.6	0.0
5	4	964.1	106.6	0.0	0.0	5397.3	0.0
4	7	0.0	0.0	0.0	6549.0	2943.0	0.0
4	11	2927.7	814.0	4691.0	10255.3	3195.8	88.2
5	6	0.0	0.0	757.5	3581.9	10703.3	461.2
6	9	6227.8	1085.7	0.0	532.7	6085.8	0.0
6	11	6047.5	1178.5	1530.9	0.0	4503.1	0.0
7	10	3329.0	1112.2	6633.8	2617.3	0.0	323.5
9	10	364.6	56.2	0.0	0.0	447.2	0.0
11	10	234.5	42.4	0.0	708.0	515.1	0.0
10	12	956.1	293.4	1134.7	182.5	275.7	0.0
11	12	895.3	202.4	282.3	1745.0	1320.1	0.0
Total		80498.7	14970	43627.9	28454	39944.9	1682.5
Total gen.		209178.0					

Se determină costurile de transport alocate consumatorilor, rezultatele fiind sintetizate în Tabelul 3.18. Calculul s-a efectuat în maniera precizată la alocarea costurilor pentru generatoare.

Tabelul. 3.18. Alocarea costurilor de transport consumatorilor

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	Cost total transport [\$]	$Pc7_{ij}$ [MW]	$Pc8_{ij}$ [MW]	$Pc9_{ij}$ [MW]	$Pc10_{ij}$ [MW]	$Pc11_{ij}$ [MW]	$Pc12_{ij}$ [MW]
1	2	60	121.9	7314	3.28	133.98	-14.35	-8.16	-12.14	-6.98
1	6	140	205.5	28770	-18.83	-84.56	24.53	12.2	19.56	10.95
1	7	240	121	29040	15.54	-49.42	-10.18	-4.04	-7.43	-3.97
2	8	60	195.8	11748	16.53	138.59	-5.67	-1.22	-3.44	-1.63
3	7	76	243.1	18475.6	49.85	-132.83	14.04	14.99	16.63	10.77
3	8	90	105.9	9531	-49.85	132.83	-14.04	-14.99	-16.63	-10.77
5	4	120	53.9	6468	19.54	-0.97	-16.4	-5.11	-4.39	-3.21
4	7	56	169.5	9492	90.43	48.78	-8.31	-0.71	-27.78	-10.23
4	11	120	183.1	21972	-44.62	-26.62	7.52	8.37	39.15	16.77
5	6	80	193.8	15504	-19.54	0.97	16.4	5.11	4.39	3.21
6	9	60	232.2	13932	13.47	-13.54	81.84	33.13	5.5	12.52
6	11	100	132.6	13260	-1.32	-21.86	-15.27	6.33	45.6	18.42
7	10	80	175.2	14016	-102.61	-56.67	43.26	48.84	30.29	26.44
9	10	40	21.7	868	25.42	-2.01	-101.86	37.57	12.64	16.49
11	10	100	15	1500	3.5	-1.34	11.6	20.55	-44.57	-9.47
10	12	68	41.8	2842.4	-24.25	-17.69	-21.89	-27.15	24.54	49.08
11	12	50	88.9	4445	-0.91	-4.49	7.49	15.35	-39.47	59.58
Total				209178	-	-	-	-	-	-

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 12 [\$]
1	2	174.8	7139.2	0.0	0.0	0.0	0.0
1	6	0.0	0.0	10495.7	5220.0	8369.1	4685.2

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 12 [\$]
1	7	29040.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	8	1251.9	10496.1	0.0	0.0	0.0	0.0
3	7	8665.9	0.0	2440.7	2605.8	2890.9	1872.2
3	8	0.0	9531.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	4	6468.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
4	7	6165.9	3326.1	0.0	0.0	0.0	0.0
4	11	0.0	0.0	2300.9	2561.0	11978.9	5131.2
5	6	0.0	500.0	8453.0	2633.8	2262.7	1654.5
6	9	1281.3	0.0	7785.0	3151.5	523.2	1191.0
6	11	0.0	0.0	0.0	1193.1	8595.0	3471.9
7	10	0.0	0.0	4074.0	4599.5	2852.5	2490.0
9	10	239.5	0.0	0.0	354.0	119.1	155.4
11	10	147.3	0.0	488.1	864.7	0.0	0.0
10	12	0.0	0.0	0.0	0.0	947.5	1894.9
11	12	0.0	0.0	404.1	828.2	0.0	3212.6
Total		53434.6	30992.3	36441.5	24011.7	38539.0	25758.9
Total gen.				209178			

Evident, alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active. În realitate, alocarea se face atât la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

Comparând rezultatele cu cele din subparagraful precedent, se poate concluziona că influența considerării conductanței transversale ale liniilor electrice conduce la modificări neesențiale în ceea ce privește costul total al transportului (o creștere de aproximativ 1%, datorată modificării circulațiilor de putere activă pe elementele de rețea, cauzată de prezența conductanțelor transversale (cu alte cuvinte a pierderilor suplimentare de putere activă)).

### 3.6.2. Utilizarea metodei factorilor de distribuție

#### 3.6.2.1. Sistemul test cu 12 noduri. Alocarea costurilor de transport

Se consideră sistemul test cu 12 noduri prezentat în Fig. 3.7. Datele inițiale referitoare la topologie și la parametrii elementelor de sistem sunt date în Anexa 3, iar cele privind regimul de funcționare considerat în Anexa 4.

În cadrul acestui paragraf, așa cum s-a precizat la prezentarea elementelor teoretice legate de metoda factorilor de distribuție (paragraful 3.2.7), se lucrează pe baza circulației de puteri în curent continuu, cu alte cuvinte se neglijează pierderile de putere activă.

Pe baza metodelor discutate în paragraful 3.2.7, se determină factorii de distribuție de tip A, de tip D și de tip C, realizând în final alocarea cheltuielilor de transport al energiei electrice participanților la piața de energie. Se menționează că nodul de echilibrare este nodul 1.

Pentru efectuarea calculelor s-a folosit mediul Mathematica®, aplicația soft DFPQ (Distribution Factor for Active and Reactive Power) fiind elaborată de autor.



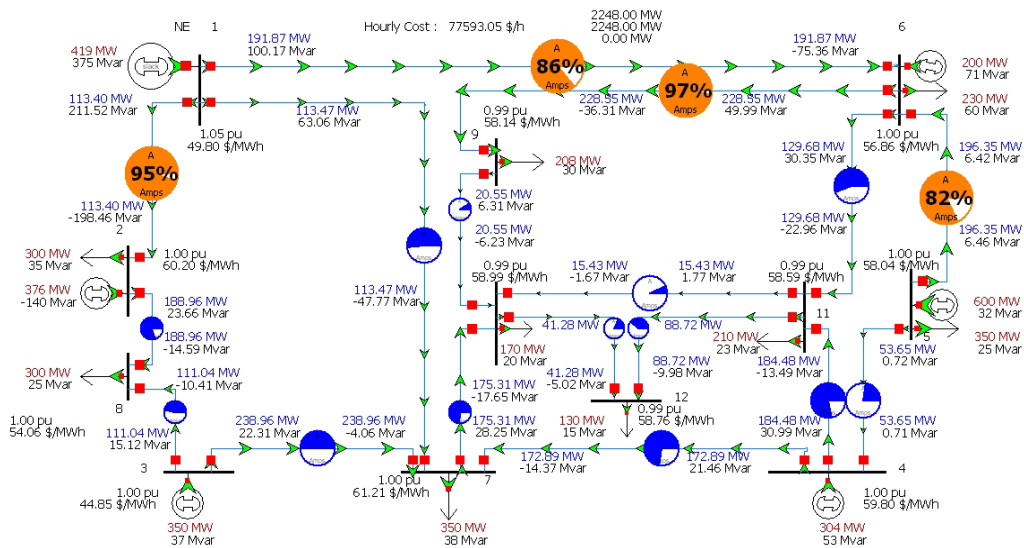


Fig. 3.7. Sistem test cu 12 noduri, regim de bază, cu neglijarea pierderilor de putere activă

Pentru aplicarea metodei factorilor de distribuție (paragraful 3.2.7) se parcurg următorii pași:

**Pasul 1.** Se determină componentele vectorului  $P$  al puterilor injectate în noduri (mai puțin nodul de echilibrare), dați în tabelul de mai jos.

Tabelul. 3.19. Puterile active care circulă prin elementele de rețea

Nod	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$P_i$	418.7	75.6	350	303.7	250	-30	-350	-300	-208	-170	-210	-130

Cunoscând parametrii elementelor de rețea, matricea de susceptanță nodală  $B$  rezultă de forma:

$$\begin{pmatrix}
 122.736 & -73.1613 & 0 & 0 & 0 & -31.3562 & -18.2183 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -73.1613 & 142.647 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -69.4853 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 101.067 & 0 & 0 & 0 & -54.8165 & -46.25 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 143.882 & -34.8701 & 0 & -74.5259 & 0 & 0 & 0 & -34.486 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & -34.8701 & 87.2435 & -52.3733 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 -31.3562 & 0 & 0 & 0 & -52.3733 & 193.891 & 0 & 0 & -68.8554 & 0 & -41.3057 & 0 & 0 \\
 -18.2183 & 0 & -54.8165 & -74.5259 & 0 & 0 & 198.968 & 0 & 0 & -51.4076 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & -69.4853 & -46.25 & 0 & 0 & 0 & 0 & 115.735 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -68.8554 & 0 & 0 & 171.355 & -102.5 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -51.4076 & 0 & -102.5 & 253.434 & -40.5263 & -59. & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & -34.486 & 0 & -41.3057 & 0 & 0 & -40.5263 & 198.448 & -82.1296 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -59. & -82.1296 & 141.13 & 0 & 0
 \end{pmatrix} \quad (3.96)$$

**Pasul 2.** Din matricea susceptanțelor nodale se elimină linia 1 și coloana 1, care corespund nodului de echilibrare ( $\delta_e = 0$ ) și se inversează matricea obținută, rezultând  $B^{-1}$ . Cu relații de tipul (3.55) se determină valorile unghiurilor tensiunilor, rezultând în final, pe baza relației matriceale (3.56) sau a celei în extenso (3.57) puterile care circulă prin elementele de rețea.

Tabelul. 3.20. Puterile active care circulă prin elementele de rețea

Număr latură	Nod $j$	Nod $k$	$P_{ljk}$ [MW]	$P_{lkj}$ [MW]
1	1	2	113.4	-113.4
2	1	6	191.9	-191.9

Număr latură	Nod $j$	Nod $k$	$P_{\ell jk}$ [MW]	$P_{\ell kj}$ [MW]
3	1	7	113.5	-113.5
4	2	8	189.0	-189.0
5	3	7	239.0	-239.0
6	3	8	111.0	-111.0
7	4	5	-53.7	53.7
8	4	7	172.9	-172.9
9	4	11	184.5	-184.5
10	5	6	196.4	-196.4
11	6	9	228.6	-228.6
12	6	11	129.7	-129.7
13	7	10	175.3	-175.3
14	9	10	20.5	-20.5
15	10	11	-15.4	15.4
16	10	12	41.3	-41.3
17	11	12	88.7	-88.7

**Pasul 3.** Se construiește matricea  $B_{\ell}$  a susceptanțelor longitudinale ale elementelor de rețea. Aplicând relația (3.60), se calculează factorii de distribuție de tip A.

$$\begin{pmatrix} -0.855434 & -0.474534 & -0.246909 & -0.202962 & -0.173702 & -0.281587 & -0.281587 & -0.703219 & -0.204932 & -0.225911 & -0.216403 & -0.220378 \\ -0.0744469 & -0.270597 & -0.44755 & -0.54588 & -0.611349 & -0.369958 & -0.369958 & -0.152832 & -0.541472 & -0.494531 & -0.515806 & -0.506912 \\ -0.0701196 & -0.254869 & -0.305541 & -0.251158 & -0.21495 & -0.348454 & -0.348454 & -0.143949 & -0.253596 & -0.279557 & -0.267791 & -0.27271 \\ 0.144566 & -0.474534 & -0.246909 & -0.202962 & -0.173702 & -0.281587 & -0.281587 & -0.703219 & -0.204932 & -0.225911 & -0.216403 & -0.220378 \\ -0.0259832 & -0.0944428 & 0.413567 & 0.246727 & 0.135646 & -0.129121 & -0.129121 & -0.0533409 & 0.0950113 & 0.0677147 & 0.165509 & 0.124626 \\ -0.288463 & -0.0484975 & 0.804168 & 0.582375 & 0.434706 & 0.410227 & 0.410227 & -0.592187 & 0.458001 & 0.473651 & 0.538632 & 0.511466 \\ 0.020946 & 0.076134 & 0.21022 & -0.381309 & -0.109349 & 0.10409 & 0.10409 & 0.0430002 & -0.0338127 & 0.0169297 & 0.026553 & 0.0225299 \\ -0.0353255 & -0.1284 & 0.562265 & 0.335438 & 0.184417 & -0.175547 & -0.175547 & -0.0725197 & 0.129173 & 0.0920617 & 0.225018 & 0.169435 \\ 0.0143794 & 0.0522658 & 0.227515 & 0.0458705 & -0.075068 & 0.0714574 & 0.0714574 & 0.0295195 & -0.09536 & -0.108991 & -0.251571 & -0.191965 \\ 0.020946 & 0.076134 & 0.21022 & 0.618691 & -0.109349 & 0.10409 & 0.10409 & 0.0430002 & -0.0338127 & 0.0169297 & 0.026553 & 0.0225299 \\ -0.0293923 & -0.106834 & -0.0950216 & 0.0541348 & 0.153443 & -0.146063 & -0.146063 & -0.0603395 & -0.527787 & -0.31365 & -0.135537 & -0.209998 \\ -0.0241085 & -0.087629 & -0.142308 & 0.0186759 & 0.125859 & -0.119806 & -0.119806 & -0.0494925 & -0.0474973 & -0.163951 & -0.353716 & -0.274384 \\ 0.0391214 & 0.142197 & 0.00981545 & -0.118681 & -0.204234 & 0.194411 & 0.194411 & 0.0803125 & -0.329355 & -0.413407 & -0.259176 & -0.323653 \\ -0.0293923 & -0.106834 & -0.0950216 & 0.0541348 & 0.153443 & -0.146063 & -0.146063 & -0.0603395 & 0.472213 & -0.31365 & -0.135537 & -0.209998 \\ 0.0052669 & 0.019144 & -0.0461267 & -0.0349424 & -0.027496 & 0.0261735 & 0.0261735 & 0.0108124 & 0.0773364 & 0.147759 & -0.21368 & -0.0625784 \\ 0.00446223 & 0.0162192 & -0.0390795 & -0.029604 & -0.0232952 & 0.0221747 & 0.0221747 & 0.00916052 & 0.065521 & 0.125184 & -0.181034 & -0.471073 \\ -0.00446223 & -0.0162192 & 0.0390795 & 0.029604 & 0.0232952 & -0.0221747 & -0.0221747 & -0.00916052 & -0.065521 & -0.125184 & 0.181034 & -0.528927 \end{pmatrix} \quad (3.97)$$

**Pasul 4.** Factorii de distribuție de tip D de determină pe baza relației (3.62).

$$\begin{pmatrix} 0.370221 & -0.485213 & -0.104314 & 0.123312 & 0.167259 & 0.196519 \\ 0.400484 & 0.326037 & 0.129887 & -0.0470666 & -0.145397 & -0.210865 \\ 0.229322 & 0.159203 & -0.0255465 & -0.0762186 & -0.0218357 & 0.0143725 \\ 0.236787 & 0.381354 & -0.237747 & -0.0101217 & 0.0338253 & 0.0630853 \\ -0.0084326 & -0.0344158 & -0.102875 & 0.405134 & 0.238295 & 0.127213 \\ -0.197637 & -0.486101 & -0.246135 & 0.60653 & 0.384738 & 0.237068 \\ 0.0438591 & 0.0648051 & 0.119993 & 0.25408 & -0.33745 & -0.0654902 \\ -0.0790945 & -0.11442 & -0.207494 & 0.483171 & 0.256344 & 0.105323 \\ 0.0352309 & 0.0496103 & 0.0874968 & 0.262745 & 0.0811014 & -0.0398371 \\ -0.11179 & -0.0908436 & -0.0356556 & 0.0984308 & 0.506901 & -0.221139 \\ 0.107971 & 0.0785788 & 0.00113693 & 0.0129495 & 0.162106 & 0.261414 \\ 0.0784104 & 0.0543019 & -0.00921852 & -0.063898 & 0.0970863 & 0.20427 \\ 0.0978256 & 0.136947 & 0.240023 & 0.107641 & -0.0208556 & -0.106409 \\ 0.0154003 & -0.013992 & -0.0914338 & -0.0796213 & 0.0695351 & 0.168843 \\ 0.00729328 & 0.0125602 & 0.0264372 & -0.0388334 & -0.0276492 & -0.0202027 \\ 0.0303547 & 0.0348169 & 0.0465739 & -0.00872476 & 0.000750754 & 0.00705954 \\ 0.0274742 & 0.023012 & 0.011255 & 0.0665537 & 0.0570782 & 0.0507694 \end{pmatrix} \quad (3.98)$$

**Pasul 5.** Cu relația (3.64) se determină factorii de distribuție de tip C.

Tabelul 3.21. Factorii de distribuție de tip C

Linia $j-k$	$C_{jk,7}$	$C_{jk,8}$	$C_{jk,9}$	$C_{jk,10}$	$C_{jk,11}$	$C_{jk,12}$
1-2	-0.140961	0.280671	-0.217616	-0.196637	-0.206145	-0.202170
1-6	-0.169625	-0.386751	0.001889	-0.0450514	-0.023777	-0.032671
1-7	0.004445	-0.200061	-0.090413	-0.0644521	-0.076218	-0.071299

Linia $j-k$	$C_{jk,7}$	$C_{jk,8}$	$C_{jk,9}$	$C_{jk,10}$	$C_{jk,11}$	$C_{jk,12}$
2-8	-0.196224	0.225408	-0.272879	-0.251900	-0.261408	-0.257433
3-7	-0.030208	-0.105989	-0.254341	-0.227044	-0.324838	-0.283955
3-8	-0.256490	0.745924	-0.304265	-0.319914	-0.384895	-0.357730
4-5	-0.025595	0.035495	0.112308	0.061565	0.051942	0.055965
4-7	0.070066	-0.032962	-0.234654	-0.197543	-0.330500	-0.274916
4-11	-0.266474	-0.224536	-0.099657	-0.086025	0.056554	-0.003052
5-6	-0.208416	-0.147327	-0.070514	-0.121256	-0.130879	-0.126856
6-9	-0.231632	-0.317355	0.150092	-0.064045	-0.242158	-0.167697
6-11	-0.124479	-0.194792	-0.196787	-0.080333	0.109431	0.030099
7-10	-0.427196	-0.313097	0.096571	0.180622	0.026392	0.090868
9-10	0.072534	-0.013189	-0.545741	0.240122	0.062009	0.136470
10-11	-0.014476	0.000885	-0.065639	-0.136062	0.225377	0.074275
10-12	-0.091720	-0.078706	-0.135066	-0.194729	0.111489	0.401528
11-12	-0.098339	-0.111353	-0.054992	0.004671	-0.301547	0.408413

**Pasul 6.** În continuare se prezintă alocarea costurilor de transport al energiei electrice participanților la piața de energie – în cazul nostru producătorii și consumatorii. Drept bază de calcul se consideră un cost unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW-km.

Se efectuează calculele pregătitoare pentru alocarea costurilor: costul unitar de transport pe linii s-a calculat pe baza lungimilor acestora, precizate în Anexa 3; costul total al transportului s-a calculat pe baza costului unitar și al circulației de putere activă (Tabelul 3.20), rezultatele fiind prezentate în Tabelul 3.22.

Tabelul 3.22. Costul total al transportului energiei electrice

Nod $i$	Nod $j$	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	Cost total transport [\\$]
1	2	60	113.4	6804
1	6	140	191.9	26866
1	7	240	113.5	27240
2	8	60	189	11340
3	7	76	239	18164
3	8	90	111	9990
5	4	120	53.7	6444
4	7	56	172.9	9682.4
4	11	120	184.5	22140
5	6	80	196.4	15712
6	9	60	228.6	13716
6	11	100	129.7	12970
7	10	80	175.3	14024
9	10	40	20.5	820
11	10	100	15.4	1540
10	12	68	41.3	2808.4
11	12	50	88.7	4435
Total				204695.8

Utilizând factorii de distribuție de tip D, se determină costurile de transport alocate generatoarelor. Din motive de spațiu, în Tabelul 3.23 sunt sintetizate numai rezultatele finale. Utilizând factorii de distribuție de tip C, se determină costurile de transport alocate consumatorilor (Tabelul 3.24).

Se menționează că pentru o comparație mai facilă cu rezultatele obținute cu metoda matricelor de sistem, sunt prezentate rezultatele echivalente: pentru nodurile generatoare care au și consum, s-a calculat factorul de distribuție echivalent, costul echivalent figurând la generatoare. Rămâne valabilă observația de la metoda matricelor de sistem: dacă într-un nod valoarea puterii consumate depășește pe cea a puterii generate, atunci costul se alocă de fapt puterii consumate echivalente.

Tabelul 3.23. Alocarea costurilor de transport generatoarelor

Cost alocat gen. 1 [\$]	Cost alocat gen. 2 [\$]	Cost alocat gen. 3 [\$]	Cost alocat gen. 4 [\$]	Cost alocat gen. 5 [\$]	Cost alocat gen. 6 [\$]	Cost total
82945.7	9367.1	44195.8	28765.4	39421.8	1832.5	204695.8

Tabelul 3.24. Alocarea costurilor de transport consumatorilor

Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 12 [\$]	Cost total
51787.5	29878.9	36137.7	23103.0	38105.1	25683.7	204695.8

Evident, alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active. În realitate, alocarea se face atât la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

În scopul realizării unei comparații cu rezultatele obținute cu metoda matricelor de sistem (în condițiile unei circulații de puteri complete în curent alternativ, cu considerarea pierderilor de putere activă, se extinde procedura de alocare cu metoda factorilor de distribuție și asupra regimului de funcționare cu pierderi (Anexa 3). Acest lucru înseamnă practic doar modificarea puterii active generate în nodul de echilibrare, factorii de distribuție rămânând neschimbați. Rezultatele finale ale alocării, în condițiile specificate mai sus, sunt prezentate în tabelele 3.25 (pentru generatoare) și 3.26 (pentru consumatori). Evident, costul total este preluat din subparagraful 3.6.1.2.

Tabelul 3.25. Alocarea costurilor de transport generatoarelor (regim cu pierderi)

Cost alocat gen. 1 [\$]	Cost alocat gen. 2 [\$]	Cost alocat gen. 3 [\$]	Cost alocat gen. 4 [\$]	Cost alocat gen. 5 [\$]	Cost alocat gen. 6 [\$]	Cost total
85001.3	9367.1	44195.8	28765.4	39421.8	1832.5	208583.9

Tabelul 3.26. Alocarea costurilor de transport consumatorilor (regim cu pierderi)

Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 12 [\$]	Cost total
52771.1	30446.4	36824.1	23541.9	38828.8	26171.5	208583.8

### 3.6.2.2. Sistemul test cu 12 noduri. Distribuția circulației de putere reactivă

Se consideră sistemul test cu 12 noduri prezentat în Fig. 3.7. Datele inițiale referitoare la topologie și la parametrii elementelor de sistem sunt date în Anexa 3, iar cele privind regimul de funcționare considerat în Anexa 4.

În cadrul acestui paragraf, așa cum s-a precizat la prezentarea elementelor teoretice legate de metoda factorilor de distribuție referitori la puterea reactivă (subcapitolul 3.4), se lucrează pe baza unei circulații de puteri simplificate.

Pe baza metodelor discutate în subcapitolul 3.4, se determină factorii de distribuție de tip A, de tip D și de tip C, realizând distribuția puterilor reactive: stabilirea contribuției generatoarelor, respectiv consumatorilor, la circulațiile de putere reactivă prin elementele de rețea. Se menționează că nodul de echilibrare este nodul 1.

Informațiile obținute prezintă utilitate pentru stabilirea contribuției puterilor reactive care circulă prin elementele de rețea la pierderile de putere activă și alocarea costurilor de transport aferente participanților la piața de energie.

Aplicația de față se limitează la primul aspect menționat, alocarea efectivă realizându-se în maniera prezentată în subparagraful anterior, referitor la puterea activă.

Pentru efectuarea calculelor s-a folosit mediul Mathematica®, aplicația soft DFPQ (Distribution Factor for Active and Reactive Power) fiind elaborată de autor.

Mersul calculor este cel discutat în subcapitolul 3.4, fiind prezentate doar rezultate finale: valorile factorilor de distribuție și contribuția generatoarelor, respectiv consumatorilor, la circulațiile de putere reactivă prin elementele de rețea.

Factorii de distribuție de tip A pentru puterea reactivă sunt dați în relația 3.99, iar cei de tip D în relația 3.100.

$$\begin{array}{l}
 \left( \begin{array}{cccccccccccc}
 -1.40095 & 0.0155618 & 0.843417 & 0.941635 & 1.00715 & 0.733561 & 0.733561 & -0.834528 & 1.35693 & 1.59273 & 1.26098 & 1.3992 \\
 0.222268 & 0.805907 & 1.0667 & 0.990636 & 0.939898 & 1.10174 & 1.10174 & 0.455649 & 1.48476 & 1.85204 & 1.42256 & 1.60151 \\
 0.0945114 & 0.342683 & 0.538633 & 0.601359 & 0.643197 & 0.468476 & 0.468476 & 0.193748 & 0.866582 & 1.01717 & 0.8053 & 0.893578 \\
 0.27801 & 0.00801985 & 0.43466 & 0.485278 & 0.51904 & 0.378046 & 0.378046 & -0.430079 & 0.699305 & 0.820822 & 0.649852 & 0.721089 \\
 -0.0425362 & -0.15423 & 0.303541 & 0.158328 & 0.0614711 & -0.210844 & -0.210844 & -0.0871993 & 0.00935143 & -0.0257825 & 0.0734025 & 0.0320754 \\
 -0.548749 & -0.989675 & -0.545406 & -0.761425 & -0.905509 & -0.875432 & -0.875432 & -1.12493 & -1.28205 & -1.53588 & -1.13673 & -1.30304 \\
 -0.0241035 & -0.0873955 & -0.211513 & 0.366232 & 0.0845884 & -0.119477 & -0.119477 & -0.0494122 & -0.00380476 & -0.0633906 & -0.0566912 & -0.0594826 \\
 -0.057729 & -0.209316 & 0.411958 & 0.214879 & 0.083427 & -0.286152 & -0.286152 & -0.118345 & 0.0126915 & -0.0349913 & 0.0996199 & 0.0435319 \\
 0.102472 & 0.371548 & 0.653798 & 0.498976 & 0.39571 & 0.507936 & 0.507936 & 0.210068 & 0.53057 & 0.621479 & 0.338426 & 0.456365 \\
 0.0241035 & 0.0873955 & 0.211513 & 0.633768 & -0.0845884 & 0.119477 & 0.119477 & 0.0494122 & 0.00380476 & 0.0633906 & 0.0566912 & 0.0594826 \\
 0.171681 & 0.622488 & 0.917059 & 1.09385 & 1.21176 & 0.850992 & 0.850992 & 0.351946 & 0.85999 & 1.29696 & 1.18678 & 1.23269 \\
 0.0746901 & 0.270814 & 0.361158 & 0.530558 & 0.643548 & 0.370226 & 0.370226 & 0.153115 & 0.62857 & 0.618473 & 0.292472 & 0.428306 \\
 0.314792 & 1.14139 & 1.38525 & 1.30152 & 1.28566 & 1.56037 & 1.56037 & 0.645324 & 1.57858 & 1.803 & 1.55477 & 1.6582 \\
 0.171681 & 0.622488 & 0.917059 & 1.09385 & 1.21176 & 0.850992 & 0.850992 & 0.351946 & 1.85999 & 1.29696 & 1.18678 & 1.23269 \\
 -0.0965285 & -0.349997 & -0.553008 & -0.560951 & -0.566249 & -0.478474 & -0.478474 & -0.197883 & -0.631568 & -0.675599 & -0.88861 & -0.799855 \\
 -0.0806338 & -0.292365 & -0.461948 & -0.468583 & -0.473009 & -0.399687 & -0.399687 & -0.165299 & -0.527572 & -0.564353 & -0.742288 & -1.08482 \\
 0.0806338 & 0.292365 & 0.461948 & 0.468583 & 0.473009 & 0.399687 & 0.399687 & 0.165299 & 0.527572 & 0.564353 & 0.742288 & 0.0848151
 \end{array} \right)
 \end{array}$$

(3.99)

$$\begin{array}{l}
 \left( \begin{array}{cccccc}
 1-2 & -0.307499 & -1.70845 & -0.291937 & 0.535919 & 0.634137 & 0.699648 \\
 1-6 & -0.127227 & 0.095041 & 0.678681 & 0.939478 & 0.86341 & 0.812672 \\
 1-7 & -0.0709444 & 0.023567 & 0.271739 & 0.467689 & 0.530414 & 0.572252 \\
 2-8 & -0.0315683 & 0.246442 & -0.0235485 & 0.403092 & 0.45371 & 0.487471 \\
 3-7 & -0.00807245 & -0.0506087 & -0.162302 & 0.295469 & 0.150256 & 0.0533987 \\
 3-8 & 0.218093 & -0.330655 & -0.771581 & -0.327312 & -0.543331 & -0.687416 \\
 4-5 & -0.0138875 & -0.037991 & -0.101283 & -0.2254 & 0.352345 & 0.0707009 \\
 4-7 & -0.0315693 & -0.0892983 & -0.240885 & 0.380389 & 0.18331 & 0.0518577 \\
 4-11 & -0.111083 & -0.00861121 & 0.260464 & 0.542715 & 0.387893 & 0.284627 \\
 5-6 & -0.0444179 & -0.0203144 & 0.0429776 & 0.167095 & 0.58935 & -0.129006 \\
 6-9 & -0.279105 & -0.107423 & 0.343384 & 0.637955 & 0.814741 & 0.932657 \\
 6-11 & -0.120145 & -0.0454552 & 0.150669 & 0.241013 & 0.410413 & 0.523403 \\
 7-10 & -0.407665 & -0.0928727 & 0.733722 & 0.977587 & 0.89385 & 0.837998 \\
 9-10 & -0.380918 & -0.209236 & 0.241571 & 0.536142 & 0.712928 & 0.830844 \\
 10-11 & 0.207996 & 0.111468 & -0.142001 & -0.345012 & -0.352955 & -0.358253 \\
 10-12 & 0.183211 & 0.102577 & -0.109154 & -0.278737 & -0.285372 & -0.289798 \\
 11-12 & -0.143083 & -0.0624489 & 0.149283 & 0.318865 & 0.325501 & 0.329926
 \end{array} \right)
 \end{array}$$

(3.100)

Factorii de distribuție de tip C pentru puterea reactivă sunt prezentați în tabelul 3.27.

Tabelul 3.27. Factorii de distribuție de tip C

Linia j-k	$C_{jk,7}$	$C_{jk,8}$	$C_{jk,9}$	$C_{jk,10}$	$C_{jk,11}$	$C_{jk,12}$
1-2	-1.276180	0.291913	-1.899550	-2.135340	-1.803590	-1.941820
1-6	-0.496559	0.149533	-0.879574	-1.24686	-0.817378	-0.996329
1-7	-0.218064	0.056663	-0.616171	-0.766755	-0.554888	-0.643166
2-8	-0.092799	0.715326	-0.414058	-0.535575	-0.364605	-0.435843
3-7	0.008475	-0.11517	-0.211721	-0.176587	-0.275772	-0.234445
3-8	-0.222974	0.026529	0.183645	0.437472	0.038325	0.204636
4-5	0.052897	-0.017167	-0.062775	-0.003189	-0.009888	-0.007097
4-7	0.307296	0.139489	0.008453	0.0561353	-0.078476	-0.022388
4-11	0.028681	0.326549	0.006047	-0.084862	0.198191	0.080253
5-6	-0.099917	-0.029852	0.015755	-0.043831	-0.037131	-0.039923
6-9	-0.263830	0.235216	-0.272828	-0.709799	-0.599616	-0.645526
6-11	-0.159136	0.057974	-0.417481	-0.407384	-0.081383	-0.217217
7-10	0.009678	0.924723	-0.008531	-0.232949	0.015276	-0.088151
9-10	0.224249	0.723296	-0.784748	-0.221719	-0.111537	-0.157446
10-11	-0.093208	-0.373799	0.059886	0.103917	0.316927	0.228173
10-12	-0.165079	-0.399467	-0.037194	-0.000413	0.177522	0.520049
11-12	-0.048166	0.186222	-0.176051	-0.212832	-0.390767	0.266706

Contribuția generatoarelor la circulațiile de putere reactivă prin elementele de rețea sunt prezentate în Tabelul 3.28, iar cele ale consumatorilor în Tabelul 3.29.

Tabelul 3.28. Contribuția generatoarelor la circulațiile de putere reactivă prin elementele de rețea

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	$Q_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}^{g1}$ [MW]	$Q_{ij}^{g2}$ [MW]	$Q_{ij}^{g3}$ [MW]	$Q_{ij}^{g4}$ [MW]	$Q_{ij}^{g5}$ [MW]	$Q_{ij}^{g6}$ [MW]
1	2	-198.5	-473.31	372.42	-46.69	-22.31	-10.34	-18.27
1	6	-75.4	-201.02	43.92	10.09	28.19	14.62	28.81
1	7	-47.8	-123.42	32.83	0.50	11.13	8.75	22.41
2	8	-14.6	-45.25	-21.98	-4.22	16.69	11.73	28.44
3	7	-4.1	-26.11	15.69	-8.38	12.43	2.85	-0.58
8	3	15.1	81.72	46.23	-28.88	-17.40	-17.49	-49.08
5	4	0.7	-5.22	5.32	-3.79	-11.98	11.34	5.04
7	4	21.5	-11.80	12.47	-9.01	20.23	5.90	3.71
11	4	31	-41.61	1.20	9.75	28.85	12.48	20.33
6	5	6.5	-16.59	2.82	1.61	8.89	18.97	-9.20
6	9	-36.3	-179.96	43.13	5.33	23.22	19.75	52.23
6	11	-23	-91.62	23.74	0.99	6.20	9.21	28.49
10	7	28.2	-152.81	13.00	27.46	51.96	28.76	59.83
9	10	-6.2	-153.67	33.33	7.95	26.95	22.00	57.24
10	11	1.8	77.97	-15.59	-5.31	-18.34	-11.36	-25.57
10	12	-5	59.45	-10.91	-5.00	-16.12	-9.97	-22.45
11	12	-10	-72.55	15.79	3.70	14.27	8.85	19.95

Tabelul. 3.29 Contribuția consumatorilor la circulațiile de putere reactivă prin elementele de rețea

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	$Q_{ji}$ [MW]	$Q_{ji}^{c7}$ [MW]	$Q_{ji}^{c8}$ [MW]	$Q_{ji}^{c9}$ [MW]	$Q_{ji}^{c10}$ [MW]	$Q_{ji}^{c11}$ [MW]	$Q_{ji}^{c12}$ [MW]
1	2	211.5	48.49	-7.30	56.99	42.71	41.48	29.13
1	6	100.2	18.87	-3.74	26.39	24.94	18.80	14.94
1	7	63.1	8.29	-1.42	18.49	15.34	12.76	9.65
2	8	23.7	3.53	-17.88	12.42	10.71	8.39	6.54
3	7	22.3	-0.32	2.88	6.35	3.53	6.34	3.52
8	3	-10.4	8.47	-0.66	-5.51	-8.75	-0.88	-3.07
5	4	0.7	-2.01	0.43	1.88	0.06	0.23	0.11
7	4	-14.4	-11.68	-3.49	-0.25	-1.12	1.80	0.34
11	4	-13.5	-1.09	-8.16	-0.18	1.70	-4.56	-1.20
6	5	6.4	3.80	0.75	-0.47	0.88	0.85	0.60
6	9	50	10.03	-5.88	8.18	14.20	13.79	9.68
6	11	30.4	6.05	-1.45	12.52	8.15	1.87	3.26
10	7	-17.6	-0.37	-23.12	0.26	4.66	-0.35	1.32
9	10	6.3	-8.52	-18.08	23.54	4.43	2.57	2.36
10	11	-1.7	3.54	9.34	-1.80	-2.08	-7.29	-3.42
10	12	5.5	6.27	9.99	1.12	0.01	-4.08	-7.80
11	12	11.7	1.83	-4.66	5.28	4.26	8.99	-4.00

### 3.6.3. Comparație între metoda matricelor de sistem și metoda factorilor de distribuție

Alocarea puterilor active și reactive, respectiv cea costurilor, au fost realizate pentru sistemul test cu 12 noduri, regimul fără pierderi.

În ceea ce privește alocarea puterilor active, în Figura 3.22 se prezintă contribuțiile surselor la circulația puterilor active prin unele elemente de rețea.



Se remarcă existența circulațiilor de sens opus, ca de exemplu, valorile evidente obținute pe latura 1-2. Metoda prezintă avantajul cunoașterii efectului fiecărei puteri injectate. Eventualele dificultăți sunt legate de necesitatea inversării matricei de admitanță nodală, mai ales la sistemele electroenergetice de foarte mari dimensiuni.

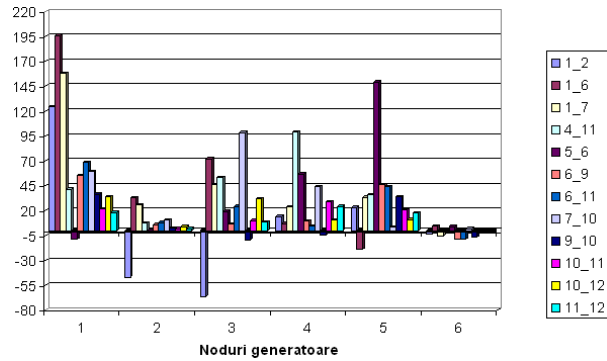


Fig. 3.8. Trasarea puterilor active de transfer cu metoda matricelor de sistem

Comentariul privind existența circulațiilor de sens opus rămâne valabil și în cazul metodei factorilor de distribuție. Valorile negative predominante pentru factorii D sunt remarcate pe laturile 1-2 și 5-6. În această situație condițiile de funcționare și circulațiile de putere sunt cruciale, deoarece factorii de distribuție ai puterii generate sunt folosiți la analize de securitate și de contingență (Fig. 3.23).

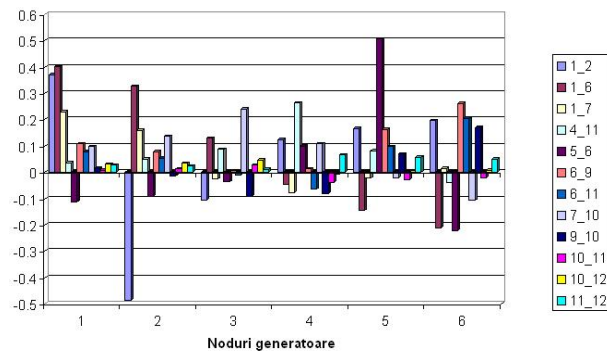


Fig. 3.9. Trasarea puterilor active de transfer cu metoda factorilor D

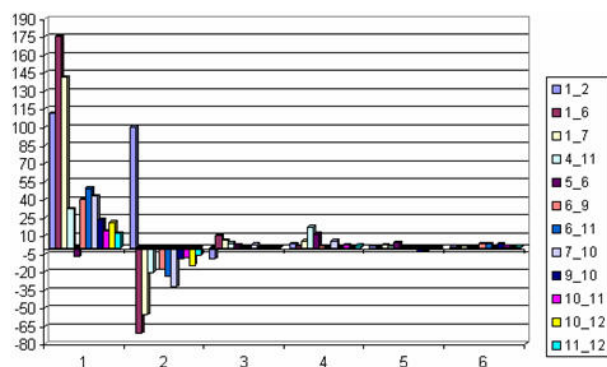


Fig. 3.10. Trasarea puterilor reactive de transfer cu metoda matricelor de sistem

Analiza transferului puterilor reactive s-a realizat prin metoda matricelor de sistem și cea a factorilor de distribuție a puterii generate. Rezultatele obținute pentru cele 12 laturi sunt prezentate în Fig. 3.24 și Fig. 3.25. Existența circulațiilor de sens opus este evidentă pentru cele două metode. Pentru metoda matricelor de sistem, efectul puterii reactive injectate este evident. Pentru factorii de distribuție a puterii generate trasabilitatea este ceva mai dificilă și este necesară o verificare a circulației de puteri reactive.

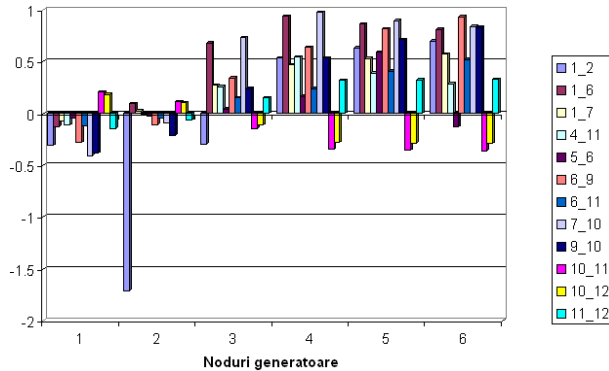


Fig. 3.11. Trasarea puterilor reactive de transfer cu metoda factorilor D

### 3.7. Concluzii

Acest capitol a avut ca obiect analiza diverselor metode de alocare pentru stabilirea prețului utilizării rețelei de transport al energiei electrice, cu referire specială la metoda bazată pe utilizarea matricelor de sistem și la cea a factorilor de distribuție. Din nou se insistă asupra necesității unor modele matematice cât mai riguroase, soluționate corespunzător, care să stea la baza elaborării unor instrumente soft adecvate.

Se prezintă câteva concluzii separate pentru fiecare dintre cele două metode:

#### □ **Metoda utilizând matricele de sistem**

Această metodă utilizează matricea de impedanță nodală pentru stabilirea circulației de puteri prin elementele de rețea, asociate puterii injectate în noduri. Astfel, se poate determina efectul fiecărei puteri injectate, alocarea fiind ușor trasabilă. Pentru calculul pierderilor de putere activă relațiile (3.25), (3.27) și (3.29) oferă posibilitatea evaluării pentru fiecare element în parte, alocarea fiind directă. Unica dificultate pentru sisteme extinse este inversarea matricei de admitanță nodală, care are ca rezultat o matricea de impedanță nodală „plină”, spre deosebire de caracterul puternic „lacunar” al matricei de admitanță nodală.

Metoda matricelor de sistem este extrem de simplă, atât în formulare cât și în aplicare numerică, bazându-se pe teoria circuitelor. Spre deosebire de alte metode, pierderile pot fi prezentate separat pentru fiecare componentă, ceea ce reprezintă un atu suplimentar. Un alt avantaj se referă la faptul că nu sunt necesare aproximări speciale. Datorită efectului fiecărei puteri injectate în laturi, această metodă se seamănă cu metoda circulațiilor opuse. Practic, circulațiile de sens contrar reprezintă corecții forțate în vederea respectării teoremelor lui Kirchhoff. Această metodă nu este dependentă de poziția nodului de echilibrare. În consecință, apar diferențe valorice și de semn în comparație cu metodele care depind de alegerea nodului de echilibrare.



În urma analizei comparative a rezultatelor pentru sistemul cu 4 noduri privind schemele echivalente „Π”, „Γ” și „T” s-a constatat că schema „Π” prezintă rezultatele cele mai apropiate de cele exacte (Fig. 3.12), ea fiind utilizată în studiile de caz ulterioare.

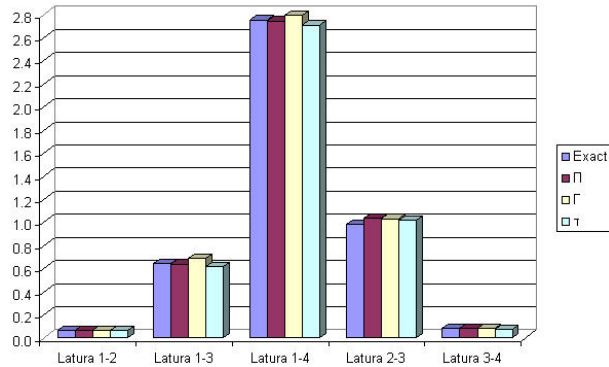


Fig. 3.12. Situația comparativă a pierderilor de putere pe ansamblul sistemului

Referitor la problema circulațiilor și a pierderilor de putere activă s-a realizat o comparație între valorile obținute fără și cu considerarea conductanței transversale (Fig. 3.13), cu recomandarea ca, atunci când este posibil, să se țină cont de ele.

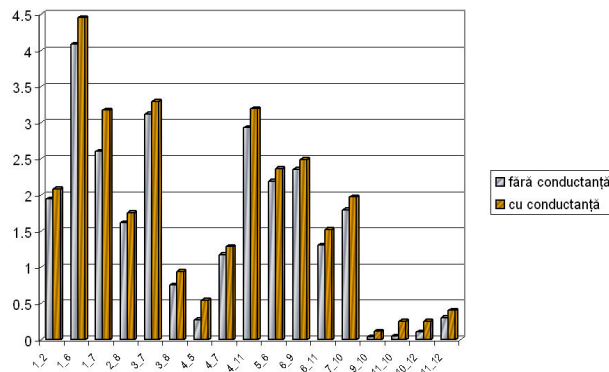


Fig. 3.13. Pierderile de putere activă, cu și fără considerarea conductanței transversale

Comparând rezultatele obținute privind costurile de transport pentru sistemul test cu 12 noduri, se remarcă faptul că creșterea valorii totale nu depășește 2%. Diferențe mai semnificative în ceea ce privește alocarea costurilor se remarcă la generatoare, la consumatori situația relativă fiind quasi-identică (Fig. 3.14, 3.15).

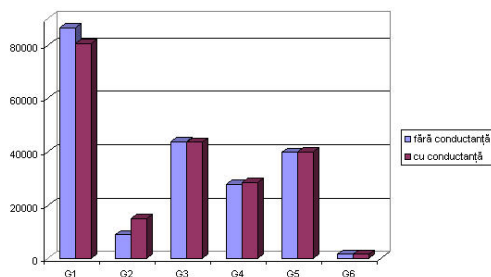


Fig. 3.14. Alocarea costurilor generatoarelor

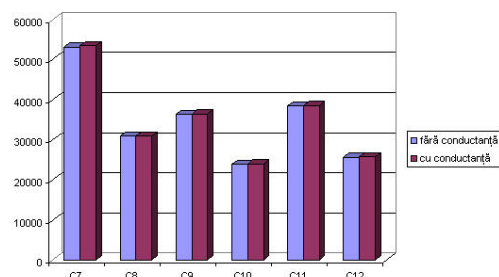


Fig. 3.15. Alocarea costurilor consumatorilor

### □ Metoda factorilor de distribuție

În ceea ce privește metoda factorilor de distribuție, aplicată pentru sistemul test cu 12 noduri, se remarcă diferența, în ceea ce privește alocarea costurilor de transport generatoarelor, respectiv consumatorilor, între situațiile fără și considerarea pierderilor de putere activă (Fig. 3.18 și 3.19). Recomandarea este clară: să nu se negligeze pierderile de putere activă. Concluzia este similară cu cea formulată la partea teoretică privind critica utilizării circulației simplificate de puteri în curent continuu.

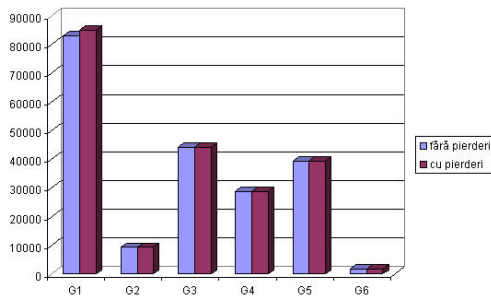


Fig. 3.16. Alocarea costurilor generatoarelor

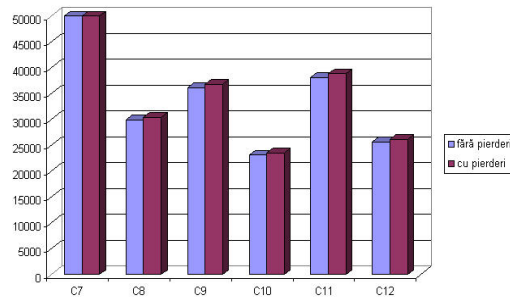


Fig. 3.17. Alocarea costurilor consumatorilor

Chiar dacă trasabilitatea puterii reactive este mai dificilă, soluționarea ei prin intermediul acestei metode a condus la rezultate nesperate. Totuși, apariția unor sensuri negative cere o interpretare atentă.

Este esențială o verificare a circulației de putere reactivă din sistem, deoarece este dificil să se aprecieze corectitudinea calculului după componentele contribuțiilor nodurilor la trasabilitate. La final, se poate constata faptul că atât factorii D, cât și factorii C, conduc la aceleași valori corespunzătoare circulațiilor de puteri reactive la sfârșitul liniei și respectiv la începutul liniei.

Compararea rezultatelor obținute cu cele două metode evidențiază existența unor diferențe, ceea ce presupune investigații suplimentare,

În final se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- prezentarea într-o viziune proprie a metodelor de alocare a costului transportului energiei electrice;
- elaborarea unor modele matematice riguroase pentru cele două metode pe care s-a concentrat atenția, împreună cu tehnicile de soluționare, implementate în aplicații soft dedicate;
- elaborarea unei proceduri pentru alocarea pierderilor de putere activă;
- analiza influenței conductanței transversale în cazul metodei matricelor de sistem, pentru cele trei scheme echivalente, urmată de recomandări în privința schemei echivalente cu care să se lucreze în continuare și a considerării conductanței transversale;
- evaluarea influenței modificării locației nodului de echilibrare asupra factorilor de distribuție;
- testarea procedurii de alocare a pierderilor de putere activă pentru metoda factorilor de distribuție;
- perfecționarea metodei factorilor de distribuție aferenți puterii reactive pentru calculul pierderilor de putere reactivă;
- compararea într-o manieră proprie a celor două metode de alocare.

## 4. METODELE DE TRASABILITATE

### 4.1. Considerații preliminare

Calculul circulației puterilor în sistemele electroenergetice complexe oferă numeroase rezultate de interes local sau global, cu o excepție însă: nu se cunoaște contribuția fiecărui generator la alimentarea consumatorilor cu putere activă și reactivă, respectiv traseul acestor puteri. Metodele de trasabilitate oferă răspuns tocmai la aceste întrebări, oferind informații suplimentare pentru alocarea costului transportului.

Nu este suficient să cunoaștem încărcarea unui generator cu putere activă și reactivă, ci trebuie să știm ce consumatori alimentează și în ce proporție, evidențiindu-se traseul puterilor active și reactive. Dacă contractele bilaterale oferă o relativă stabilitate financiară, prețul spot la bursă prezintă o volatilitate pronunțată. Între producători și consumatori mai există transportatorul, distribuitorul și furnizorul. Ceea ce plătește consumatorul se împarte unui lanț de firme. Toți au nevoie să cunoască participarea financiară a fiecăruia și aceasta în condițiile unei permanente dinamici a consumului, a disponibilității surselor și a structurii sistemului, cu partea de transport și distribuție.

Stabilirea traseului puterilor este o problemă încă nerezolvată, cu toate că s-au elaborat o serie de metode [Happ1994], [Tovar2004], [Shahidehpour2004], [Pan2000], [Conejo2007], [Conejo2001], [Conejo2002a], [Exposito2002], [Pop2007], mai mult sau mai puțin riguroase, care conduc în general la rezultate diferite.

Trasabilitatea s-a aplicat prioritar pentru puterea activă, pe baza circulației de puteri în curent continuu, având avantajul că modelul matematic este liniar. Trasabilitatea puterii reactive este mai dificilă decât cea a puterii active, deoarece chiar și modelul matematic simplificat este neliniar și ca atare, soluționarea este mai dificilă.

Metodele de trasabilitate utilizează în general calcule de regim cu neglijarea pierderilor de putere activă. Cele mai importante sunt următoarele:

- **Metoda schimburilor bilaterale echivalente.** În cadrul acestei metode consumul este repartizat uniform fiecărui generator [Galiana2003], [Mateus2005], [Dai2008], [Phulpin2006]. Ea prezintă avantajul de a lua în considerare și circulațiile opuse de puteri datorită folosirii factorilor de distribuție de tip A (paragraful 3.2.7), fără să ia în considerare locația nodului de echilibrare.
- **Metoda Bialek.** Această metodă utilizează o abordare topologică pentru determinarea contribuțiilor generatoarelor (consumatorilor) individuali la circulațiile de putere prin elementele de rețea pe baza factorilor de distribuție topologici [Bialek1997], [Bialek1996], [Bialek1998], [Limpasuwan2002], [Abhyankar2006], [Bialek2004], [Gamm2005].
- **Metoda Kirschen.** Această metodă poate fi aplicată atât pentru puterile active, cât și pentru cele reactive [Kirschen1997], [Strbac1998], [Kirschen1999], [Kirschen2004]. Pornind de la soluționarea circulației de puteri, se identifică nodurile care se află pe traseul sursă – consumator. Apoi se determină mulțimea nodurilor alimentate de aceleași generatoare. În final, se utilizează tehnica proporțională pentru determinarea contribuției fiecărui generator la circulațiile de puteri și la alimentarea consumatorilor.

Dintre aceste metode, în lucrare se prezintă și se utilizează ultimele două, care, pe baza experienței autorului, sunt cele mai adecvate scopului propus.

## 4.2. Metoda Bialek

Metoda Bialek folosește fie algoritmul de trasabilitate generare – consum („Upstream”), fie algoritmul de trasabilitate consum – generare („Downstream”) [Bialek1996], [Bialek1997], [Bialek1998].

În algoritmul de trasabilitate „Upstream” costurile pentru utilizarea rețelei de transport sunt alocate generatoarelor individuale, iar pierderile de putere activă sunt alocate consumatorilor.

Algoritmul „Downstream” alocă costurile pentru utilizarea rețelei de transport consumatorilor individuali, iar pierderile de putere activă din rețeaua de transport sunt alocate generatoarelor.

### 4.2.1. Algoritmul de trasabilitate „Upstream”

Se definește drept putere consumată brută suma dintre puterea consumată efectiv de un anumit consumator și partea alocată din pierderilor totale de transport. Evident, puterea consumată brută totală pe ansamblul sistemului este egală cu cea generată totală.

Se definește  $P_i^b$  ca fiind puterea activă brută injectată în nodul  $i$ , care se poate exprima sub forma:

$$P_i^b = \sum_{j \in N_i} |P_{ij}^b| + P_{gi}; \quad i \in N \quad (4.1)$$

unde  $N_i$  – submulțimea nodurilor legate direct de nodul  $i$ ;  $P_{ij}^b$  – circulația de putere activă brută prin elementul de rețea  $i$ - $j$ ,  $P_{gi}$  – puterea activă generată în nodul  $i$ .

În ipoteza neglijării pierderilor de putere activă se poate considera:

$$P_i^b = \sum_{j \in N_i} \left( \frac{|P_{ij}^b|}{P_j^b} \cdot P_j^b \right) + P_{gi} \approx \sum_{j \in N_i} \left( \frac{|P_{ij}|}{P_j} \cdot P_j^b \right) + P_{gi}; \quad i \in N \quad (4.2)$$

unde  $P_{ij}$  – circulația de putere activă prin elementul de rețea  $i$ - $j$ ;  $P_j$  – puterea activă injectată în nodul  $j$ .

În aceste condiții relația (4.1) devine:

$$P_i^b - \sum_{i \in N_i} \left( \frac{|P_{ij}|}{P_j} \cdot P_j^b \right) = P_{gi} \quad (4.3)$$

ceea ce în formă matriceală înseamnă:

$$\mathbf{P}_g = \mathbf{A}^{g-c} \cdot \mathbf{P}^b \quad (4.4)$$

unde  $\mathbf{P}^b$  – vectorul puterilor active nodale brute;  $\mathbf{P}_g$  – vectorul puterilor generate nodale;  $\mathbf{A}^{g-c}$  – matricea de distribuție a circulației de putere activă generare – consum cu elementele definite de relația:

$$a_{ij}^{g-c} = \begin{cases} 1 & \text{dacă } i = j \\ -\frac{|P_{ij}|}{P_j} & \text{dacă } i > j, j \in N_i \\ 0 & \text{dacă } i > j, j \notin N_i \text{ sau } i < j \end{cases} \quad (4.5)$$

Din relația (4.4) rezultă:

$$\mathbf{P}^b = (\mathbf{A}^{g-c})^{-1} \cdot \mathbf{P}_g = \mathbf{A} \mathbf{I}^{g-c} \cdot \mathbf{P}_g \quad (4.6)$$

sau pentru fiecare nod în parte:

$$P_i^b = \sum_{k \in N} (a_{ik}^{g-c} \cdot P_{gk}); \quad i \in N \quad (4.7)$$

Relația (4.7) arată contribuția generatoarelor din sistem la puterea activă injectată într-un anumit nod.

Circulația de putere brută prin elementul de rețea  $i-j$  se poate calcula folosind principiul repartiției proporționale în următoarea manieră:

$$P_{ij}^b = \frac{P_{ij}^b}{P_i^b} \cdot P_i^b = \frac{P_{ij}^b}{P_i^b} \cdot \sum_{k \in N} (a_{ik}^{g-c} \cdot P_{gk}) = \sum_{k \in N} (d_{ij,k}^g \cdot P_{gk}); \quad i \in N; j \in N_i \quad (4.8)$$

Din (4.8) rezultă expresia factorului de distribuție topologic al generării,  $d_{ij,k}^g$ :

$$d_{ij,k}^g = \frac{P_{ij}^b}{P_i^b} \cdot a_{ik}^{g-c} \equiv \frac{P_{ij}}{P_i^b} \cdot a_{ik}^{g-c}; \quad i \in N; j \in N_i \quad (4.9)$$

Factorul de distribuție topologic reprezintă acea parte a puterii produse de generatorul  $k$ , care circulă pe linia  $i-j$ .

Se definește  $c_{ij}^g$  ca fiind un cost unitar [\$/MW] corespunzător circulației brute de puteri:

$$c_{ij}^g = \frac{C_{ij}}{P_{ij}^b} \quad (4.10)$$

unde  $C_{ij}$  este costul total de transport al puterii prin elementul de rețea  $i-j$ .

Se poate determina rata de utilizare  $u_{gk}$  a rețelei de transport de către generatorul  $k$ :

$$u_{gk} = \sum_{i \in N} \sum_{j \in N_i} (c_{ij}^g \cdot d_{ij,k}^g \cdot P_{gk}) = \sum_{i \in N} \sum_{j \in N_i} \left( \frac{C_{ij}}{P_{ij}^b} \cdot \frac{P_{ij}^b}{P_i^b} \cdot a_{ik}^{g-c} \cdot P_{gk} \right) = P_{gk} \cdot \left[ \sum_{i \in N} \frac{a_{ik}^{g-c}}{P_i^b} \cdot \sum_{j \in N_i} (C_{ij}) \right] \quad (4.11)$$

#### 4.2.2. Algoritm de trasabilitate „Downstream”

Se definește puterea generată netă ca fiind diferența dintre puterea activă debitată efectiv de un anumit generator și partea alocată din pierderilor totale de transport.

Se definește  $P_i^n$  ca fiind puterea activă netă injectată în nodul  $i$ , care se poate exprima sub forma:

$$P_i^n = \sum_{j \in N_i} |P_{ij}^n| + P_{Ci}; \quad i \in N \quad (4.12)$$

unde  $N_i$  – submulțimea nodurilor legate direct de nodul  $i$ ;  $P_{ij}^n$  – circulația de putere activă netă prin elementul de rețea  $i-j$ ,  $P_{Ci}$  – puterea activă consumată în nodul  $i$ .

La fel ca în cazul metodei anterioare, ecuația (4.12) se poate scrie sub forma:

$$P_i^n - \sum_{j \in N_i} \left( \frac{|P_{ji}^n|}{P_j} \cdot P_j^b \right) = P_{Ci} \quad (4.13)$$

ceea ce în formă matriceală înseamnă:

$$\mathbf{P}_C = \mathbf{A}^{c-g} \cdot \mathbf{P}^n \quad (4.14)$$

unde  $\mathbf{P}^n$  – vectorul puterilor active nodale nete;  $\mathbf{P}_C$  – vectorul puterilor consumate nodale;  $\mathbf{A}^{c-g}$  – matricea de distribuție a circulației de putere activă consum – generare cu elementele definite de relația:

$$a_{ij}^{c-g} = \begin{cases} 1 & \text{dacă } i = j \\ -\frac{|P_{ij}^n|}{P_j} & \text{dacă } i < j, j \in N_i \\ 0 & \text{dacă } i < j, j \notin N_i \text{ sau } i > j \end{cases} \quad (4.15)$$

Din relația (4.14) rezultă:

$$\mathbf{P}^n = (\mathbf{A}^{c-g})^{-1} \cdot \mathbf{P}_C = \mathbf{A}^{I^{c-g}} \cdot \mathbf{P}_C \quad (4.16)$$

sau pentru fiecare nod în parte:

$$P_i^n = \sum_{k \in N} (a_{ik}^{I^{c-g}} \cdot P_{Ck}); \quad i \in N \quad (4.17)$$

Circulația de putere netă prin elementul de rețea  $i-j$  se poate calcula folosind principiul repartiției proporționale în următoarea manieră:

$$P_{ij}^n = \frac{P_{ij}^n}{P_i^b} \cdot P_i^n = \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \cdot \sum_{k \in N} (a_{ik}^{I^{c-g}} \cdot P_{Ck}) = \sum_{k \in N} (d_{ij,k}^n \cdot P_{Ck}); \quad i \in N; j \in N_i \quad (4.18)$$

Din (4.8) rezultă expresia factorului de distribuție topologic al consumului,  $d_{ij,k}^c$ :

$$d_{ij,k}^c = \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \cdot a_{ik}^{I^{c-g}} \cong \frac{P_{ij}}{P_i^n} \cdot a_{ik}^{c-g}; \quad i \in N; j \in N_i \quad (4.19)$$

Factorul de distribuție topologic reprezintă acea parte a puterii consumate de consumatorul  $k$ , care circulă pe linia  $i-j$ .

Se definește  $c_{ij}^g$  ca fiind un cost unitar [\$/MW] corespunzător circulației nete de puteri:

$$c_{ij}^c = \frac{C_{ij}}{P_{ij}^n} \quad (4.20)$$

unde  $C_{ij}$  este costul total de transport al puterii prin elementul de rețea  $i-j$ .

Se poate determina rata de utilizare  $u_{ck}$  a rețelei de transport de către generatorul  $k$  :

$$u_{ck} = \sum_{i \in N} \sum_{j \in N_i} (c_{ij}^c \cdot d_{ij,k}^c \cdot P_{ck}) = \sum_{i \in N} \sum_{j \in N_i} \left( \frac{C_{ij}}{P_{ij}^n} \cdot \frac{P_{ij}^n}{P_i^n} \cdot a_{ik}^{c-g} \cdot P_{ck} \right) = P_{ck} \cdot \left[ \sum_{i \in N} \frac{a_{ik}^{c-g}}{P_i^n} \cdot \sum_{j \in N_i} (C_{ij}) \right] \quad (4.21)$$

### 4.3. Metoda Kirschen

Metoda organizează nodurile și elementele de rețea ale unui sistem electro-energetic în grupuri omogene conform următoarelor concepte: zonele generatoarelor, domenii și legături [Kirschen1997], [Strbac1998], [Kirschen1999], [Kirschen2004], [Leveque2003], [Pop2008b]. Aceste concepte sunt utilizate pentru obținerea grafului de stare a contribuției generatoarelor la consumatorii dintr-un domeniu și pentru determinarea contribuțiilor generatoarelor la consumatorii individuali și la circulațiile de putere. Metoda se aplică independent, atât pentru puterea activă, cât și cea reactivă.

#### Zonarea generatoarelor

Zona unui generator reprezintă o submulțime a mulțimii  $N$  a nodurilor, care sunt alimentate de acest generator. Un anumit nod aparține zonei unui generator dacă există un „traseu” prin rețeaua de transport de la generator la acel nod, pentru care sensul circulației de putere este de la generator către nod.

Din maniera de definire a zonelor rezultă că există o suprapunere între zonele diverselor generatoare. Se precizează că delimitarea zonelor pentru puterea activă diferă față de delimitarea acestora pentru puterea reactivă.

#### Stabilirea domeniilor

Domeniul unui generator reprezintă o submulțime de noduri „învecinate” din cadrul mulțimii  $N$  a nodurilor, care sunt alimentate de aceleași generatoare. Submulțimile nodurilor care nu sunt conectate între ele și nu sunt alimentate de la același generatoare sunt tratate ca domenii separate. Un nod aparține unui singur domeniu. Rangul unui domeniu este definit ca fiind numărul de generatoare care alimentează nodurile din acel domeniu.

#### Legăturile

Având nodurile repartizate în domenii, fiecare element de rețea din interiorul unui domeniu conectează două noduri care aparțin aceluși domeniu. Dacă un element de rețea se află în interiorul unui domeniu element de rețea extern), atunci aceasta va conecta două noduri care aparțin unor domenii diferite. O legătură este formată din una sau mai multe elemente de rețea externe, care conectează aceleași domenii. Se menționează că circulațiile de putere pe toate elementele de rețea ale unei legături au același sens. În plus, sensul circulației dintr-o legătură este întotdeauna de la domeniul cu rangul mai mic la cel cu rangul mai mare.

### Graful de stare

Cunoscându-se sensul circulațiilor de putere prin elementele de rețea ale unui sistem electroenergetic și fiind definite domeniile și legăturile, problema se poate studia prin intermediul teoriei grafurilor.

La construirea grafului de stare aferent problemei studiate se utilizează următoarele convenții de reprezentare: vârfurile grafului corespund domeniilor, arcele grafului corespund legăturilor dintre domenii, iar orientarea arcelor este dată de sensul circulației de puteri.

Nodurile inițiale ale arcelor corespund domeniilor de rang mai mic, în timp ce nodurile terminale corespund domeniilor de rang mai mare.

### Contribuțiile generatoarelor la consumatorii dintr-un domeniu

Graful de stare furnizează doar o privire calitativă asupra sistemului de transport al energiei electrice. Pentru a obține informații cantitative, sunt necesare câteva precizări suplimentare. Puterea intrată într-un domeniu este egală cu suma dintre puterile generate de sursele din domeniu și puterea injectată în acest domeniu prin legăturile externe. Puterea intrată în domeniu este întotdeauna pozitivă.

Cele specificate anterior pot fi sintetizate în următoarea ipoteză referitoare la proporții: pentru un domeniu dat, dacă proporția circulației de intrare, care poate fi trasată la un generator  $i$ , este  $x_i$ , atunci proporția circulației de ieșire, care poate fi trasată la generatorul  $i$  este de asemenea  $x_i$ .

O altă ipoteză referitoare la proporție este următoarea: pentru un domeniu dat, dacă proporția puterii intrate, care poate fi trasată la un generator  $i$ , este  $x_i$ , atunci puterea consumată care poate fi trasată la generatorul  $i$  este de asemenea  $x_i$ . Această ipoteză stă la baza unei metode recursive pentru determinarea contribuției fiecărui generator la puterea consumată din fiecare domeniu.

Calculul contribuției generatoarelor la diversele domenii ( $D$  fiind mulțimea domeniilor) se face în maniera următoare:

$$P_{jk}^i = w_j^i \cdot P_{jk} \quad (4.22)$$

$$P_k = \sum_{j \in D} P_{jk}, \quad k \in D \setminus j \quad (4.23)$$

$$w_k^i = \frac{\sum_{j \in D} P_{jk}^i}{P_k}, \quad k \in D \quad (4.24)$$

unde  $w_j^i$  – contribuția generatorului  $i$  la puterea consumată și la circulația de ieșire din domeniul  $j$ ;  $w_k^i$  – contribuția generatorului  $i$  la puterea consumată și la circulația de ieșire din domeniul  $k$ ;  $P_{jk}$  – circulația de puteri pe legătura dintre domeniile  $j$  și  $k$ ;  $P_{jk}^i$  – circulația de puteri pe legătura dintre domeniile  $j$  și  $k$  datorită generatorului  $i$ ;  $P_k$  – puterea intrată în domeniul  $k$ .

Puterea injectată în nodul inițial al grafului de stare este produsă numai de generatoarele cuprinse în domeniul respectiv. Ponderea puterilor ieșite trasabilă pentru fiecare dintre aceste generatoare poate fi determinată și inclusă în domeniul de rang mai mare.



### Contribuția generatoarelor la consumatorii individuali și la circulațiile de puteri

Având în vedere că nodurile dintr-un domeniu nu se pot deosebi din punctul de vedere al trasării puterii, calculul se va continua și pentru consumatorii individuali, împreună cu elementele de rețea interne aflate în fiecare domeniu.

Astfel, dacă se cunoaște domeniul de care aparține un nod și contribuțiile fiecărui generator la fiecare domeniu, se poate determina puterea cu care contribuie fiecare generator la alimentarea fiecărui consumator.

Se adoptă ipoteza că generatoarele contribuie la pierderile de pe un element de rețea proporțional cu rata de utilizare a acestei elementului respectiv de rețea. Deci se poate efectua alocarea pierderilor de putere din sistem.

## 4.4. Studii de caz

### 4.4.1. Utilizarea metodei Bialek

#### 4.4.1.1. Sistem test cu 4 noduri, fără pierderi de putere activă

Se consideră sistemul test cu 4 noduri prezentat în Fig. 4.1. Datele inițiale referitoare la topologie și parametrii elementelor de sistem sunt prezentate în Anexa 1. Regimul de funcționare considerat, alături de rezultatele circulației de puteri (în condițiile neglijării pierderilor de putere activă), este prezentat în Anexa 2.

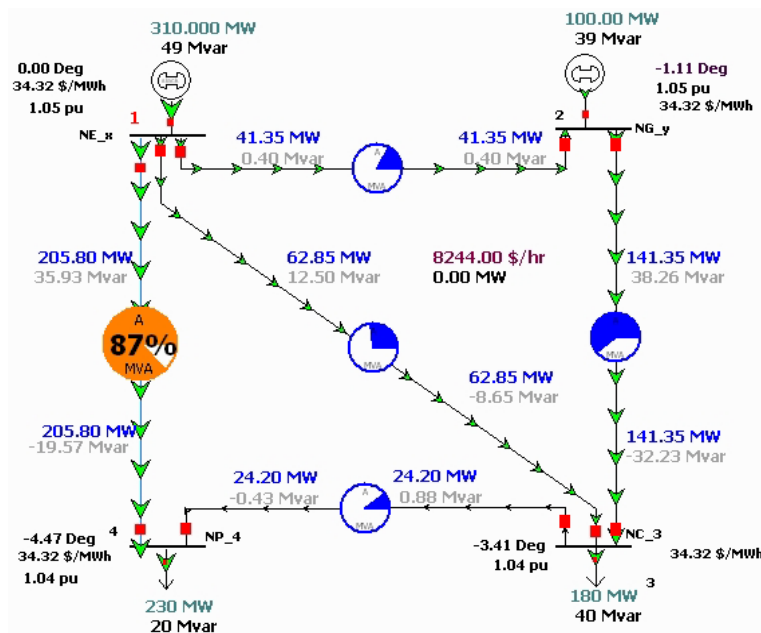


Fig. 4.1. Sistem test cu 4 noduri, regim cu neglijarea pierderilor de putere activă

Se aplică algoritmele de trasabilitate prezentate în subcapitolul 4.2. Pentru efectuarea calculului s-a folosit un program de calcul elaborat în mediul Mathematica®, datorită avantajelor pe care le oferă în această direcție.

**Pasul 1.** Puterile consumate și cele generate în nodurile sistemului sunt date în tabelul 4.1, iar circulațiile de puteri pe elementele de rețea în tabelul 4.2.

Tabelul 4.1. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	231.000	0	-	-	310	48.82
2	231.000	-1.11	-	-	100	38.66
3	228.700	-3.41	180	40	-	-
4	228.585	-4.47	230	20	-	-

Tabelul 4.2. Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]	$L_{ij}$ [km]
1	2	41.3	0.4	0	0.8	62.5
1	3	62.8	12.5	0	3.85	125
1	4	205.8	35.9	0	16.36	50
2	3	141.3	38.3	0	6.03	37.5
3	4	24.2	0.88	0	0.45	100

Se calculează elementele matricei  $\mathbf{A}^{g-c}$  cu relația (4.5):

$$\begin{cases} a_{21}^{g-c} = -\frac{41.3}{310} = -0.133226; a_{31}^{g-c} = -\frac{62.8}{310} = -0.202581; a_{41}^{g-c} = -\frac{205.8}{310} = -0.663871 \\ a_{32}^{g-c} = -\frac{141.3}{100+41.3} = -1; a_{42}^{g-c} = 0 \\ a_{43}^{g-c} = -\frac{24.2}{62.8+141.3} = -0.118569 \end{cases} \quad (4.25)$$

Matricea  $\mathbf{A}^{g-c}$  va fi de forma:

$$\mathbf{A}^{g-c} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -0.133226 & 1 & 0 & 0 \\ -0.202581 & -1 & 1 & 0 \\ -0.663871 & 0 & -0.118569 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.26)$$

**Pasul 2.** Se calculează inversa matricei de distribuție a circulației de putere activă generare – consum  $\mathbf{AI}^{g-c} = (\mathbf{A}^{g-c})^{-1}$ , urmând ca apoi să se determine vectorul puterilor active nodale brute,  $\mathbf{P}^b$ .

$$\mathbf{AI}^{g-c} = (\mathbf{A}^{g-c})^{-1} = \begin{pmatrix} 1. & 0. & 0. & 0. \\ 0.133226 & 1. & 0. & 0. \\ 0.335806 & 1. & 1. & 0. \\ 0.703687 & 0.118569 & 0.118569 & 1. \end{pmatrix} \quad (4.27)$$

$$\mathbf{P}^b = (\mathbf{A}^{g-c})^{-1} \cdot \mathbf{P}_g = \mathbf{AI}^{g-c} \cdot \mathbf{P}_g = \begin{pmatrix} 310. \\ 141.3 \\ 204.1 \\ 230. \end{pmatrix} \quad (4.28)$$

**Pasul 3.** Se determină matricea de distribuție a circulației de putere activă consum – generare,  $\mathbf{A}^{c-g}$ , urmând ca apoi să se determine vectorul puterilor active nodale nete,  $\mathbf{P}^n$ .

$$\mathbf{A}^{\mathbf{C}-\mathbf{g}} = \begin{pmatrix} 1 & -0.133226 & -0.202581 & -0.663871 \\ 0 & 1 & -1. & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -0.118569 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.29)$$

$$\mathbf{P}^n = (\mathbf{A}^{\mathbf{C}-\mathbf{g}})^{-1} \cdot \mathbf{P}_C = \mathbf{A}^{\mathbf{I}^{\mathbf{C}-\mathbf{g}}} \cdot \mathbf{P}_C = \begin{pmatrix} 222.293 \\ 207.271 \\ 207.271 \\ 230. \end{pmatrix} \quad (4.30)$$

**Pasul 4.** Utilizând principiul proporției distribuite, se vor determina contribuțiile fiecărui generator la circulațiile de puteri prin elementele de rețea.

$$\begin{cases} P_{12}^{g1} = 41.3 \times \frac{310}{310} = 41.3 \text{ MW} \\ P_{12}^{g2} = 0 \text{ MW} \end{cases} \quad (4.31)$$

$$\begin{cases} P_{13}^{g1} = 62.8 \times \frac{310}{310} = 62.8 \text{ MW} \\ P_{13}^{g2} = 0 \text{ MW} \end{cases} \quad (4.32)$$

$$\begin{cases} P_{14}^{g1} = 205.8 \times \frac{310}{310} = 205.8 \text{ MW} \\ P_{14}^{g2} = 0 \text{ MW} \end{cases} \quad (4.33)$$

$$\begin{cases} P_{23}^{g1} = 141.3 \times \frac{41.3}{41.3 + 100} = 41.3 \text{ MW} \\ P_{23}^{g2} = 141.3 \times \frac{100}{41.3 + 100} = 100 \text{ MW} \end{cases} \quad (4.34)$$

$$\begin{cases} P_{34}^{g1} = 24.2 \times \frac{104.1}{62.8 + 141.3} = 12.34 \text{ MW} \\ P_{34}^{g2} = 24.2 \times \frac{100.0}{62.8 + 141.3} = 11.86 \text{ MW} \end{cases} \quad (4.35)$$

**Pasul 5.** Se determină costurile de transport alocate generatoarelor, considerând costul unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW·km. Rezultatele sunt sintetizate în Tabelul 4.3.

Tabelul. 4.3. Alocarea costurilor de transport surselor

Nod $i$	Nod $j$	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{g1}$ [MW]	$P_{ij}^{g2}$ [MW]	Cost alocat generator 1 [\\$]	Cost alocat generator 2 [\\$]
1	2	125	41.3	41.3	0	5162.5	0
1	3	250	62.8	62.8	0	15700	0
1	4	100	205.8	205.8	0	20580	0
2	3	75	141.3	41.3	100.0	3097.5	7500
3	4	200	24.2	12.3	11.9	2460	2380
Total						47000	9880
Cost total transport						56880	

**Pasul 6.** Utilizând același procedeu, se pot determina și contribuțiile fiecărui generator la puterea consumată (sunt trecute numai valorile nenule).

• **Consumator nod 3**

- Pe latura 1-2

$$P_{c3}^{g1} = 180 \times \frac{41.3}{204.1} = 36.4 \text{ MW} \Rightarrow P_{12}^{c3} = 36.4 \text{ MW} \quad (4.36)$$

- Pe latura 1-3

$$P_{c3}^{g1} = 180 \times \frac{62.8}{204.1} = 55.4 \text{ MW} \Rightarrow P_{13}^{c3} = 55.4 \text{ MW} \quad (4.37)$$

- Pe latura 2-3

$$\begin{cases} P_{c3}^{g1} = 180 \times \frac{41.3}{204.1} = 36.4 \text{ MW} \\ P_{c3}^{g2} = 180 \times \frac{100}{204.1} = 88.2 \text{ MW} \end{cases} \Rightarrow P_{23}^{c3} = 36.4 + 88.2 = 124.6 \text{ MW} \quad (4.38)$$

• **Consumator nod 4**

- Pe latura 1-2

$$P_{c4}^{g1} = 24.2 \times \frac{41.3}{204.1} = 4.9 \text{ MW} \Rightarrow P_{12}^{c4} = 4.9 \text{ MW} \quad (4.39)$$

- Pe latura 1-3

$$P_{c4}^{g1} = 24.2 \times \frac{62.8}{204.1} = 7.4 \text{ MW} \Rightarrow P_{13}^{c4} = 7.4 \text{ MW} \quad (4.40)$$

- Pe latura 1-4

$$P_{c4}^{g1} = 230 \times \frac{205.8}{230} = 205.8 \text{ MW} \Rightarrow P_{14}^{c4} = 205.8 \text{ MW} \quad (4.41)$$

- Pe latura 2-3

$$\begin{cases} P_{c4}^{g1} = 24.2 \times \frac{41.3}{204.1} = 4.9 \text{ MW} \\ P_{c4}^{g2} = 24.2 \times \frac{100}{204.1} = 11.8 \text{ MW} \end{cases} \Rightarrow P_{23}^{c4} = 4.9 + 11.8 = 16.7 \text{ MW} \quad (4.42)$$

- Pe latura 3-4

$$\begin{cases} P_{c4}^{g1} = 24.2 \times \frac{12.3}{24.2} = 12.3 \text{ MW} \\ P_{c4}^{g2} = 24.2 \times \frac{11.9}{24.2} = 11.9 \text{ MW} \end{cases} \Rightarrow P_{34}^{c4} = 12.3 + 11.9 = 24.2 \text{ MW} \quad (4.43)$$

**Pasul 7.** Se determină costurile de transport alocate consumatorilor, în condițiile de la pasul 6. Rezultatele sunt sintetizate în Tabelul 4.4.

Tabelul. 4.4. Alocarea costurilor de transport consumatorilor

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{c3}$ [MW]	$P_{ij}^{c4}$ [MW]	Cost alocat consumator 1 [\$]	Cost alocat consumator 2 [\$]
1	2	125	41.3	36.4	4.9	4550	612.5
1	3	250	62.8	55.4	7.4	13850	1850
1	4	100	205.8	0	205.8	0	20580
2	3	75	141.3	124.6	16.7	9345	1252.5
3	4	200	24.2	0	24.2	0	4840
Total						27745	29135
Cost total transport						56880	

Evident, alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active. În realitate, alocarea se face atât la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

#### 4.4.1.2. Sistem test cu 4 noduri, cu pierderi de putere activă

Spre deosebire de aplicația anterioară, în acest subparagraf nu se mai neglijează pierderile de putere activă. Suplimentar se realizează și alocarea acestora (cu alte cuvinte a costurilor de transport aferente), analizându-se influența pierderilor de putere activă din acest punct de vedere.

Se consideră sistemul test cu 4 noduri prezentat în Fig. 4.2. Datele inițiale referitoare la topologie și parametrii elementelor de sistem sunt prezentate în Anexa 1. Regimul de funcționare considerat, alături de rezultatele circulației de puteri (în condițiile considerării pierderilor de putere activă), este prezentat în Anexa 1.

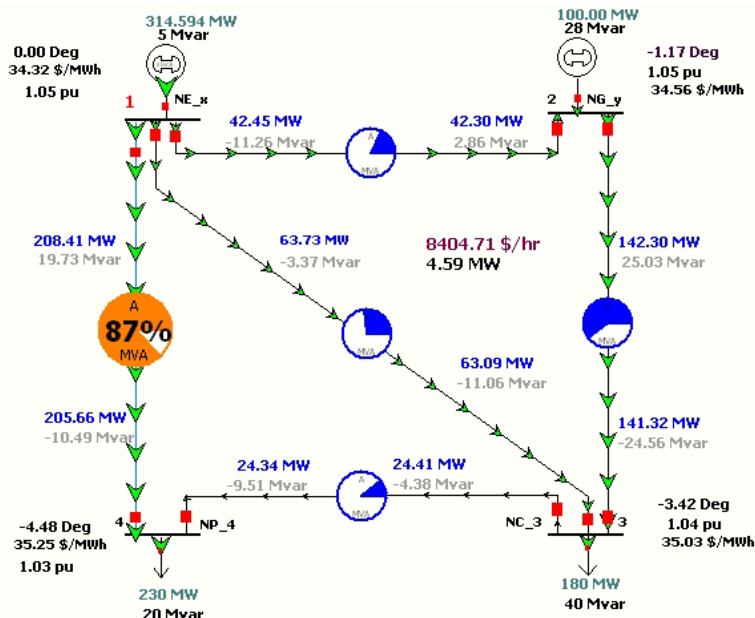


Fig. 4.2. Sistem test cu 4 noduri, regim cu considerarea pierderilor de putere activă

Se aplică algoritmele de trasabilitate prezentate în subcapitolul 4.2. Pentru efectuarea calculului s-a folosit programul o aplicație soft în mediul Mathematica®.

Puterile consumate și cele generate în nodurile sistemului sunt date în tabelul 4.5, iar circulațiile de puteri pe elementele de rețea în tabelul 4.6.

Tabelul 4.5. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	231.000	0			314.60	5.10
2	231.000	-1.17			100	27.90
3	227.831	-3.42	180	40		
4	226.657	-4.48	230	20		

Tabelul 4.6. Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]	$L_{ij}$ [km]
1	2	42.45	-11.26	0.15	-8.40	62.5
1	3	63.73	-3.37	0.64	-14.43	125
1	4	208.41	19.73	2.75	9.24	50
2	3	142.30	25,03	0.98	0.47	37.5
3	4	24.41	-4.38	0.08	-13.88	100

Analiza rezultatelor din tabelele de mai sus evidențiază faptul că pierderile de putere activă pe ansamblul sistemului sunt de 4,60 MW (după cum rezultă atât din însumarea pierderilor de putere activă pe elementele de rețea, cât și din bilanțul general al puterilor produse și consumate).

În lucrare se propune o metodă simplă de alocarea costurilor de transport legate de pierderile de putere (sau, cu alte cuvinte, alocarea costurilor de transport în prezența pierderilor), având la bază rezultatele obținute cu metoda Bialek pentru regimul fără pierderi. Metoda are la bază următoarea ipoteză, foarte apropiată de realitate, mai ales dacă se ține cont și de ponderea foarte redusă a pierderilor în cadrul circulațiilor de puteri prin elementele de rețea (de ordinul de mărime a maximum câteva procente): se consideră că rămân valabile și pentru pierderile de putere activă matricele de distribuție a circulației de putere activă generare – consum  $A^{g-c}$ , respectiv consum – generare  $A^{c-g}$ , determinate pentru regimul fără pierderi (ponderile puterilor generate, respectiv ale celor consumate, în cadrul circulației de puteri prin elementele de rețea rămân cele de la regimul fără pierderi).

Pe baza Tabelului 4.3 se calculează contribuția procentuală a generatoarelor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Tabelul 4.7).

Tabelul. 4.7. Contribuția procentuală a generatoarelor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (regimul fără pierderi)

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{g1}$ [MW]	$P_{ij}^{g2}$ [MW]	$P_{ij}$ [%]	$P_{ij}^{g1}$ [%]	$P_{ij}^{g2}$ [%]
1	2	41.3	41.3	0	100 %	100 %	0 %
1	3	62.8	62.8	0	100 %	100 %	0 %
1	4	205.8	205.8	0	100 %	100 %	0 %
2	3	141.3	41.3	100.0	100 %	29,23 %	70,77 %
3	4	24.2	12.3	11.9	100 %	50,83 %	49,17 %

În aceste condiții, se determină costurile de transport alocate generatoarelor, cu considerarea pierderilor de putere activă (Tabelul 4.8).

Tabelul. 4.8. Alocarea costurilor de transport surselor (inclusiv cele legate de pierderi)

Nod $i$	Nod $j$	Cost unitar transport [\$ / MW]	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{g1}$ [MW]	$P_{ij}^{g2}$ [MW]	Cost alocat generator 1 [\$]	Cost alocat generator 2 [\$]
1	2	125	42.45	42.45	0	5306.2	0
1	3	250	63.73	63.73	0	15932.5	0
1	4	100	208.41	208.41	0	20841.0	0
2	3	75	142.30	41.59	100.71	3119.2	7553.3
3	4	200	24.41	12.41	12.00	2482.0	2400.0
Total						47680.9	9953.3
Cost total transport						57634.2	

Pe baza Tabelului 4.4 se calculează contribuția procentuală a consumatorilor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Tabelul 4.9).

Tabelul. 4.9. Contribuția procentuală a consumatorilor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (regimul fără pierderi)

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{c3}$ [MW]	$P_{ij}^{c4}$ [MW]	$P_{ij}$ [%]	$P_{ij}^{c3}$ [%]	$P_{ij}^{c4}$ [%]
1	2	41.3	36.4	4.9	100 %	88.14 %	11.86 %
1	3	62.8	55.4	7.4	100 %	88.22 %	11.78 %
1	4	205.8	0	205.8	100 %	0 %	100 %
2	3	141.3	124.6	16.7	100 %	88.18 %	11.82 %
3	4	24.2	0	24.2	100 %	0 %	100 %

În aceste condiții, se determină costurile de transport alocate consumatorilor, cu considerarea pierderilor de putere activă (Tabelul 4.10).

Tabelul. 4.10. Alocarea costurilor de transport surselor (inclusiv cele legate de pierderi)

Nod $i$	Nod $j$	Cost unitar transport [\$/MW]	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{c3}$ [MW]	$P_{ij}^{c4}$ [MW]	Cost alocat consumator 1 [\$]	Cost alocat consumator 2 [\$]
1	2	125	42.45	37.42	5.03	4677.5	628.7
1	3	250	63.73	56.22	7.51	14055.0	1877.5
1	4	100	208.41	0	208.41	0	20841.0
2	3	75	142.30	125.48	16.82	9411.0	1261.5
3	4	200	24.41	0	24.41	0	4882.0
Total						28143.5	29490.7
Cost total transport						57634.2	

Evident, alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active. În realitate, alocarea se face și la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

Compararea rezultatelor din acest subparagraf cu cele din subparagraful anterior evidențiază clar influența pierderilor asupra costurilor de transport.

#### 4.4.1.3. Sistem test cu 12 noduri, fără pierderi de putere activă

Se consideră sistemul test cu 12 noduri prezentat în Figura 4.3. Datele inițiale referitoare la topologie și parametrii elementelor de sistem sunt prezentate în Anexa 3. Regimul de funcționare considerat, alături de rezultatele circulației de puteri (în condițiile neglijării pierderilor de putere activă), este prezentat în Anexa 4.

Se aplică algoritmele de trasabilitate prezentate în subcapitolul 4.2. Pentru efectuarea calculelor s-a folosit o aplicație soft elaborată în mediul Mathematica®.

Puterile consumate și cele generate în nodurile sistemului sunt date în tabelul 4.11, iar circulațiile de puteri pe elementele de rețea în tabelul 4.12.

Tabelul 4.11. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	231.000	0.00	-	-	418.74	374.75
2	220.000	-1.55	300.00	35.00	375.56	-139.80
3	220.000	-1.87	-	-	350.00	37.43
4	220.000	-3.91	-	-	303.71	53.16
5	220.000	-2.37	350.00	25.00	600.00	32.18
6	220.000	-6.12	230.00	60.00	200.00	71.40

Nod	U [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
7	219.082	-6.23	350.00	38.00	-	-
8	218.946	-4.27	300.00	25.00	-	-
9	217.617	-9.44	208.00	30.00	-	-
10	217.384	-9.64	170.00	20.00	-	-
11	217.544	-9.26	210.00	23.00	-	-
12	217.042	-10.34	130.00	15.00	-	-

Tabelul 4.12. Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului

Nod i	Nod j	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]	$L_{ij}$ [km]
1	2	113.4	211.5	0	13.06	30
1	6	191.9	100.2	0	24.81	70
1	7	113.5	63.1	0	15.28	120
2	8	189.0	23.7	0	9.07	30
3	7	239.0	22.3	0	18.25	38
3	8	111.0	10.4	0	4.71	45
4	5	-53.7	-0.7	0	1.44	60
4	7	172.9	14.4	0	7.09	28
4	11	184.5	13.5	0	17.50	60
5	6	196.4	-6.4	0	12.87	40
6	9	228.6	50.0	0	13.68	30
6	11	129.7	30.4	0	7.40	50
7	10	175.3	17.6	0	10.60	40
9	10	20.5	6.3	0	0.08	20
10	11	-15.4	-1.7	0	0.10	50
10	12	41.3	5.5	0	0.52	34
11	12	88.7	11.7	0	1.70	25

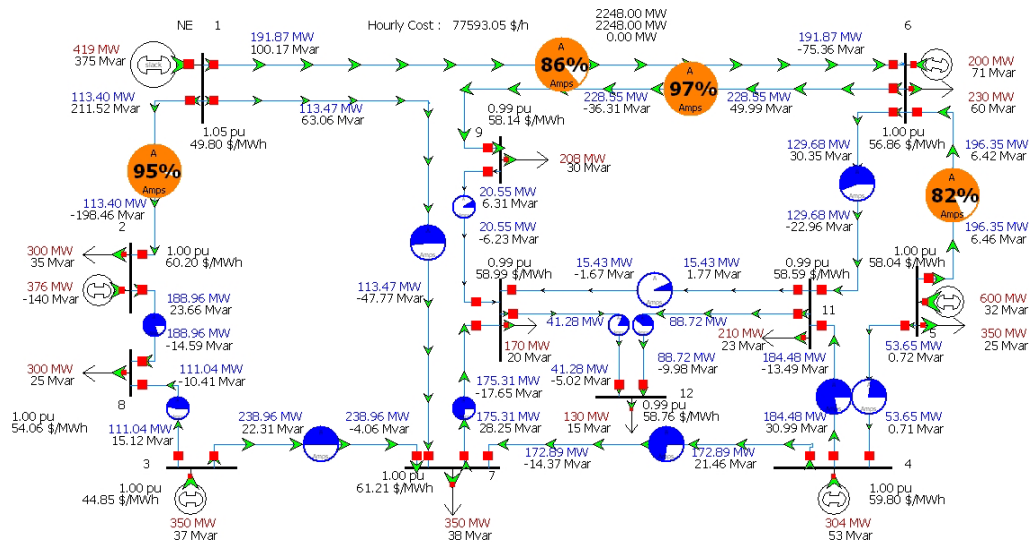


Fig. 4.3. Sistem test cu 12 noduri, regim cu neglijarea pierderilor

Similar cu paragraful 4.4.1.1, se determină matricea de distribuție a circulației de putere activă generare – consum,  $A^{g-c}$  :



$$\begin{pmatrix}
 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 -0.270812 & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & -0.0895 & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 -0.45828 & 0. & 0. & 0. & -0.327333 & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 -0.271051 & 0. & -0.682857 & -0.483758 & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & -0.386535 & -0.317143 & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & -0.388577 & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & -0.333651 & 0. & -0.0896763 & 1. & -0.0490134 \\
 0. & 0. & 0. & -0.516214 & 0. & -0.220466 & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & -0.195549 & -0.282304 & 1.
 \end{pmatrix} \quad (4.44)$$

și cea de tip consum – generare,  $A^{c-g}$  :

$$\begin{pmatrix}
 1. & -0.270812 & 0. & 0. & 0. & -0.45828 & -0.271051 & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & -0.386535 & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & -0.682857 & -0.317143 & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 1. & -0.0895 & 0. & -0.483758 & 0. & 0. & 0. & -0.516214 & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & -0.327333 & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & -0.388577 & 0. & -0.220466 & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & -0.333651 & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & 0. & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & -0.0896763 & 0. & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0. & -0.195549 \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & -0.0490134 & 1. & -0.282304 & 0. \\
 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 0. & 1. & 0.
 \end{pmatrix} \quad (4.45)$$

calculându-se în final vectorul puterilor active nodale brute,  $P^b$ , respectiv vectorul puterilor active nodale nete,  $P^n$ .

Tabelul. 4.13. Puterile nodale brute și puterile nodale nete

Nodul	$P_i^b$ [MW]	$P_i^n$ [MW]	Nodul	$P_i^b$ [MW]	$P_i^n$ [MW]
1	418.74	396.65	7	488.42	415.20
2	488.96	415.96	8	300.00	300.00
3	350.00	378.67	9	232.06	225.52
4	303.71	375.44	10	201.58	195.42
5	627.18	472.47	11	288.41	256.28
6	597.20	374.13	12	120.85	130.00

Procedând la fel ca în subparagraful 4.4.1.1, se determină contribuțiile fiecărui generator la circulațiile de puteri prin elementele de rețea. Rezultă în final costurile de transport alocate generatoarelor, considerând costul unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW·km. Rezultatele sunt sintetizate în Tabelul 4.14.

Tabelul. 4.14. Alocarea costurilor de transport surselor

Nod $i$	Nod $j$	Cost transport linia $ij$ [\$]	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat gen.1 [\$]	Cost alocat gen.2 [\$]	Cost alocat gen.3 [\$]	Cost alocat gen.4 [\$]	Cost alocat gen.5 [\$]	Cost alocat gen.6 [\$]
1	2	6804	113.4	6804	0	0	0	0	0
1	6	26866	191.9	26866	0	0	0	0	0
1	7	27240	113.5	27240	0	0	0	0	0
2	8	11340	189.0	2630	8710	0	0	0	0
3	7	18164	239.0	0	0	18164	0	0	0
3	8	9990	111.0	0	0	9990	0	0	0
4	5	6444	53.7	0	0	0	0	6444	0
4	7	9682.4	172.9	0	0	0	8227.6	1454.8	0
4	11	22140	184.5	0	0	0	18813.5	3326.5	0
5	6	15712	196.4	0	0	0	0	15712	0
6	9	13716	228.6	4474	0	0	0	4579	4663
6	11	12970	129.7	4230.7	0	0	0	4330	4409.3
7	10	14024	175.3	3029.5	0	6379.5	3921.6	693.4	0
9	10	820	20.5	267.5	0	0	0	273.7	278.8

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost transport linia <i>ij</i> [\$]	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat gen. 1 [\$]	Cost alocat gen. 2 [\$]	Cost alocat gen. 3 [\$]	Cost alocat gen. 4 [\$]	Cost alocat gen. 5 [\$]	Cost alocat gen. 6 [\$]
10	11	1540	15.4	207.4	0	0	768.4	348.1	216.1
10	12	2808.4	41.3	620.1	0	1060.4	754	252.5	121.4
11	12	4435	88.7	597.2	0	0	2213	1002.5	622.3
Total				76966.4	8710	35593.9	34698.1	38416.5	10310.9
Cost total transport				204695.8					

Procedând la fel ca în subparagraful 4.4.1.1, se determină contribuțiile fiecărui consumator la circulațiile de puteri prin elementele de rețea. Rezultă în final costurile de transport alocate consumatorilor, considerând costul unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW·km. Rezultatele sunt sintetizate în Tabelul 4.15.

Tabelul. 4.15. Alocarea costurilor de transport consumatorilor

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Cost transport linia <i>ij</i> [\$]	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 12 [\$]
1	2	6804	113.4	0	6804	0	0	0	0
1	6	26866	191.9	0	0	20006	756	3962	2142
1	7	27240	113.5	18144	0	0	7320	0	1776
2	8	11340	189.0	0	11340	0	0	0	0
3	7	18164	239.0	12099.2	0	0	4879.2	0	1185.6
3	8	9990	111.0	0	9990	0	0	0	0
4	5	6444	53.7	2076	0	0	132	2220	2016
4	7	9682.4	172.9	6451.2	0	0	2598.4	0	632.8
4	11	22140	184.5	0	0	0	876	14796	6468
5	6	15712	196.4	0	0	11696	136	2312	1568
6	9	13716	228.6	0	0	12480	204	0	1032
6	11	12970	129.7	0	0	0	510	8670	3790
7	10	14024	175.3	0	0	0	11288	0	2736
9	10	820	20.5	0	0	0	660	0	160
10	11	1540	15.4	0	0	0	1240	0	300
10	12	2808.4	41.3	0	0	0	0	0	2808.4
11	12	4435	88.7	0	0	0	0	0	4435
Total				38770.4	28134	44182	30599.6	31960	31049.8
Cost total transport				204695.8					

Evident, alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active. În realitate, alocarea se face atât la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

#### 4.4.1.4. Sistem test cu 12 noduri, cu pierderi de putere activă

Spre deosebire de aplicația anterioară, în acest subparagraf nu se mai neglijează pierderile de putere activă. Suplimentar se realizează și alocarea acestora (cu alte cuvinte a costurilor de transport aferente), analizându-se influența pierderilor de putere activă din acest punct de vedere.

Se consideră sistemul test cu 12 noduri prezentat în Figura 4.4. Datele inițiale referitoare la topologie și parametrii elementelor de sistem sunt prezentate în Anexa 3. Regimul de funcționare considerat, alături de rezultatele circulației de puteri (în condițiile considerării pierderilor de putere activă), este prezentat în Anexa 3.

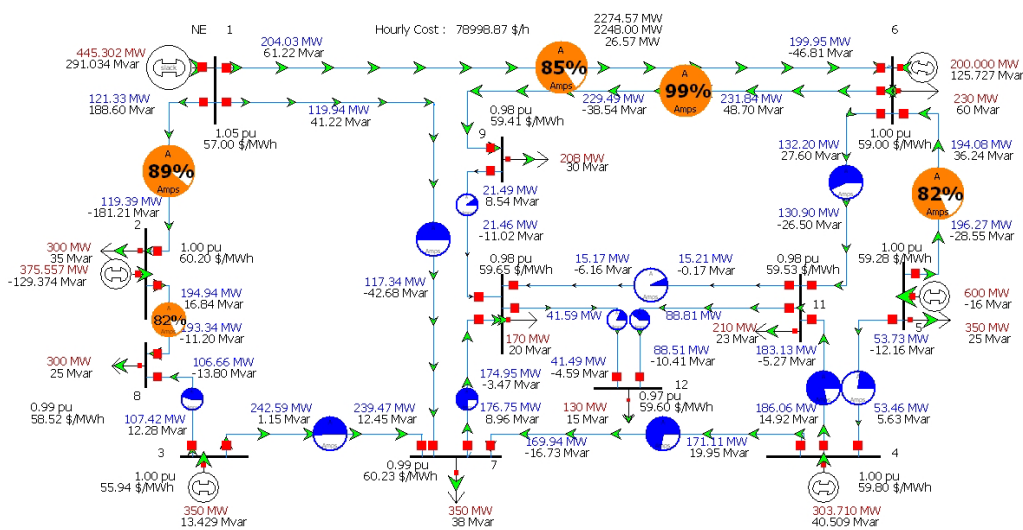


Fig. 4.4. Sistem test cu 12 noduri, regim cu considerarea pierderilor de putere activă

Se aplică algoritmele de trasabilitate prezentate în subcapitolul 4.2. Pentru efectuarea calculului s-a folosit un instrument soft elaborat în mediul Mathematica®.

Puterile consumate și cele generate în nodurile sistemului sunt date în tabelul 4.16, iar circulațiile de puteri pe elementele de rețea în tabelul 4.17.

Tabelul 4.16. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	231.000	0	-	-	445.30	291.03
2	220.000	-1.22	300.00	35.00	375.56	-129.37
3	220.000	-1.72	-	-	350.00	13.43
4	220.000	-3.9	-	-	303.71	40.51
5	220.000	-2.32	350.00	25.00	600.00	-15.71
6	220.000	-6.16	230.00	60.00	200.00	125.73
7	217.59	-6.17	350.00	38.00	-	-
8	217.439	-4	300.00	25.00	-	-
9	215.446	-9.43	208.00	30.00	-	-
10	214.945	-9.63	170.00	20.00	-	-
11	215.463	-9.26	210.00	23.00	-	-
12	214.319	-10.35	130.00	15.00	-	-

Tabelul 4.17. Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]	$L_{ij}$ [km]
1	2	121.3	188.6	1.94	7.39	30
1	6	204	61.2	4.08	14.4	70
1	7	119.9	41.2	2.6	-1.46	120
2	8	194.9	16.8	1.61	5.64	30
3	7	242.6	1.1	3.12	13.6	38
3	8	106.7	13.8	0.75	-1.51	45
4	5	-53.7	12.2	0.27	-6.52	60
4	7	169.9	16.7	1.17	3.22	28
4	11	183.1	5.3	2.93	9.65	60
5	6	194.1	-36.2	2.19	7.69	40
6	9	231.8	48.7	2.35	10.16	30

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]	$L_{ij}$ [km]
6	11	132.2	27.6	1.3	1.1	50
7	10	175	3.5	1.79	5.5	40
9	10	21.5	8.5	0.03	-2.48	20
10	11	-15.2	-6.2	0.04	-6.33	50
10	12	41.6	0.6	0.1	-3.94	34
11	12	88.8	8.9	0.3	-1.47	25

Analiza rezultatelor din tabelele de mai sus evidențiază faptul că pierderile de putere activă pe ansamblul sistemului sunt de 26,57 MW (după cum rezultă atât din însumarea pierderilor de putere activă pe elementele de rețea, cât și din bilanțul general al puterilor produse și consumate).

În lucrare se propune o metodă simplă de alocarea costurilor de transport legate de pierderile de putere (sau, cu alte cuvinte, alocarea costurilor de transport în prezența pierderilor), având la bază rezultatele obținute cu metoda Bialek pentru regimul fără pierderi. Metoda are la bază următoarea ipoteză, foarte apropiată de realitate, mai ales dacă se ține cont și de ponderea foarte redusă a pierderilor în cadrul circulațiilor de puteri prin elementele de rețea (de ordinul de mărime a maximum câteva procente): se consideră că rămân valabile și pentru pierderile de putere activă matricele de distribuție a circulației de putere activă generare – consum  $A^{g-c}$ , respectiv consum – generare  $A^{c-g}$ , determinate pentru regimul fără pierderi (ponderile puterilor generate, respectiv ale celor consumate, în cadrul circulației de puteri prin elementele de rețea rămân cele de la regimul fără pierderi).

În aceste condiții, se determină contribuțiile fiecărui generator la circulațiile de puteri prin elementele de rețea. Rezultă în final costurile de transport alocate generatoarelor, considerând costul unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW·km. Rezultatele sunt sintetizate în Tabelul 4.18.

Tabelul 4.18. Alocarea costurilor de transport surselor (inclusiv cele legate de pierderi)

Nod $i$	Nod $j$	Cost transport linia $ij$ [\$]	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat gen.1 [\$]	Cost alocat gen.2 [\$]	Cost alocat gen.3 [\$]	Cost alocat gen.4 [\$]	Cost alocat gen.5 [\$]	Cost alocat gen.6 [\$]
1	2	7278	121.3	7278	0	0	0	0	0
1	6	28560	204	28560	0	0	0	0	0
1	7	28776	119.9	28776	0	0	0	0	0
2	8	11694	194.9	2854.9	8839.1	0	0	0	0
3	7	18437.6	242.6	0	0	18437.6	0	0	0
8	3	9603	106.7	0	0	9603	0	0	0
5	4	6444	53.7	0	0	0	0	6444	0
7	4	9514.4	169.9	0	0	0	8084.9	1429.5	0
11	4	21972	183.1	0	0	0	18670.8	3301.2	0
6	5	15528	194.1	0	0	0	0	15528	0
6	9	13908	231.8	4743.7	0	0	0	4513.5	4650.8
6	11	13220	132.2	4509.1	0	0	0	4290.3	4420.6
10	7	14000	175	3152.9	0	6379.4	3796.4	671.3	0
9	10	860	21.5	293.3	0	0	0	279.1	287.6
10	11	1520	15.2	217.4	0	0	750.1	339.4	213.1
10	12	2828.8	41.6	653.7	0	1065.6	734.3	250.7	124.5
11	12	4440	88.8	635	0	0	2191	991.5	622.5
Total				81674	8839.1	35485.6	34227.5	38038.5	10319.1
Cost total transport				208583.8					

Procedând într-o manieră similară pentru consumatori, se obțin rezultatele finale din Tabelul 4.19 (costurile de transport alocate consumatorilor în prezența pierderilor).

Tabelul. 4.19. Alocarea costurilor de transport consumatorilor (inclusiv cele legate de pierderi)

Nod $i$	Nod $j$	Cost transport linia $ij$ [\$]	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 12 [\$]
1	2	7278	121.3	0	7278	0	0	0	0
1	6	28560	204	0	0	21336	812	4228	2184
1	7	28776	119.9	18912	0	0	7584	0	2280
2	8	11694	194.9	0	11694	0	0	0	0
3	7	18437.6	242.6	12122	0	0	4864	0	1451.6
8	3	9603	106.7	0	9603	0	0	0	0
5	4	6444	53.7	2016	0	0	132	2196	2100
7	4	9514.4	169.9	6255.2	0	0	2508.8	0	750.4
11	4	21972	183.1	0	0	0	852	14628	6492
6	5	15528	194.1	0	0	11560	128	2288	1552
6	9	13908	231.8	0	0	12480	204	0	1224
6	11	13220	132.2	0	0	0	520	8800	3900
10	7	14000	175	0	0	0	11240	0	2760
9	10	860	21.5	0	0	0	692	0	168
10	11	1520	15.2	0	0	0	1220	0	300
10	12	2828.8	41.6	0	0	0	0	0	2828.8
11	12	4440	88.8	0	0	0	0	0	4440
Total				39305.2	28575	45376	30756.8	32140	32430.8
Cost total transport				208583.8					

Rămân valabile observațiile de la regimul fără pierderi (subparagraful 4.4.1.3) referitoare la ponderile adoptate pentru defalcarea alocării cheltuielilor de transport al energiei electrice pe surse și pe consumatori.

Compararea rezultatelor din acest subparagraf cu cele din subparagraful anterior evidențiază clar influența pierderilor asupra costurilor de transport.

#### 4.4.2. Utilizarea metodei Kirschen

##### 4.4.1.1. Sistem test cu 25 noduri, fără pierderi de putere activă

Se consideră sistemul test cu 25 noduri prezentat în Figura 4.5. Datele inițiale referitoare la topologie și parametrii elementelor de sistem sunt prezentate în Anexa 5. Regimul de funcționare considerat, alături de rezultatele circulației de puteri (în condițiile neglijării pierderilor de putere activă), este prezentat în Anexa 6.

Puterile consumate și cele generate în nodurile sistemului sunt date în tabelul 4.20, iar circulațiile de puteri pe elementele de rețea în tabelul 4.21.

Tabelul 4.20. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$U$ [kV]	$P_c$ [MW]	$P_g$ [MW]	Nod	$U$ [kV]	$P_c$ [MW]	$P_g$ [MW]
1	24	80	711.45	14	221.226	237	-
2	15.8	8	1042.68	15	222.774	-	-
3	15.446	80	680.85	16	222.365	-	-
4	10.6	-	50	17	117.44	-	-
5	114.333	-	20	18	118.14	120	-
6	10.789	-	4	19	116.366	32	-
7	403.093	350	-	20	117.029	22	-
8	397.711	530	-	21	113.371	20	-
9	234.472	156	-	22	113.244	35	-

Nod	U [kV]	P <sub>c</sub> [MW]	P <sub>g</sub> [MW]	Nod	U [kV]	P <sub>c</sub> [MW]	P <sub>g</sub> [MW]
10	235.312	175	-	23	112.509	12	-
11	236.921	400	-	23	112.327	58	-
12	233.708	-	-	25	112.303	24	-
13	221.374	170	-				

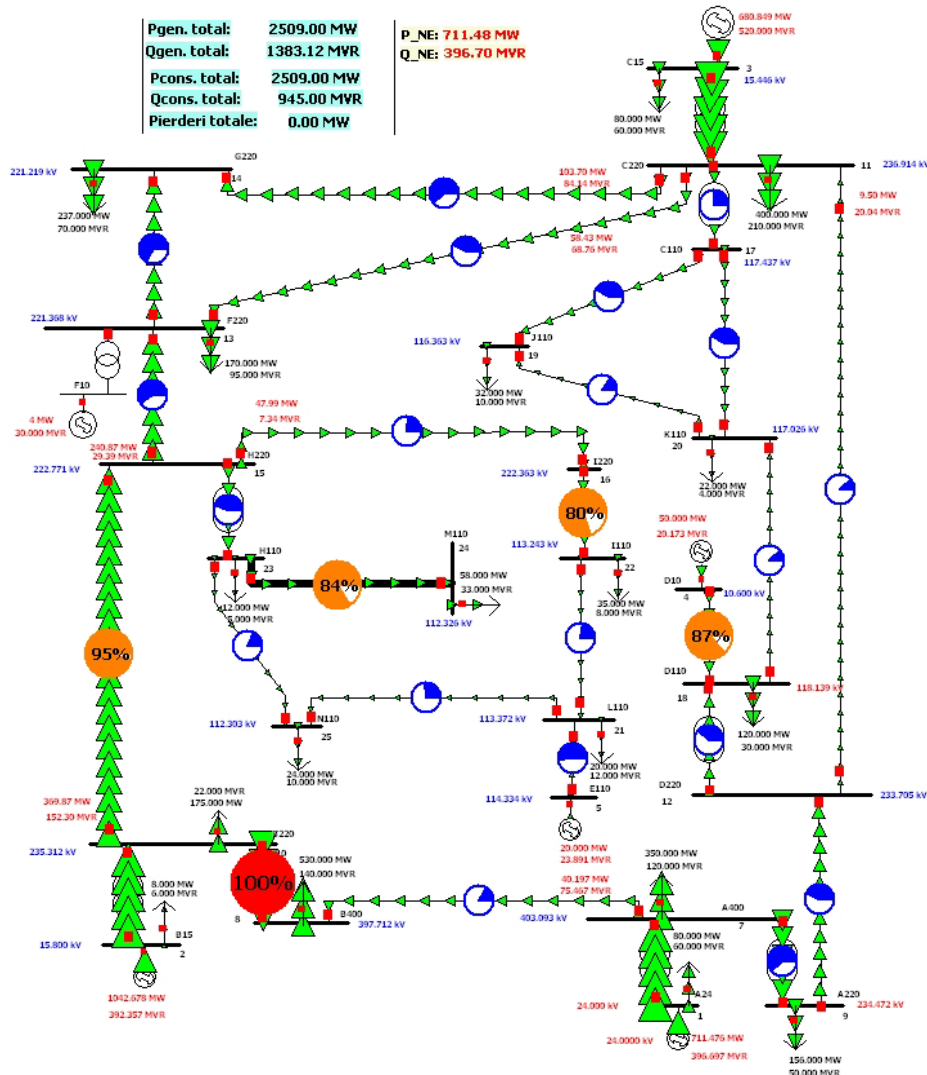


Fig. 4.5. Sistem test cu 25 noduri, regim cu neglijarea pierderilor

Tabelul 4.21. Rezultatele circulației de puteri active referitoare la laturile sistemului

Nod i	Nod j	P <sub>ij</sub> [MW]	L <sub>ij</sub> [km]	Nod i	Nod j	P <sub>ij</sub> [MW]	L <sub>ij</sub> [km]
1	7	631.5	180	6	13	4	275
7	9	241.3	306	11	14	103.7	116
2	10	1034.7	12	13	14	133.3	29
10	8	489.8	153	23	25	11	42
7	8	40.2	173	23	24	58	3

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$L_{ij}$ [km]	Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$L_{ij}$ [km]
17	19	23.7	51	10	15	369.9	122
17	20	24.5	31	15	23	81	72
3	11	600.8	29	15	16	48	32
12	11	9.5	94	22	21	13	15
11	17	48.2	72	16	22	48	72
4	18	50	68	20	19	8.3	54
9	12	85.3	86	18	20	5.8	86
12	18	75.8	72	5	21	20	12
11	13	58.4	136	21	25	13	37
15	13	240.9	38				

Se aplică algoritmul de Kirschen prezentat în subcapitolul 4.3. Pentru efectuarea calculului s-a elaborat un instrument soft în mediul Mathematica® [Pop2008a]. Sistemul conține 6 surse, deci vor rezulta 6 domenii (Figura 4.6).

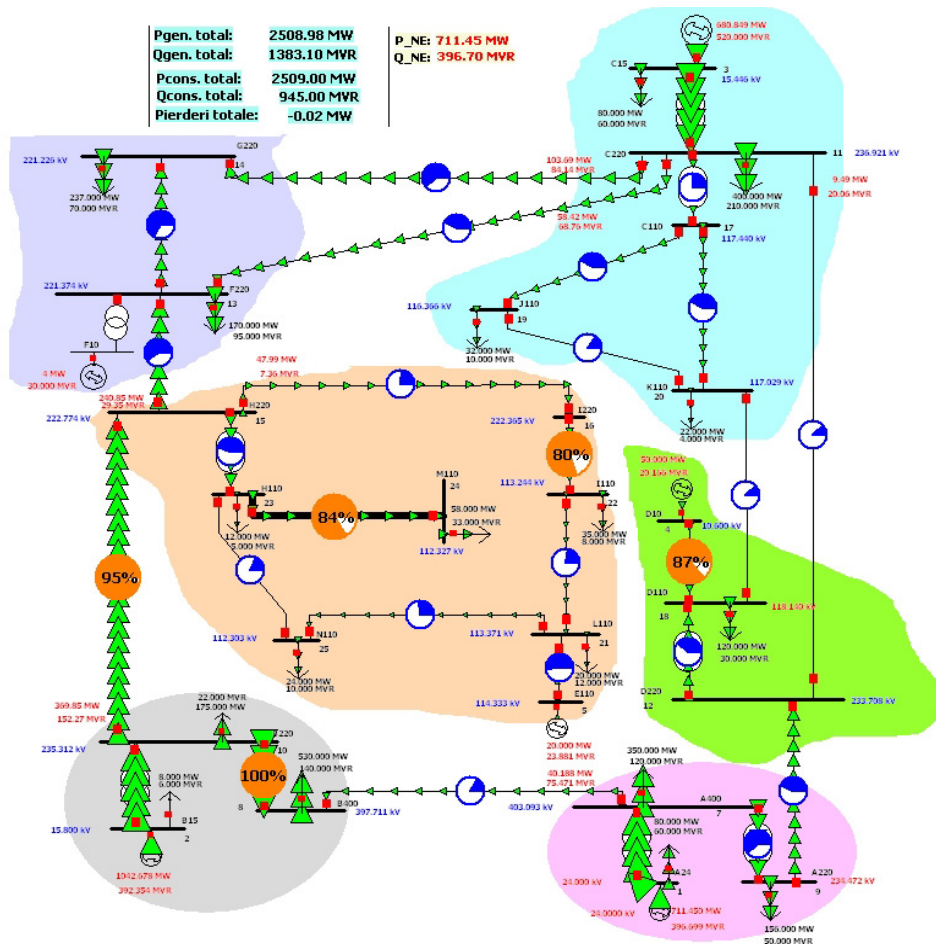


Fig. 4.6. Definierea domeniilor

Domeniul 5, corespunzător sursei din nodul 5, va conține cel mai mare număr de noduri, chiar dacă puterea produsă este 20 MW, iar consumul de 149 MW. Generatorul domeniului 3 produce 680.85 MW pentru o cerere de 534 MW. Este

limpede că va alimenta și alte domenii, prin legătura 3-6, formată din laturile 11-13 și 11-14, pentru un total de 162.1 MW. De asemenea, între domeniul 3 și domeniul 4 există legătura 4-3, cu sensul normal de la 4 la 3. Această legătură este formată din laturile 12-11 și 18-20 pentru o putere activă de transfer de 15.3 MW.

Tabelul. 4.22. Definierea domeniilor în cadrul sistemului

Domeniu	Noduri componente	$P_{generată}$ [MW]	$P_{consumată}$ [MW]
1	1, 7, 9	711.48	586
2	2, 8, 10	1042.68	713
3	3, 11, 19, 20	680.85	534
4	4, 18, 12	50	120
5	5, 15, 16, 21, 22, 23, 24, 25	20	149
6	6, 14, 13	4	407

Tabelul. 4.23. Definierea legăturilor între domenii

Domeniul $i$	Domeniul $j$	Elemente de rețea	$P_{transfer}$ [MW]
1	2	7-8	40.2
2	5	10-15	369.9
5	6	15-13	240.9
1	4	9-12	85.3
4	3	12-11,18-20	15.3
3	6	11-13, 11-14	162.1

Graful obținut pe baza convențiilor de reprezentare discutate în subcapitolul 5.3 este dat în Figura 4.7.

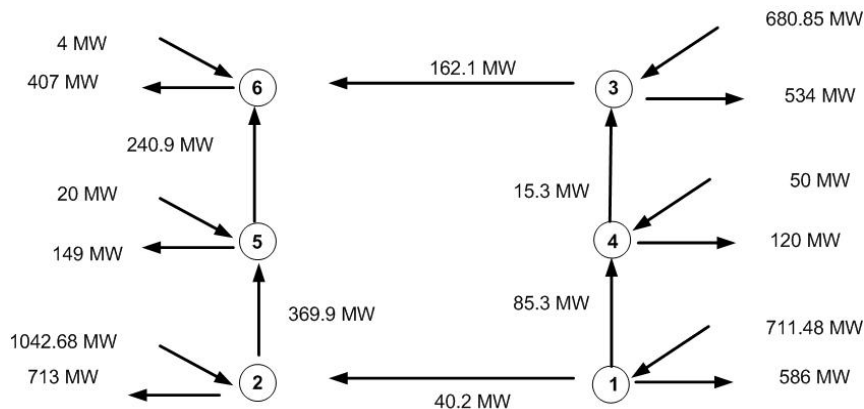


Fig. 4.7. Graful de stare

Nodul rădăcină ales este nodul de echilibrare 1. Pornind de la acest nod, participația sa pe legăturile 1-4 și 1-2 este evidentă. Sursa 1 va participa pe legătura 4-3 cu 9.64 MW, iar sursa 4 cu 5.65 MW. Pentru legătura 2-5 contribuțiile sunt: 13.73 MW (generatorul din nodul 1) și 356.16 MW (generatorul din nodul 2). Algoritmul de calcul se încheie în domeniul 6. Pentru satisfacerea puterii cerute în domeniul 6 vor participa toate sursele sistemului, după cum urmează: generatorul 1 – 10.73 MW; generatorul 2 – 220.06 MW; generatorul 3 – 158.54 MW; generatorul 4 – 1.32 MW; generatorul 5 – 12.36 MW; generatorul 6 – 4 MW.

Având datele privind legăturile dintre domenii, se pot determina și contribuția fiecărui generator la circulațiile de putere din interiorul domeniilor. Valorile obținute pentru laturile din interiorul și din exteriorul domeniilor sunt prezentate în tabelul 4.24.



Tabelul. 4.24. Contribuțiile generatoarelor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea

Nod i	Nod j	$P_{ij}$ [MW]	G1 [MW]	G2 [MW]	G3 [MW]	G4 [MW]	G5 [MW]	G6 [MW]
1	7	631.5	631.5	0	0	0	0	0
7	9	241.3	241.3	0	0	0	0	0
2	10	1034.7	0	1034.7	0	0	0	0
10	8	489.8	0	489.8	0	0	0	0
7	8	40.2	0	40.2	0	0	0	0
17	19	23.7	0.23	0	23.33	0.14	0	0
17	20	24.5	0.24	0	24.12	0.14	0	0
3	11	600.8	0	0	600.8	0	0	0
12	11	9.5	6	0	0	3.5	0	0
11	17	48.2	0.47	0	47.45	0.28	0	0
4	18	50.0	0	0	0	50	0	0
9	12	85.3	85.3	0	0	0	0	0
12	18	75.8	75.8	0	0	0	0	0
11	13	58.4	0.81	0	57.12	0.47	0	0
15	13	240.9	8.48	220.06	0	0	12.36	0
6	13	4.0	0	0	0	0	0	4
11	14	103.7	1.44	0	101.42	0.84	0	0
13	14	133.3	4.14	98.01	25.44	0.21	5.5	0
23	25	11.0	0.41	10.59	0	0	0	0
23	24	58.0	2.15	55.85	0	0	0	0
10	15	369.9	13.7	356.2	0	0	0	0
15	23	81.0	3	78	0	0	0	0
15	16	48.0	1.78	46.22	0	0	0	0
22	21	13.0	0.48	12.52	0	0	0	0
16	22	48.0	1.78	46.22	0	0	0	0
20	19	8.30	1.06	0	6.61	0.63	0	0
18	20	5.8	3.7	0	0	2.1	0	0
5	21	20.0	0	0	0	0	20	0
21	25	13.0	0.19	4.93	0	0	7.88	0

Se calculează în final costurile de transport alocate generatoarelor, considerând costul unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW·km. Rezultatele sunt sintetizate în Tabelul 4.25.

Tabelul. 4.25. Alocarea costurilor de transport surselor

Nod i	Nod j	Cost transport linia ij [\$]	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat gen.1 [\$]	Cost alocat gen.2 [\$]	Cost alocat gen.3 [\$]	Cost alocat gen.4 [\$]	Cost alocat gen.5 [\$]	Cost alocat gen.6 [\$]
1	7	227340	631.5	227340	0	0	0	0	0
7	9	147675.6	241.3	147675.6	0	0	0	0	0
2	10	24832.8	1034.7	0	24832.8	0	0	0	0
10	8	149878.8	489.8	0	149878.8	0	0	0	0
7	8	13909.2	40.2	0	13909.2	0	0	0	0
17	19	2417.4	23.7	23.4	0	2379.7	14.3	0	0
17	20	1519	24.5	14.9	0	1495.4	8.7	0	0
3	11	34846.4	600.8	0	0	34846.4	0	0	0
12	11	1786	9.5	1128	0	0	658	0	0
11	17	6940.8	48.2	67.7	0	6832.8	40.3	0	0
4	18	6800	50.0	0	0	0	6800	0	0
9	12	14671.6	85.3	14671.6	0	0	0	0	0
12	18	10915.2	75.8	10915.2	0	0	0	0	0
11	13	15884.8	58.4	220.3	0	15536.7	127.8	0	0
15	13	18308.4	240.9	644.5	16724.5	0	0	939.4	0

Nod $i$	Nod $j$	Cost transport linia $ij$ [\$]	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat gen. 1 [\$]	Cost alocat gen. 2 [\$]	Cost alocat gen. 3 [\$]	Cost alocat gen. 4 [\$]	Cost alocat gen. 5 [\$]	Cost alocat gen. 6 [\$]
6	13	2200	4.0	0	0	0	0	0	2200
11	14	24058.4	103.7	334.1	0	23529.4	194.9	0	0
13	14	7731.4	133.3	240.1	5684.6	1475.5	12.2	319	0
23	25	924	11.0	34.4	889.6	0	0	0	0
23	24	348	58.0	12.9	335.1	0	0	0	0
10	15	90255.6	369.9	3342.8	86912.8	0	0	0	0
15	23	11664	81.0	432	11232	0	0	0	0
15	16	3072	48.0	113.9	2958.1	0	0	0	0
22	21	390	13.0	14.4	375.6	0	0	0	0
16	22	6912	48.0	256.3	6655.7	0	0	0	0
20	19	896.4	8.3	114.5	0	713.9	68	0	0
18	20	997.6	5.8	636.4	0	0	361.2	0	0
5	21	480	20.0	0	0	0	0	480	0
21	25	962	13.0	14.1	364.8	0	0	583.1	0
Total				408247.1	320753.6	86809.8	8285.4	2321.5	2200
Cost total transport				828617.4					

Procedând într-o manieră similară pentru consumatori, se obțin rezultatele finale din Tabelul 4.27 (costurile de transport alocate consumatorilor).

Tabelul. 4.26. Contribuțiile consumatorilor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{c7}$ [MW]	$P_{ij}^{c8}$ [MW]	$P_{ij}^{c9}$ [MW]	$P_{ij}^{c10}$ [MW]	$P_{ij}^{c11}$ [MW]	$P_{ij}^{c13}$ [MW]	$P_{ij}^{c14}$ [MW]
1	7	631.5	350	40.20	156.00	0	6.23	0.51	0.80
7	9	241.3	0	0	156	0	6.23	0.51	0.80
2	10	1034.7	0	489.80	0	175	0	135.02	105.88
10	8	489.8	0	489.80	0	0	0	0	0
7	8	40.2	0	40.20	0	0	0	0	0
17	19	23.7	0	0	0	0	0	0	0
17	20	24.5	0	0	0	0	0	0	0
3	11	600.8	0	0	0	0	393.77	0	127.35
12	11	9.5	0	0	0	0	6.23	0.51	0.80
11	17	48.2	0	0	0	0	0	0	0
4	18	50	0	0	0	0	0	0	0
9	12	85.3	0	0	0	0	6.23	0.51	0.80
12	18	75.8	0	0	0	0	0	0	0
11	13	58.4	0	0	0	0	0	32.73	25.67
15	13	240.9	0	0	0	0	0	135.02	105.88
6	13	4	0	0	0	0	0	2.24	1.76
11	14	103.7	0	0	0	0	0	0	103.70
13	14	133.3	0	0	0	0	0	0	133.30
23	25	11	0	0	0	0	0	0	0
23	24	58	0	0	0	0	0	0	0
10	15	369.9	0	0	0	0	0	135.02	105.88
15	23	81	0	0	0	0	0	0	0
15	16	48	0	0	0	0	0	0	0
22	21	13	0	0	0	0	0	0	0
16	22	48	0	0	0	0	0	0	0
20	19	8.3	0	0	0	0	0	0	0
18	20	5.8	0	0	0	0	0	0	0
5	21	20	0	0	0	0	0	0	0
21	25	13	0	0	0	0	0	0	0

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{c18}$ [MW]	$P_{ij}^{c19}$ [MW]	$P_{ij}^{c20}$ [MW]	$P_{ij}^{c21}$ [MW]	$P_{ij}^{c22}$ [MW]	$P_{ij}^{c23}$ [MW]	$P_{ij}^{c24}$ [MW]	$P_{ij}^{c25}$ [MW]
1	7	631.5	72.31	2.92	2.54	0	0	0	0	0
7	9	241.3	72.31	2.92	2.54	0	0	0	0	0
2	10	1034.7	0	0	0	7.88	35	12	58	16.12
10	8	489.8	0	0	0	0	0	0	0	0
7	8	40.2	0	0	0	0	0	0	0	0
17	19	23.7	0	23.70	0	0	0	0	0	0
17	20	24.5	0	2.50	22.00	0	0	0	0	0
3	11	600.8	0	55.55	24.12	0	0	0	0	0
12	11	9.5	0	1.58	0.38	0	0	0	0	0
11	17	48.2	0	26.20	22.00	0	0	0	0	0
4	18	50	47.69	0.63	1.67	0	0	0	0	0
9	12	85.3	72.31	2.92	2.54	0	0	0	0	0
12	18	75.8	72.31	0.96	2.54	0	0	0	0	0
11	13	58.4	0	0	0	0	0	0	0	0
15	13	240.9	0	0	0	0	0	0	0	0
6	13	4	0	0	0	0	0	0	0	0
11	14	103.7	0	0	0	0	0	0	0	0
13	14	133.3	0	0	0	0	0	0	0	0
23	25	11	0	0	0	0	0	0	0	11
23	24	58	0	0	0	0	0	0	58	0
10	15	369.9	0	0	0	7.88	35	12	58	16.12
15	23	81	0	0	0	0	0	12	58	11
15	16	48	0	0	0	7.88	35	0	0	5.12
22	21	13	0	0	0	7.88	0	0	0	5.12
16	22	48	0	0	0	7.88	35	0	0	5.12
20	19	8.3	0	8.30	0	0	0	0	0	0
18	20	5.8	0	3.26	2.54	0	0	0	0	0
5	21	20	0	0	0	12.12	0	0	0	7.88
21	25	13	0	0	0	0	0	0	0	13

Tabelul 4.27. Alocarea costurilor de transport consumatorilor

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 13 [\$]	Cost alocat cons. 14 [\$]	Cost alocat cons. 18 [\$]
1	7	631.5	126000	14472	56160	0	2241.5	183.4	289.6	26029.9
7	9	241.3	0	0	95472	0	3810.6	311.8	492.3	44250.8
2	10	1034.7	0	11755.2	0	4200	0	3240.6	2541.0	0
10	8	489.8	0	149878.8	0	0	0	0	0	0
7	8	40.2	0	13909.2	0	0	0	0	0	0
17	19	23.7	0	0	0	0	0	0	0	0
17	20	24.5	0	0	0	0	0	0	0	0
3	11	600.8	0	0	0	0	22838.9	0	7386.5	0
12	11	9.5	0	0	0	0	1170.6	95.8	151.2	0
11	17	48.2	0	0	0	0	0	0	0	0
4	18	50	0	0	0	0	0	0	0	6486.5
9	12	85.3	0	0	0	0	1070.9	87.6	138.4	12436.5
12	18	75.8	0	0	0	0	0	0	0	10412.0
11	13	58.4	0	0	0	0	0	8903.4	6981.4	0
15	13	240.9	0	0	0	0	0	10261.9	8046.5	0
6	13	4	0	0	0	0	0	1233.1	966.9	0
11	14	103.7	0	0	0	0	0	0	24058	0
13	14	133.3	0	0	0	0	0	0	7731.4	0

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 13 [\$]	Cost alocat cons. 14 [\$]	Cost alocat cons. 18 [\$]
23	25	11	0	0	0	0	0	0	0	0
23	24	58	0	0	0	0	0	0	0	0
10	15	369.9	0	0	0	0	0	32946	25833.6	0
15	23	81	0	0	0	0	0	0	0	0
15	16	48	0	0	0	0	0	0	0	0
22	21	13	0	0	0	0	0	0	0	0
16	22	48	0	0	0	0	0	0	0	0
20	19	8.3	0	0	0	0	0	0	0	0
18	20	5.8	0	0	0	0	0	0	0	0
5	21	20	0	0	0	0	0	0	0	0
21	25	13	0	0	0	0	0	0	0	0
Total			126000	190015.2	151632	4200	31132.5	57263.8	84617.1	99615.6

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat cons. 19 [\$]	Cost alocat cons. 20 [\$]	Cost alocat cons. 21 [\$]	Cost alocat cons. 22 [\$]	Cost alocat cons. 23 [\$]	Cost alocat cons. 24 [\$]	Cost alocat cons. 25 [\$]
1	7	631.5	1050.1	913.5	0	0	0	0	0
7	9	241.3	1785.2	1552.9	0	0	0	0	0
2	10	1034.7	0	0	189.1	840.0	288.0	1392.0	386.9
10	8	489.8	0	0	0	0	0	0	0
7	8	40.2	0	0	0	0	0	0	0
17	19	23.7	2417.4	0	0	0	0	0	0
17	20	24.5	155.0	1364.0	0	0	0	0	0
3	11	600.8	3222.2	1398.9	0	0	0	0	0
12	11	9.5	296.7	71.7	0	0	0	0	0
11	17	48.2	3772.8	3168.0	0	0	0	0	0
4	18	50	85.9	227.6	0	0	0	0	0
9	12	85.3	501.7	436.4	0	0	0	0	0
12	18	75.8	137.9	365.4	0	0	0	0	0
11	13	58.4	0	0	0	0	0	0	0
15	13	240.9	0	0	0	0	0	0	0
6	13	4	0	0	0	0	0	0	0
11	14	103.7	0	0	0	0	0	0	0
13	14	133.3	0	0	0	0	0	0	0
23	25	11	0	0	0	0	0	0	924
23	24	58	0	0	0	0	0	348	0
10	15	369.9	0	0	1922.4	8540	2928	14152	3933.6
15	23	81	0	0	0	0	1728	8352	1584.0
15	16	48	0	0	504.2	2240	0	0	327.8
22	21	13	0	0	236.4	0	0	0	153.6
16	22	48	0	0	1134.5	5040	0	0	737.5
20	19	8.3	896.4	0	0	0	0	0	0
18	20	5.8	561.2	436.4	0	0	0	0	0
5	21	20	0	0	290.9	0	0	0	189.1
21	25	13	0	0	0	0	0	0	962
Total			14882.4	9934.9	4277.6	16660	4944	24244	9198.4
Cost total transport			828617.4						

Alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active din fiecare domeniu.

#### 4.4.2.2. Sistem test cu 25 noduri, cu pierderi de putere activă

Spre deosebire de aplicația anterioară, în acest paragraf nu se mai neglijează pierderile de putere activă. Suplimentar se va realiza și alocarea acestora (adică costurile de transport aferente), analizându-se, din acest punct de vedere, influența pierderilor de putere activă.

Se consideră sistemul test cu 25 noduri prezentat în Figura 4.8. Datele inițiale privind topologia și parametrii elementelor de sistem sunt prezentate în Anexa 5. Regimul de funcționare considerat, alături de rezultatele circulației de puteri considerând pierderile de putere activă este prezentat în Anexa 5.

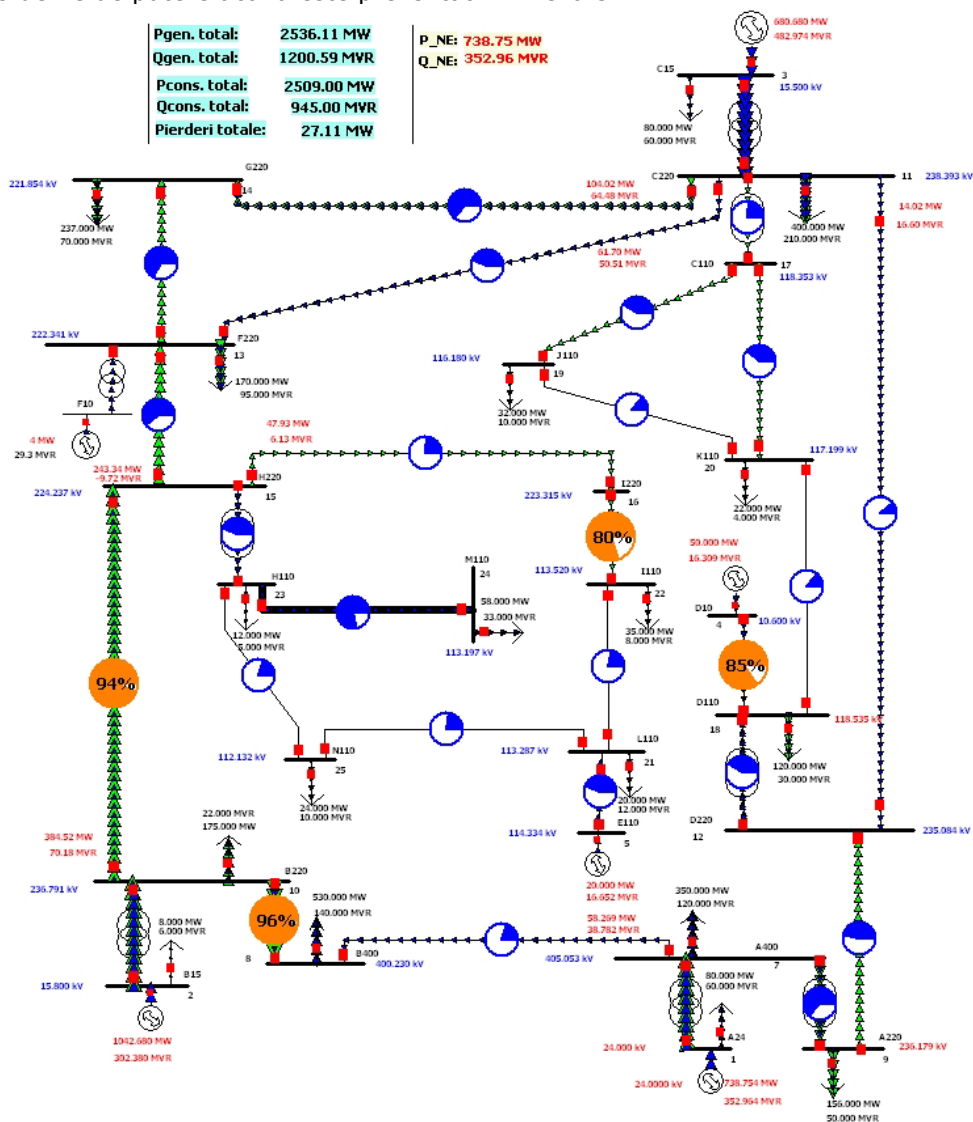


Fig. 4.8. Sistem test cu 25 noduri, regim cu considerarea pierderilor de putere activă

Tabelul 4.28. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$U$ [kV]	$P_c$ [MW]	$P_g$ [MW]	Nod	$U$ [kV]	$P_c$ [MW]	$P_g$ [MW]
1	24	80	738.75	14	221.854	237	
2	15.8	8	1042.68	15	224.237		
3	15.5	80	680.68	16	223.315		
4	10.6		50	17	118.353		
5	114.334		20	18	118.535	120	
6	10.815		4	19	116.18	32	
7	405.053	350		20	117.199	22	
8	400.23	530		21	113.287	20	
9	236.179	156		22	113.52	35	
10	236.791	175		23	113.538	12	
11	238.393	400		23	113.197	58	
12	235.084			25	112.132	24	
13	222.341	170					

Tabelul 4.29. Rezultatele circulației de puteri active referitoare la laturile sistemului

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$\Delta P$ [MW]	$L_{ij}$ [km]	Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$\Delta P$ [MW]	$L_{ij}$ [km]
1	7	657.5	1.26	153	6	13	3.9	0.06	42
7	9	249.2	0.39	173	11	14	102.6	1.38	3
2	10	1032.1	2.61	51	13	14	134.4	0.63	122
10	8	471.8	0.7	31	23	25	11.5	0.09	72
7	8	58.1	0.12	29	23	24	58.1	0.12	32
17	19	23.8	0.22	94	10	15	373	11.51	15
17	20	23	0.22	72	15	23	81.7	0.11	72
3	11	598.6	2.1	68	15	16	47.9	0.1	54
12	11	14	0.09	86	22	21	12.8	0.03	86
11	17	46.9	0.03	72	16	22	47.8	0.03	12
4	18	49.8	0.24	136	20	19	8.4	0.05	37
9	12	92.1	0.73	38	18	20	7.6	0.03	42
12	18	78	0.08	153	5	21	19.9	0.11	3
11	13	60.5	1.22	173	21	25	12.6	0.08	122
15	13	240.6	2.77	51					

Analiza rezultatelor din tabelele de mai sus evidențiază faptul că pierderile de putere activă pe ansamblul sistemului sunt de 27,11 MW (după cum rezultă atât din însumarea pierderilor de putere activă pe elementele de rețea, cât și din bilanțul general al puterilor produse și consumate).

În lucrare se propune o metodă simplă de alocarea costurilor de transport legate de pierderile de putere (sau, cu alte cuvinte, alocarea costurilor de transport în prezența pierderilor), având la bază rezultatele obținute cu metoda Kirschen pentru regimul fără pierderi. Metoda are la bază ipoteza utilizată în paragraful 4.4.1.4.

Se aplică algoritmele de trasabilitate prezentate în subcapitolul 4.3. Pentru efectuarea calculului s-a folosit un soft dedicat elaborat în mediul Mathematica®.

Sistemul conține 6 surse, deci vor rezulta 6 domenii (Figura 4.9).

Domeniul 5, corespunzător sursei din nodul 5, va conține cel mai mare număr de noduri, chiar dacă puterea produsă este 20 MW, iar consumul de 149 MW. Generatorul domeniului 3 produce 680.85 MW pentru o cerere de 534 MW. Este limpede că va alimenta și alte domenii, prin legătura 3-6, formată din laturile 11-13 și 11-14, pentru un total de 163.1 MW. De asemenea, între domeniul 3 și domeniul 4 există legătura 4-3, cu sensul normal de la 4 la 3. Această legătura este formată din laturile 12-11 și 18-20 pentru o putere activă de transfer de 21.6 MW.



Graful obținut pe baza convențiilor de reprezentare discutate în subcapitolul 5.3 este dat în Figura 4.10.

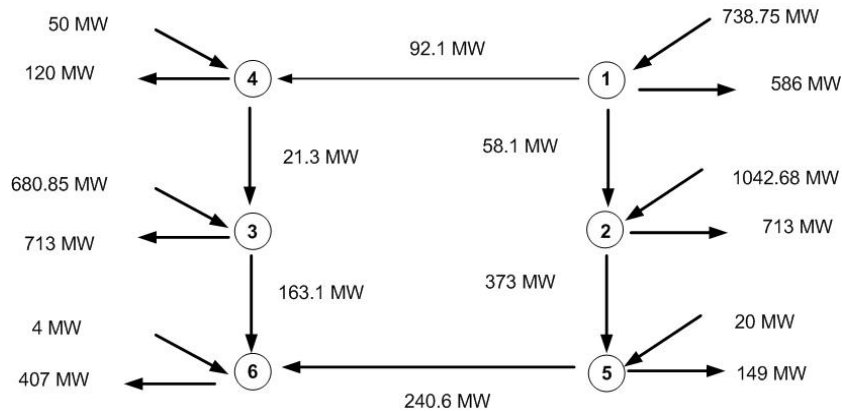


Fig. 4.10. Graful de stare

Nodul rădăcină ales este nodul de echilibrare 1. Pornind de la acest nod, participația sa pe legăturile 1-4 și 1-2 este evidentă. Sursa 1 va participa pe legătura 4-3 cu 6.51 MW, iar sursa 4 cu 15.08 MW. Pentru legătura 2-5 contribuțiile sunt: 19.69 MW (generatorul din nodul 1) și 353.31 MW (generatorul din nodul 2). Algoritmul de calcul se încheie în domeniul 6. Pentru satisfacerea puterii cerute în domeniul 6 vor participa toate sursele sistemului, după cum urmează: generatorul 1 – 13.57 MW; generatorul 2 – 216.3 MW; generatorul 3 – 158.08 MW; generatorul 4 – 3.5 MW; generatorul 5 – 12.24 MW; generatorul 6 – 4 MW.

La fel ca și în subparagraful precedent, se calculează contribuția generatoarelor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (Tabelul 4.32).

Tabelul. 4.32. Contribuția procentuală a generatoarelor la circulațiile de puteri prin elementele de rețea (regimul cu pierderi)

Nod i	Nod j	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{g1}$ [MW]	$P_{ij}^{g2}$ [MW]	$P_{ij}^{g3}$ [MW]	$P_{ij}^{g4}$ [MW]	$P_{ij}^{g5}$ [MW]	$P_{ij}^{g6}$ [MW]
1	7	657.5	657.5	0	0	0	0	0
7	9	249.2	249.2	0	0	0	0	0
2	10	1032.1	0	1032.1	0	0	0	0
10	8	471.8	0	471.8	0	0	0	0
7	8	58.1	58.1	0	0	0	0	0
17	19	23.8	23.3	0	0.5	0	0	0
17	20	23	22.5	0	0.5	0	0	0
3	11	598.6	0	0	598.6	0	0	0
12	11	14	14.0	0	0	0	0	0
11	17	46.9	45.8	0	1.1	0	0	0
4	18	49.8	0	0	0	49.8	0	0
9	12	92.1	92.1	0	0	0	0	0
12	18	78	78.0	0	0	0	0	0
11	13	60.5	59.1	0	1.4	0	0	0
15	13	240.6	0	240.6	0	0	0	0
6	13	3.9	0	0	0	0	0	3.9
11	14	102.6	100.3	0	2.3	0	0	0.0
13	14	134.4	39.1	0	93.8	0	0	1.5



Nod i	Nod j	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{g1}$ [MW]	$P_{ij}^{g2}$ [MW]	$P_{ij}^{g3}$ [MW]	$P_{ij}^{g4}$ [MW]	$P_{ij}^{g5}$ [MW]	$P_{ij}^{g6}$ [MW]
23	25	11.5	0	11.5	0	0	0	0
23	24	58.1	0	58.1	0	0	0	0
10	15	373	0	373.0	0	0	0	0
15	23	81.7	0	81.7	0	0	0	0
15	16	47.9	0	47.9	0	0	0	0
22	21	12.8	0	12.8	0	0	0	0
16	22	47.8	0	47.8	0	0	0	0
20	19	8.4	7.5	0	0.1	0.8	0	0
18	20	7.6	4.6	0	0	3.0	0	0
5	21	19.9	0	0	0	0	19.9	0
21	25	12.6	0.1	4.9	0	0	7.6	0

Se calculează în final costurile de transport alocate generatoarelor, cu considerarea pierderilor de putere, considerând costul unitar al transportului pe linii de 2 \$/MW-km. Rezultatele sunt sintetizate în Tabelul 4.33.

Tabelul. 4.33. Alocarea costurilor de transport surselor (inclusiv cele legate de pierderi)

Nod i	Nod j	Cost transport linia ij [\$]	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat gen. 1 [\$]	Cost alocat gen. 2 [\$]	Cost alocat gen. 3 [\$]	Cost alocat gen. 4 [\$]	Cost alocat gen. 5 [\$]	Cost alocat gen. 6 [\$]
1	7	360	657.5	236700	0	0	0	0	0
7	9	612	249.2	152510.4	0	0	0	0	0
2	10	24	1032.1	0	24770.4	0	0	0	0
10	8	306	471.8	0	144370.8	0	0	0	0
7	8	346	58.1	20102.6	0	0	0	0	0
17	19	102	23.8	2376.6	0	51	0	0	0
17	20	62	23	1395	0	31	0	0	0
3	11	58	598.6	0	0	34718.8	0	0	0
12	11	188	14	2632	0	0	0	0	0
11	17	144	46.9	6595.2	0	158.4	0	0	0
4	18	136	49.8	0	0	0	6772.8	0	0
9	12	172	92.1	15841.2	0	0	0	0	0
12	18	144	78	11232	0	0	0	0	0
11	13	272	60.5	16075.2	0	380.8	0	0	0
15	13	76	240.6	0	18285.6	0	0	0	0
6	13	550	3.9	0	0	0	0	0	2145
11	14	232	102.6	23269.6	0	533.6	0	0	0
13	14	58	134.4	2267.8	0	5440.4	0	0	87
23	25	84	11.5	0	966	0	0	0	0
23	24	6	58.1	0	348.6	0	0	0	0
10	15	244	373	0	91012	0	0	0	0
15	23	144	81.7	0	11764.8	0	0	0	0
15	16	64	47.9	0	3065.6	0	0	0	0
22	21	30	12.8	0	384	0	0	0	0
16	22	144	47.8	0	6883.2	0	0	0	0
20	19	108	8.4	810	0	10.8	86.4	0	0
18	20	172	7.6	791.2	0	0	516	0	0
5	21	24	19.9	0	0	0	0	477.6	0
21	25	74	12.6	7.4	362.6	0	0	562.4	0
Total				492606.2	302213.6	41324.8	7375.2	1040	2232
Cost total transport				846791.8					

Procedând într-o manieră similară pentru consumatori, se obțin rezultatele finale din Tabelul 4.34 (costurile de transport alocate consumatorilor în prezența pierderilor).

Tabelul. 4.34. Alocarea costurilor de transport consumatorilor (inclusiv cele legate de pierderi)

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat cons. 7 [\$]	Cost alocat cons. 8 [\$]	Cost alocat cons. 9 [\$]	Cost alocat cons. 10 [\$]	Cost alocat cons. 11 [\$]	Cost alocat cons. 13 [\$]	Cost alocat cons. 14 [\$]	Cost alocat cons. 18 [\$]
1	7	657.5	126000	20916	56160	0	3290.9	277.4	441.5	26366.2
7	9	249.2	0	0	95472	0	5594.4	471.8	750.6	44822.5
2	10	1032.1	0	11500.5	0	4265.8	0	3268.9	2584.3	0
10	8	471.8	0	144370.8	0	0	0	0	0	0
7	8	58.1	0	20102.6	0	0	0	0	0	0
17	19	23.8	0	0	0	0	0	0	0	0
17	20	23	0	0	0	0	0	0	0	0
3	11	598.6	0	0	0	0	22669.8	0	7325.7	0
12	11	14	0	0	0	0	1718.5	144.9	230.6	0
11	17	46.9	0	0	0	0	0	0	0	0
4	18	49.8	0	0	0	0	0	0	0	6359.4
9	12	92.1	0	0	0	0	1572.3	132.6	210.9	12597.2
12	18	78	0	0	0	0	0	0	0	10546.5
11	13	60.5	0	0	0	0	0	9190.3	7265.7	0
15	13	240.6	0	0	0	0	0	10212	8073.6	0
6	13	3.9	0	0	0	0	0	1197.9	947.1	0
11	14	102.6	0	0	0	0	0	0	23803.2	0
13	14	134.4	0	0	0	0	0	0	7795.2	0
23	25	11.5	0	0	0	0	0	0	0	0
23	24	58.1	0	0	0	0	0	0	0	0
10	15	373	0	0	0	0	0	33041.6	26122.3	0
15	23	81.7	0	0	0	0	0	0	0	0
15	16	47.9	0	0	0	0	0	0	0	0
22	21	12.8	0	0	0	0	0	0	0	0
16	22	47.8	0	0	0	0	0	0	0	0
20	19	8.4	0	0	0	0	0	0	0	0
18	20	7.6	0	0	0	0	0	0	0	0
5	21	19.9	0	0	0	0	0	0	0	0
21	25	12.6	0	0	0	0	0	0	0	0
Total			126000	196889.9	151632	4265.8	34845.9	57937.4	85550.7	100691.8

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat cons. 19 [\$]	Cost alocat cons. 20 [\$]	Cost alocat cons. 21 [\$]	Cost alocat cons. 22 [\$]	Cost alocat cons. 23 [\$]	Cost alocat cons. 24 [\$]	Cost alocat cons. 25 [\$]
1	7	657.5	2047.4	1200.6	0	0	0	0	0
7	9	249.2	3358.2	2040.9	0	0	0	0	0
2	10	1032.1	0	0	190.8	853.2	292.5	1413.8	400.6
10	8	471.8	0	0	0	0	0	0	0
7	8	58.1	0	0	0	0	0	0	0
17	19	23.8	2427.6	0	0	0	0	0	0
17	20	23	62	1364	0	0	0	0	0
3	11	598.6	3419.8	1303.5	0	0	0	0	0
12	11	14	439.2	98.8	0	0	0	0	0
11	17	46.9	3585.6	3168	0	0	0	0	0
4	18	49.8	123.8	289.6	0	0	0	0	0

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	Cost alocat cons. 19 [\$]	Cost alocat cons. 20 [\$]	Cost alocat cons. 21 [\$]	Cost alocat cons. 22 [\$]	Cost alocat cons. 23 [\$]	Cost alocat cons. 24 [\$]	Cost alocat cons. 25 [\$]
9	12	92.1	754.6	573.6	0	0	0	0	0
12	18	78	205.3	480.2	0	0	0	0	0
11	13	60.5	0	0	0	0	0	0	0
15	13	240.6	0	0	0	0	0	0	0
6	13	3.9	0	0	0	0	0	0	0
11	14	102.6	0	0	0	0	0	0	0
13	14	134.4	0	0	0	0	0	0	0
23	25	11.5	0	0	0	0	0	0	966
23	24	58.1	0	0	0	0	0	348.6	0
10	15	373	0	0	1928.9	8623.5	2956.6	14290.4	4048.6
15	23	81.7	0	0	0	0	1732.2	8372.5	1660.1
15	16	47.9	0	0	502.5	2246.5	0	0	316.6
22	21	12.8	0	0	235.6	0	0	0	148.4
16	22	47.8	0	0	1128.2	5044.2	0	0	710.8
20	19	8.4	907.2	0	0	0	0	0	0
18	20	7.6	733.6	573.6	0	0	0	0	0
5	21	19.9	0	0	293	0	0	0	184.6
21	25	12.6	0	0	0	0	0	0	932.4
Total			18064.3	11092.8	4279	16767.4	4981.4	24425.3	9368.1
Cost total transport			846791.8						

Rămân valabile observațiile de la regimul fără pierderi (subparagraful 4.4.2.1) referitoare la ponderile adoptate pentru defalcarea alocării cheltuielilor de transport al energiei electrice pe surse și pe consumatori.

Compararea rezultatelor din acest subparagraf cu cele din subparagraful anterior evidențiază clar influența pierderilor asupra costurilor de transport.

#### 4.4.3. Comparație între metodele de trasabilitate și celelalte metode de alocare

Comparația se va realiza cu valorile obținute pentru sistemul test cu 12 noduri, regimul fără pierderi de putere activă. Conform figurilor 4.16 și 4.17 se observă că la o circulație identică a puterilor active pe laturi, componentele celor șase surse sunt diferite și în plus, ceea ce este mai interesant, diferă foarte mult participațiile acestor surse în ceea ce privește alimentarea consumatorilor.

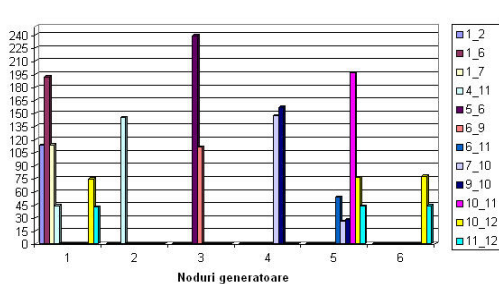


Fig. 4.11. Trasarea puterilor active de transfer cu metoda Bialek

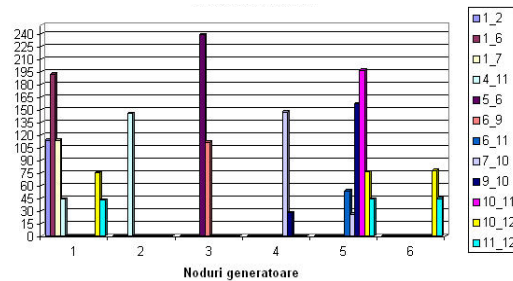


Fig. 4.12. Trasarea puterilor active de transfer cu metoda Kirshen

Metodele Bialek (Fig. 4.16) și Kirschen (Fig. 4.17) elimină circulațiile de sens opus, conducând la rezultate mai apropiate de realitate. Aceste metode stabilesc circulația puterilor active decuplat și pe un traseu formal, utilizând metode topologice ce nu depind poziția nodului de echilibrare. În schimb, metodele care utilizează matricele de sistem și metoda factorilor de distribuție sunt sensibile la modificarea poziției nodului de referință.

## 4.5. Concluzii

Acest capitol a avut ca obiect analiza metodelor de alocare, bazate pe trasabilitate, pentru stabilirea prețului utilizării rețelei de transport al energiei electrice: metoda Bialek și Metoda Kirschen. Din nou se insistă asupra necesității unor modele matematice cât mai riguroase, soluționate corespunzător, care să stea la baza elaborării unor instrumente soft adecvate.

Se prezintă câteva concluzii separate pentru fiecare dintre cele două metode:

### □ Metoda Bialek

Metoda Bialek este simplă, intuitivă și conform algoritmului de calcul se bazează pe circulația de puteri, mai precis, în acest caz, pe circulația de putere activă. De asemenea, nu depinde de locația nodului de echilibrare. Conform metodei de calcul, este necesară inversarea matricei ( $n \times n$ ) pentru alocarea puterii active corespunzătoare sarcinii. Există o regulă esențială. Mai întâi se calculează matricea „upstream” (surse-consumatori), pentru determinarea puterilor brute. Apoi se face inversarea acesteia, pentru a se obține matricea „downstream” (consumatori-surse). Dacă procesul se desfășoară în sens invers, pot apărea probleme la inversare.

Alocarea costurilor s-a realizat separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active. Cele două componente pot fi ponderate, practic, diferit (în gama  $0 \div 1$ , suma lor fiind evident 1).

Se prezintă situația comparativă privind alocarea costurilor de transport pentru surse (Fig. 4.13), respectiv pentru consumatori (Fig. 4.14), pentru situația cu neglijarea pierderilor și cea cu luarea în considerare a acestora (sistemul test cu 12 noduri).

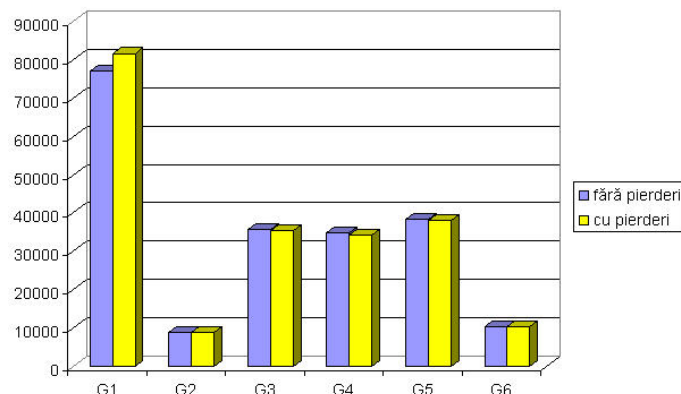


Fig. 4.13. Situația comparativă a costurilor de transport alocate surselor

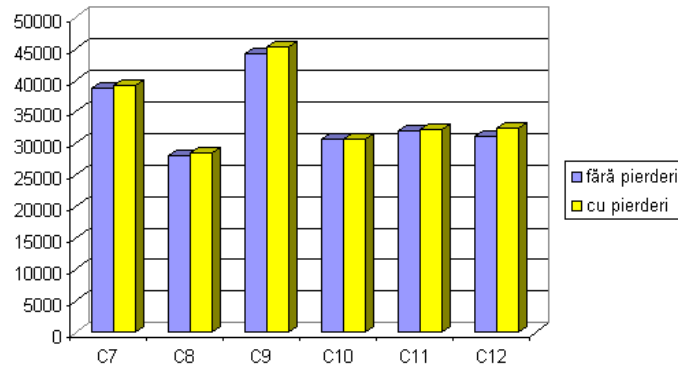


Fig. 4.14. Situația comparativă a costurilor de transport alocate consumatorilor

Recomandarea este clară: să nu se neglijeze pierderile de putere activă. Concluzia este similară cu cea formulată la partea teoretică, privind critica utilizării circulației simplificate de puteri în curent continuu.

#### □ Metoda Kirschen

Metoda Kirschen se bazează pe organizarea nodurilor și elementelor de rețea ale sistemului electroenergetic în grupuri omogene conform următoarelor concepte: zonele generatoarelor, domenii și legături. Aceste concepte sunt utilizate pentru obținerea grafului de stare a contribuției generatoarelor la consumatorii dintr-un domeniu și pentru determinarea contribuțiilor generatoarelor la consumatorii individuali și la circulațiile de putere. Metoda se aplică independent, atât pentru puterea activă, cât și cea reactivă.

Se prezintă situația comparativă privind alocarea costurilor de transport pentru surse (Fig. 4.13), respectiv pentru consumatori (Fig. 4.14), pentru situația cu neglijarea pierderilor și cea cu luarea în considerare a acestora (sistemul test cu 25 noduri).

Recomandarea este similară cu cea de la metoda Bialek: să nu se omită pierderile de putere activă și cu cea formulată la partea teoretică, privind critica utilizării circulației simplificate de puteri în curent continuu.

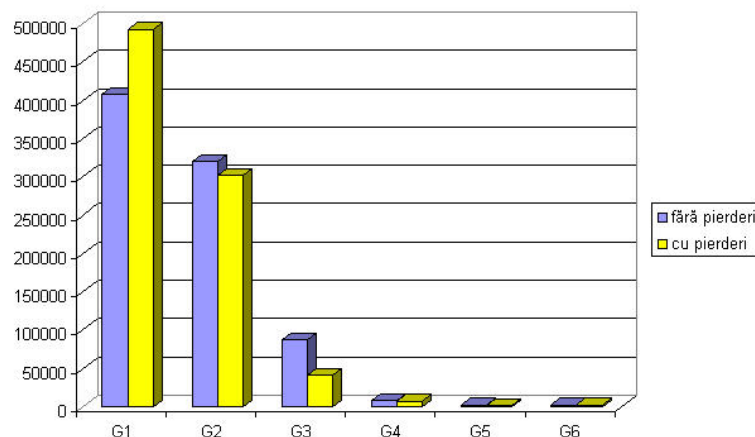


Fig. 4.15. Situația comparativă a costurilor de transport alocate surselor

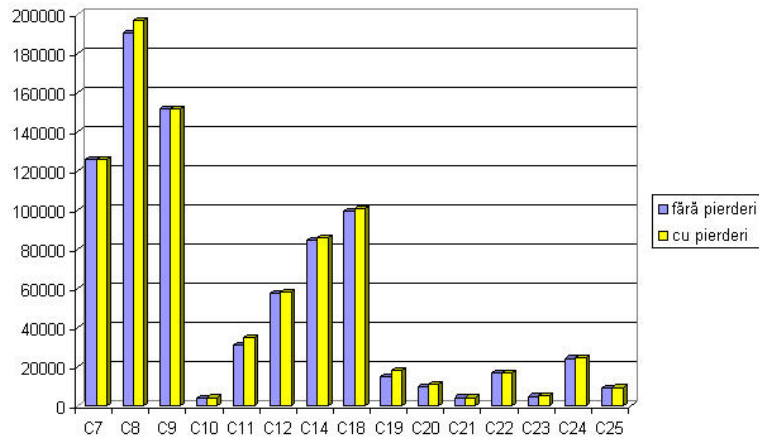


Fig. 4.16. Situația comparativă a costurilor de transport alocate consumatorilor

În continuare se prezintă o scurtă sinteză a contribuțiilor personale:

- prezentarea într-o manieră proprie a metodelor de trasabilitate;
- realizarea unei analize critice a celor două metode de trasabilitate folosind două sisteme test;
- elaborarea unor algoritme proprii și a instrumentelor soft corespunzătoare, care răspund scopului propus;
- implementarea procedurii de evaluarea a pierderilor de putere activă pentru cele două metoda, Bialek și Kirschen;
- realizarea unei comparații între cele două metode folosind rezultatele obținute pentru sistemul cu 12 noduri, cu formularea unor concluzii cu caracter mai general.

## 5. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR INTERZONALE ȘI INTRAZONALE

### 5.1. Considerații preliminare

Interconectarea sistemelor electroenergetice la nivel regional, național și inter-statal (zone ale unor continente sau continente întregi) este justificată de următoarele considerente: susținerea în stări critice, recuperarea costurilor de funcționare rezultate din diferențele structurale ale cererii și recuperarea costurilor de investiții din producția suplimentară. Sunt situații în care sistemele electroenergetice ale unei țări (în condiții de avarie) reușesc să rămână în stare de funcționare cu sprijinul sistemelor din țările vecine.

Se pot menționa cinci tipuri de comerț între sistemele interconectate:

- vânzarea sigură a energiei printr-un schimb continuu de energie;
- susținerea schimbului de energie în situații de urgență;
- schimburile marginale ale rezervei turnante;
- schimburile ocazionale;
- compensarea schimburilor.

Dacă situația permite din punct de vedere tehnic, atunci transferul puterii se realizează cu ajutorul liniilor de înaltă și foarte înaltă tensiune în curent alternativ și în curent continuu [Charpentier1995]. Legăturile în curent alternativ sunt foarte bine adaptate pe distanțe scurte și medii, dar și pentru rețele de interconexiuni foarte solicitate. Aceste sisteme sunt vulnerabile, apariția unei perturbații majore putând conduce la colapsul sistemelor. De aceea, pentru menținerea stabilității este necesară o mare rigurozitate tehnică și o cooperare apropiată între parteneri, bazată pe schimburi instantanee de informații. Legăturile în curent continuu nu necesită operare și cooperare atât de riguroasă. Folosirea lor este avantajoasă pentru transportul de energie pe distanțe mari, capacități de tranzit mari și pentru sisteme cu frecvențe și standarde tehnice diferite. Liniile în curent continuu necesită stații de conversie, care sunt foarte scumpe.

Pentru realizarea unei interconexiuni trebuie să se ia în considerare prognozele consumului în sistemele implicate, structura centralelor, impactul investițiilor și evoluția resurselor primare. Trebuie amintite câteva probleme: informația trebuie să fie consistentă, să existe o protecție împotriva incidentelor majore și să fie disponibilă o rezervă între parteneri. În situația în care partenerii au reguli diferite pentru accesul liber la rețeaua de transport, regulile trebuie armonizate pentru a se evita congestiile. De asemenea, trebuie respectate următoarele măsuri [Nemes2003c]:

#### 1. Măsuri tehnice:

- asigurarea unei balanțe echilibrate producție – consum, a rezervelor de reglaj primar și secundar și funcționarea reglajului automat frecvență – putere;
- îndeplinirea criteriului ( $N-1$ ) privind siguranța în funcționare;
- existența unei strategii de restabilire a stării sistemului în cazul unor perturbații majore care pot conduce la ieșiri din funcțiune zonale sau chiar la „căderea” totală a sistemului;
- îmbunătățirea performanțelor grupurilor energetice;
- reglajul performant al tensiunii și a circulației puterilor reactive.

**2. Măsurile referitoare la gestiunea economică:**

- delimitarea și separarea fizică a frontierelor sistemelor noi;
- afilierea la un centru de contabilizare și decontare a schimburilor de energie.

**3. Măsurile organizatorice:**

- funcționarea autonomă a centrelor de dispecer;
- pregătirea corespunzătoare a personalului operativ.

**4. Măsurile de verificare a capacității sistemelor electroenergetice componente de a funcționa interconectat:**

- efectuarea probelor preliminare interconectării;
- evaluarea realizării măsurilor prezentate în protocolul de interconectare;
- studiul stabilității sistemului interconectat extins.

**5. Implementarea de instrumente software specializate în organizarea și conducerea sistemelor energetice:**

- NMFT = Network Model & Forecast Tools;
- EMS = Enterprise Management System;
- SCADA/HMI = Supervisory Control and Data Acquisition / Human-Machine Interface;
- CMMS = Computerized Maintenance Management System.

## 5.2. Congestiile interzonale și intrazonale

### 5.2.1. Prezentarea problemei

Apariția sistemelor interconectate a condus la numeroase dificultăți privind stabilirea tarifului utilizării rețelei de transport al energiei electrice. Un exemplu în acest sens îl reprezintă sistemele de interconectate din S.U.A. și cel al U.C.T.E. din Europa. Ambele rețele constau dintr-un număr de zone (sau state în Europa), care prezintă, adesea, regimuri incompatibile pentru determinarea și stabilirea tarifului. Aceasta constituie un impediment în dezvoltarea tranzacțiilor interzonale, în special atunci când schimbul nu se realizează între două zone (state) vecine.

Așa cum s-a prezentat în capitolul 2, una din căile cele mai utilizate privind stabilirea tarifului, în general, este metoda prețului nodal sau a prețului marginal local (LMP) [Chen2002], [EKeib1997], [Leveque2003]. Acest preț furnizează informații utile pentru exploatarea, funcționarea și extinderea sistemelor electroenergetice. Ea se aplică cu dificultate în cazul sistemelor interconectate. Metoda ar trebui aplicată în toate zonele (regiunile, statele) participante. Dacă în aceste entități se folosesc metode diferite, atunci, cu siguranță, vor apărea anomalii.

O alternativă în soluționarea problemei constă în definirea unor zone în sistem [Krause2005, Harvey2000, Stoft1997]. Metoda a fost propusă pentru simplificarea metodologiei de stabilire a tarifului transport și a LMP. Autorii metodei au pornit de la premiza că în unele porțiuni, cu preț scăzut, pot să apară numai congestii nesemnificative, de valoare redusă. Conceptul definirii acestor zone se axează pe relațiile de restricție privind limitarea superioară a valorii puterilor care circulă prin elemente de rețea. În asemenea zone costul congestiilor poate fi ușor de stabilit, pe baza unui cost mediu.

Problema rezervelor capacității de transport poate fi simplificată prin folosirea metodei zonale, deoarece vor fi luate în considerare liniile interzonale. Drepturile de transport se definesc numai pe liniile interzonale, minimizând numărul de drepturi necesare. Pe de altă parte, alocarea drepturilor financiare de transport pe bază interzonală creează drepturi pe termen lung, oferă prețurilor o certitudine comercială și simplitate.



Zonele rezultate trebuie să satisfacă cerințele nodurilor componente. O altă condiție se referă la interfețele zonei congestionate. Trebuie localizate toate liniile de transport congestionate de-a lungul granițelor zonale. LMP determinat în cadrul unei zone se numește preț zonal. El este definit ca fiind valoarea cu care crește costul la creșterea cu 1 MW a puterii transportate pe o linie de transport de interfață în raport cu utilizatorul marginal. Pentru folosirea interfeței zonale, coordonatorii de planificare trebuie să plătească la valoarea prețului zonal. Metoda de stabilire a prețurilor congestiilor intrazonale fixează prețurile pe unitatea de energie la costul mediu corespunzător evitării congestiei din zonă.

### 5.2.2. Metoda de soluționare

Procedura de soluționare propusă în lucrare are la bază cea prezentată în [Shahidehpour2001], care utilizează o schemă hibrid, ce încorporează LMP și drepturile financiare de transport. Schema combinată va lua în considerare interacțiunile dintre circulațiile de putere interzonale și intrazonale, scopul fiind reducerea la minim a eventualelor modificări privind puterile generate și consumate planificate.

Deciziile pe care se bazează înlăturarea congestiilor sunt fundamentate de posibilitățile de ajustare incrementală sau decrementală a ofertelor. Puterile consumate și generate „preferate” reprezintă puterile consumate și generate la o anumită oră, în concordanță cu caracteristicile de consum ale diverșilor clienți (consumatori). Pentru fiecare nod se transmit operatorului independent de sistem gamele de valori posibile ale puterilor respective, împreună cu caracteristicile de preț. Aceste componente de preț reprezintă valoarea pe care fiecare partener dorește să o plătească sau să o primească de la operatorul independent de sistem pentru înlăturarea congestiilor.

Aplicarea metodei propuse presupune parcurgere următoarelor următoarele etape:

#### □ **Etapa 1**

În această etapă se definesc rezervele de transport stabile și drepturile financiare de transport pentru fiecare participant al pieței, informații care se trimit operatorului independent de sistem. Serviciul de transport stabil este rezervat și planificat între nodurile generatoare și cele consumatoare. Rezervările se bazează pe determinarea capacității de transfer disponibile (ATC), care are expresia [Perez2004], [Vertatesh2004], [Alomoush1999]:

$$ATC = TTC - \text{obligățiunile de transport existente} \quad (5.1)$$

unde ATC – capacitatea disponibilă de transfer; TTC – capacitatea totală de transfer.

Capacitatea totală de transfer reprezintă puterea maximă care poate fi transportată în regim de durată. Se precizează că toate echipamentele sunt considerate în funcționare.

În ceea ce privește puterile generate, se vor programa sursele, având ca scop evident satisfacere a consumului. Se identifică următoarele elemente: participanții la piață, nodurile generatoare, nodurile consumatoare și capacitățile de transport. Rezervările de transport pot fi pe termen lung (un an sau mai mult) sau pe termen scurt (mai puțin de un an). Partea pentru fiecare proprietar de drepturi financiare de transport este definită de la sursă (generatoare) și până la destinație (consumatori).

#### □ **Etapa 2**

Se realizează testele de fezabilitate simultană pentru drepturile financiare de transport (SFT), ceea ce înseamnă o analiză a regimurilor de funcționare bazată pe contingențe (indisponibilitatea unuia sau mai multor elemente de sistem). Contingențele

se caracterizează printr-un indice de performanță, care stabilește regimurile critice și necritice și caracterizează gradul de severitate pentru cele critice. Obiectivul testului de fezabilitate simultană îl reprezintă determinarea încărcării grupurilor generatoare și a circulațiilor de puteri prin elementele de rețea pentru regimurile analizate, cu respectarea relațiilor de restricție de genul celor precizate în subcapitolele 2.6.3 și 2.8.2.

În această etapă, drepturile de transport sunt modelate ca puteri generate (în nodurile generatoare) și puteri consumate (în cele consumatoare). Dacă rezultatul testului de fiabilitate arată că un drept de transport financiar nu este fezabil, atunci acel drept va fi redus, până când va rezulta o soluție fezabilă.

În cazul utilizării unei scheme zonale, toate drepturile financiare de transport se vor supune testului de fezabilitate simultană. Drepturile financiare de transport îndeplinesc testul de fezabilitate simultană dacă și numai dacă încărcările liniilor interzonale nu depășesc limitele admisibile.

### □ **Etapa 3**

După aplicarea testelor de fezabilitate simultană, se realizează tratarea congestiilor interzonale, mult mai frecvente decât cele intrazonale, pe baza ofertelor de generare și de consum asociate drepturilor financiare de transport care au trecut testele de fezabilitate simultană și a celor asociate contractelor intrazonale.

Mecanismul de management al congestiilor interzonale presupune redistribuirea puterilor generate și, eventual, a celor consumate. În această etapă, ofertele de generare și de consum vor fi ajustate în funcție de deciziile operatorului independent de sistem, pentru eliminarea congestiilor [Kumar2004], [Yoon2000].

### □ **Etapa 4**

Această secțiune realizează managementul efectiv al congestiilor interzonale. Operatorul independent de sistem va rezolva mai întâi congestiile interzonale, ignorând în această etapă cele intrazonale.

Zonele de transport se definesc pe baza LMP. În cadrul unei zone LMP au valori apropiate. Drepturile financiare de transport dintre zone sunt calculate pe baza LMP și sunt considerate drepturi de transport la interfețele congestionate dintre zone. Încălcarea unei alte restricții în procesul de management al congestiei va determina modificarea valorilor LMP, ceea ce poate conduce la subdivizarea zonelor, în noile entități LMP având valori apropiate. Practic, crearea unei noi zone este rezultatul modificării puterilor generate și a celor consumate.

Apoi, se calculează LMP mediu (ALMP). Operatorul independent de sistem va verifica puterea generată și consumată din fiecare zonă. Ajustarea puterilor generate și a celor consumate se va realiza pentru nodurile legate direct sau indirect de liniile interzonale. Dacă congestia nu este rezolvabilă pe această cale, operatorul independent de sistem solicită coordonatorilor de planificare ajustarea ofertelor de generare și de consum.

### □ **Etapa 5**

Se calculează costurile congestiilor și alocarea lor participanților la piață, pe baza transferurilor de putere dintre zone și a prețurilor marginale zonale. Având în vedere că în fiecare zonă se presupune că practic costurile legate de congestii au valoare minimă, nu mai este necesară alocarea acestui cost clienților din cadrul unei zone. Toate nodurile respective vor fi considerate ca fiind unul singur (supernod).

### □ **Etapa 6**

După soluționarea congestiilor interzonale, operatorul independent de sistem trece la soluționarea celor intrazonale. Pe baza circulațiilor de puteri între zone, se analizează regimul de funcționare în cadrul fiecărei zone, luându-se măsurile care se impun.

### 5.2.3. Modelul matematic al congestiilor interzonale

Marea majoritate a lucrărilor abordează această problemă pe baza soluționării simplificate a circulației de puteri, așa zisa circulație de puteri în curent continuu (prezentată în subcapitolul 3.2.7, la calculul factorilor de distribuție), asociată cu un model liniar de optimizare [Alomoush1999], [Alvarado1999], [Kim2000], [Pan2000], [Shahidehpour2001], [Lai2001], [Buygi2004a], [Tovar2004], [Kumar2004], [Nemes2004], [Shahidehpour2004], [Krause2005], [Chun2005], [Gribik2005], [Abhyankar2006], [Yu2005], [Paunescu2007], [Tomokazu2007].

Pe baza experienței autorului, se consideră că o asemenea abordare nu se justifică la ora actuală, mai ales că au fost depistate situații frecvente în care rezultatele obținute diferă semnificativ de cele determinate cu metode mai riguroase.

În acest context, metoda propusă în lucrare are la bază calculul complet al circulației de puteri, asociat cu un model neliniar al problemei de optimizare de foarte mari dimensiuni, cu certitudine mult mai apropiat de realitate, ceea ce oferă un grad superior de încredere rezultatelor [Momoh 2001], [Kilyeni2008], [Kilyeni 2009].

Având în vedere că modelul matematic discutat a fost deja prezentat în cea mai mare parte în capitolul 2, la calculul LMP și la evaluarea congestiilor (cu aceleași critici privind abordarea simplificată), în capitolul de față se prezintă doar o sinteză, însoțită de comentariile și completările de rigoare:

- a) modelul matematic complet al analizei și optimizării funcționării momentane a sistemelor electroenergetice complexe (calculul și optimizarea circulației de puteri) a fost prezentat în paragraful 2.6.3, referitor la calculul LMP;
- b) este vorba, în esență, de o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, cu un număr apreciabil de relații de restricție, care cuprinde, ca parte integrantă, determinarea repetată a circulației de puteri;
- c) soluționarea problemei de optimizare neliniară cu restricții se realizează pe cale indirectă, prin transformarea problemei cu restricții într-una fără restricții, utilizând metode funcțiilor de penalizare, asociată cu metoda multiplicatorilor Lagrange generalizată;
- d) rezolvarea problemei de optimizare neliniară cu restricții de la punctul c), se realizează cu metoda gradientilor conjugați (algoritmul Fletcher-Reeves), cu determinarea prin interpolare parabolică a valorii deplasării după direcția curentă de căutare;
- e) soluționarea circulației de puteri se face utilizând metode performante de tip Newton destinate rezolvării numerice a sistemelor de ecuații neliniare de foarte mari dimensiuni;
- f) modelul matematic complet al managementului congestiilor a fost prezentat în subcapitolul 2.8.2, referitor la evaluarea congestiilor;
- g) este vorba, în esență, tot de o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, cu un număr apreciabil de relații de restricție, care cuprinde, ca parte integrantă, determinarea repetată a circulației de puteri, dar la care se adaugă, la nivelul variabilelor de optimizare, al definirii relațiilor de restricție și al expresiei funcției obiectiv, elementele specifice legate de congestii (completarea funcției obiectiv cu termenii referitori la costurile rezultate din penalizarea congestiilor și reducerea puterilor consumate în unele noduri, trecerea puterilor consumate în rândul variabilelor de optimizare, adaptarea corespunzătoare a relațiilor de restricție de tip inegalitate);
- h) maniera de soluționare a problemei de optimizare neliniară de la punctul g) este similară cu cea prezentată la punctele c) - e), adaptată în concordanță cu cele precizate la punctele f) și g).

#### 5.2.4. Modelul matematic al congestiilor intrazonale

Din punctul de vedere al operatorului de transport și de sistem, soluționarea congestiilor intrazonale reprezintă de fapt o problemă asemănătoare cu cea a congestiilor interzonale, dar de dimensiuni mai reduse.

În acest context, rămân valabile toate elementele prezentate în paragraful anterior, cu anumite completări legate de modelarea aportului de putere pe liniile de interconexiune interzonale. Evident, numărul problemelor de optimizare care trebuie soluționate (de dimensiuni mult mai reduse decât în cazul congestiei interzonale) este egal cu numărul de zone.

Pentru a preciza terminologia din specifică, se consideră un sistem electroenergetic interconectat, pentru care se consideră că există  $z$  zone. Se notează cu  $N_i$  submulțimea nodurilor din zona  $i$ ,  $i = 1, 2, \dots, z$ . În Fig. 5.1 sunt se consideră  $z = 2$ , cele două zone fiind legate prin două linii de interconexiune interzonale.

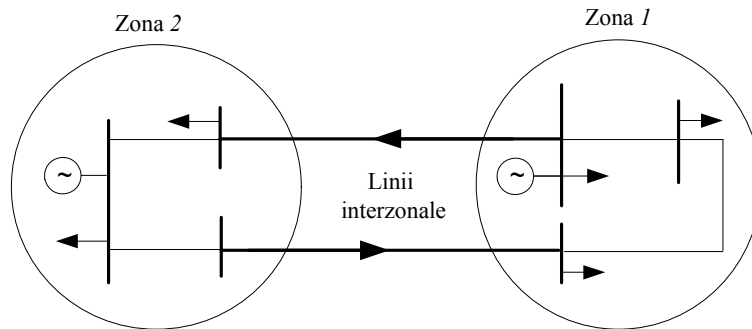


Fig. 5.1. Terminologia folosită legată de zone

Pe parcursul managementului congestiei intrazonale, circulațiile de putere pe liniile interzonale sunt modelate ca injecții de putere în nodurile limitrofe din cele două zone interconectate în (Fig. 5.2). În funcție de sensul circulației de putere pe linia de interconexiune intrazonală, se introduce fie un generator fictiv, puterea activă și cea reactivă generată având valoare fixă (dată de circulația de putere prin linia interzonală), fie un consumator fictiv, puterea activă și cea reactivă consumată având valoare fixă (dată de circulația de putere prin linia interzonală).

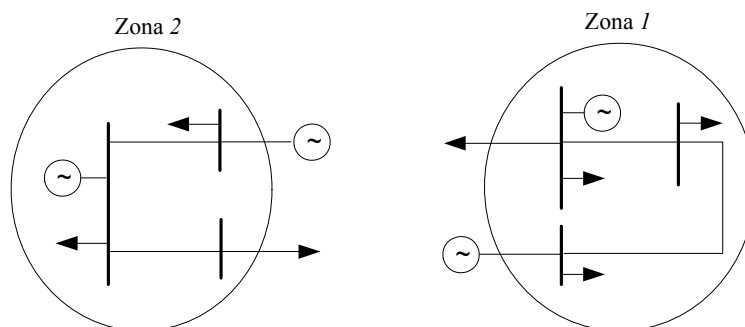


Fig. 5.2. Modelarea circulațiilor liniilor interzonale

### 5.3. Studiu de caz pentru sistemul test cu 12 noduri

#### 5.3.1. Managementul congestiilor interzonale și intrazonale

Elementele teoretice prezentate în subcapitolul 5.2 sunt utilizate pentru soluționarea unui studiu de caz referitor la sistemul test cu 12 noduri din Fig. 5.3. Datele inițiale referitoare la topologie și parametrii elementelor de sistem sunt date în Anexa 3. Regimul de funcționare este unul de tip maxim, rezultatele circulației de puteri privind nodurile, respectiv laturile, sistemului fiind cele din Fig. 5.3. Așa cum rezultă și din figură, pentru regimul de funcționare considerat s-au neglijat pierderile de putere activă (rezistențe longitudinale și conductanțe transversale nule pentru toate elementele de rețea), în scopul evidențierii mai clare a aspectelor urmărite (congestiile interzonale și cele intrazonale).

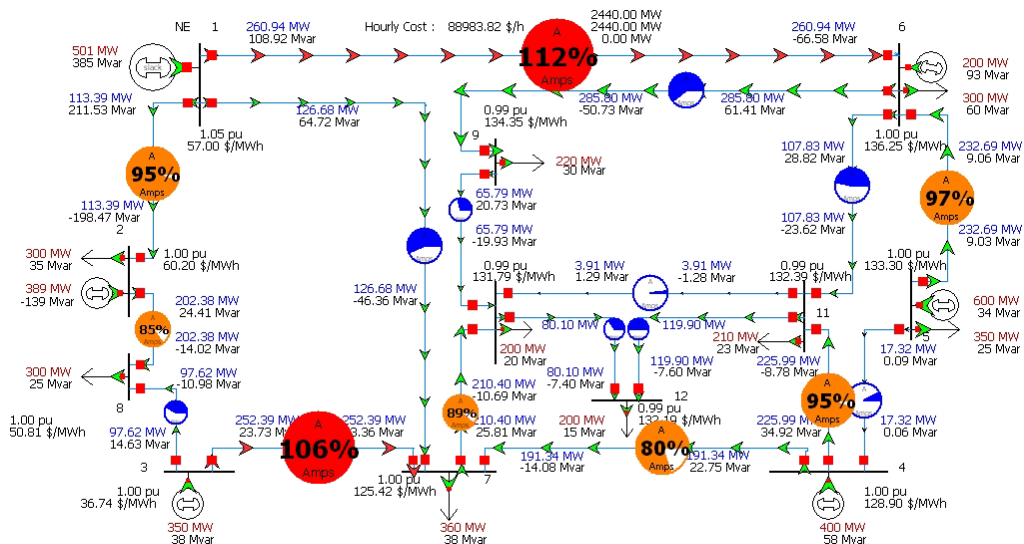


Fig. 5.3. Sistem test cu 12 noduri, regim de funcționare de tip maxim

În Tabelul 5.1 se prezintă valorile puterilor active consumate și generate, limitele puterilor generate, precum și valorile costurilor marginale (LMP). În Tabelul 5.2 se prezintă circulațiile de puteri pe laturi și limita superioară a puterilor active, precum și lungimile liniilor.

Tabelul 5.1. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$P_g$ [MW]	$P_g^{min}$ [MW]	$P_g^{max}$ [MW]	$P_c$ [MW]	LMP [\$/MWh]
1	501	200	800	-	57.00
2	389	100	400	300	60.20
3	350	70	350	-	36.74
4	400	100	450	-	128.90
5	600	150	600	350	133.30
6	200	40	390	300	136.25
7	-	-	-	360	125.42
8	-	-	-	300	50.81

Nod	$P_g$ [MW]	$P_g^{min}$ [MW]	$P_g^{max}$ [MW]	$P_c$ [MW]	LMP [\$/MWh]
9	-	-	-	220	134.35
10	-	-	-	200	131.79
11	-	-	-	210	132.39
12	-	-	-	200	132.19
Total	2440	660	2990	2440	-

Tabelul 5.2. Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$P_{ij}^{max}$ [MW]	$L_{ij}$ [km]
1	2	113.39	120	30
1	6	260.94	120	70
1	7	126.68	120	120
2	8	202.38	120	30
3	7	252.39	120	38
3	8	97.62	120	45
4	5	17.32	120	60
4	7	191.34	120	28
4	11	226.00	120	60
5	6	232.69	120	40
6	9	285.80	240	30
6	11	107.83	120	50
7	10	210.40	120	40
9	10	65.79	120	20
10	11	3.91	120	50
10	12	80.10	120	34
11	12	119.90	120	25

Pentru determinarea contribuțiilor individuale ale generatoarelor la circulațiile de puteri pe liniile interzonale și intrazonale și, implicit, la alimentarea consumatorilor, se utilizează metoda de alocare Bialek bazată pe trasabilitate (prezentată în subcapitolul 4.2). Rezultatele sunt date în Tabelul 5.3.

Tabelul 5.3. Contribuția individuală a generatoarelor la alimentarea consumatorilor

Consumator	$P_c$ [MW]	Contribuția generatoarelor [MW]					
		$G_1$	$G_2$	$G_3$	$G_4$	$G_5$	$G_6$
$C_2$	300	68	232				
$C_5$	350					350	
$C_6$	300	113				101	86
$C_7$	360	80		159	116	5	
$C_8$	300	45	157	98			
$C_9$	220	83				74	63
$C_{10}$	200	52		66	50	18	14
$C_{11}$	210	25			136	29	20
$C_{12}$	200	35		27	98	23	17
<b>Total</b>	2440	501	389	350	400	600	200

Analiza regimului de funcționare considerat evidențiază că liniile electrice 1-6 și 3-7 sunt supraîncărcate, limita maximă a puterii de transfer fiind depășită (ceea ce înseamnă congestie). În această situație se impune luarea unor măsuri pentru eliminarea congestiilor.

Analiza valorii LMP (Tabelul 5.1) indică faptul nodurile sistemului pot fi incluse în două zone distincte, conform Tabelului 5.4 și Fig. 5.13. Prima zonă este formată din nodurile 1, 2, 3 și 8 (LMP cuprinse în domeniul 36-57 \$/MWh), iar zona 2 cuprinde restul nodurilor (LMP cuprinse în domeniul 125-137 \$/MWh).

Tabelul 5.4. Definierea zonelor pe baza valorilor LMP

Zona 1		Zona 1	
Nod	LMP [\$/MWh]	Nod	LMP [\$/MWh]
1	57.00	4	128.90
2	60.20	5	133.30
3	36.74	6	136.25
8	50.81	7	125.42
		9	134.35
		10	131.79
		11	132.39
		12	132.19

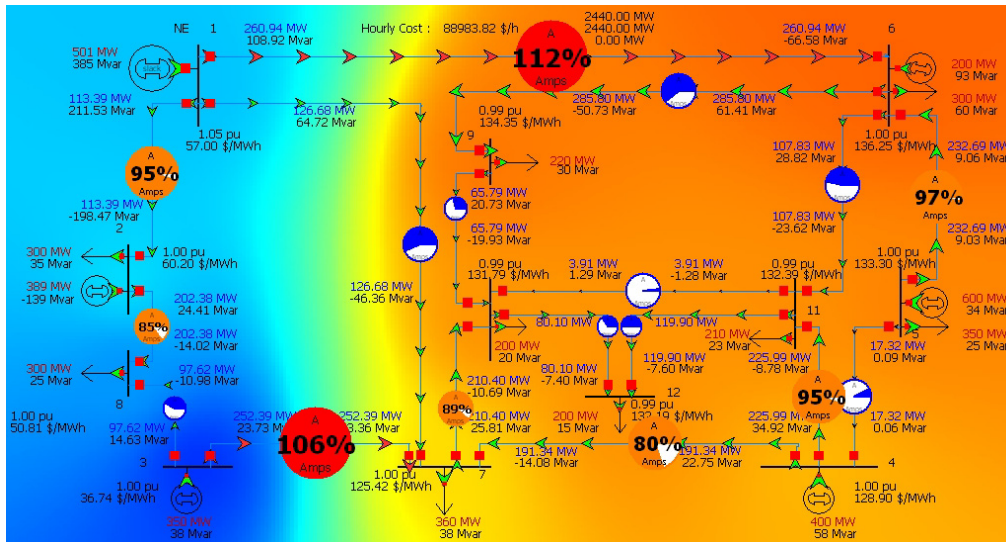


Fig. 5.4. Definierea zonelor

În concluzie, există în acest regim de funcționare două congestii interzonale, pentru eliminarea cărora se aplică procedeele prezentate în paragraful 5.2.3. Se adoptă pentru taxa de penalizare valoarea de 100 \$/MWh și se soluționează efectuându-se optimizarea regimului de funcționare în condițiile includerii în funcția obiectiv a termenului care penalizează congestiile (se menționează că nu s-a luat în calcul posibilitatea scăderii valorii unor consumuri, în scopul urmăririi mai ușoare a procesului de management al congestiilor). Regimul obținut este prezentat Fig.5.5.

Pentru acest sistem relativ simplu, procesul de eliminare a congestiilor se poate explica intuitiv. Generatorul 3 produce energia electrică la prețul cel mai scăzut din sistem, dar el este încărcat la limita superioară și, în plus, linia 3-7 este congestionată. Soluția alternativă o reprezintă generatorul 6, unde există rezerve suficiente. Pentru eliminarea congestiei pe linia 1-6, generatorul 6 se va încălca la 320 MW. În această situație, este posibilă descărcarea generatoarelor 1, 3 și 4, respectându-se obiectivul minimizării valorii funcției obiectiv, în condițiile satisfacerii tuturor restricțiilor. Prin eliminarea congestiilor, costul orar al funcționării sistemului a scăzut de la 88984 \$/h



la 85077 \$/h. Regimul obținut în urma repartizării puterilor active generate este prezentat în Fig. 5.14.

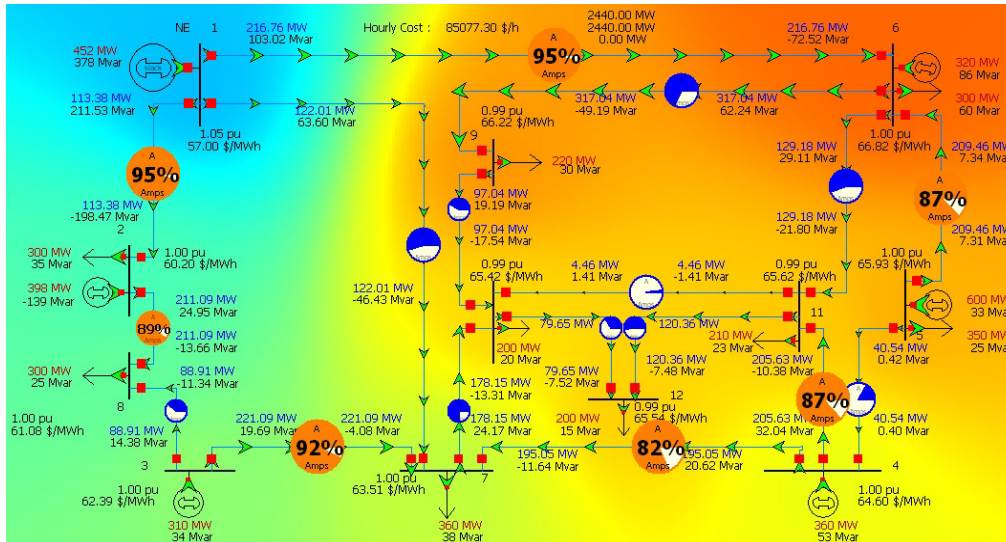


Fig. 5.5. Regimul de funcționare după eliminarea congestiilor interzonale

În Tabelul 5.4 se prezintă valorile puterilor active consumate și generate, în condițiile regimului de funcționare din Fig. 5.5, precum și valorile LMP.

Tabelul 5.5. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$P_g$ [MW]	$P_g^{min}$ [MW]	$P_g^{max}$ [MW]	$P_c$ [MW]	LMP [\$/MWh]
1	452	200	800	-	57.00
2	398	100	400	300	60.20
3	310	70	350	-	62.39
4	360	100	450	-	64.60
5	600	150	600	350	65.93
6	320	40	390	300	66.82
7	-	-	-	360	63.51
8	-	-	-	300	61.08
9	-	-	-	220	66.22
10	-	-	-	200	65.42
11	-	-	-	210	65.62
12	-	-	-	200	65.54
Total	2440	660	2990	2440	-

În Tabelul 5.5 se prezintă circulațiile de puteri pe laturi, comparativ cu regimul inițial, împreună cu o evaluare simplă a costului total al transportului energiei electrice pentru cele două regimuri de funcționare (în condițiile unui cost specific de transport unic de 2 \$/MW·km). Așa cum era de așteptat, costul total de transport după eliminarea congestiilor este mai scăzut față de cel în prezența lor. Alocarea costurilor de transport pe participanții la piața de energie (producători și consumatori de energie) se poate efectua, fără probleme, cu una dintre metodele prezentate în capitolele anterioare (există asemenea studii de caz atât în capitolul 3, cât și în capitolul 4).

Se determină și contribuțiile individuale ale generatoarelor la circulațiile de puteri și, implicit, la alimentarea consumatorilor, utilizând tot metoda de alocare Bialek bazată pe trasabilitate (subcapitolul 4.2). Rezultatele sunt date în Tabelul 5.7.



Tabelul 5.6. Circulațiile de puteri prin elementele de rețea și costul transportului

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}^{max}$ [MW]	$L_{ij}$ [km]	Regim cu congestii		Regim fără congestii	
				$P_{ij}$ [MW]	$C_{ij}$ [\\$]	$P_{ij}$ [MW]	$C_{ij}$ [\\$]
1	2	120	30	113.39	6803.4	113.38	6802.8
1	6	120	70	260.94	36531.6	216.76	30346.4
1	7	120	120	126.68	30403.2	122.01	29282.4
2	8	120	30	202.38	12142.8	211.09	12665.4
3	7	120	38	252.39	19181.64	221.09	16802.84
3	8	120	45	97.62	8785.8	88.91	8001.9
4	5	120	60	17.32	2078.4	40.54	4864.8
4	7	120	28	191.34	10715.04	195.05	10922.8
4	11	120	60	226.00	27120	205.63	24675.6
5	6	120	40	232.69	18615.2	209.46	16756.8
6	9	240	30	285.80	17148	317.04	19022.4
6	11	120	50	107.83	10783	129.18	12918
7	10	120	40	210.40	16832	178.15	14252
9	10	120	20	65.79	2631.6	97.04	3881.6
10	11	120	50	3.91	391	4.46	446
10	12	120	34	80.10	5446.8	79.65	5416.2
11	12	120	25	119.90	5995	120.36	6018
				2594.48	231604.5	2549.80	223075.9

Tabelul 5.7. Contribuția individuală a generatoarelor la alimentarea consumatorilor

Consumator	$P_c$ [MW]	Contribuția generatoarelor [MW]					
		$G_1$	$G_2$	$G_3$	$G_4$	$G_5$	$G_6$
$C_2$	300	66	234				
$C_5$	350					350	
$C_6$	300	87				84	129
$C_7$	360	82		148	117	13	
$C_8$	300	47	164	89			
$C_9$	220	64				62	94
$C_{10}$	200	50		52	43	25	30
$C_{11}$	210	23			116	36	35
$C_{12}$	200	33		21	84	30	32
<b>Total</b>	<b>2440</b>	<b>452</b>	<b>398</b>	<b>310</b>	<b>360</b>	<b>600</b>	<b>320</b>

LMP rezultate în urma eliminării congestiilor sunt prezentate în Tabelul 5.8. LMP medii sunt 60.17 \$/MWh pentru zona 1, respectiv 65.45 \$/MWh pentru zona 2, ceea ce indică clar lipsa congestiilor. În consecință, faza de gestionare a congestiilor intrazonale nu își are obiectul.

Tabelul 5.8. Definirea zonelor pe baza valorilor LMP

Zona 1		Zona 1	
Nod	LMP [\$/MWh]	Nod	LMP [\$/MWh]
1	57.00	4	64.60
2	60.20	5	65.93
3	62.39	6	66.82
8	61.08	7	63.51
		9	66.22
		10	65.42
		11	65.62
		12	65.54
Medie	60.17	Medie	65.45

### 5.3.2. Influența valorii taxei de penalizare a congestiilor

Se consideră sistemul test cu 12 noduri din Fig. 5.3. Datele inițiale referitoare la topologie și parametrii elementelor de sistem sunt date în Anexa 3. Regimul de funcționare este unul de tip maxim, rezultatele circulației de puteri privind nodurile, respectiv laturile, sistemului fiind cele din Fig. 5.3. Așa cum rezultă și din figură, pentru regimul de funcționare considerat s-au neglijat pierderile de putere activă (rezistențe longitudinale și conductanțe transversale nule pentru toate elementele de rețea), în scopul evidențierii mai clare a aspectelor urmărite (congestiile interzonale și cele intrazonale).

Pentru aplicația din paragraful precedent s-a considerat pentru taxa de penalizare a congestiilor valoarea de 100 \$/MWh. În acest paragraf se urmărește determinarea influenței valorii acestei taxe asupra procesului de management al congestiilor, luându-se în considerare următoarele valori: 200 \$/MWh, 50 \$/MWh, 40 \$/MWh, 20 \$/MWh și 10 \$/MWh.

Maniera de soluționare este identică cu cea din paragraful precedent, fiind necesară tratarea congestiilor interzonale. În fiecare caz soluția rezultată în urma rezolvării acestor congestii nu conduce la apariția unor eventuale congestii intrazonale.

Soluționarea în detaliu fiind prezentată în paragraful precedent, acum se urmărește doar influența valorii taxei de penalizare asupra costului orar de funcționare a sistemului, a încărcării grupurilor generatoare în regimul postcongestie, a valorii medii a LMP zonale pentru regimul postcongestie. Elementele discutate sunt sintetizate în Tabelul 5.9

Tabelul 5.9. Sinteza rezultatelor privind influența valorii taxei de penalizare a congestiilor

Taxa de penalizare [\$/MWh]	Cost total orar [\$/h]	$P_{g1}$ [MW]	$P_{g2}$ [MW]	$P_{g3}$ [MW]	$P_{g4}$ [MW]	$P_{g5}$ [MW]	$P_{g6}$ [MW]	LMP [\$/MWh]	
								Zona 1	Zona 2
200	85163.2	447	386	330	377	600	300	60.17	65.46
100	85077.3	452	398	310	360	600	320	60.17	65.45
50	85644.7	450	396	310	374	600	310	60.17	65.46
40	85784.2	449	398	300	393	600	300	60.17	65.46
20	85134.5	452	394	320	355	600	320	60.17	65.46
10	85069.9	442	388	320	360	600	330	60.17	65.46

Analiza rezultatelor din tabelul 5.9 evidențiază câteva concluzii clare: toate regimurile rezultate sunt fără congestii intrazonale, LMP medii au aceeași valoare, încărcările generatoarelor sunt foarte apropiate, dar nu identice, ceea ce înseamnă un optim destul de „plat” al problemei de optimizare neliniară. În consecință, și costurile orare de funcționare a sistemului au valori apropiate.

În concluzie, se apreciază că în cazul unor congestii de valoare relativ redusă modificarea taxei de penalizare a congestiilor are o influență redusă asupra regimului final fără congestii.

Situația se schimbă în cazul regimurilor cu congestii interzonale accentuate, care conduc și la congestii intrazonale (ce trebuie soluționate în etapa a doua) și eventual și la necesitatea modificării unor puteri consumate pentru eliminarea congestiilor. În aceste situații influența valorii taxei de penalizare se simte.

## 5.4. Concluzii

Acest capitol abordează problema managementului congestiilor interzonale și intrazonale în sistemele electroenergetice interconectate. Se subliniază și în acest domeniu necesitatea abordării cu metode care să nu facă uz de ipoteze simplificatoare de genul circulației de puteri în curent continuu, extinzându-se modelele matematice discutate în capitolul 2. Studiile de caz, realizate asupra unor sisteme test, lămuresc o serie de aspecte practice de implementare a metodelor discutate,

Spre exemplu, referitor la influența valorii taxei de penalizare a congestiilor s-a constatat că toate regimurile postcongestie sunt fără congestii intrazonale, iar prețurile marginale locale medii au aceeași valoare. În fig. 5.6 este prezentată repartiția puterilor generate în funcție de taxa de penalitate.

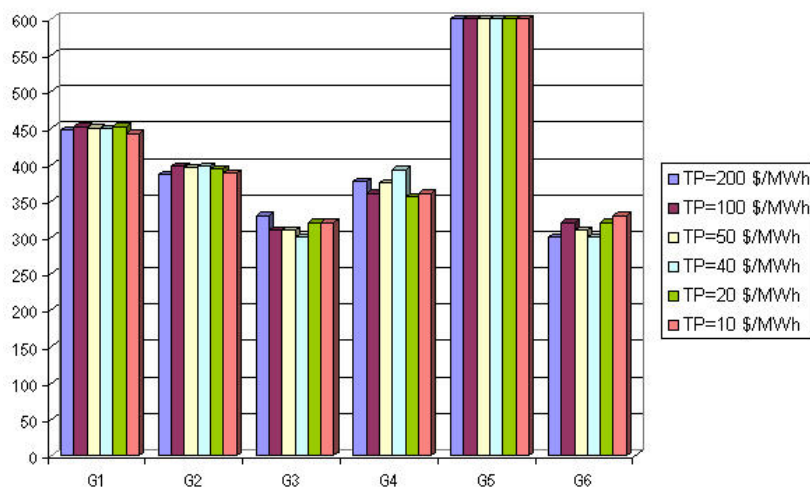


Fig. 5.6. Repartizarea surselor în funcție de taxa de penalitate

Valoarea de referință pentru sursa 6 este 320 MW (TP = 100 \$/MWh). Pentru o taxă de penalitate mai ridicată sau pentru taxe mai mici decât valoarea de referință, au fost necesare valori mai scăzute (300 MW, 310 MW, 300 MW) pentru rezolvarea congestiilor. Însă pentru valorile de 20 \$/MWh și 10 \$/MWh generatorul din nodul 6 s-a încărcat la 320 MW și respectiv 330 MW. Pentru toate situațiile sursa nodului 5 își menține puterea generată constantă, în timp ce generatoarele  $G_1$ ,  $G_2$ ,  $G_3$  și  $G_4$  vor fi redistribuite într-o manieră favorabilă pentru a alimenta consumul total, evident cu respectarea minimizării funcției obiectiv.

Încărcările generatoarelor sunt foarte apropiate, dar nu identice, ceea ce conduce la costuri orare de funcționare a sistemului diferite. Deci optimul problemei de optimizarea neliniară este destul de „plat”.

Analizând rezultatele obținute se constată că în cazul unor congestii de valoare relativ redusă modificarea taxei de penalizare a congestiilor are o influență redusă asupra regimului final fără congestii.

Situația se schimbă în cazul regimurilor cu congestii interzonale accentuate, care conduc și la congestii intrazonale (ce trebuie soluționate în etapa a doua) și eventual și la necesitatea modificării unor puteri consumate pentru eliminarea congestiilor. În aceste situații influența valorii taxei de penalizare se simte.

În continuare se prezintă o sinteză a contribuțiilor personale:

- elaborarea unui model matematic complet al congestiilor interzonale și intrazonale, fără ipoteze simplificatoare de genul circulației de puteri în curent continuu sau al altor modele liniare sau liniarizate;
- modelul matematic este în esență, și acum, o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, soluționată cu tehnicile specifice programării neliniare;
- realizarea unei analize critice a metodei de determinare a prețurilor zonale;
- testarea metodei propuse pe sistemul cu 12 noduri;
- utilizarea metodei Bialek pentru determinarea contribuțiilor individuale ale generatoarelor la circulațiile de puteri și, implicit, la alimentarea consumatorilor;
- analiza influenței taxei de penalitate.

## 6. TRANSFERUL OPTIM ÎN SISTEMELE ELECTROENERGETICE INTERCONECTATE

### 6.1. Considerații preliminare

Schimbările de energie electrică între zone ale sistemelor interconectate, sau chiar între state, s-au amplificat foarte mult în ultima perioadă, ca urmare a liberalizării pieței de energie electrică și necesității de a reduce la minim cheltuielile de funcționare [Griffin2005], [Bhattacharya2001], [Hunt2002], [Bielecki2004], [Happ1996], [Laffaye2004]. Există două tipuri de transfer: schimb direct între două zone, când cea mai importantă problemă este cea a maximizării transferului, și transfer indirect printr-o zonă (sistem tampon), în condițiile minimizării cheltuielilor de transport aferente transferului și satisfacerii restricțiilor de natură tehnică legate de funcționarea sistemului tampon.

Schimbările între zone au devenit o componentă importantă a „vieții” sistemelor electroenergetice. Așa cum s-a precizat, de multe ori schimbul între două zone trebuie să se facă prin intermediul unui sistem tampon, interpus între sistemul sursă și cel receptor. Deseori funcția de sistem sursă, respectiv sistem receptor, se inversează. Sistemul tampon poate să nu fie „simetric” din acest punct de vedere. În aceste condiții, analiza se complică și soluția va fi una quasioptimală.

Capitolul de față are ca obiect transferurile indirecte, cu sistem tampon, analizate evident din punctul de vedere al temei generale a lucrării: tariful de transport (determinarea și alocarea cheltuielilor legate de transportul energiei electrice).

### 6.2. Transferul indirect cu ajutorul sistemului tampon

Așa cum s-a precizat și în capitolul 5, marea majoritate a lucrărilor abordează și această problemă pe baza soluționării simplificate a circulației de puteri, așa zisa circulație de puteri în curent continuu (prezentată în paragraful 3.2.7, la calculul factorilor de distribuție), asociată cu un model liniar de optimizare [Alomoush1999], [Finney1997], [Kim2000], [Pan2000], [Shahidehpour2001], [Lai2001], [Buygi2004a], [Tovar2004], [Kumar2004], [Kirschen2004], [Shahidehpour2004], [Krause2005], [Chun2005], [Gribik2005], [Abhyankar2006], [Paunescu2007], [Tomokazu2007], [Zang2004].

Pe baza experienței autorului, se consideră că o asemenea abordare nu se justifică la ora actuală, mai ales că au fost depistate situații frecvente în care rezultatele obținute diferă semnificativ de cele determinate cu metode mai riguroase.

În acest context, metoda propusă în lucrare are la bază calculul complet al circulației de puteri, asociat cu un model neliniar al problemei de optimizare de foarte mari dimensiuni, cu certitudine mult mai apropiat de realitate, ceea ce oferă un grad superior de încredere rezultatelor [Momoh 2001], [Kilyeni2008], [Kilyeni 2009], [Bărbulescu 2008].

Având în vedere că modelul matematic discutat a fost deja prezentat în cea mai mare parte în capitolul 2, la calculul LMP și la evaluarea congestiilor (cu aceleași critici privind abordarea simplificată), în capitolul de față se prezintă doar o sinteză, însoțită de comentariile și completările de rigoare, suplimentare față de cele menționate deja în paragraful 5.2.3):

- a) modelul matematic complet al managementului congestiilor a fost prezentat în subcapitolul 2.8.2, referitor la evaluarea congestiilor;
- b) este vorba, în esență, tot de o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, cu un număr apreciabil de relații de restricție, care cuprinde, ca parte integrantă, determinarea repetată a circulației de puteri, dar la care se adaugă, la nivelul variabilelor de optimizare, al definirii relațiilor de restricție și al expresiei funcției obiectiv, elementele specifice legate de congestii (completarea funcției obiectiv cu termenii referitori la costurile rezultate din penalizarea congestiilor și reducerea puterilor consumate în unele noduri, trecerea puterilor consumate în rândul variabilelor de optimizare, adaptarea corespunzătoare a relațiilor de restricție de tip inegalitate);
- c) maniera de soluționare a problemei de optimizare neliniară de la punctul g) este similară cu cea prezentată în paragraful 5.2.3);
- d) singurul element care apare în plus la modelul matematic din cadrul acestui capitol este un termen suplimentar în expresia funcției obiectiv, corespunzător cheltuielilor de investiție necesare pentru realizarea unor linii electrice suplimentare, cerute de posibilitatea asigurării transferului de putere prin zona tampon fără apariția unor congestii semnificative (sau, la modul mai general, pentru extinderea sistemului cu elementele de rețea necesare);
- e) în aceste condiții expresia funcției obiectiv definită în relația (2.118) devine:

$$FOB = \sum_{i \in G} C_i(P_{gi}) + \sum_{ij \in R} TP_{ij} \cdot (S_{ij} - S_{ij}^{**}) + \sum_{i \in N} C_i(P_{ci}) + \sum_{w \in W} I_w = \text{Minim} \quad (6.1)$$

unde  $W$  reprezintă mulțimea investițiilor necesare, iar  $I_w$  cheltuielile orare implicate de realizarea investiției  $w$ ,  $w \in W$ . Evident, dacă nu sunt necesare investiții suplimentare, mulțimea  $W$  este vidă, iar termenul aferent este nul;

- f) apariția termenului suplimentar în expresia funcției obiectiv generează o accentuată „discontinuitate” în soluționarea problemei de optimizare, necesitând încadrarea ei ca o parte componentă a unui proces de explorare exhaustivă pe mulțimea soluțiilor posibile din punctul de vedere al extinderii sistemului cu noi elemente de rețea.

Soluționarea problemei transferurilor indirecte prin intermediul unui sistem tampon se realizează printr-o tehnică de explorare exhaustivă, cu soluționarea la fiecare pas a unei probleme de programare neliniară de foarte mari dimensiuni [Kilyeni2009]. Etapele care trebuie parcurse sunt următoarele:

1. se analizează regimul de funcționare al sistemului tampon în absența transferului suplimentar de putere, analiza referindu-se și la optimizarea regimului, în condițiile managementului eventualelor congestii (în maniera prezentată în subcapitolul 2.8.2);
2. se identifică nodurile de intrare și ieșire posibile pentru realizarea transferului;
3. se analizează regimul de funcționare al sistemului tampon în prezența transferului suplimentar de putere, analiza referindu-se și la optimizarea regimului, în condițiile managementului eventualelor congestii (în maniera prezentată în subcapitolul 2.8.2). În final rezultă regimul optim, pentru care există două posibilități în ceea ce privește calculul valorii funcției obiectiv:
  - dacă în funcția obiectiv nu este „activat” nici unul dintre termenii suplimentari (cel aferent penalizării congestiilor sau cel privind scăderea valorii unor puteri consumate, ultimul neintrând în discuție pentru că este sigur nul), atunci regimul obținut este cel final, analiza este încheiată și realizarea transferului este posibilă;
  - dacă în funcția obiectiv este „activat” cel puțin unul dintre termenii suplimentari (cel corespunzător penalizării congestiilor sau cel privind scăderea valorii unor puteri consumate, ultimul neintrând în discuție pentru că este sigur nul), atunci regimul obținut nu este cel final și calculul trebuie continuat;
4. se identifică posibilitățile de extindere a capacității de transfer prin sistemul tampon și se elaborează câteva variante posibile din punct de vedere tehnic;

5. pentru toate variantele identificate la punctul 4 se efectuează analiza descrisă la punctul 3, reținându-se doar acele soluții optime pentru care în funcția obiectiv nu este „activat” nici unul dintre primii doi termenii suplimentari (cel corespunzător penalizării congestiilor și cel privind scăderea valorii unor puteri consumate), cel corespunzător investițiilor suplimentare fiind cu certitudine nenul (soluția conține investiții suplimentare);
6. dacă al punctul 5 nu se reține nici un regim fezabil, atunci se revine la punctul 4, pentru a identifica alte posibilități de investiții suplimentare;
7. punctele 4, 5 și 6 se repetă până la obținerea a cel puțin unui regim fezabil;
8. soluția problemei este dată de regimul fezabil obținut la punctul 3 sau de acela dintre regimurile fezabile obținute la punctul 5 pentru care valoarea funcției obiectiv este optimă;
9. dacă este necesar, se repetă întreaga analiză descrisă de punctele 1-8 pentru cazul transferului de putere în „sens invers”.

Se menționează că dacă se analizează posibilitatea transferului în ambele sensuri, atunci cele două soluții obținute trebuie să fie compatibile din punctul de vedere al eventualelor investiții suplimentare necesare.

Se asemenea, analiza se poate efectua și în condițiile acceptării reducerii valorii unor puteri consumate. În aceste condiții, termenul corespunzător din funcția obiectiv poate avea valoare nenulă în orice situație, ceea ce înseamnă că se dorește, pe cât posibil, evitarea investițiilor suplimentare.

În final, pentru regimul de funcționare optim determinat, se realizează alocarea costurilor legate de transportul energiei electrice, care, dacă este cazul, includ și componentele legate de congestii, de reducerea unor puteri consumate și de realizarea unor investiții suplimentare. În acest capitol alocarea costurilor de face cu metoda Kirschen, prezentată în subcapitolul 4.3.

### 6.3. Studiu de caz

Se consideră sistemul test cu 12 noduri prezentat în Figura 6.1. Datele inițiale referitoare la topologie și parametrii elementelor de sistem sunt prezentate în Anexa 3. Regimul de funcționare considerat, alături de rezultatele circulației de puteri (în condițiile considerării pierderilor de putere activă), este prezentat în Anexa 3.

Puterile consumate și cele generate în nodurile sistemului sunt date în tabelul 6.1, iar circulațiile de puteri pe elementele de rețea în tabelul 6.2. Costul orar de funcționare a sistemului este de 78836 \$/h.

Tabelul 6.1. Rezultatele circulației de puteri referitoare la nodurile sistemului

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	231.000	0	-	-	445.30	291.03
2	220.000	-1.22	300.00	35.00	375.56	-129.37
3	220.000	-1.72	-	-	350.00	13.43
4	220.000	-3.90	-	-	303.71	40.51
5	220.000	-2.32	350.00	25.00	600.00	-15.71
6	220.000	-6.16	230.00	60.00	200.00	125.73
7	217.59	-6.17	350.00	38.00	-	-
8	217.439	-4.00	300.00	25.00	-	-
9	215.446	-9.43	208.00	30.00	-	-
10	214.945	-9.63	170.00	20.00	-	-
11	215.463	-9.26	210.00	23.00	-	-
12	214.319	-10.35	130.00	15.00	-	-

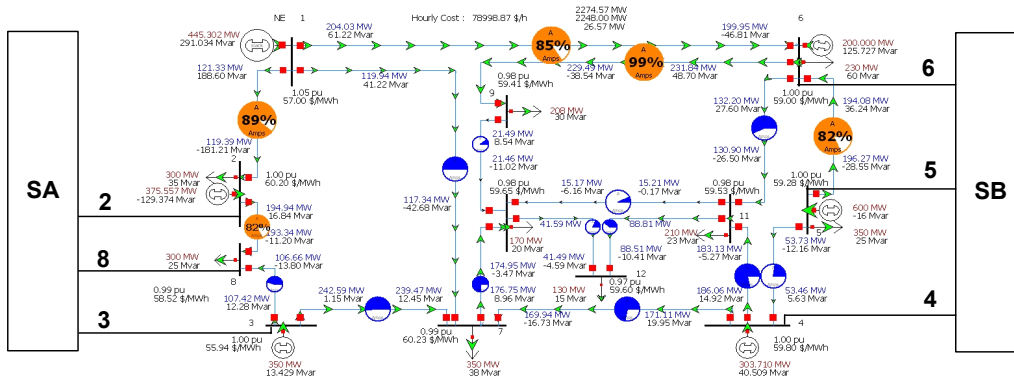


Fig. 6.1. Sistem test cu 12 noduri (regim cu pierderi de putere activă), considerat ca sistem tampon (ST) între sistemele SA și SB

Tabelul 6.2. Rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]	$L_{ij}$ [km]
1	2	121.3	188.6	1.94	7.39	30
1	6	204	61.2	4.08	14.4	70
1	7	119.9	41.2	2.6	-1.46	120
2	8	194.9	16.8	1.61	5.64	30
3	7	242.6	1.1	3.12	13.6	38
3	8	106.7	13.8	0.75	-1.51	45
4	5	-53.7	12.2	0.27	-6.52	60
4	7	169.9	16.7	1.17	3.22	28
4	11	183.1	5.3	2.93	9.65	60
5	6	194.1	-36.2	2.19	7.69	40
6	9	231.8	48.7	2.35	10.16	30
6	11	132.2	27.6	1.3	1.1	50
7	10	175	3.5	1.79	5.5	40
9	10	21.5	8.5	0.03	-2.48	20
10	11	-15.2	-6.2	0.04	-6.33	50
10	12	41.6	0.6	0.1	-3.94	34
11	12	88.8	8.9	0.3	-1.47	25

Caracteristicile de cheltuieli ale generatoarelor, în \$/h, au expresiile:

$$C_1(P_{g1}) = 0.03 \cdot P_{g1}^2 + 27 \cdot P_{g1} + 250 \quad (6.2)$$

$$C_2(P_{g2}) = 0.03 \cdot P_{g2}^2 + 38 \cdot P_{g2} + 280 \quad (6.3)$$

$$C_3(P_{g3}) = 8 \cdot P_{g3} + 30 \quad (6.4)$$

$$C_4(P_{g4}) = 0.04 \cdot P_{g4}^2 + 35 \cdot P_{g4} + 350 \quad (6.5)$$

$$C_5(P_{g5}) = 0.02 \cdot P_{g5}^2 + 25 \cdot P_{g5} + 260 \quad (6.6)$$

$$C_6(P_{g6}) = 10 \cdot P_{g6} + 36 \quad (6.7)$$

Nodurile 2, 8, 3 (Vest), respectiv 4, 5, 6 (Est), pot constitui intrări, respectiv ieșiri pentru un tranzit de 500 MW în ambele sensuri (Figura 6.1).

Costul standard unitar pentru o linie de 220 kV se consideră 125000 \$/km, iar durata de recuperare a investițiilor este de 10 ani. Pentru taxa de penalizare a congestiilor se adoptă valoarea de 100 \$/MWh.



Aplicând metoda explorării exhaustive (care presupune parcurgerea tuturor combinațiilor posibile, rezultă un număr total de 18 variante Vest – Est și respectiv Est – Vest. Pentru exemplificare se prezintă câteva dintre aceste variante.

### Transferul 2-4 și 4-2

Injecția de 500 MW în nodul 2 determină supraîncărcări ale liniilor 1-6, 6-9, 2-8 și 3-7 (regimul din Fig. 6.2). Costul orar de funcționare este de 82598 \$/h, iar taxa de penalizare a congestiilor 40164 \$/h.

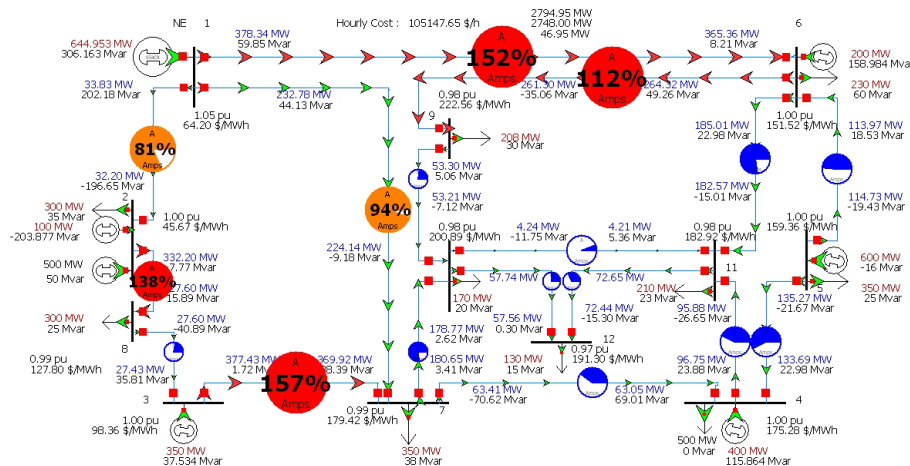


Fig. 6.2. Transfer de 500 MW între nodurile 2 și 4, situația inițială

Congestiile nu pot fi rezolvate decât prin investiții suplimentare. Astfel, se vor dubla liniile supraîncărcate, regimul obținut fiind prezentat în Fig. 6.3.

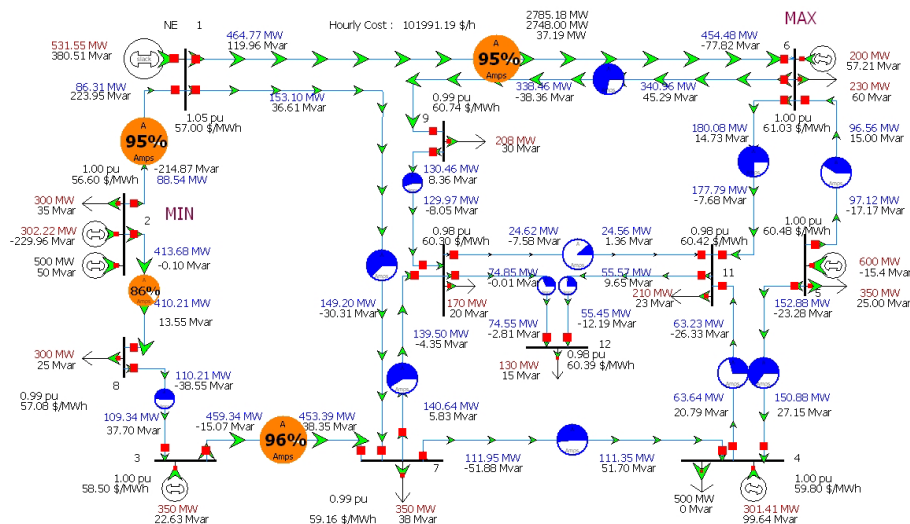


Fig. 6.3. Transfer de 500 MW între nodurile 2 și 4, situația cu investiții suplimentare

Investiția suplimentară pentru acest transfer se determină cu relația:

$$I = \frac{125000 \cdot (70 + 30 + 30 + 38)}{10} = 2.1 \cdot 10^6 \text{ \$/an} \quad (6.8)$$

Costul orar de funcționare este de 79441 \$/h, ceea ce înseamnă o creștere a costului (față de cel pentru regimul inițial) de:

$$\Delta C_h = 79441 - 78836 = 605 \text{ \$/h} \quad (6.9)$$

Pentru varianta Est – Vest (4-2) se obține regimul din Fig. 6.4. Rezultă trei linii congestionate: 1-2, 4-7 și 4-11. Se vor utiliza două investiții suplimentare de dublare a liniilor 4-7 și 4-11. Se obține regimul din Fig. 6.5.

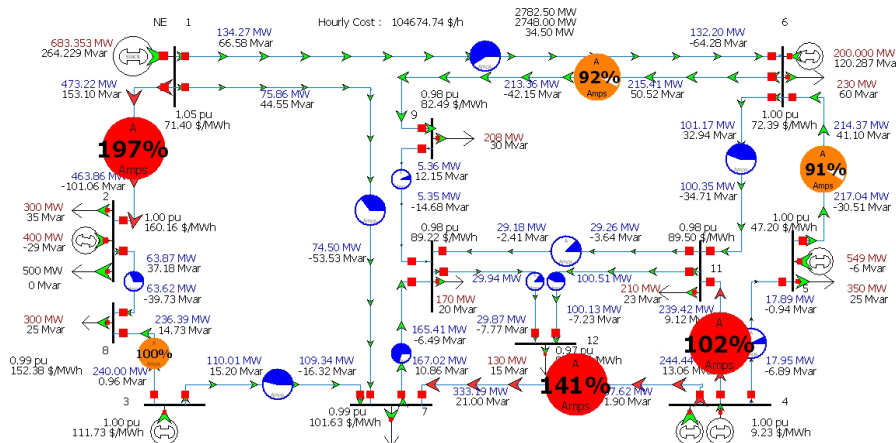


Fig. 6.4. Transfer de 500 MW între nodurile 2 și 4, situația inițială

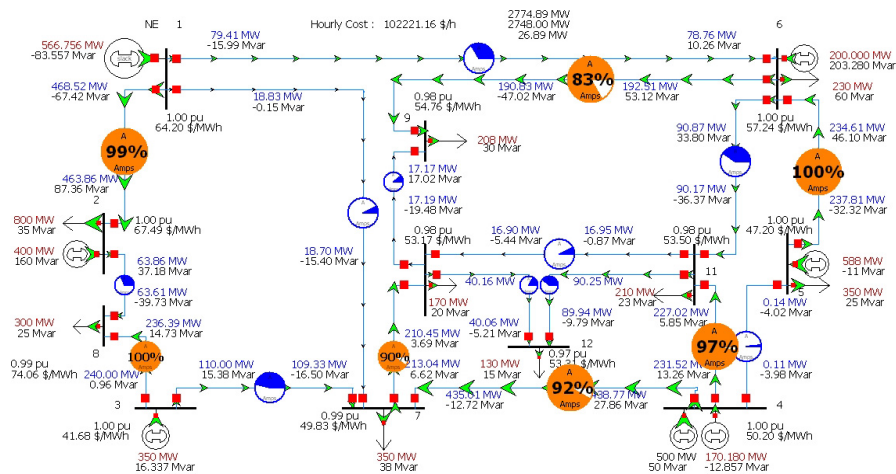


Fig. 6.5. Transfer de 500 MW între nodurile 4 și 2, situația cu investiții suplimentare

Costul orar pentru situația inițială cu congestii este de 82125 \$/h (cu un cost de penalizare a congestiilor de 35979 \$/h), în timp ce în urma aplicării investițiilor, costul orar se reduce la 79671 \$/h.

Investiția suplimentară pentru acest transfer se determină cu relația:

$$I = \frac{125000 \cdot (28 + 60)}{10} = 1.1 \cdot 10^6 \text{ \$/an} \quad (6.10)$$

Creșterea costului orar (față de cel pentru regimul inițial) de:

$$\Delta C_h = 79671 - 78836 = 835 \text{ \$/h} \quad (6.11)$$

**Transferul 3-4 și 4-3**

Injecția de 500 MW în nodul 3 determină supraîncărcări ale liniilor 1-6 și 3-7 (regimul din Fig. 6.6). Costul orar de funcționare este de 82042 \$/h, iar taxa de penalizare a congestiilor 41277 \$/h. Pentru eliminarea congestiilor este necesară dublarea liniei 1-6 și triplarea liniei 3-7. Regimul rezultat este prezentat în Fig. 6.7.

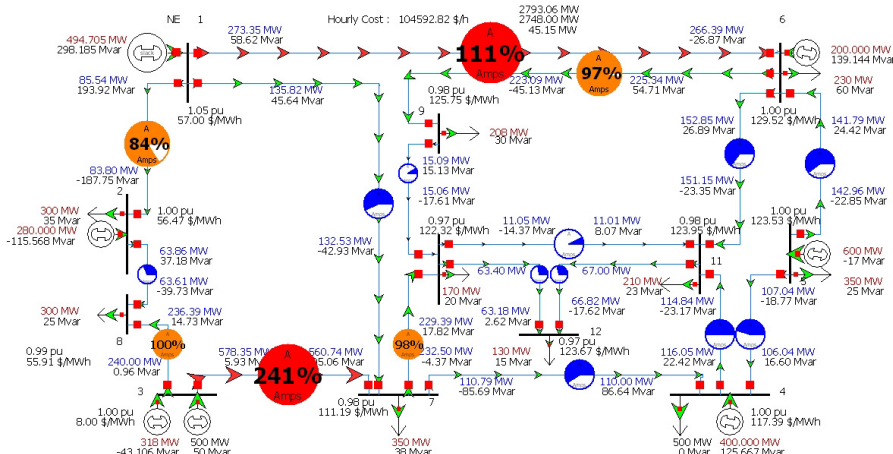


Fig. 6.6. Transfer de 500 MW între nodurile 3 și 4, situația inițială

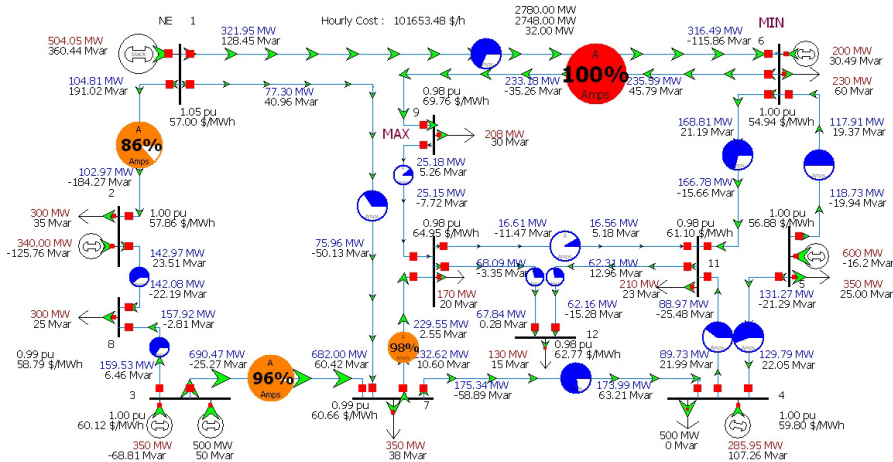


Fig. 6.7. Transfer de 500 MW între nodurile 3 și 4, situația cu investiții suplimentare

Costul orar de funcționare ajunge la 79103 \$/h.

Investiția suplimentară pentru acest transfer se determină cu relația:

$$I = \frac{125000 \cdot (76 + 70)}{10} = 1.825 \cdot 10^6 \text{ \$/an} \quad (6.12)$$

Creșterea costului orar (față de cel pentru regimul inițial) de:

$$\Delta C_h = 79103 - 78836 = 267 \text{ \$/h} \quad (6.13)$$

Regimul corespunzător transferului Est – Vest 4-3 este prezentat în Fig. 6.8. Injecția de 500 MW în nodul 4 determină supraîncărcări ale liniilor 1-2, 2-8, 6-9, 4-7 și 4-11 (regimul din Fig. 6.8). Costul orar de funcționare este de 80384 \$/h, iar taxa de penalizare a congestiilor 32481 \$/h. Pentru eliminarea congestiilor este

necesară dublarea liniilor 1-2 și 2-8, respectiv triplarea liniei 3-7. Regimul rezultat este prezentat în Fig. 6.9.

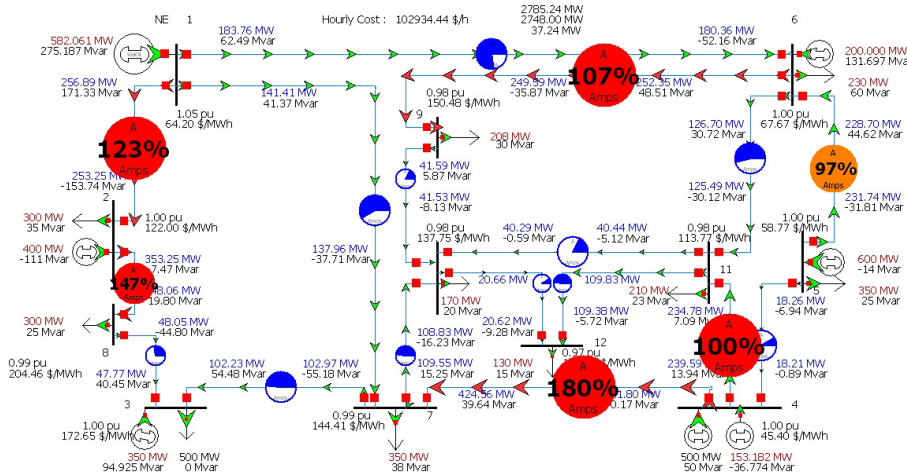


Fig. 6.8. Transfer de 500 MW între nodurile 4 și 3, situația inițială

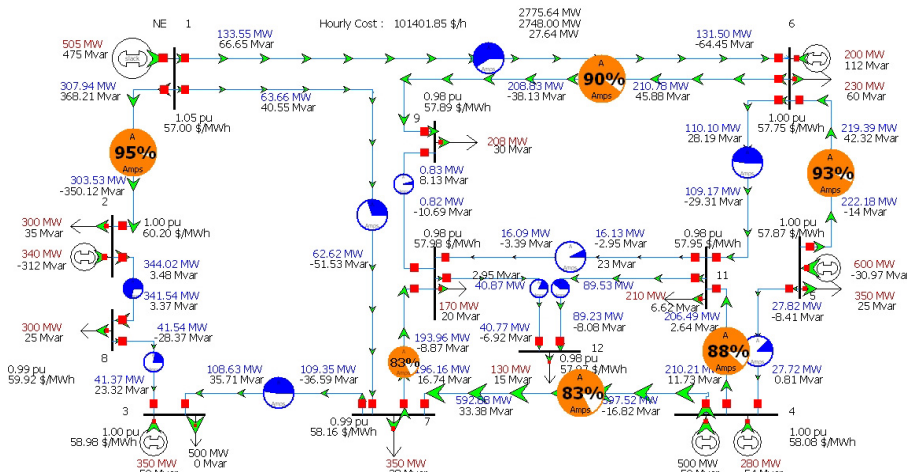


Fig. 6.9. Transfer de 500 MW între nodurile 4 și 3, situația cu investiții suplimentare

Costul orar de funcționare ajunge la 78852 \$/h.

Investiția suplimentară pentru acest transfer se determină cu relația:

$$I = \frac{125000 \cdot (30 + 30 + 76)}{10} = 1.7 \cdot 10^6 \text{ \$/an} \quad (6.12)$$

Creșterea costului orar (față de cel pentru regimul inițial) de:

$$\Delta C_h = 78852 - 78836 = 16 \text{ \$/h} \quad (6.13)$$

În cele ce urmează se vor compara cele două variante Vest – Est, după care se va decide care este varianta optimă pe baza minimului funcției obiectiv. Rezultatele obținute sunt sintetizate în Tabelul 6.3, cu mențiunea că în expresia funcției obiectiv definite de relația 6.1 s-a utilizat variația costului orar al funcționării sistemului (calculată față de costul orar pentru regimul inițial fără transfer de 500 MW), în scopul evidențierii mai clare a domeniului valorilor minime,

Tabelul. 6.3. Clasificarea celor 9 variante Vest – Est

Transfer	$I$ [10 <sup>6</sup> \$/an]	$\Delta C_h$ [\$/h]	$\Delta C_h$ [10 <sup>6</sup> \$/an]	$I + \Delta C_h$ [10 <sup>6</sup> \$/an]	$\frac{LMP_{max}}{LMP_{min}}$ [\$/MWh]	Clasament
2-4	2.10	605	5.29	7.39	61.03 / 56.60	5
2-5	2.97	762	6.67	9.64	64.20 / 49.40	9
2-6	3.10	638	5.58	8.68	62.67 / 53.00	6
3-4	1.82	267	2.33	4.15	69.76 / 54.94	1
3-5	2.32	211	1.84	4.16	57.00 / 57.00	2
3-6	2.32	757	6.63	8.95	60.49 / 47.20	7
8-4	1.97	854	7.48	9.45	66.06 / 35.76	8
8-5	1.35	475	4.16	5.51	60.08 / 55.54	3
8-6	2.35	438	3.83	6.18	60.07 / 55.54	4

Cazul cel mai avantajos, 3-4 (Fig. 6.7), nu are cele mai mici investiții totale suplimentare, nici costul orar minim. Totuși, valoarea funcției obiectiv (suma celor două componente) este minimă și ca atare aceasta este soluția optimă. Injecția în nodul 3 determină un transfer masiv prin artera 3-7-4, distanța electrică fiind mică. Costul specific al transferului de 500 MW este 8310 \$/anMW sau 0.94 \$/MWh. Este interesant faptul că transferul 2-6 este creditat de un cost specific la transferului, dublu față de traseul 3-4, cu toate că pentru ambele situații, transferul pe cele două artere principale, 1-6 și 3-7, este de cca. 1000 MW în total, iar aportul sursei din nodul 5 (sursă care produce la preț scăzut) este mai mare decât în primul caz (240 MW față de 120 MW). Avantajul amintit este, însă, diminuat de un plus de cca. 50 MW de la sursa 1, care produce mai scump.

Rezultatele obținute pentru transferurile Est – Vest sunt sintetizate în Tabelul 6.4.

Tabelul. 6.4. Clasificare celor 9 variante Est – Vest

Transfer	$I$ [10 <sup>6</sup> \$/an]	$\Delta C_h$ [\$/h]	$\Delta C_h$ [10 <sup>6</sup> \$/an]	$I + \Delta C_h$ [10 <sup>6</sup> \$/an]	$\frac{LMP_{max}}{LMP_{min}}$ [\$/MWh]	Clasament
4-2	0.72	835	7.31	8.03	74.06 / 41.68	5
5-2	1.47	2244	19.66	21.13	67.79 / 43.60	9
6-2	1.12	-301	-2.64	-1.51	57.59 / 55.00	1
4-3	1.70	16	0.14	1.84	60.20 / 57.00	3
5-3	2.35	1165	10.20	12.55	63.23 / 47.20	7
6-3	1.5	328	2.88	4.38	62.76 / 50.20	4
4-8	1.66	758	6.64	8.30	62.37 / 50.20	6
5-8	3.29	1916	16.79	20.08	68.69 / 43.60	8
6-8	2.44	-91	-0.80	1.64	57.49 / 55.00	2

Cazul cel mai avantajos pentru transferul Est – Vest îl reprezintă varianta 6-2. Acest caz se remarcă prin valoarea negativă a variației costului orar (ceea ce înseamnă un cost orar mai redus decât în regimul inițial, fără transfer de 500 MW). Injecția în nodul 6 determină modificarea sensului circulației de putere pe linia 1-2. Linia 4-7 este încărcată la maxim, ea având un mare rol în valorile LMP. Valoarea maximă a LMP se regăsește în nodul 7, în timp ce valoarea minimă se semnalează în nodul 4.

Așa cum s-a precizat în primul subcapitol, transferurile Vest – Est și Est – Vest sunt diferite datorită nesimetriei sistemului tampon (lucru demonstrat și de rezultatele studiului de caz). Investițiile suplimentare și variația costului orar pentru toate variantele de transfer bidirecțional sunt sintetizate în Fig. 6.11.

După cum se observă, nesimetria sistemului determină mari diferențe între cele două sensuri de transfer. În toate situațiile măsurile de anulare a congestiilor prin mărirea numărului de circuite pentru un sens nu sunt confirmate pentru celălalt sens. Deoarece transferul de putere se poate efectua în ambele sensuri, sistemul tampon

trebuie să fie disponibil oricând pentru orice schimb. În Fig. 6.11. se prezintă situația globală cu măsurile de evitare a congestiilor pentru transferul bidirecțional.

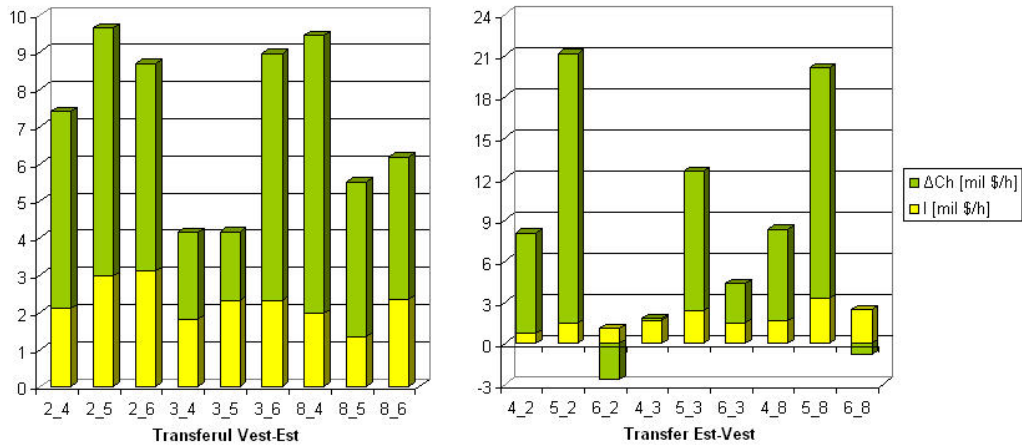


Fig. 6.10. Investiția suplimentară și variația costului orar pentru transferurile Vest - Est și Est - Vest

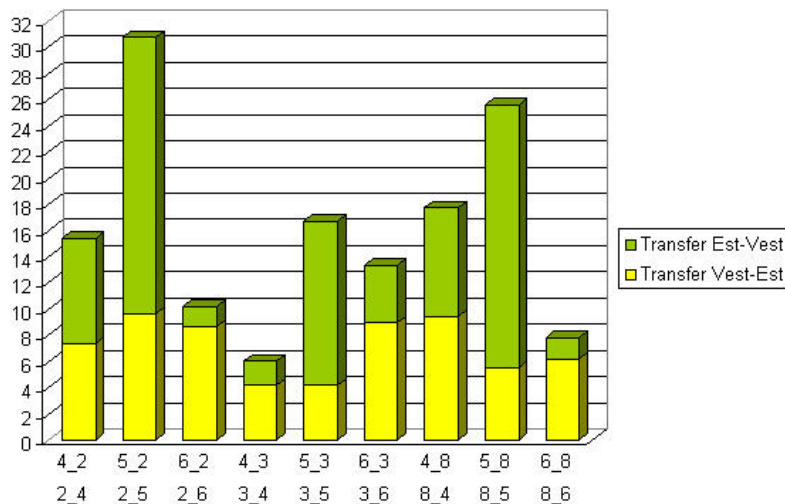


Fig. 6.11. Situația globală pentru transfer bidirecțional

Situația completă finală este prezentată în Fig. 6.12 (regimul de funcționare fără transfer de putere de 500 MW). S-au realizat următoarele investiții suplimentare: liniile 1-2, 1-6 și 2-8 s-au dublat, iar liniile 3-7 și 4-7 s-au triplat.

Pornind de la regimul inițial din Fig. 6.12, se introduce un transfer de 500 MW, pentru ambele variante, Vest – Est și Est – Vest. Evident, investițiile suplimentare au aceeași valoare pentru ambele variante. Diferă însă variația costului orar: 372 \$/h pentru varianta Vest – Est (Fig. 6.14) și respectiv -43 \$/h pentru varianta Est – Vest (Fig. 6.15). Evident, valoarea negativă înseamnă cost orar mai redus decât pentru regimul inițial și structura inițială a sistemului.

Alocarea cheltuielilor de transport al energiei electrice participante la piață se realizează cu metodele prezentate și exemplificate prin studii de caz semnificative în capitolele 3 și 4.



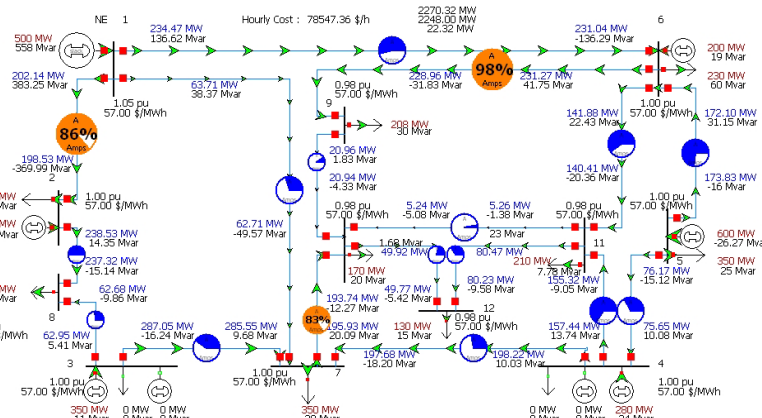


Fig. 6.12. Sistem test 12, schema completă, regim inițial (fără transfer)

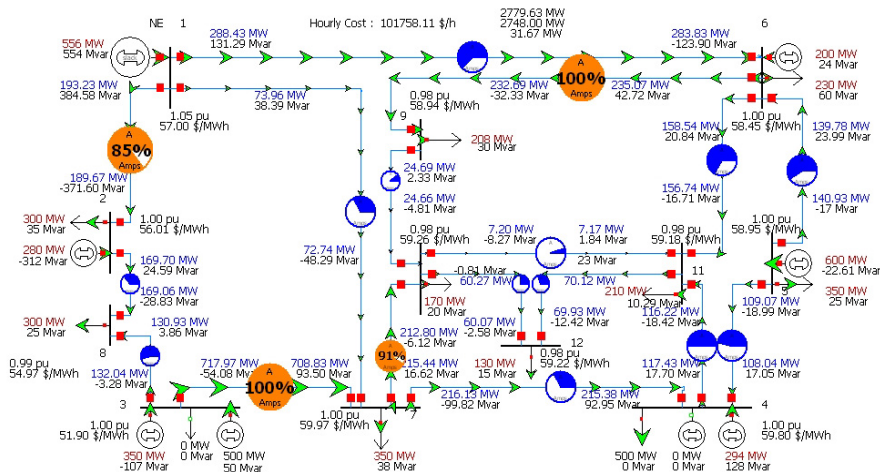


Fig. 6.13. Schema completă, transfer de 500 MW între nodurile 3-4

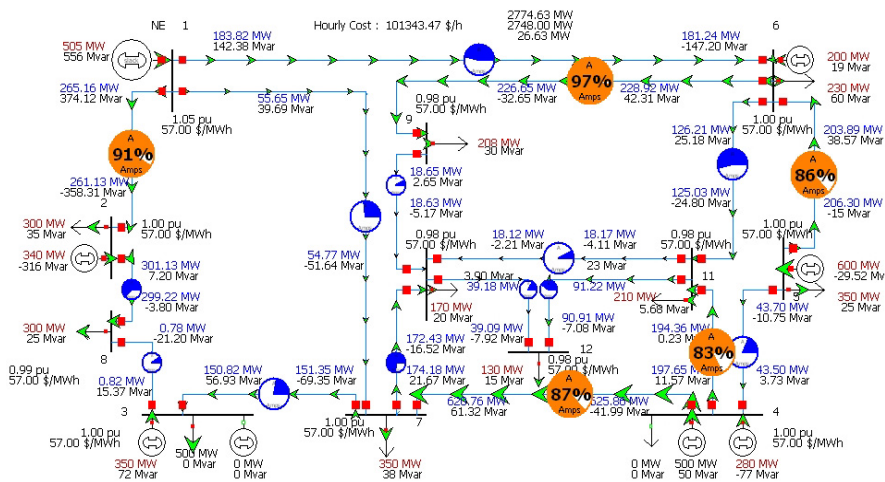


Fig. 6.14. Schema completă, transfer de 500 MW între nodurile 4-3

## 6.4. Concluzii

Transferul puterilor de ordinul sutelor de MW sau chiar peste 1000 MW la distanțe relativ mari și în zone sau state diferite trebuie să utilizeze sistemele ce vor deveni sisteme tampon, cu o funcție de suport al transferului. Acest sistem, care realizează interconectarea, este dimensionat și dezvoltat, ținând seama de problemele specifice interne. Noua destinație va introduce modificări în acord cu cerințele transferului din parte zonelor sau sistemelor sursă sau receptor. Extinderea acestui sistem trebuie realizată cu atenție, deoarece atât investițiile cât și creșterea costului orar sunt mari.

Datorită nesimetriei sistemului apar mari diferențe pentru două sensuri de transfer. În general nodurile de frontieră accesibile tehnic oferă câteva variante. Soluția optimă trebuie să garanteze traficul bidirecțional optim fără restricții de sarcină, cheltuielile de investiții și cele datorate variației costului orar al sistemului să fie minime.

Studiul de caz lămurește o serie de aspecte de detaliu privind implementarea metodei propuse și utilizarea instrumentelor soft elaborate

În privința contribuțiilor originale, se remarcă faptul că întreg capitolul 6 are un pronunțat grad de originalitate, prezentând și soluționând problema transferurilor indirect de putere de ordinul sutelor de MW prin intermediul unui sistem tampon. Și aici se utilizează un model matematic complet, bazat pe circulația de puteri în curent alternativ. Studiul de caz, realizat asupra unui sistem test, conduce la o serie de concluzii interesante.



## 7. STUDIU DE CAZ PENTRU SISTEMUL DET VEST

### 7.1. Considerații preliminare

Acest capitol reprezintă principala parte aplicativă a lucrării: un studiu de caz privind aplicarea metodelor de accesului la sistemul de transport al energiei electrice, cu alte cuvinte alocarea costurilor de transport participanților la piața de energie electrică (generic numiți producători și consumatori) la un sistem electroenergetic real de mari dimensiuni. Acesta este subsistemul de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest al sistemului electroenergetic al României, acoperit în principal de Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca (numit în continuare sistemul DET Vest).

Prima parte a capitolului se referă la descrierea generală a acestui sistem și a regimului de funcționare analizat, elementele de detaliu fiind prezentate în Anexa 7.

În continuare, pornind de la regimul de bază, se analizează două contingente, una de tipul *N-1* și una de tipul *N-2*, astfel alese încât să conducă la apariția unor congestii. Se analizează cauzele congestiilor și se indică măsurile care trebuie luate pentru eliminarea lor. Aplicând elementele teoretice prezentate în capitolele 2-4 și utilizând instrumentele soft elaborate, se efectuează studii de trasabilitate, se realizează alocarea costurilor de transport, inclusiv a celor legate de pierderile de putere activă.

În final se evidențiază câteva concluzii, atât referitoare la studiul concret de caz, cât și cu caracter mai general.

### 7.2. Descrierea sistemului DET Vest

Sistemul DET Vest este prezentat în Fig. 7.1, având următoarele caracteristici principale:

- număr total de noduri – 88, dintre care 35 cu generatoare (17 reale, 18 echivalente) și 42 noduri cu consum;
- număr total elemente de rețea – 110, dintre care 45 linii electrice aeriene, 58 transformatoare și autotransformatoare, 4 cuple și 3 bobine de compensare inductivă transversală.

Sistemul DET Vest cuprinde zona de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest a sistemului electroenergetic al României, acoperit în principal de Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca. Se observă că în zona de interes au fost luate în considerare în principal nivele de tensiune de 400 și 220 kV, generatoarele reale fiind introduse la medie tensiune, împreună cu transformatoarele bloc aferente. De asemenea, s-au considerat în schemă și autotransformatoarele de 220/110 kV.

În toate nodurile sistemului s-au introdus atât consumurile reale, cât și cele echivalente rezultate prin eliminarea rețelei de 110 kV.

Regimul de funcționare considerat este unul de tip maxim seară iarnă, care coincide în limite rezonabile cu cel furnizat de către UnODEN Dispeceratul Electroenergetic Național al României) pentru anul 2007-2008.

Toate bazele de date au fost elaborate atât pentru programul de calcul Powerworld 8, cât și pentru pachetul de programe POWER, cu care s-a efectuat analizele de regim. Nodul de echilibrare este generatorul echivalent de pe bara de 400 kV de la Sibiu, principala legătură cu restul sistemului electroenergetic al României.

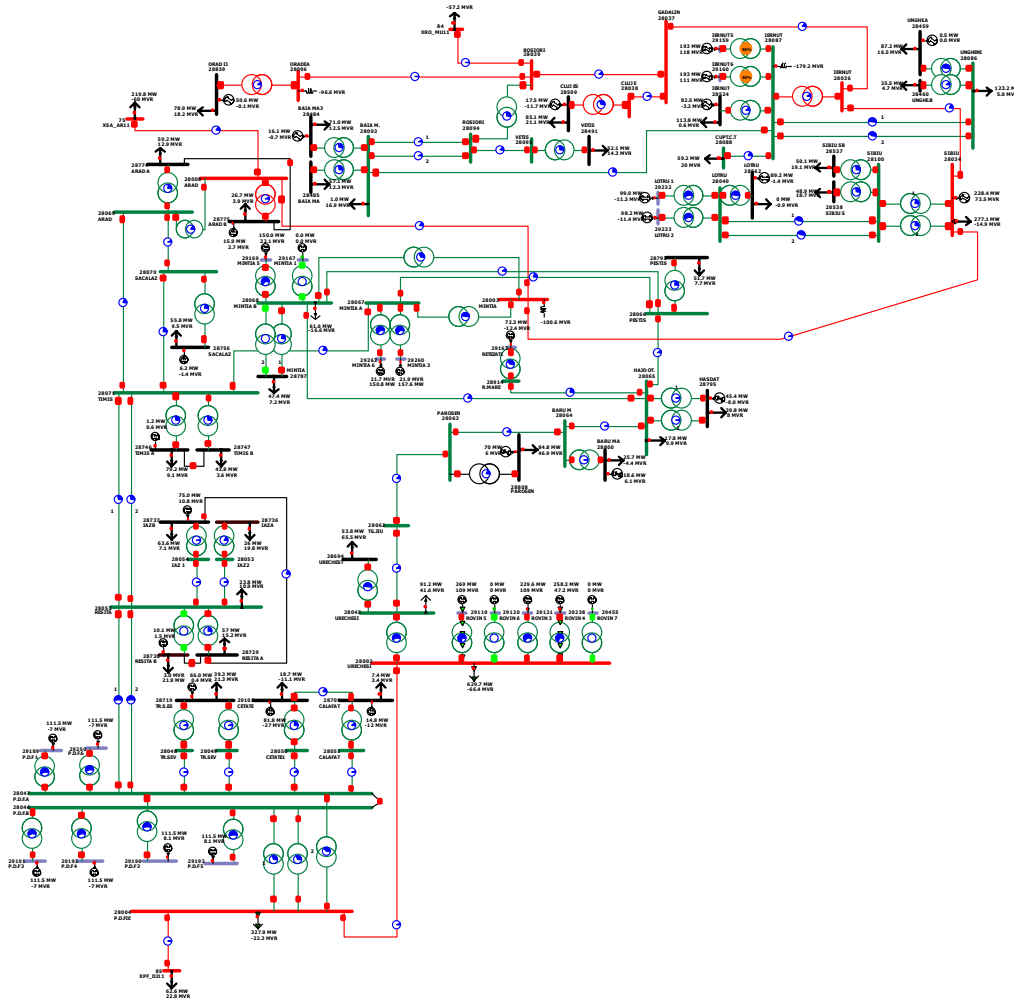


Fig. 7.1. Structura subsistemului electroenergetic din Zona de Vest și Sud-Vest a României

Elementele esențiale legate de regimul inițial de funcționare sunt prezentate în Anexa 8:

- tabelul A7.1 prezintă datele inițiale referitoare la nodurile generatoare;
- tabelul A7.2 prezintă datele inițiale referitoare la nodurile consumatoare;
- tabelul A7.3 prezintă parametrii liniilor electrice;
- tabelul A7.4 prezintă parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor;
- tabelul A7.5 prezintă rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri;
- tabelul A7.6 prezintă circulațiile de puteri pe liniile electrice;
- tabelul A7.7 prezintă circulațiile de puteri pentru transformatoare și autotransformatoare;
- tabelul A7.8 prezintă bilanțul general de puteri.

### 7.3. Regimuri de funcționare analizate

Pornind de la regimul de bază, se analizează două contingente, una de tipul *N-1* și una de tipul *N-2*, astfel alese încât să conducă la apariția unor congestii:

- contingenta de tipul *N-1* – deconectarea autotransformatorului de 400/220 kV de la Roșiori;
- contingenta de tipul *N-2* – deconectarea simultană a câte unui circuit al liniilor de 220 kV dublu circuit Porțile de Fier-Reșița și Reșița-Timișoara.

Se analizează cauzele congestiilor și se indică măsurile care trebuie luate pentru eliminarea lor. Aplicând elementele teoretice prezentate în capitolele 2-4 și utilizând instrumentele soft elaborate, se efectuează studii de trasabilitate, se realizează alocarea costurilor de transport, inclusiv a celor legate de pierderile de putere activă. În acest scop se utilizează metoda Bialek (prezentată în subcapitolul 4.2), cu care se soluționează atât trasabilitatea (determinarea contribuției generatoarelor, respectiv consumatorilor, la circulațiile de puteri prin elementele de rețea, respectiv defalcarea contribuției generatoarelor la alimentarea consumatorilor), cât și alocarea costurilor de transport (inclusiv a celor legate de pierderile de putere activă). La fel ca în studiile de caz din capitolele anterioare, și pentru acest sistem s-a lucrat cu un cost unitar de transport de 2 \$/MW.km

#### 7.3.1. Contingenta de tip *N-1*: deconectarea autotransformatorului de 400/220 kV de la Roșiori

Deconectarea autotransformatorului de 400/220 kV de la Roșiori conduce la apariția unei supraîncărcări de 126 % pe linia de 220 kV Iernut-Baia Mare (Fig. 7.2). Nivelul de tensiune este inadmisibil în zona Roșiori, Vetis și Baia Mare (182.6 kV, 184.6 kV și 185.4 kV). Costul orar de funcționare a sistemului este de 121478 \$/h, iar costul aferent penalizării congestiilor este de 47363 \$/h. Așa cu era de așteptat, valoarea maximă a LMP rezultă în nodul consumator Vetis (1760 \$/MWh), iar valoarea cea mai scăzută este înregistrată în nodul Cetate (31 \$/MWh), departe de zona unde a apărut congestia. Se mai pot menționa și alte valori ridicate ale LMP în zonele Baia Mare (1601 \$/MWh, 1643 \$/MWh, 1663 \$/MWh), în zona Roșiori (1630 \$/MWh) și Vetis (1692 \$/MWh).

Singura posibilitate pentru eliminarea congestiei o reprezintă reducerea ușoară a puterii consumate din zona Baia Mare și Vetis: câte 6 MW în nodurile 28484, 28485, 28093 (Baia mare) și 28491 (Vetis). Regimul obținut ca urmare a rezolvării congestiei este prezentat în Fig. 7.3. Costul orar al funcționării sistemului scade la 116299.61 \$/h, iar LMP prezintă valori apropiate, în jur de 30 \$/MWh.

În continuare se determină contribuțiile surselor la circulațiile de putere activă prin elementele de rețea, utilizând metoda Bialek. Rezultatele sunt prezentate în Tabelul 7.1 (evident, fără generatoarele echivalente care alimentează consumatori locali).

În Tabelul 7.2 s-au sintetizat contribuțiile surselor individuale la alimentarea consumatorilor.

Pierderile totale de putere în sistem sunt de 94.7 MW. În tabelul 7.3 se prezintă rezultatele referitoare la defalcarea acestora pe generatoare (mai puși cele care alimentează consumatori locali).

Cunoscându-se toate datele necesare, se realizează alocarea costurilor de transport al energiei electrice generatoarelor. Maniera de calcul este cea de la studiile de caz din capitolul 4. Rezultatele în obținute sunt date în tabelul 7.4.

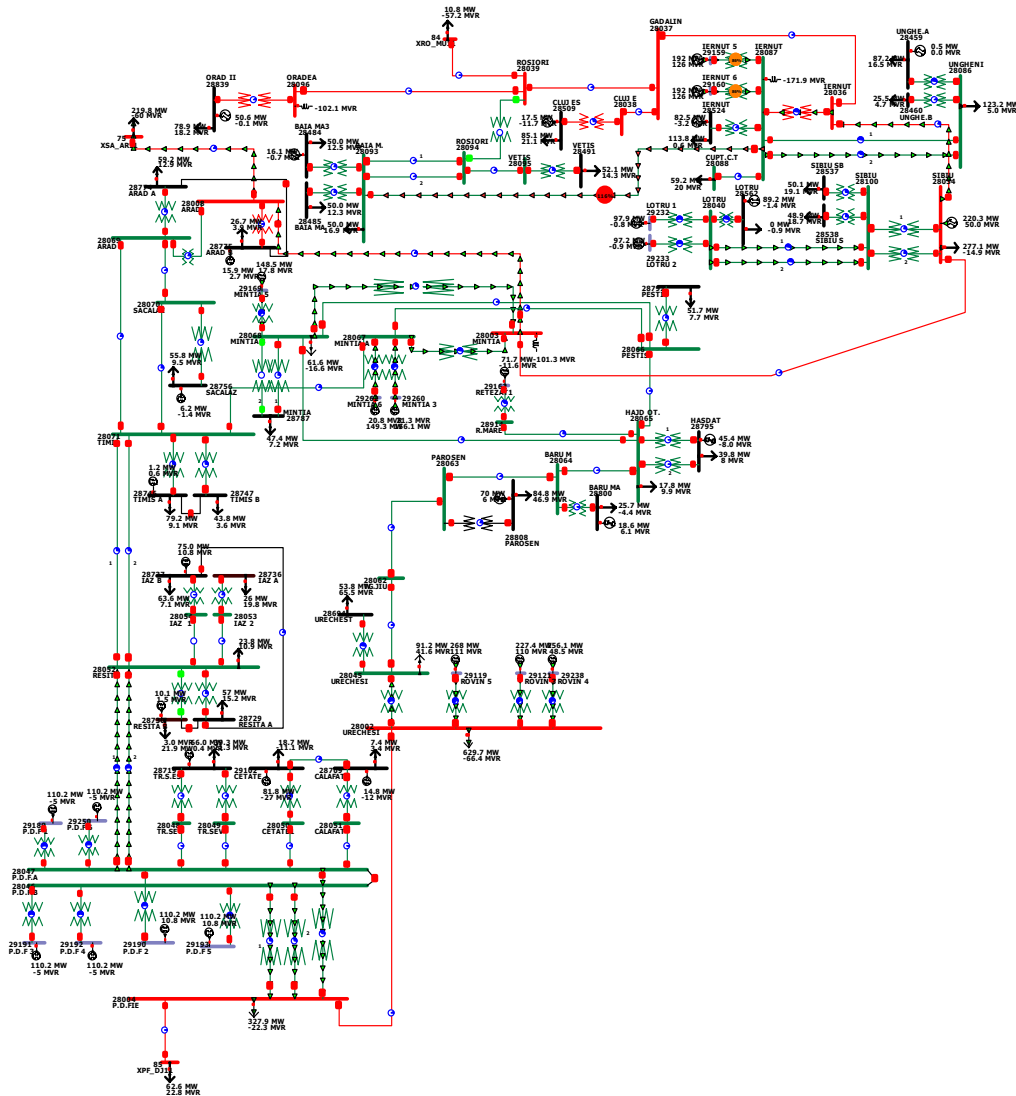


Fig. 7.2. Regimul de funcționare cu congestie pe linia Iernut-Baia Mare

Se menționează că absolut similar se pot determina contribuțiile consumatorilor la circulațiile de putere prin elementele de rețea, se poate face defalcarea pierderilor de putere pe consumatori, realizându-se în final alocarea costurilor de transport al energiei electrice consumatorilor.

La fel ca la studiile de caz din capitolele 3 și 4, alocarea costurilor se realizează separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active.

În realitate, alocarea se face atât la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

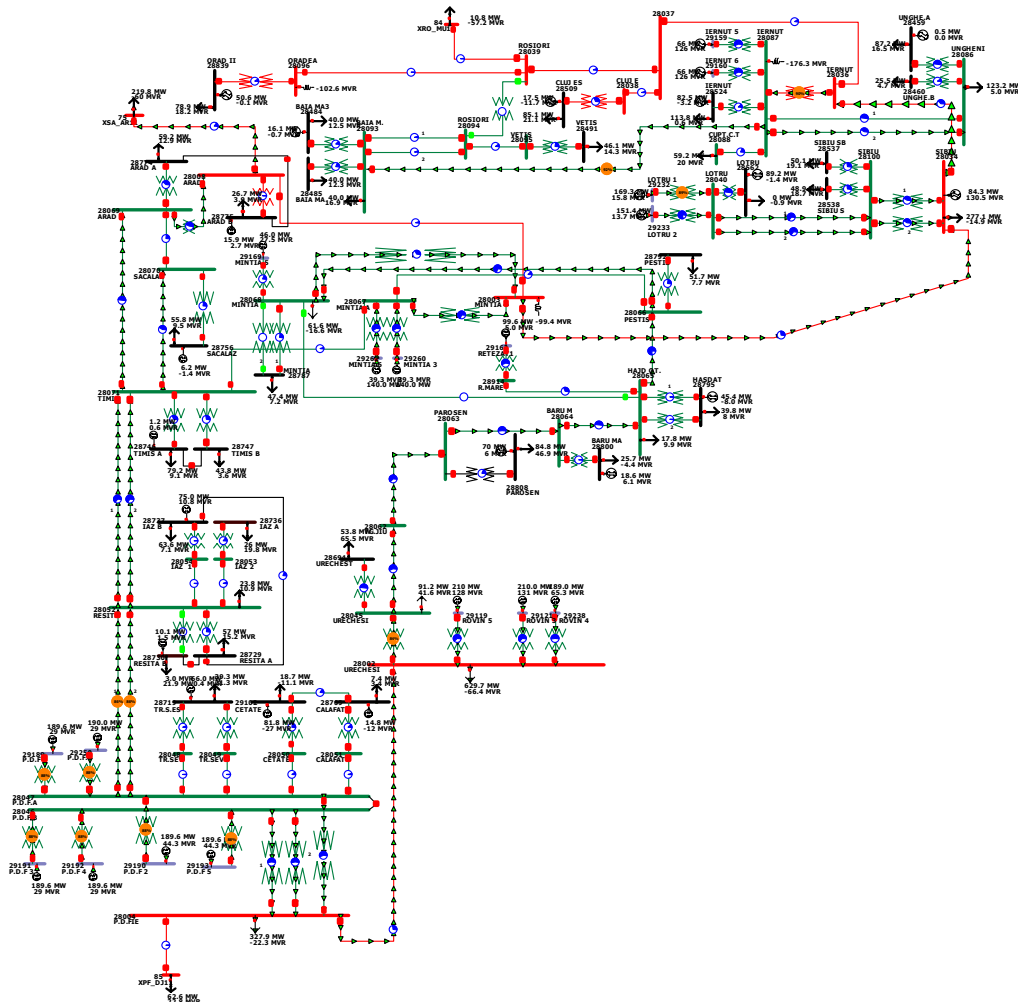


Fig. 7.3. Regimul de funcționare cu congestia rezolvată pe linia Iernut-Baia Mare

Tabelul 7.1. Contribuțiile surselor la circulațiile de putere activă

Nod <i>i</i>	Nume nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Nume nod <i>j</i>	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.S.ES
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	0.730	0.730	0.730	0.044	0.227	0.103
28036	IERNUT	28087	IERNUT	2.198	2.198	2.198	0.132	0.683	0.309
28045	URECHESI	28002	URECHESI	9.080	9.080	9.080	0.547	2.822	1.276
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	-	-	190.000	-	-	-
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	190.000	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	-	190.000	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	65.893	65.893	65.893	3.971	20.479	9.260
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	65.893	65.893	65.893	3.971	20.479	9.260
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	-	-	-	-	-	-
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	4.941	4.941	4.941	0.298	1.536	0.694
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	-	-	-	-	-	-

## 170 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.S.ES
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	2.417	2.417	2.417	0.146	0.751	0.340
28069	ARAD	28008	ARAD	37.901	37.901	37.901	2.284	11.779	5.326
28052	RESITA	28071	TIMIS	51.988	51.988	51.988	3.133	16.157	7.306
28052	RESITA	28071	TIMIS	51.988	51.988	51.988	3.133	16.157	7.306
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	58.240	58.240	58.240	3.510	18.100	8.184
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	4.941	4.941	4.941	0.298	1.536	0.694
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	-	-	-	-	-	-
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	-	-	-	-	-	-
28063	PAROSEN	28064	BARU M	4.519	4.519	4.519	0.272	1.404	0.635
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28774	ARAD A	18.704	18.704	18.704	1.127	5.813	2.628
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	4.316	4.316	4.316	0.260	1.341	0.607
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.501	0.501	0.501	0.030	0.156	0.070
28069	ARAD	28071	TIMIS	36.241	36.241	36.241	2.184	11.263	5.093
28034	SIBIU	28036	IERNUT	2.857	2.857	2.857	0.172	0.888	0.402
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	0.391	0.391	0.391	0.024	0.121	0.055
28040	LOTRU	28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	2.276	2.276	2.276	0.137	0.707	0.320
28045	URECHESI	28694	URECHEST	1.536	1.536	1.536	0.093	0.477	0.216
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	2.274	2.274	2.274	0.137	0.707	0.320
28774	ARAD A	28775	ARAD B	3.347	3.347	3.347	0.202	1.040	0.470
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.560	0.560	0.560	0.034	0.174	0.079
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	-	-	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	33.232	33.232	33.232	2.003	10.328	4.670
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	1.740	1.740	1.740	0.105	0.541	0.244
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	1.446	1.446	1.446	0.087	0.450	0.203
28003	MINTIA	28034	SIBIU	4.569	4.569	4.569	0.275	1.420	0.642
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0.418	0.418	0.418	0.025	0.130	0.059
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	27.056	27.056	27.056	1.631	8.409	3.802
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	15.747	15.747	15.747	0.949	4.894	2.213
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	15.851	15.851	15.851	0.955	4.926	2.227
28069	ARAD	28070	SACALAZ	20.365	20.365	20.365	1.227	6.329	2.862
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28792	PESTIS	0.758	0.758	0.758	0.046	0.235	0.106
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	12.867	12.867	12.867	0.775	3.999	1.808
28052	RESITA	28729	RESITA A	12.608	12.608	12.608	0.760	3.918	1.772
28050	CETATE1	29102	CETATE	-	-	-	-	45.200	-
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	0.630	0.630	0.630	0.038	0.154	0.089
28095	VETIS	28491	VETIS	0.208	0.208	0.208	0.013	0.065	0.029
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0.422	0.422	0.422	0.025	0.131	0.059
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0.550	0.550	0.550	0.033	0.171	0.077
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.267	0.267	0.267	0.016	0.083	0.037
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.198	0.198	0.198	0.012	0.062	0.028
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0.463	0.463	0.463	0.028	0.144	0.065
28709	CALAFAT	29102	CETATE	-	-	-	-	17.900	-
75	XSA AR11	28008	ARAD	39.113	39.113	39.113	2.357	12.156	5.496
28008	ARAD	28775	ARAD B	0.244	0.244	0.244	0.015	0.076	0.034
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	6.745	6.745	6.745	0.406	2.096	0.948
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.141	0.141	0.141	0.008	0.044	0.020
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	4.384	4.384	4.384	0.264	1.363	0.616
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	-	-	-	11.451	13.849	-
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	-	-	-	-	45.200	-
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0.175	0.175	0.175	0.011	0.054	0.025
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.208	0.208	0.208	0.013	0.065	0.029

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 171

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.S.ES
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.115	0.115	0.115	0.007	0.036	0.016
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.126	0.126	0.126	0.008	0.039	0.018
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0.659	0.659	0.659	0.040	0.205	0.093
28003	MINTIA	28008	ARAD	0.950	0.950	0.950	0.057	0.295	0.134
28729	RESITA A	28730	RESITA B	2.257	2.257	2.257	0.136	0.701	0.317
28052	RESITA	28053	IAZ 2	6.745	6.745	6.745	0.406	2.096	0.948
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0.175	0.175	0.175	0.011	0.054	0.025
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	-	-	-	11.451	13.849	-
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	13.300
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	13.400
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	2.880	2.880	2.880	0.174	0.895	0.405
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.104	0.104	0.104	0.003	0.032	0.015
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.104	0.104	0.104	0.006	0.032	0.015
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0.418	0.418	0.418	0.025	0.130	0.059
28064	BARU M	28800	BARU MA	0.181	0.181	0.181	0.011	0.056	0.025
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	-	-	-	-	-	13.400
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0.242	0.242	0.242	0.015	0.075	0.034
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	-	-	-	-	-	13.300
85	XPF DJ11	28004	P.D.FIE	4.999	4.999	4.999	0.301	1.554	0.703
84	XRO MU11	28039	ROSIORI	0.067	0.067	0.067	0.004	0.021	0.009
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	2.283	2.283	2.283	0.138	0.709	0.321
28052	RESITA	28054	IAZ 1	2.283	2.283	2.283	0.138	0.709	0.321

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 3	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	2.020	2.020	2.020	2.899	2.899	5.203	5.203
28036	IERNUT	28087	IERNUT	6.084	6.084	6.084	8.730	8.730	15.670	15.670
28045	URECHESI	28002	URECHESI	27.274	27.274	27.274	-	-	70.480	70.480
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	-	-	190.000	-	-	-	-
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	-	190.000	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	190.000	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	7.537	7.537	7.537	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	7.537	7.537	7.537	-	-	-	-
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	-	-	-	-	-	210.000	-
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	-	-	-	-	-	-	210.000
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	14.842	14.842	14.842	-	-	38.353	38.353
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	-	-	-	-	140.000	-	-
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	-	-	-	-140.000	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0.276	0.276	0.276	117.492	117.492	-	-
28069	ARAD	28008	ARAD	4.335	4.335	4.335	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	5.947	5.947	5.947	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	5.947	5.947	5.947	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	14.842	14.842	14.842	-	-	38.353	38.353
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	-	-	-	-	-	-	-
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	-	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	-	-	-	-	-	-	-
28063	PAROSEN	28064	BARU M	13.573	13.573	13.573	-	-	35.074	35.074
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	84.133	84.133	84.133	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	84.133	84.133	84.133	-	-	-	-
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	-	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28774	ARAD A	2.140	2.140	2.140	-	-	-	-
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	12.964	12.964	12.964	-	-	33.501	33.501
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	1.387	1.387	1.387	1.990	1.990	3.571	3.571
28069	ARAD	28071	TIMIS	4.145	4.145	4.145	-	-	-	-
28034	SIBIU	28036	IERNUT	7.908	7.908	7.908	11.347	11.347	20.368	20.368
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	1.081	1.081	1.081	1.551	1.551	2.785	2.785
28040	LOTRU	28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	6.835	6.835	6.835	-	-	17.664	17.664

## 172 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 3	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5
28045	URECHESI	28694	URECHEST	4.613	4.613	4.613	-	-	11.920	11.920
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	6.293	6.293	6.293	9.029	9.029	16.206	16.206
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0.383	0.383	0.383	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	1.549	1.549	1.549	2.222	2.222	3.989	3.989
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	21.733	21.733	21.733	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	3.801	3.801	3.801	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	5.225	5.225	5.225	-	-	13.502	13.502
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	-	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	3.466	3.466	3.466	14.781	14.781	8.867	8.867
28003	MINTIA	28034	SIBIU	12.644	12.644	12.644	18.142	18.142	32.564	32.564
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	1.156	1.156	1.156	1.658	1.658	2.976	2.976
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	81.264	81.264	81.264	-	-	-	-
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	1.801	1.801	1.801	-	-	-	-
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	1.813	1.813	1.813	-	-	-	-
28069	ARAD	28070	SACALAZ	2.329	2.329	2.329	-	-	-	-
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	-	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	-	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28792	PESTIS	1.815	1.815	1.815	7.742	7.742	4.644	4.644
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	1.472	1.472	1.472	-	-	-	-
28052	RESITA	28729	RESITA A	1.442	1.442	1.442	-	-	-	-
28050	CETATE1	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	1.743	1.743	1.743	2.501	2.501	4.490	4.490
28095	VETIS	28491	VETIS	0.576	0.576	0.576	0.827	0.827	1.484	1.484
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	1.269	1.269	1.269	-	-	3.279	3.279
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0.063	0.063	0.063	-	-	18.079	-
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.738	0.738	0.738	1.059	1.059	1.901	1.901
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.549	0.549	0.549	0.787	0.787	1.413	1.413
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0.053	0.053	0.053	22.508	22.508	-	-
28709	CALAFAT	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-
75	XSA_AR11	28008	ARAD	6.996	6.996	6.996	3.775	3.775	6.775	6.775
28008	ARAD	28775	ARAD B	0.028	0.028	0.028	-	-	-	-
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0.772	0.772	0.772	-	-	-	-
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.390	0.390	0.390	0.560	0.560	1.005	1.005
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0.501	0.501	0.501	-	-	-	-
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	-	-	-	-	-	-	-
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0.484	0.484	0.484	0.694	0.694	1.246	1.246
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.576	0.576	0.576	0.827	0.827	1.484	1.484
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.318	0.318	0.318	0.456	0.456	0.819	0.819
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.348	0.348	0.348	0.499	0.499	0.896	0.896
28036	IERNUT	28037	GADALIN	1.824	1.824	1.824	2.617	2.617	4.698	4.698
28003	MINTIA	28008	ARAD	2.630	2.630	2.630	3.773	3.773	6.772	6.772
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0.222	0.258	0.258	-	-	3.101	-
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0.772	0.772	0.772	-	-	-	-
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0.484	0.484	0.484	0.694	0.694	1.246	1.246
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0.329	0.329	0.329	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.288	0.288	0.288	0.413	0.413	0.742	0.742
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.288	0.288	0.288	0.413	0.413	0.742	0.742
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	1.156	1.156	1.156	1.658	1.658	2.976	2.976
28064	BARU M	28800	BARU MA	0.545	0.545	0.545	-	-	1.408	1.408
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	-	-	-	-	-	-	-
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0.668	0.668	0.668	0.959	0.959	1.722	1.722
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	-	-	-	-	-	-	-
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	15.015	15.015	15.015	-	-	-	-
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0.185	0.185	0.185	0.265	0.265	0.476	0.476
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0.261	0.261	0.261	-	-	-	-
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0.261	0.261	0.261	-	-	-	-



## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 173

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	ROVIN 4	HASDAT	RETEZAT1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	4.683	0.870	15.531	9.021	10.818	20.618
28036	IERNUT	28087	IERNUT	14.103	2.619	46.774	27.169	32.581	62.094
28045	URECHESI	28002	URECHESI	63.432	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	-	-	-	-	-	170.000
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	-	-	-	-	-	-
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	34.518	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	44.589	84.979
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	44.589	84.979
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28008	ARAD	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	34.518	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	-	-	-	-	-	-
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	-	-	100.000	-	-	-
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	-	-	-	-	-	-
28063	PAROSEN	28064	BARU M	31.566	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	189.000	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28774	ARAD A	-	-	-	-	-	-
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	30.151	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	3.214	0.597	10.661	6.192	7.426	14.152
28069	ARAD	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28034	SIBIU	28036	IERNUT	18.331	3.405	60.798	35.315	42.349	80.711
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	2.506	0.465	8.312	4.828	5.790	11.034
28040	LOTRU	28562	LOTRU	-	-	-	-	89.200	-
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	15.897	2.953	52.726	-	-	-
28045	URECHESI	28694	URECHEST	10.728	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	14.585	2.709	48.375	28.099	-	-
28774	ARAD A	28775	ARAD B	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	33.854	64.520
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	33.854	64.520
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	3.590	0.667	11.907	6.916	8.294	15.807
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	-	-	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	12.152	2.257	40.304	-	-	-
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	-	-	100.000	-	-	-
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	-	-	-	46.000	-	-
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	7.980	1.482	26.467	-	-	-
28003	MINTIA	28034	SIBIU	29.307	5.443	97.203	56.461	-	-
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	2.679	0.498	8.884	5.161	6.189	11.794
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28070	SACALAZ	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	-	-	-	-	10.865	20.708
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	-	-	-	-	10.605	20.212
28066	PESTIS	28792	PESTIS	4.180	0.776	13.864	-	-	-
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28729	RESITA A	-	-	-	-	-	-

## 174 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	ROVIN 4	HASDAT	RETEZAT1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1
28050	CETATE1	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	4.041	0.750	13.401	7.784	-	-
28095	VETIS	28491	VETIS	1.335	0.248	4.429	2.573	3.085	5.880
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	2.951	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	1.711	0.318	5.675	3.297	3.953	7.534
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	1.272	0.236	4.218	2.450	2.938	5.600
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	-	-	-	-	-	-
28709	CALAFAT	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-
75	XSA_AR11	28008	ARAD	6.098	1.133	20.224	11.748	-	-
28008	ARAD	28775	ARAD B	-	-	-	-	-	-
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.905	0.168	3.001	1.743	2.090	3.984
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	-	-	-	-	-	-
28096	ORADEA	28839	ORAD II	1.121	0.208	3.719	2.160	2.591	4.938
28094	ROSIORI	28095	VETIS	1.335	0.248	4.429	2.573	3.085	5.880
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.737	0.137	2.445	1.420	1.703	3.245
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.806	0.150	2.675	1.554	1.863	3.551
28036	IERNUT	28037	GADALIN	4.228	0.785	14.023	8.145	9.768	18.616
28003	MINTIA	28008	ARAD	6.095	1.132	20.215	11.742	-	-
28729	RESITA A	28730	RESITA B	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28053	IAZ 2	-	-	-	-	-	-
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	1.121	0.208	3.719	2.160	2.591	4.938
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	-	-	-	-	-	-
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.668	0.124	2.215	1.286	1.543	2.940
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.668	0.124	2.215	1.286	1.543	2.940
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	2.679	0.498	8.884	5.161	6.189	11.794
28064	BARU M	28800	BARU MA	1.267	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	-	-	-	-	-	-
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	1.549	0.288	5.139	2.985	3.579	6.822
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	-	-	-	-	-	-
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0.428	0.079	1.419	0.824	0.989	1.884
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	2.800	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	2.800	-	-	-	-
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28054	IAZ 1	-	-	-	-	-	-

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	LOTRU 2	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	18.447	13.358	21.914	21.914	-	-
28036	IERNUT	28087	IERNUT	55.556	40.230	-	-	-	-
28045	URECHESI	28002	URECHESI	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	152.100	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	-	-	-	-	-	-
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	76.032	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	76.032	-	-	-	-	-

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 175

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	LOTRU 2	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28008	ARAD	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	-	-	66.000	-	-	-
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	-	-	-	66.000	-	-
28063	PAROSEN	28064	BARU M	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28774	ARAD A	-	-	-	-	-	-
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	12.662	9.169	15.042	15.042	-	-
28069	ARAD	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28034	SIBIU	28036	IERNUT	72.212	52.291	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	9.872	7.149	11.728	11.728	-	-
28040	LOTRU	28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28694	URECHEST	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	-	-	-	-	-	-
28774	ARAD A	28775	ARAD B	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	57.726	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	57.726	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	14.142	10.241	16.801	16.801	-	-
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	-	-	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	-	-	-	-	-	-
28003	MINTIA	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	10.552	7.641	-	-	-	-
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28070	SACALAZ	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	18.527	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	18.083	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28792	PESTIS	-	-	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28729	RESITA A	-	-	-	-	-	-
28050	CETATE1	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	-	-	-	-	-	-
28095	VETIS	28491	VETIS	5.261	3.809	6.250	6.250	-	-
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	-	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	6.741	4.881	8.008	8.008	-	-
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	5.010	3.628	5.952	5.952	-	-
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	-	-	-	-	-	-
28709	CALAFAT	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-
75	XSA_AR11	28008	ARAD	-	0.000	0.000	0.000	-	1.160
28008	ARAD	28775	ARAD B	-	-	-	-	-	1.159
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	28524	IERNUT	3.564	2.581	4.234	4.234	-	-
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	-	-	-	-	-	-
28096	ORADEA	28839	ORAD II	4.418	3.199	-	-	-	-
28094	ROSIORI	28095	VETIS	5.261	3.809	6.250	6.250	-	-
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	2.904	2.103	3.449	3.449	-	-
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	3.177	2.300	3.774	3.774	-	-
28036	IERNUT	28037	GADALIN	16.656	12.061	-	-	-	-

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	LOTRU 2	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B
28003	MINTIA	28008	ARAD	-	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	28730	RESITA B	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28053	IAZ 2	-	-	-	-	-	-
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	4.418	3.199	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	-	-	-	-	-	-
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	2.630	1.905	3.125	3.125	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	2.630	1.905	3.125	3.125	-	-
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	10.552	7.641	-	-	-	-
28064	BARU M	28800	BARU MA	-	-	-	-	0.747	-
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	-	-	-	-	-	-
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	6.104	4.420	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	-	-	-	-	-	-
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	1.686	1.221	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28054	IAZ 1	-	-	-	-	-	-

Tabelul 7.2. Contribuțiile surselor la alimentarea consumatorilor

Număr	Nume	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.SEV	P.D.F 3	P.D.F 4	P.D.F 5
75	XSA_AR11	38.970	38.970	38.970	2.349	11.990	5.476	5.496	5.496	5.496
84	XRO_MU11	0.057	0.057	0.057	0.003	0.009	0.008	0.079	0.079	0.079
85	XPF_DJ11	4.999	4.999	4.999	0.301	1.554	0.703	15.015	15.015	15.015
28002	URECHESI	17.975	17.975	17.975	1.083	5.586	2.526	53.990	53.990	53.990
28004	P.D.FIE	26.185	26.185	26.185	1.578	8.138	3.680	78.649	78.649	78.649
28034	SIBIU	1.454	1.454	1.454	0.088	0.233	0.204	2.037	2.037	2.037
28045	URECHESI	2.603	2.603	2.603	0.157	0.809	0.366	7.819	7.819	7.819
28052	RESITA	6.174	6.174	6.174	0.372	1.919	0.372	0.706	0.706	0.706
28065	HAJD OT.	0.299	0.299	0.299	0.018	0.093	0.042	0.899	0.899	0.899
28068	MINTIA B	0.819	0.819	0.819	0.049	0.254	0.115	2.265	2.265	2.265
28086	UNGHENI	0.472	0.472	0.472	0.028	0.076	0.066	0.661	0.661	0.661
28088	CUPT.C.T	0.227	0.227	0.227	0.014	0.036	0.032	0.317	0.317	0.317
28093	BAIA M.	0.168	0.168	0.168	0.010	0.027	0.024	0.236	0.236	0.236
28459	UNGHE.A	0.332	0.332	0.332	0.020	0.053	0.047	0.465	0.465	0.465
28460	UNGHE.B	0.098	0.098	0.098	0.006	0.016	0.014	0.137	0.137	0.137
28484	BAIA MA3	0.107	0.107	0.107	0.006	0.017	0.015	0.150	0.150	0.150
28485	BAIA MA	0.168	0.168	0.168	0.010	0.027	0.024	0.236	0.236	0.236
28491	VETIS	0.177	0.177	0.177	0.011	0.028	0.025	0.248	0.248	0.248
28509	CLUJ ES	0.355	0.355	0.355	0.021	0.057	0.050	0.497	0.497	0.497
28524	IERNUT	0.120	0.120	0.120	0.007	0.019	0.017	0.168	0.168	0.168
28537	SIBIU SB	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28538	SIBIU S	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28694	URECHEST	1.536	1.536	1.536	0.093	0.477	0.216	4.613	4.613	4.613
28709	CALAFAT	-	-	-	3.349	4.051	v	-	-	-
28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	39.300	-	-	-
28729	RESITA A	10.901	10.901	10.901	0.657	3.388	1.495	1.071	1.247	1.247
28730	RESITA B	2.257	2.257	2.257	0.136	0.701	0.310	0.222	0.258	0.258
28736	IAZ A	6.745	6.745	6.745	0.406	2.096	0.406	0.772	0.772	0.772
28737	IAZ B	1.733	1.733	1.733	0.104	0.538	0.104	0.198	0.198	0.198
28746	TIMIS A	20.235	20.235	20.235	1.219	6.289	2.844	2.315	2.315	2.315
28747	TIMIS B	11.363	11.363	11.363	0.685	3.531	1.597	1.300	1.300	1.300
28756	SACALAZ	12.867	12.867	12.867	0.775	3.999	1.808	1.472	1.472	1.472
28774	ARAD A	15.358	15.358	15.358	0.926	4.773	2.158	1.757	1.757	1.757
28775	ARAD B	3.103	3.103	3.103	0.187	0.964	0.436	0.355	0.355	0.355
28787	MINTIA	0.630	0.630	0.630	0.038	0.154	0.089	1.743	1.743	1.743
28792	PESTIS	0.758	0.758	0.758	0.046	0.235	0.106	1.815	1.815	1.815
28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28800	BARU MA	0.203	0.203	0.203	0.012	0.063	0.028	0.609	0.609	0.609
28808	PAROSEN	0.422	0.422	0.422	0.025	0.131	0.059	1.269	1.269	1.269
28839	ORAD II	0.149	0.149	0.149	0.009	0.024	0.021	0.208	0.208	0.208
29102	CETATE	-	-	-	-	18.700	-	-	-	-

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 177

Număr	Nume	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4	HASDAT	RETEZAT1	MINTIA 5	LOTRU
75	XSA_AR11	21.787	21.787	2.791	2.791	2.512	0.466	8.330	4.839	
84	XRO_MU11	1.529	1.529	0.196	0.196	0.176	0.033	0.585	0.340	0.989
85	XPF_DJ11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	-	-	139.520	139.520	125.568	-	-	-	-
28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28034	SIBIU	39.232	39.232	5.025	5.025	4.523	0.840	15.000	8.713	25.367
28045	URECHESI	-	-	20.207	20.207	18.186	-	-	-	-
28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	-	-	2.322	2.322	2.090	0.388	6.931	-	-
28068	MINTIA B	3.251	3.251	5.835	5.835	5.251	0.975	17.416	10.116	-
28086	UNGHENI	12.724	12.724	1.630	1.630	1.467	0.272	4.865	2.826	8.227
28088	CUPT.C.T	6.114	6.114	0.783	0.783	0.705	0.131	2.338	1.358	3.953
28093	BAIA M.	4.544	4.544	0.582	0.582	0.524	0.097	1.737	1.009	2.938
28459	UNGHE.A	8.954	8.954	1.147	1.147	1.032	0.192	3.424	1.989	5.790
28460	UNGHE.B	2.634	2.634	0.337	0.337	0.304	0.056	1.007	0.585	1.703
28484	BAIA MA3	2.881	2.881	0.369	0.369	0.332	0.062	1.102	0.640	1.863
28485	BAIA MA	4.544	4.544	0.582	0.582	0.524	0.097	1.737	1.009	2.938
28491	VETIS	4.771	4.771	0.611	0.611	0.550	0.102	1.824	1.060	3.085
28509	CLUJ ES	9.571	9.571	1.226	1.226	1.103	0.205	3.659	2.126	6.189
28524	IERNUT	3.233	3.233	0.414	0.414	0.373	0.069	1.236	0.718	2.090
28537	SIBIU SB	-	-	-	-	-	-	-	-	10.865
28538	SIBIU S	-	-	-	-	-	-	-	-	10.605
28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28694	URECHEST	-	-	11.920	11.920	10.728	-	-	-	-
28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28730	RESITA B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28736	IAZ A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28746	TIMIS A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28756	SACALAZ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28774	ARAD A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28775	ARAD B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28787	MINTIA	2.501	2.501	4.490	4.490	4.041	0.750	13.401	7.784	-
28792	PESTIS	7.742	7.742	4.644	4.644	4.180	0.776	13.864	-	-
28795	HASDAT	-	-	-	-	-	39.800	-	-	-
28800	BARU MA	-	-	1.573	1.573	1.416	-	-	-	-
28808	PAROSEN	-	-	3.279	3.279	2.951	-	-	-	-
28839	ORAD II	4.007	4.007	0.513	0.513	0.462	0.086	1.532	0.890	2.591
29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Număr	Nume	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B	UNGHE.A	CLUJ ES
75	XSA_AR11	-	-	-	-	-	-	1.160	-	-
84	XRO_MU11	1.884	1.686	1.221	-	-	-	-	-	-
85	XPF_DJ11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28034	SIBIU	48.346	43.256	31.322	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	15.680	14.029	10.158	16.666	16.666	-	-	-	-
28088	CUPT.C.T	7.534	6.741	4.881	8.008	8.008	-	-	-	-
28093	BAIA M.	5.600	5.010	3.628	5.952	5.952	-	-	-	-
28459	UNGHE.A	11.034	9.872	7.149	11.728	11.728	-	-	0.5	-
28460	UNGHE.B	3.245	2.904	2.103	3.449	3.449	-	-	-	-
28484	BAIA MA3	3.551	3.177	2.300	3.774	3.774	-	-	-	-
28485	BAIA MA	5.600	5.010	3.628	5.952	5.952	-	-	-	-
28491	VETIS	5.880	5.261	3.809	6.250	6.250	-	-	-	-
28509	CLUJ ES	11.794	10.552	7.641	-	-	-	-	-	17.5
28524	IERNUT	3.984	3.564	2.581	4.234	4.234	-	-	-	-
28537	SIBIU SB	20.708	18.527	-	-	-	-	-	-	-

## 178 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Număr	Nume	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B	UNGHE.A	CLUJ ES
28538	SIBIU S	20.212	18.083	-	-	-	-	-	-	-
28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28694	URECHEST	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28730	RESITA B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28736	IAZ A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28746	TIMIS A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28756	SACALAZ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28774	ARAD A	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28775	ARAD B	-	-	-	-	-	-	14.741	-	-
28787	MINTIA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28792	PESTIS	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28800	BARU MA	-	-	-	-	-	18.600	-	-	-
28808	PAROSEN	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28839	ORAD II	4.938	4.418	3.199	-	-	-	-	-	-
29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Număr	Nume	BAIA MA3	IERNUT	IAZ B	RESITA B	TIMIS A	SACALAZ	PAROSEN	ORAD II
75	XSA_AR11	-	-	-	-	-	-	-	-
84	XRO_MU11	-	-	-	-	-	-	-	-
85	XPF_DJ11	-	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	-	-	-	-	-	-	-	-
28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-	-
28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	-	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	-	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	-	-	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	-	-	-	-	-	-	-	-
28088	CUPT.C.T	-	-	-	-	-	-	-	-
28093	BAIA M.	-	-	-	-	-	-	-	-
28459	UNGHE.A	-	-	-	-	-	-	-	-
28460	UNGHE.B	-	-	-	-	-	-	-	-
28484	BAIA MA3	16.1	-	-	-	-	-	-	-
28485	BAIA MA	-	-	-	-	-	-	-	-
28491	VETIS	-	-	-	-	-	-	-	-
28509	CLUJ ES	-	-	-	-	-	-	-	-
28524	IERNUT	-	82.5	-	-	-	-	-	-
28537	SIBIU SB	-	-	-	-	-	-	-	-
28538	SIBIU S	-	-	-	-	-	-	-	-
28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-	-	-
28694	URECHEST	-	-	-	-	-	-	-	-
28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-	-
28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	-	-	14.97804	-	-	-	-	-
28730	RESITA B	-	-	3.100717	10.1	-	-	-	-
28736	IAZ A	-	-	-	-	-	-	-	-
28737	IAZ B	-	-	56.92124	-	-	-	-	-
28746	TIMIS A	-	-	-	-	1.200	-	-	-
28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-	-	-
28756	SACALAZ	-	-	-	-	-	6.2	-	-
28774	ARAD A	-	-	-	-	-	-	-	-
28775	ARAD B	-	-	-	-	-	-	-	-
28787	MINTIA	-	-	-	-	-	-	-	-
28792	PESTIS	-	-	-	-	-	-	-	-
28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-	-
28800	BARU MA	-	-	-	-	-	-	-	-
28808	PAROSEN	-	-	-	-	-	-	70.000	-
28839	ORAD II	-	-	-	-	-	-	-	50.600
29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabelul 7.3. Defalcarea pierderilor de putere activă pe generatoare

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.SEV	P.D.F 3
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	0.014	0.014	0.014	0.001	0.004	0.002	0.026
28036	IERNUT	28087	IERNUT	0.004	0.004	0.004	0.000	0.001	0.000	0.007
28045	URECHESI	28002	URECHESI	0.027	0.027	0.027	0.002	0.008	0.004	0.083
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0.7200	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0.7200	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	0.7200
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0.7200	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	2.6003	2.6003	2.6003	0.1526	0.7913	0.3575	0.3458
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	2.6003	2.6003	2.6003	0.1526	0.7913	0.3575	0.3458
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	0	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	0.0411	0.0411	0.0411	0.0024	0.0125	0.0057	0.1256
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0.0030	0.0030	0.0030	0.0002	0.0009	0.0004	0.0004
28069	ARAD	28008	ARAD	0.1154	0.1154	0.1154	0.0068	0.0351	0.0159	0.0153
28052	RESITA	28071	TIMIS	1.0181	1.0181	1.0181	0.0598	0.3098	0.1400	0.1354
28052	RESITA	28071	TIMIS	1.0181	1.0181	1.0181	0.0598	0.3098	0.1400	0.1354
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0.1616	0.1616	0.1616	0.0095	0.0492	0.0222	0.0215
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	0.0188	0.0188	0.0188	0.0011	0.0057	0.0026	0.0575
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	0.0196	0.0196	0.0196	0.0012	0.0060	0.0027	0.0599
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0.1867
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0.1867
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28774	ARAD A	0.0410	0.0410	0.0410	0.0024	0.0125	0.0056	0.0055
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	0.0376	0.0376	0.0376	0.0022	0.0114	0.0052	0.1150
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.0015	0.0015	0.0015	0.0001	0.0004	0.0002	0.0028
28069	ARAD	28071	TIMIS	0.3924	0.3924	0.3924	0.0230	0.1194	0.0539	0.0522
28034	SIBIU	28036	IERNUT	0.0147	0.0147	0.0147	0.0009	0.0045	0.0020	0.0279
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	0.0004	0.0004	0.0004	0.0000	0.0001	0.0001	0.0008
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	0.0102	0.0102	0.0102	0.0006	0.0031	0.0014	0.0311
28045	URECHESI	28694	URECHEST	0.0051	0.0051	0.0051	0.0003	0.0016	0.0007	0.0156
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	0.0053	0.0053	0.0053	0.0003	0.0016	0.0007	0.0156
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.0016	0.0016	0.0016	0.0001	0.0005	0.0002	0.0030
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	0.1487	0.1487	0.1487	0.0087	0.0453	0.0205	0.0198
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	0.0045	0.0045	0.0045	0.0003	0.0014	0.0006	0.0139
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	0.0035	0.0035	0.0035	0.0002	0.0011	0.0005	0.0095
28003	MINTIA	28034	SIBIU	0.0280	0.0280	0.0280	0.0016	0.0085	0.0039	0.0533
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0.0007	0.0007	0.0007	0.0000	0.0002	0.0001	0.0014
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	0.2597	0.2597	0.2597	0.0152	0.0790	0.0357	0.7937
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	0.0359	0.0359	0.0359	0.0021	0.0109	0.0049	0.0048
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	0.0359	0.0359	0.0359	0.0021	0.0109	0.0049	0.0048
28069	ARAD	28070	SACALAZ	0.1590	0.1590	0.1590	0.0093	0.0484	0.0219	0.0211
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	0.0016	0.0016	0.0016	0.0001	0.0005	0.0002	0.0043
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	0.0308	0.0308	0.0308	0.0018	0.0094	0.0042	0.0041
28052	RESITA	28729	RESITA A	0.0308	0.0308	0.0308	0.0018	0.0094	0.0042	0.0041
28050	CETATEI	29102	CETATE	0	0	0	0	0.1200	0	0

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.SEV	P.D.F 3
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	0.0015	0.0015	0.0015	0.0001	0.0004	0.0002	0.0045
28095	VETIS	28491	VETIS	0.0002	0.0002	0.0002	0.0000	0.0001	0.0000	0.0004
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0.0024	0.0024	0.0024	0.0001	0.0007	0.0003	0.0074
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0.0044	0.0044	0.0044	0.0003	0.0013	0.0006	0.0006
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.0012	0.0012	0.0012	0.0001	0.0004	0.0002	0.0024
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.0002	0.0002	0.0002	0.0000	0.0001	0.0000	0.0004
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0.0006	0.0006	0.0006	0.0000	0.0002	0.0001	0.0001
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	0.1600	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	0.0942	0.0942	0.0942	0.0055	0.0287	0.0130	0.0155
28008	ARAD	28775	ARAD B	0.0157	0.0157	0.0157	0.0009	0.0048	0.0022	0.0021
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0.0256	0.0256	0.0256	0.0015	0.0078	0.0035	0.0034
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.0004	0.0004	0.0004	0.0000	0.0001	0.0000	0.0007
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0	0	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0.0453	0.0547	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	0.5000	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0.0005	0.0005	0.0005	0.0000	0.0002	0.0001	0.0010
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.0004	0.0004	0.0004	0.0000	0.0001	0.0001	0.0008
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.0002	0.0002	0.0002	0.0000	0.0001	0.0000	0.0004
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.0002	0.0002	0.0002	0.0000	0.0001	0.0000	0.0004
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0.0022	0.0022	0.0022	0.0001	0.0007	0.0003	0.0043
28003	MINTIA	28008	ARAD	0.0120	0.0120	0.0120	0.0007	0.0036	0.0016	0.0227
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0.0308	0.0308	0.0308	0.0018	0.0094	0.0042	0.0041
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0.0050	0.0050	0.0050	0.0003	0.0015	0.0007	0.0094
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0.2037	0.2463	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0.100	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0.100	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0.1590	0.1590	0.1590	0.0093	0.0484	0.0219	0.0211
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.0002	0.0002	0.0002	0.0000	0.0001	0.0000	0.0004
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.0002	0.0002	0.0002	0.0000	0.0001	0.0000	0.0004
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0.0007	0.0007	0.0007	0.0000	0.0002	0.0001	0.0013
28064	BARU M	28800	BARU MA	0.0024	0.0024	0.0024	0.0001	0.0007	0.0003	0.0073
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	0.040	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0.004	0.004	0.004	0.0003	0.001	0.001	0.008
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	0.040	0
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0.0001	0.0001	0.0001	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0.023	0.023	0.023	0.001	0.007	0.003	0.003
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0.021	0.021	0.021	0.001	0.006	0.003	0.003
<b>Total pierderi [MW]</b>				<b>10.018</b>	<b>10.018</b>	<b>10.018</b>	<b>0.795</b>	<b>3.911</b>	<b>1.559</b>	<b>3.781</b>

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	0.026	0.026	0.565	0.565	0.069	0.069	0.068
28036	IERNUT	28087	IERNUT	0.007	0.007	0.147	0.147	0.018	0.018	0.018
28045	URECHESI	28002	URECHESI	0.083	0.083	0	0	0.223	0.223	0.221
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0.7200	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0.7200	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0.3458	0.3458	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0.3458	0.3458	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	0.720	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	0.720	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	0.1256	0.1256	0	0	0.337	0.337	0.335
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0.460	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0.460	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0



## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 181

Nod <i>i</i>	Nume nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Nume nod <i>j</i>	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0.0004	0.0004	0.304	0.304	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	0.0153	0.0153	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0.1354	0.1354	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0.1354	0.1354	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0.0215	0.0215	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	0.0575	0.0575	0	0	0.154	0.154	0.153
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	0.0599	0.0599	0	0	0.161	0.161	0.160
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0.1867	0.1867	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0.1867	0.1867	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	0.580
28069	ARAD	28774	ARAD A	0.0055	0.0055	0	0	0	0	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	0.1150	0.1150	0	0	0.308	0.308	0.306
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.0028	0.0028	0.059	0.059	0.007	0.007	0.007
28069	ARAD	28071	TIMIS	0.0522	0.0522	0	0	0	0	0
28034	SIBIU	28036	IERNUT	0.0279	0.0279	0.598	0.598	0.073	0.073	0.072
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	0.0008	0.0008	0.018	0.018	0.002	0.002	0.002
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	0.0311	0.0311	0	0	0.084	0.084	0.083
28045	URECHESI	28694	URECHEST	0.0156	0.0156	0	0	0.042	0.042	0.042
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	0.0156	0.0156	0.025	0.025	0.042	0.042	0.041
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.0030	0.0030	0.065	0.065	0.008	0.008	0.008
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	0.0198	0.0198	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	0.0139	0.0139	0	0	0.037	0.037	0.037
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	0.0095	0.0095	0.045	0.045	0.025	0.025	0.025
28003	MINTIA	28034	SIBIU	0.0533	0.0533	1.142	1.142	0.139	0.139	0.138
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0.0014	0.0014	0.029	0.029	0.004	0.004	0.004
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	0.7937	0.7937	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	0.0048	0.0048	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	0.0048	0.0048	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	0.0211	0.0211	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	0.0043	0.0043	0.020	0.020	0.011	0.011	0.011
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	0.0041	0.0041	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	0.0041	0.0041	0	0	0	0	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	0.0045	0.0045	0.007	0.007	0.012	0.012	0.012
28095	VETIS	28491	VETIS	0.0004	0.0004	0.010	0.010	0.001	0.001	0.001
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0.0074	0.0074	0	0	0.020	0.020	0.020
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0.0006	0.0006	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.0024	0.0024	0.051	0.051	0.006	0.006	0.006
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.0004	0.0004	0.009	0.009	0.001	0.001	0.001
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0.0001	0.0001	0.064	0.064	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	0.0155	0.0155	0.068	0.068	0.008	0.008	0.008
28008	ARAD	28775	ARAD B	0.0021	0.0021	0	0	0	0	0
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0.0034	0.0034	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.0007	0.0007	0.014	0.014	0.002	0.002	0.002

## 182 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0	0	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	0	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0.0010	0.0010	0.021	0.021	0.003	0.003	0.003
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.0008	0.0008	0.017	0.017	0.002	0.002	0.002
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.0004	0.0004	0.010	0.010	0.001	0.001	0.001
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.0004	0.0004	0.008	0.008	0.001	0.001	0.001
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0.0043	0.0043	0.092	0.092	0.011	0.011	0.011
28003	MINTIA	28008	ARAD	0.0227	0.0227	0.487	0.487	0.059	0.059	0.059
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0.0041	0.0041	0	0	0	0	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0.0094	0.0094	0.202	0.202	0.025	0.025	0.024
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0.0211	0.0211	0	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.0004	0.0004	0.009	0.009	0.001	0.001	0.001
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.0004	0.0004	0.009	0.009	0.001	0.001	0.001
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0.0013	0.0013	0.028	0.028	0.003	0.003	0.003
28064	BARU M	28800	BARU MA	0.0073	0.0073	0	0	0.020	0.020	0.020
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0.008	0.008	0.174	0.174	0.021	0.021	0.021
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0.0002	0.0002	0.005	0.005	0.001	0.001	0.001
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0.003	0.003	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0.003	0.003	0	0	0	0	0
<b>Total pierderi [MW]</b>				3.781	3.781	4.761	4.761	2.663	2.663	2.510

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	HASDAT	RETEZ1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	0.012	0.211	0.124	0.376	0.716	0.640	0.711	0.818	0.818
28036	IERNUT	28087	IERNUT	0.003	0.055	0.032	0.098	0.187	0.167	0.185	0	0
28045	URECHESI	28002	URECHESI	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	0.610	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	0.52	0	0	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	1.082	2.058	1.841	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	1.082	2.058	1.841	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0	0.430	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0.320	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0.430
28063	PAROSEN	28064	BARU M	0	0	0	0	0	0	0	0	0

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 183

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	HASDAT	RETEZ1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28774	ARAD A	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.001	0.022	0.013	0.040	0.075	0.067	0.075	0.086	0.086
28069	ARAD	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28034	SIBIU	28036	IERNUT	0.013	0.223	0.132	0.398	0.757	0.677	0.752	0	0
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	0.000	0.007	0.004	0.012	0.023	0.021	0.023	0.026	0.026
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0.200	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	0.014	0.257	0	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28694	URECHEST	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	0.007	0.128	0.075	0	0	0	0	0	0
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0.102	0.194	0.174	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0.102	0.194	0.174	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.001	0.024	0.014	0.043	0.083	0.074	0.082	0.094	0.094
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	0.006	0.114	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0.590	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0.210	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	0.004	0.078	0	0	0	0	0	0	0
28003	MINTIA	28034	SIBIU	0.024	0.427	0.252	0	0	0	0	0	0
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0.001	0.011	0.006	0.019	0.037	0.033	0.037	0	0
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0.028	0.054	0.048	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0.028	0.054	0.048	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	0.002	0.035	0	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	0.002	0.037	0.022	0	0	0	0	0	0
28095	VETIS	28491	VETIS	0.000	0.004	0.002	0.006	0.012	0.011	0.012	0.014	0.014
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.001	0.019	0.011	0.034	0.064	0.058	0.064	0.074	0.074
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.000	0.003	0.002	0.006	0.011	0.010	0.011	0.013	0.013
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	0.001	0.026	0.015	0	0	0	0	0	0
28008	ARAD	28775	ARAD B	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.000	0.005	0.003	0.010	0.018	0.016	0.018	0.021	0.021
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0.000	0.008	0.005	0.014	0.027	0.024	0.027	0	0
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.000	0.006	0.004	0.011	0.022	0.020	0.022	0.025	0.025
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.000	0.004	0.002	0.006	0.012	0.011	0.012	0.014	0.014
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.000	0.003	0.002	0.005	0.010	0.009	0.010	0.011	0.011
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0.002	0.034	0.020	0.061	0.116	0.104	0.115	0	0
28003	MINTIA	28008	ARAD	0.010	0.182	0.107	0	0	0	0	0	0
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0.004	0.075	0.044	0.134	0.256	0.229	0.254	0	0
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.000	0.003	0.002	0.006	0.011	0.010	0.011	0.013	0.013
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.000	0.003	0.002	0.006	0.011	0.010	0.011	0.013	0.013
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0.001	0.010	0.006	0.019	0.035	0.032	0.035	0	0

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	HASDAT	RETEZ1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6
28064	BARU M	28800	BARU MA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0.004	0.065	0.038	0.116	0.220	0.197	0.219	0	0
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0	0	0
85	XPF DJ11	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
84	XRO MU11	28039	ROSIORI	0.0001	0.002	0.001	0.004	0.007	0.006	0.007	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0.100	0	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0.100	0	0	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total perderi [MW]</b>				0.317	2.993	1.153	4.049	7.932	7.070	2.692	1.651	1.651
<b>Total general [MW]</b>				94.67								

Tabelul 7.4. Alocarea costurilor de transport generatoarelor

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.SEV	P.D.F 3
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	229.59	229.59	229.59	13.84	71.35	32.26	635.41
28036	IERNUT	28087	IERNUT	1167.96	1167.96	1167.96	70.39	362.99	164.13	3232.44
28045	URECHESI	28002	URECHESI	5032.52	5032.52	5032.52	303.2958	1564.034	707.2015	15115.57
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	29504.59	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	29504.59	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	29504.59
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	29504.59	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	15800.84	15800.84	15800.84	952.27	4910.67	2220.43	1807.39
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	15800.84	15800.84	15800.84	952.27	4910.67	2220.43	1807.39
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	0	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	389.52	389.52	389.52	23.48	121.06	54.74	1169.95
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	1339.34	1339.34	1339.34	80.72	416.25	188.21	153.20
28069	ARAD	28008	ARAD	21005.61	21005.61	21005.61	1265.95	6528.24	2951.84	2402.75
28052	RESITA	28071	TIMIS	7789.07	7789.07	7789.07	469.43	2420.73	1094.57	890.96
28052	RESITA	28071	TIMIS	7789.07	7789.07	7789.07	469.43	2420.73	1094.57	890.96
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	32064.30	32064.30	32064.30	1932.42	9965.12	4505.88	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	196.30	196.30	196.30	11.83	61.01	27.59	589.60
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	189.37	189.37	189.37	11.41	58.85	26.61	568.78
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	41194.92
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	41194.92
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28774	ARAD A	2711.38	2711.38	2711.38	163.41	842.66	381.02	310.14
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	392.98	392.98	392.98	23.68	122.13	55.22	1180.35
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	30.15	30.15	30.15	1.82	9.37	4.24	83.43
28069	ARAD	28071	TIMIS	3988.34	3988.34	3988.34	240.37	1239.52	560.47	456.21
28034	SIBIU	28036	IERNUT	968.93	968.93	968.93	58.39	301.13	136.16	2681.61
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	56.63	56.63	56.63	3.41	17.60	7.96	156.73
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	121.49	121.49	121.49	7.32	37.76	17.07	364.89
28045	URECHESI	28694	URECHEST	222.62	222.62	222.62	13.42	69.19	31.28	668.67
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	1260.09	1260.09	1260.09	75.94	391.62	177.08	3487.42
28774	ARAD A	28775	ARAD B	1.81	1.81	1.81	0.11	0.56	0.25	0.21
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	30.16	30.16	30.16	1.82	9.37	4.24	83.46
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0	0	0	0.52
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	1675.31	1675.31	1675.31	100.97	520.66	235.42	191.63

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 185

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.SEV	P.D.F 3
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	57.89	57.89	57.89	3.49	17.99	8.14	173.89
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	55.59	55.59	55.59	3.35	17.28	7.81	133.20
28003	MINTIA	28034	SIBIU	2378.72	2378.72	2378.72	143.36	739.27	334.27	6583.34
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	623.35	623.35	623.35	37.57	193.73	87.60	1725.18
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	9247.18	9247.18	9247.18	557.30	2873.89	1299.47	27774.64
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	2282.67	2282.67	2282.67	137.57	709.42	320.78	261.11
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	2297.71	2297.71	2297.71	138.48	714.10	322.89	262.83
28069	ARAD	28070	SACALAZ	2299.67	2299.67	2299.67	138.59	714.71	323.16	263.05
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	109.82	109.82	109.82	6.62	34.13	15.43	263.17
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	1865.25	1865.25	1865.25	112.41	579.69	262.12	213.36
28052	RESITA	28729	RESITA A	1827.64	1827.64	1827.64	110.15	568.00	256.83	209.06
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	6975.67	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	91.31	91.31	91.31	5.50	22.34	12.83	252.70
28095	VETIS	28491	VETIS	30.18	30.18	30.18	1.82	9.38	4.24	83.52
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	47.49	47.49	47.49	2.86	14.76	6.67	142.63
28729	RESITA A	28737	IAZ B	141.21	141.21	141.21	8.51	43.89	19.84	16.15
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	35.41	35.41	35.41	2.13	11.00	4.98	98.00
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	28.74	28.74	28.74	1.73	8.93	4.04	79.54
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	17.79	17.79	17.79	1.07	5.53	2.50	2.04
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	5333.69	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	8437.17	8437.17	8437.17	508.48	2622.15	1185.64	1509.12
28008	ARAD	28775	ARAD B	364.09	364.09	364.09	21.94	113.15	51.16	41.65
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	977.75	977.75	977.75	58.93	303.87	137.40	111.84
28087	IERNUT	28524	IERNUT	31.87	31.87	31.87	1.92	9.91	4.48	88.21
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0.03	0.03	0.03	0.00	0.01	0.00	0.00
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	1659.91	2007.59	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	8522.20	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	260.96	260.96	260.96	15.73	81.10	36.67	722.23
28094	ROSIORI	28095	VETIS	14.93	14.93	14.93	0.90	4.64	2.10	41.33
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	16.66	16.66	16.66	1.00	5.18	2.34	46.10
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	18.22	18.22	18.22	1.10	5.66	2.56	50.44
28036	IERNUT	28037	GADALIN	134.55	134.55	134.55	8.11	41.82	18.91	372.38
28003	MINTIA	28008	ARAD	529.14	529.14	529.14	31.89	164.45	74.36	1464.43
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00
28052	RESITA	28053	IAZ 2	424.39	424.39	424.39	25.58	131.89	59.64	48.54
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	93.61	93.61	93.61	5.64	29.09	13.16	259.08
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	3004.02	3633.24	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	2052.57	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	2068.01	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	774.62	774.62	774.62	46.68	240.74	108.85	88.61
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	7.06	7.06	7.06	0.21	2.19	0.99	19.54
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	7.06	7.06	7.06	0.43	2.19	0.99	19.54
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	32.68	32.68	32.68	1.97	10.16	4.59	90.45
28064	BARU M	28800	BARU MA	26.29	26.29	26.29	1.58	8.17	3.69	78.97
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	354.46	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	115.60	115.60	115.60	6.97	35.93	16.25	319.95
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	351.82	0
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	26.02	26.02	26.02	1.57	8.09	3.66	78.15
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	10.44	10.44	10.44	0.63	3.25	1.47	28.90
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	330.93	330.93	330.93	19.94	102.85	46.50	37.85
28052	RESITA	28054	IAZ 1	143.64	143.64	143.64	8.66	44.64	20.19	16.43
<b>Total cost alocat [\$/h]</b>				185974.1	185974.1	185974.1	14093.69	75094.81	26814.95	194895.2

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	635.41	635.41	911.71	911.71	1636.46	1636.46	1472.82
28036	IERNUT	28087	IERNUT	3232.44	3232.44	4638.03	4638.03	8324.99	8324.99	7492.49
28045	URECHESI	28002	URECHESI	15115.57	15115.57	0	0	39061.24	39061.24	35155.12
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	29504.59	0	0	0	0	0

## 186 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	29504.59	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	1807.39	1807.39	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	1807.39	1807.39	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	157879.5	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	157879.5	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	1169.95	1169.95	0	0	3023.36	3023.36	2721.02
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	14581.82	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	14581.82	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	153.20	153.20	65116.2	65116.2	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	2402.75	2402.75	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	890.96	890.96	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	890.96	890.96	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	589.60	589.60	0	0	1523.63	1523.63	1371.26
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	568.78	568.78	0	0	1469.83	1469.83	1322.85
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	41194.92	41194.92	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	41194.92	41194.92	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	142091.6
28069	ARAD	28774	ARAD A	310.14	310.14	0	0	0	0	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	1180.35	1180.35	0	0	3050.23	3050.23	2745.20
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	83.43	83.43	119.71	119.71	214.87	214.87	193.38
28069	ARAD	28071	TIMIS	456.21	456.21	0	0	0	0	0
28034	SIBIU	28036	IERNUT	2681.61	2681.61	3847.67	3847.67	6906.34	6906.34	6215.71
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	156.73	156.73	224.88	224.88	403.65	403.65	363.28
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	364.89	364.89	0	0	942.95	942.95	848.65
28045	URECHESI	28694	URECHEST	668.67	668.67	0	0	1727.96	1727.96	1555.17
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	3487.42	3487.42	5003.88	5003.88	8981.66	8981.66	8083.49
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0.21	0.21	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	83.46	83.46	119.7531	119.7531	214.9497	214.9497	193.454
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0.52	0.52	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	191.63	191.63	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	173.89	173.89	0	0	449.36	449.36	404.43
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	133.20	133.20	568.05	568.05	340.77	340.77	306.69
28003	MINTIA	28034	SIBIU	6583.34	6583.34	9446.03	9446.03	16955.06	16955.06	15259.55
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	1725.18	1725.18	2475.36	2475.36	4443.13	4443.13	3998.81
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	27774.64	27774.64	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	261.11	261.11	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	262.83	262.83	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	263.05	263.05	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	263.17	263.17	1122.31	1122.31	673.26	673.26	605.93
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	213.36	213.36	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	209.06	209.06	0	0	0	0	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	252.70	252.70	362.58	362.58	650.81	650.81	585.73
28095	VETIS	28491	VETIS	83.52	83.52	119.83	119.83	215.09	215.09	193.58
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	142.63	142.63	0	0	368.57	368.57	331.72
28729	RESITA A	28737	IAZ B	16.15	16.15	0	0	4639.30	0	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	98.00	98.00	140.61	140.61	252.38	252.38	227.14

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 187

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	79.54	79.54	114.13	114.13	204.85	204.85	184.36
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	2.04	2.04	865.03	865.03	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	1509.12	1509.12	814.24	814.24	1461.51	1461.51	1315.36
28008	ARAD	28775	ARAD B	41.65	41.65	0	0	0	0	0
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	111.84	111.84	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	88.21	88.21	126.57	126.57	227.18	227.18	204.46
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0.00	0.00	0	0	0	0	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	0	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	722.23	722.23	1036.28	1036.28	1860.07	1860.07	1674.06
28094	ROSIORI	28095	VETIS	41.33	41.33	59.30	59.30	106.44	106.44	95.80
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	46.10	46.10	66.14	66.14	118.72	118.72	106.85
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	50.44	50.44	72.37	72.37	129.89	129.89	116.90
28036	IERNUT	28037	GADALIN	372.38	372.38	534.30	534.30	959.04	959.04	863.14
28003	MINTIA	28008	ARAD	1464.43	1464.43	2101.22	2101.22	3771.57	3771.57	3394.41
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0.00	0.00	0	0	0.020171	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	48.54	48.54	0	0	0	0	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	259.08	259.08	371.74	371.74	667.26	667.26	600.53
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	88.61	88.61	0	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	19.54	19.54	28.04	28.04	50.32	50.32	45.29
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	19.54	19.54	28.04	28.04	50.32	50.32	45.29
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	90.45	90.45	129.78	129.78	232.94	232.94	209.65
28064	BARU M	28800	BARU MA	78.97	78.97	0	0	204.06	204.06	183.66
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	319.95	319.95	459.07	459.07	824.01	824.01	741.60
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	78.15	78.15	0	0	0	0	0
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	28.90	28.90	41.47	41.47	74.43	74.43	66.99
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	37.85	37.85	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	16.43	16.43	0	0	0	0	0
<b>Total cost alocat [\$/h]</b>				194895.2	194895.2	115646.1	115646.1	275292	270652.7	243587.4

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	HASDAT	RETEZ1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	273.55	4884.86	2837.42	3402.61	6484.80	5801.99	4201.37
28036	IERNUT	28087	IERNUT	1391.61	24850.2	14434.5	17309.8	32989.4	29515.8	21373.1
28045	URECHESI	28002	URECHESI	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	26969.1	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	24129.4	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	0	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	8041.65	15326.0	13712.3	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	8041.65	15326.0	13712.8	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	0	0	0	0	0	0	0

## 188 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	HASDAT	RETEZ1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	15864.2	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD A	28774	ARAD A	0	0	0	0	0	0	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	35.92	641.39	372.56	446.77	851.47	761.81	551.65
28069	ARAD	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28034	SIBIU	28036	IERNUT	1154.47	20615.5	11974.7	14360	27367.7	24486.0	17731
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	67.47	1204.89	699.87	839.28	1599.52	1431.10	1036.30
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	12930.5	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	157.62	2814.70	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28694	URECHEST	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	1501.38	26810.3	15573.1	0	0	0	0
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	18762.4	35758	31992.9	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	18762.4	35758	31992.9	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	35.9311	641.63	372.70	446.93	851.78	762.09	551.85
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	75.12	1341.35	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	6047.60	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	4791.17	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	56.96	1017.19	0	0	0	0	0
28003	MINTIA	28034	SIBIU	2834.22	50611	29397.95	0	0	0	0
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	742.71	13262.8	7703.82	9238.36	17606.7	15752.8	11407.0
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	1575.05	3001.77	2685.70	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	1537.32	2929.87	2621.37	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	112.54	2009.68	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	0	0	0	0	0	0	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	108.79	1942.68	1128.42	0	0	0	0
28095	VETIS	28491	VETIS	35.95	642.05	372.94	447.228	852.34	762.59	552.21
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0	0	0	0	0	0	0
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	42.19	753.36	437.60	524.76	1000.11	894.80	647.95
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	34.24	611.48	355.18	425.93	811.75	726.28	525.92
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0	0	0	0	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	244.31	4362.63	2534.08	0	0	0	0
28008	ARAD	28775	ARAD B	0	0	0	0	0	0	0
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	37.98	678.14	393.91	472.37	900.25	805.46	583.25
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0	0	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	0	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	310.93	5552.31	3225.12	3867.54	7370.87	6594.76	4775.43
28094	ROSIORI	28095	VETIS	17.79	317.74	184.56	221.32	421.80	377.39	273.28
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	19.85	354.38	205.84	246.85	470.45	420.91	304.79
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	21.71	387.73	225.22	270.08	514.73	460.53	333.48
28036	IERNUT	28037	GADALIN	160.31	2862.74	1662.86	1994.08	3800.38	3400.22	2462.19
28003	MINTIA	28008	ARAD	630.46	11258.2	6539.43	0	0	0	0
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0	0	0	0	0	0	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	111.54	1991.78	1156.95	1387.40	2644.15	2365.73	1713.09
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0



## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 189

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	HASDAT	RETEZ1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	8.41	150.22	87.26	104.64	199.42	178.42	129.20
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	8.41	150.22	87.26	104.64	199.42	178.42	129.20
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	38.94	695.34	403.89	484.35	923.08	825.89	598.04
28064	BARU M	28800	BARU MA	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	137.74	2459.66	1428.72	1713.31	3265.28	2921.46	2115.51
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
85	XPF DJ11	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	12.44	222.18	129.05	154.76	294.95	263.89	191.09
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	405.89	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	405.89	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total cost alocat [\$ /h]</b>				11233.3	208010	108716.1	128114	246489	220535	72186.9

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	6892.67	6892.67	0	0
28036	IERNUT	28087	IERNUT	0	0	0	0
28045	URECHESI	28002	URECHESI	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0	0	0	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	0	0	0	0
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	6939.12	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	6939.12	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0
28069	ARAD	28774	ARAD A	0	0	0	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	905.02	905.02	0	0
28069	ARAD	28071	TIMIS	0	0	0	0
28034	SIBIU	28036	IERNUT	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	1700.13	1700.13	0	0
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	0	0	0	0
28045	URECHESI	28694	URECHEST	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	0	0	0	0
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	905.35	905.35	0	0

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	0	0	0	0
28003	MINTIA	28034	SIBIU	0	0	0	0
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0	0	0	0
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	0	0	0	0
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	0	0	0	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	0	0	0	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	0	0	0	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	0	0	0	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	0	0	0	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	0	0	0	0
28095	VETIS	28491	VETIS	905.95	905.95	0	0
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0	0	0	0
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0	0	0	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	1063.01	1063.01	0	0
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	862.81	862.81	0	0
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	0	0	0	250.20
28008	ARAD	28775	ARAD B	0	0	0	1729.84
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0	0	0	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	956.88	956.88	0	0
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0	0	0	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0	0	0	0
28094	ROSIORI	28095	VETIS	448.33	448.33	0	0
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	500.04	500.04	0	0
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	547.10	547.10	0	0
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0	0	0	0
28003	MINTIA	28008	ARAD	0	0	0	0
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0	0	0	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	211.96	211.96	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	211.96	211.96	0	0
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0	0	0	0
28064	BARU M	28800	BARU MA	0	0	108.22	0
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	0	0	0	0
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0	0	0	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0	0	0	0
<b>Total cost alocat [\$/h]</b>				23050.3	23050.3	108.22	1980.05
<b>Total general [\$/h]</b>				3322909			

### 7.3.2. Contingență de tip N-2: deconectarea simultană a câte unui circuit al liniilor de 220 kV Porțile de Fier-Reșița și Reșița-Timișoara

Deconectarea simultană a câte unui circuit al liniilor de 220 kV Porțile de Fier-Reșița și Reșița-Timișoara a cauzat supraîncărcarea la 107% a celui de-al doilea circuit al liniei Porțile de Fier-Reșița. Regimul rezultat este prezentat în Fig. 7.4. Nivelul de tensiune se află în domeniul admisibil. Costul orar al funcționării sistemului este 126667 \$/h. Valoarea efectivă a congestiei este mai redusă decât în cazul precedent, ca atare costul de penalizare este mai mic (15254.5 \$/h). Referitor la LMP, valorile maxime se localizează, evident, în zona Reșița și Iaz, iar valorile minime aparțin zonelor Porțile de Fier, Calafat și Drobeta Trurnu-Severin.

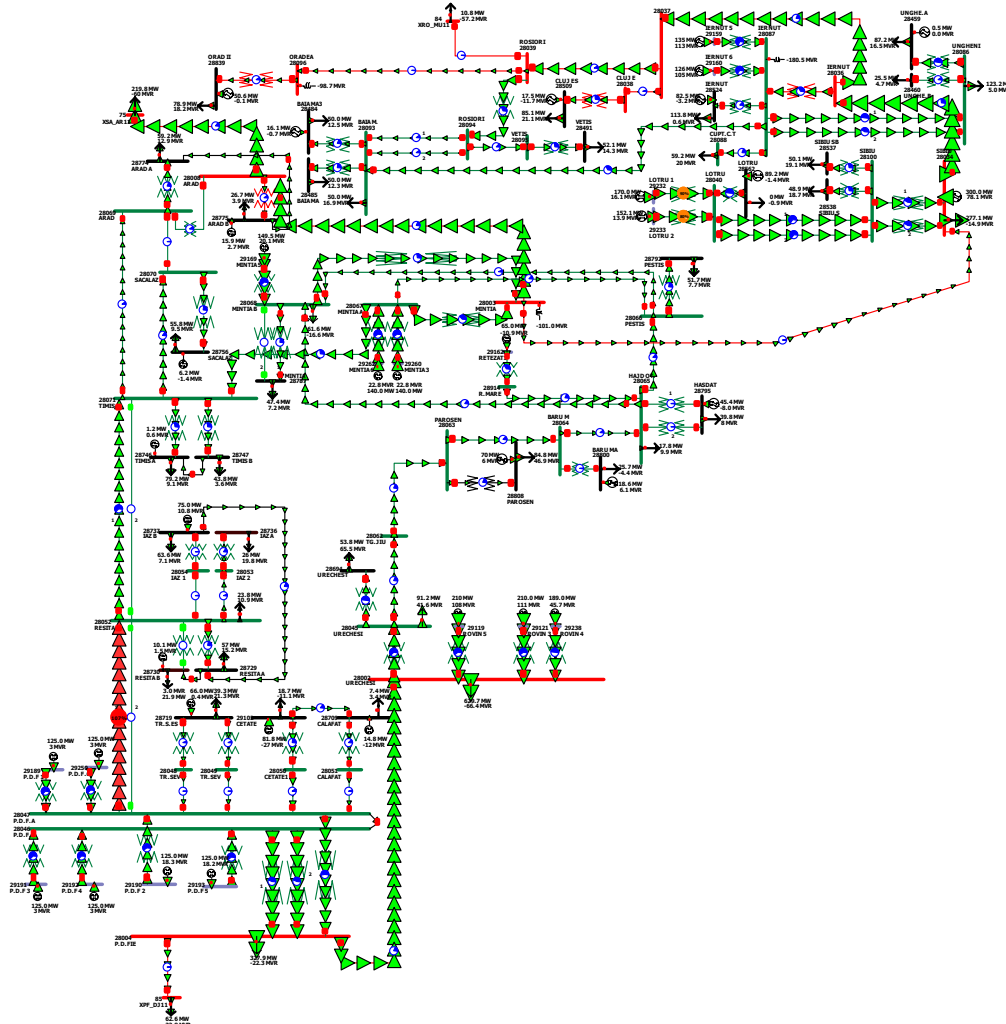


Fig. 7.4. Regimul cu congestie pe linia Porțile de Fier-Reșița

Pentru rezolvarea congestiei au fost reduse puterile consumate din nodurile Reșița A, Reșița și Reșița B cu o valoare totală de 65 MW. Pentru costul orar s-a obținut valoarea de 122522.72 \$/h. Toate LMP sânt în jurul valorii de 42 \$/MWh. Regimul obținut în urma rezolvării congestiei este prezentat în Fig. 7.5.

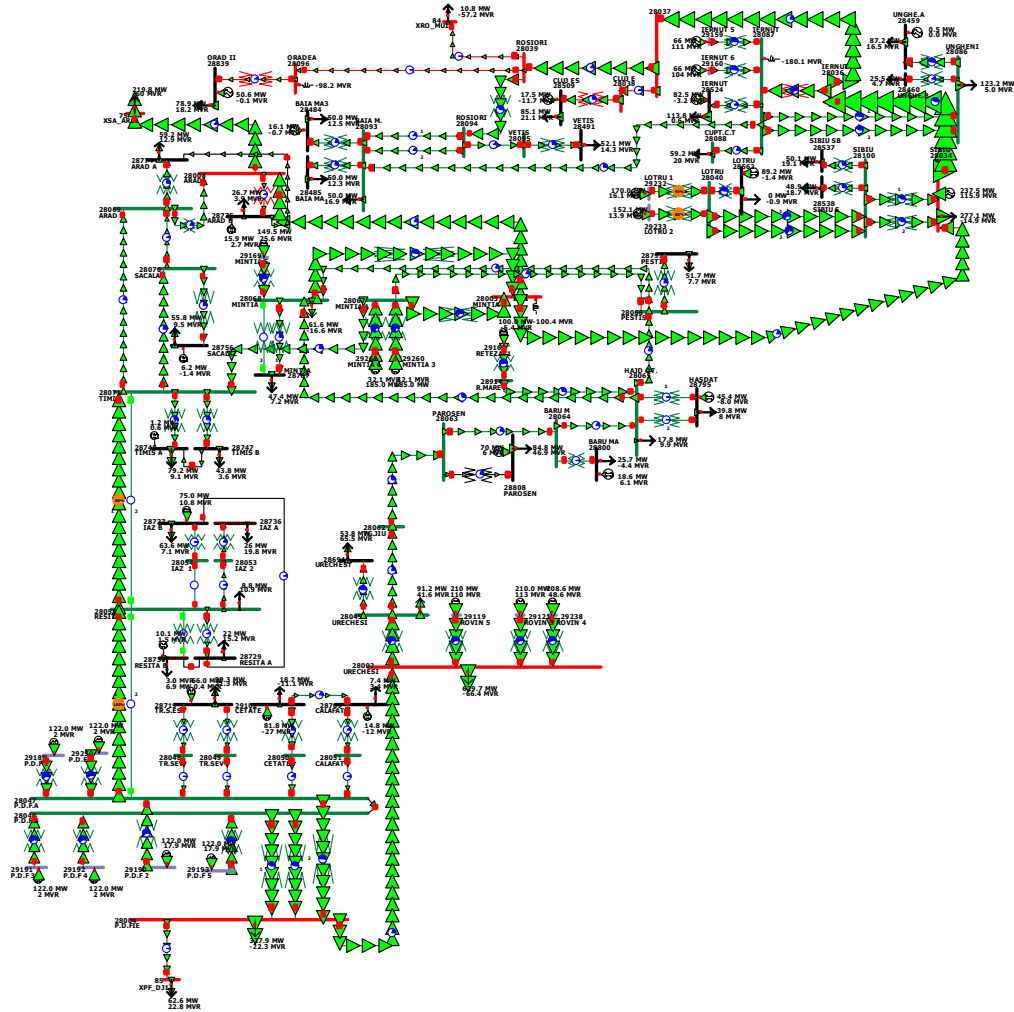


Fig. 7.5. Regimul cu congestia rezolvată pe linia Porțile de Fier – Reșița.

În continuare se determină contribuțiile surselor la circulațiile de putere activă prin elementele de rețea, utilizând metoda Bialek. Rezultatele sunt prezentate în Tabelul 7.1 (evident, fără generatoarele echivalente care alimentează consumatori locali).

Cunoscându-se toate datele necesare, se realizează alocarea costurilor de transport al energiei electrice generatoarelor. Maniera de calcul este cea de la studiile de caz din capitolul 4. Rezultatele în obținute sunt date în tabelul 7.4.

Se menționează că absolut similar se pot determina contribuțiile consumatorilor la circulațiile de putere prin elementele de rețea, se poate face defalcarea pierderilor de putere pe consumatori, realizându-se în final alocarea costurilor de transport al energiei electrice consumatorilor.

La fel ca la studiile de caz din capitolele 3 și 4, alocarea costurilor se realizează separat pentru surse (pondere surse 1, pondere consumatori 0), respectiv pentru consumatori (pondere consumatori 1, pondere surse 0), identificând traseele de circulație a puterii active.

În realitate, alocarea se face atât la nivelul surselor, cât și al consumatorilor. Cele două componente ale alocării costului de transport pot fi ponderate diferit (în gama 0÷1, suma lor fiind evident 1).

Tabelul 7.5. Contribuțiile surselor la circulațiile de putere activă

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.S.ES
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	0.004	0.004	0.004	0.000	0.002	0.001
28036	IERNUT	28087	IERNUT	0.034	0.034	0.034	0.003	0.016	0.007
28045	URECHESI	28002	URECHESI	6.149	6.149	6.149	0.577	2.976	1.346
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	-	-	122.000	-	-	-
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	122.000	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	-	122.000	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	56.918	56.918	56.918	11.803	21.087	12.457
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	-	-	-	-	-	-
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	2.124	2.124	2.124	0.199	1.028	0.465
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28008	ARAD	6.950	6.950	6.950	1.441	2.575	1.521
28052	RESITA	28071	TIMIS	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
28052	RESITA	28071	TIMIS	45.176	45.176	45.176	9.368	16.737	9.887
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	49.701	49.701	49.701	4.665	24.056	10.877
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	2.124	2.124	2.124	0.199	1.028	0.465
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	-	-	-	-	-	-
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	-	-	-	-	-	-
28063	PAROSEN	28064	BARU M	1.713	1.713	1.713	0.161	0.829	0.375
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	7.691	7.691	7.691	0.722	3.722	1.683
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	7.691	7.691	7.691	0.722	3.722	1.683
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28774	ARAD A	8.462	8.462	8.462	1.755	3.135	1.852
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	1.516	1.516	1.516	0.142	0.734	0.332
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.010	0.010	0.010	0.001	0.005	0.002
28069	ARAD	28071	TIMIS	10.807	10.807	10.807	2.241	4.004	2.365
28034	SIBIU	28036	IERNUT	0.068	0.068	0.068	0.006	0.033	0.015
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	0.008	0.008	0.008	0.001	0.004	0.002
28040	LOTRU	28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	0.612	0.612	0.612	0.057	0.296	0.134
28045	URECHESI	28694	URECHEST	1.494	1.494	1.494	0.140	0.723	0.327
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	0.141	0.141	0.141	0.013	0.068	0.031
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0.176	0.176	0.176	0.036	0.065	0.038
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.011	0.011	0.011	0.001	0.005	0.002
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	15.382	15.382	15.382	1.444	7.445	3.366
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	13.205	13.205	13.205	2.738	4.892	2.890
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	0.467	0.467	0.467	0.044	0.226	0.102
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	0.249	0.249	0.249	0.023	0.120	0.054

## 194 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.S.ES
28003	MINTIA	28034	SIBIU	0.107	0.107	0.107	0.010	0.052	0.023
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0.009	0.009	0.009	0.001	0.005	0.002
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	23.630	23.630	23.630	2.218	11.437	5.171
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	10.581	10.581	10.581	2.194	3.920	2.316
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	10.581	10.581	10.581	2.194	3.920	2.316
28069	ARAD	28070	SACALAZ	4.587	4.587	4.587	0.951	1.699	1.004
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28792	PESTIS	0.218	0.218	0.218	0.020	0.106	0.048
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	8.618	8.618	8.618	1.787	3.193	1.886
28052	RESITA	28729	RESITA A	2.033	2.033	2.033	0.422	0.753	0.445
28050	CETATE1	29102	CETATE	-	-	-	-	45.200	-
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	0.537	0.537	0.537	0.050	0.219	0.117
28095	VETIS	28491	VETIS	0.007	0.007	0.007	0.001	0.004	0.002
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0.411	0.411	0.411	0.039	0.199	0.090
28729	RESITA A	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.005	0.005	0.005	0.001	0.003	0.001
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.006	0.006	0.006	0.001	0.003	0.001
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	-	-	-	-	-	-
28709	CALAFAT	29102	CETATE	-	-	-	-	17.900	-
75	XSA_AR11	28008	ARAD	6.425	6.425	6.425	1.322	2.391	1.406
28008	ARAD	28775	ARAD B	0.623	0.623	0.623	0.128	0.232	0.136
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	5.084	5.084	5.084	1.054	1.883	1.113
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.003	0.003	0.003	0.000	0.001	0.001
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	2.971	2.971	2.971	0.616	1.101	0.650
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	-	-	-	11.451	13.849	-
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	-	-	-	-	45.200	-
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0.004	0.004	0.004	0.000	0.002	0.001
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.007	0.007	0.007	0.001	0.004	0.002
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.002	0.002	0.002	0.000	0.001	0.001
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.004	0.004	0.004	0.000	0.002	0.001
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0.034	0.034	0.034	0.003	0.017	0.007
28003	MINTIA	28008	ARAD	0.101	0.101	0.101	0.009	0.049	0.022
28729	RESITA A	28730	RESITA B	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28053	IAZ 2	5.084	5.084	5.084	1.054	1.883	1.113
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0.004	0.004	0.004	0.000	0.002	0.001
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	-	-	-	11.451	13.849	-
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	13.400
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	13.300
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.006	0.006	0.006	0.000	0.003	0.001
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.006	0.006	0.006	0.001	0.003	0.001
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0.009	0.009	0.009	0.001	0.005	0.002
28064	BARU M	28800	BARU MA	0.151	0.151	0.151	0.014	0.073	0.033
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	-	-	-	-	-	13.400
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0.025	0.025	0.025	0.002	0.012	0.005
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	-	-	-	-	-	13.300
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	6.645	6.645	6.645	0.624	3.216	1.454
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0.002	0.002	0.002	0.000	0.001	0.000
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28054	IAZ 1	-	-	-	-	-	-

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 3	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	0.008	0.008	0.008	3.726	3.726	0.039	0.039
28036	IERNUT	28087	IERNUT	0.064	0.064	0.064	28.764	28.764	0.302	0.302
28045	URECHESI	28002	URECHESI	11.526	11.526	11.526	54.646	54.646	54.282	-
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	-	-	122.000	-	-	-	-
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	-	122.000	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	122.000	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	-	-	-	-	-	-	-

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 195

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 3	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	-	-	-	-	-	210.000	-
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	-	-	-	-	-	-	210.000
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	3.981	3.981	3.981	-	-	18.873	18.873
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	-	-	-	-	185.000	-	-
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	-	-	-	185.000	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	-	-	-	117.400	117.400	-	-
28069	ARAD	28008	ARAD	-	-	-	6.623	6.623	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	0.000	0.000	0.000	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	3.981	3.981	3.981	-	-	18.873	18.873
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	-	-	-	-	-	-	-
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	-	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	-	-	-	-	-	-	-
28063	PAROSEN	28064	BARU M	3.211	3.211	3.211	-	-	15.222	15.222
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	61.000	61.000	61.000	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	61.000	61.000	61.000	-	-	-	-
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	-	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28774	ARAD A	-	-	-	8.064	8.064	-	-
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	2.841	2.841	2.841	-	-	13.470	13.470
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.019	0.019	0.019	8.543	8.543	0.090	0.090
28069	ARAD	28071	TIMIS	-	-	-	10.299	10.299	-	-
28034	SIBIU	28036	IERNUT	0.128	0.128	0.128	57.741	57.741	0.606	0.606
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	0.015	0.015	0.015	6.661	6.661	0.070	0.070
28040	LOTRU	28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	1.148	1.148	1.148	-	-	5.442	5.442
28045	URECHESI	28694	URECHEST	2.800	2.800	2.800	-	-	13.273	13.273
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	0.264	0.264	0.264	2.144	2.144	1.254	1.254
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0.005	0.005	0.005	2.290	2.290	0.022	0.022
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.021	0.021	0.021	9.542	9.542	0.100	0.100
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	-	-	-	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	-	-	-	12.584	12.584	-	-
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	0.875	0.875	0.875	-	-	4.149	4.149
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	-	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	0.466	0.466	0.466	13.084	13.084	2.211	2.211
28003	MINTIA	28034	SIBIU	0.200	0.200	0.200	90.611	90.611	0.950	0.950
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0.018	0.018	0.018	8.022	8.022	0.084	0.084
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	44.295	44.295	44.295	-	-	-	-
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	-	-	-	10.084	10.084	-	-
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	-	-	-	10.084	10.084	-	-
28069	ARAD	28070	SACALAZ	-	-	-	4.371	4.371	-	-
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	-	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	-	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28792	PESTIS	0.409	0.409	0.409	11.466	11.466	1.938	1.938
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	-	-	-	8.213	8.213	-	-
28052	RESITA	28729	RESITA A	-	-	-	-	-	-	-
28050	CETATE1	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	1.006	1.006	1.006	8.155	8.155	4.770	4.770
28095	VETIS	28491	VETIS	0.014	0.014	0.014	6.182	6.182	0.065	0.065
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0.770	0.770	0.770	-	-	3.651	3.651
28729	RESITA A	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.010	0.010	0.010	4.548	4.548	0.048	0.048
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.011	0.011	0.011	5.175	5.175	0.054	0.054
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	-	-	-	24.550	24.550	-	-
28709	CALAFAT	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-
75	XSA_AR11	28008	ARAD	0.172	0.172	0.172	83.705	83.705	0.815	0.815
28008	ARAD	28775	ARAD B	0.017	0.017	0.017	8.111	8.111	0.079	0.079
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	-	-	-	-	-	-	-

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 3	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.005	0.005	0.005	2.405	2.405	0.025	0.025
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	-	-	-	2.831	2.831	-	-
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	-	-	-	-	-	-	-
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0.007	0.007	0.007	3.358	3.358	0.035	0.035
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.014	0.014	0.014	6.182	6.182	0.065	0.065
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.004	0.004	0.004	1.959	1.959	0.021	0.021
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.008	0.008	0.008	3.509	3.509	0.037	0.037
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0.064	0.064	0.064	28.977	28.977	0.304	0.304
28003	MINTIA	28008	ARAD	0.189	0.189	0.189	85.231	85.231	0.894	0.894
28729	RESITA A	28730	RESITA B	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28053	IAZ 2	-	-	-	-	-	-	-
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0.007	0.007	0.007	3.358	3.358	0.035	0.035
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	-	-	-	43.050	43.050	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.011	0.011	0.011	5.067	5.067	0.053	0.053
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.011	0.011	0.011	5.067	5.067	0.053	0.053
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0.018	0.018	0.018	8.022	8.022	0.084	0.084
28064	BARU M	28800	BARU MA	0.284	0.284	0.284	-	-	1.346	1.346
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	-	-	-	-	-	-	-
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0.046	0.046	0.046	20.956	20.956	0.220	0.220
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	-	-	-	-	-	-	-
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	12.457	12.457	12.457	-	-	-	-
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0.003	0.003	0.003	1.282	1.282	0.013	0.013
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28054	IAZ 1	-	-	-	-	-	-	-

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	ROVIN 4	HASDAT	RETEZAT1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	0.039	0.132	0.290	0.763	2.784	5.306	4.748
28036	IERNUT	28087	IERNUT	0.300	1.017	2.240	5.894	21.493	40.963	36.650
28045	URECHESI	28002	URECHESI	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	-	-	-	-	-	170.000	-
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	-	-	-	-	-	-	152.100
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	-	-	-	-	-	-	-
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	18.748	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	44.589	84.979	76.032
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	44.589	84.979	76.032
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	-	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28008	ARAD	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	18.748	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	-	-	-	-	-	-	-
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	-	-	100.000	-	-	-	-
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	-	-	-	-	-	-	-
28063	PAROSEN	28064	BARU M	15.121	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	208.600	-	-	-	-	-	-



## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 197

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	ROVIN 4	HASDAT	RETEZAT1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2
28069	ARAD	28774	ARAD A	-	-	-	-	-	-	-
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	13.381	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.089	0.302	0.665	1.750	6.384	12.166	10.885
28069	ARAD	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-	-
28034	SIBIU	28036	IERNUT	0.602	2.041	4.496	11.831	43.146	82.230	73.571
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	0.069	0.235	0.519	1.365	4.977	9.486	8.487
28040	LOTRU	28562	LOTRU	-	-	-	-	89.200	-	-
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	5.406	18.342	40.400	-	-	-	-
28045	URECHESI	28694	URECHEST	13.185	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	1.246	4.226	9.309	24.495	-	-	-
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0.022	0.075	0.165	0.435	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	33.854	64.520	57.726
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	33.854	64.520	57.726
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.099	0.337	0.743	1.955	7.130	13.589	12.158
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	-	-	-	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	4.121	13.983	30.800	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	-	-	100.000	-	-	-	-
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	-	-	-	149.500	-	-	-
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	2.196	7.453	16.416	-	-	-	-
28003	MINTIA	28034	SIBIU	0.944	3.203	7.056	18.566	-	-	-
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0.084	0.284	0.625	1.644	5.994	11.424	10.221
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-	-
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	-	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28070	SACALAZ	-	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	-	-	-	-	10.865	20.708	18.527
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	-	-	-	-	10.605	20.212	18.083
28066	PESTIS	28792	PESTIS	1.925	6.531	14.384	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28729	RESITA A	-	-	-	-	-	-	-
28050	CETATE1	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	4.738	16.076	35.409	93.173	-	-	-
28095	VETIS	28491	VETIS	0.064	0.219	0.481	1.267	4.620	8.804	7.877
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	3.627	-	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.047	0.161	0.354	0.932	3.399	6.477	5.795
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.054	0.183	0.403	1.060	3.867	7.370	6.594
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	-	-	-	-	-	-	-
28709	CALAFAT	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-
75	XSA_AR11	28008	ARAD	0.809	2.746	6.048	15.914	-	-	-
28008	ARAD	28775	ARAD B	0.078	0.266	0.586	1.542	-	-	-
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	-	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.025	0.085	0.187	0.493	1.797	3.425	3.064
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	-	-
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	-	-	-	-	-	-	-
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0.035	0.119	0.261	0.688	2.509	4.782	4.279
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.064	0.219	0.481	1.267	4.620	8.804	7.877
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.020	0.069	0.153	0.401	1.464	2.790	2.496
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.037	0.124	0.273	0.719	2.622	4.997	4.471
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0.302	1.024	2.256	5.938	21.653	41.267	36.922
28003	MINTIA	28008	ARAD	0.888	3.013	6.637	17.464	-	-	-
28729	RESITA A	28730	RESITA B	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28053	IAZ 2	-	-	-	-	-	-	-
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0.035	0.119	0.261	0.688	2.509	4.782	4.279
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.053	0.179	0.395	1.038	3.786	7.216	6.456
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.053	0.179	0.395	1.038	3.786	7.216	6.456
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0.084	0.284	0.625	1.644	5.994	11.424	10.221
28064	BARU M	28800	BARU MA	1.337	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	-	-	-	-	-	-	-
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0.218	0.741	1.632	4.294	15.659	29.843	26.701

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	ROVIN 4	HASDAT	RETEZAT1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	-	-	-	-	-	-	-
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0.013	0.045	0.100	0.263	0.958	1.825	1.633
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	2.800	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	2.800	-	-	-	-	-
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28054	IAZ 1	-	-	-	-	-	-	-

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B	IAZ B	RESITA B
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	9.766	8.550	8.550	-	-	-	-
28036	IERNUT	28087	IERNUT	75.393	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28002	URECHESI	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	-	-	-	-	-	-	-
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28040	LOTRU	28100	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	-	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28008	ARAD	-	-	-	-	-	0.366	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-	-
28052	RESITA	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	2.3811	-
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	-	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	-	66.000	-	-	-	-	-
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	-	-	-	-	-	-	-
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	-	-	66.000	-	-	-	-
28063	PAROSEN	28064	BARU M	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	-	-	-	-	-	-	-
28069	ARAD	28774	ARAD A	-	-	-	-	-	0.446	-
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	-	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	22.392	19.603	19.603	-	-	-	-
28069	ARAD	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	0.570	-
28034	SIBIU	28036	IERNUT	151.346	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	17.459	15.284	15.284	-	-	-	-
28040	LOTRU	28562	LOTRU	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	-	-	-	-	-	-	-
28045	URECHESI	28694	URECHEST	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	-	-	-	-	-	-	-
28774	ARAD A	28775	ARAD B	-	-	-	-	0.009	4.488	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	25.010	21.894	21.894	-	-	-	-
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	-	-	-	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	0.696	-
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	-	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	-	-	-	-	-	-	-
28003	MINTIA	28034	SIBIU	-	-	-	-	-	-	-
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	21.026	-	-	-	-	-	-
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	0.558	-

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 199

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	SIBIU	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B	IAZ B	RESITA B
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	-	-	-	-	-	0.558	-
28069	ARAD	28070	SACALAZ	-	-	-	-	-	0.242	-
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	-	-	-	-	-	-	-
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	-	-	-	-	-	-	-
28066	PESTIS	28792	PESTIS	-	-	-	-	-	-	-
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	-	-	-	-	-	0.454	-
28052	RESITA	28729	RESITA A	-	-	-	-	-	2.679	-
28050	CETATE1	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	-	-	-	-	-	-	-
28095	VETIS	28491	VETIS	16.205	-	-	-	-	-	-
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	-	-	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	8.400	-
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	11.921	10.436	10.436	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	13.565	3.193	3.193	-	-	-	-
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	-	-	-	-	-	-	-
28709	CALAFAT	29102	CETATE	-	-	-	-	-	-	-
75	XSA_AR11	28008	ARAD	-	-	-	-	-	0.334	-
28008	ARAD	28775	ARAD B	-	-	-	-	8.111	0.032	-
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	-	-	-	-	-	6.699	-
28087	IERNUT	28524	IERNUT	6.303	5.518	5.518	-	-	-	-
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	-	-	-	-	-	0.157	-
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	-	-	-	-	-	-	-
28096	ORADEA	28839	ORAD II	8.802	-	-	-	-	-	-
28094	ROSIORI	28095	VETIS	16.205	-	-	-	-	-	-
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	5.135	4.495	4.495	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	9.197	2.165	2.165	-	-	-	-
28036	IERNUT	28037	GADALIN	75.953	-	-	-	-	-	-
28003	MINTIA	28008	ARAD	-	-	-	-	-	-	-
28729	RESITA A	28730	RESITA B	-	-	-	-	-	-	3.2
28052	RESITA	28053	IAZ 2	-	-	-	-	-	6.699	-
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	8.802	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	-	-	-	-	-	-	-
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	-	-	-	-	-	-	-
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	-	-	-	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	13.281	-	0.000	-	-	-	-
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	13.281	-	0.000	-	-	-	-
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	21.026	-	-	-	-	-	-
28064	BARU M	28800	BARU MA	-	-	-	1.645	-	-	-
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	-	-	-	-	-	-	-
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	54.928	-	-	-	-	-	-
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	-	-	-	-	-	-	-
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	-	-	-	-	-	-	-
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	3.359	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	-	-	-	-	-	-	-
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	-	-	-	-	-	3.000	-
28052	RESITA	28054	IAZ 1	-	-	-	-	-	3	-

Tabelul 7.6. Alocarea costurilor de transport generatoarelor

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.SEV	P.D.F 3
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	1.38	1.38	1.38	0.13	0.67	0.30	2.59
28036	IERNUT	28087	IERNUT	18.04	18.04	18.04	1.69	8.73	3.95	33.81
28045	URECHESI	28002	URECHESI	3407.84	3407.84	3407.84	319.86	1649.43	745.82	6388.16
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	18945.05	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	18945.05	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	18945.05
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	18945.05	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	13648.58	13648.58	13648.58	2830.40	5056.69	2987.02	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	0	0

## 200 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.SEV	P.D.F 3
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	0	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	167.41	167.41	167.41	15.71	81.03	36.64	313.81
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	3851.85	3851.85	3851.85	798.79	1427.08	842.99	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	6768.39	6768.39	6768.39	1403.61	2507.63	1481.28	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	27362.97	27362.97	27362.97	2568.25	13243.96	5988.45	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	84.37	84.37	84.37	7.92	40.83	18.46	158.1474
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	71.78	71.78	71.78	6.74	34.74	15.71	134.55
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	3765.73	3765.73	3765.73	353.45	1822.65	824.14	29867.95
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	3765.73	3765.73	3765.73	353.45	1822.65	824.14	29867.95
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28774	ARAD A	1226.61	1226.61	1226.61	254.37	454.45	268.45	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	138.01	138.01	138.01	12.95	66.80	30.20	258.70
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.61	0.61	0.61	0.06	0.29	0.13	1.14
28069	ARAD	28071	TIMIS	1189.35	1189.35	1189.35	246.64	440.65	260.29	0.00
28034	SIBIU	28036	IERNUT	23.11	23.11	23.11	2.17	11.19	5.06	43.32
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	1.14	1.14	1.14	0.11	0.55	0.25	2.14
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	32.69	32.69	32.69	3.07	15.82	7.15	61.28
28045	URECHESI	28694	URECHEST	216.50	216.50	216.50	20.32	104.79	47.38	405.84
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	78.20	78.20	78.20	7.34	37.85	17.11	146.59
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0.09	0.09	0.09	0.02	0.04	0.02	0.00
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	0.61	0.61	0.61	0.06	0.29	0.13	1.14
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0.37	0.37	0.37	0.03	0.18	0.08	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	665.71	665.71	665.71	138.05	246.64	145.69	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	15.54	15.54	15.54	1.46	7.52	3.40	29.12
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	9.56	9.56	9.56	0.90	4.63	2.09	17.93
28003	MINTIA	28034	SIBIU	55.68	55.68	55.68	5.23	26.95	12.19	104.38
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	14.13	14.13	14.13	1.33	6.84	3.09	26.49
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	8076.23	8076.23	8076.23	758.02	3908.98	1767.50	15139.25
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	1533.90	1533.90	1533.90	318.10	568.30	335.70	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	1533.90	1533.90	1533.90	318.10	568.30	335.70	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	517.99	517.99	517.99	107.42	191.91	113.36	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	31.61	31.61	31.61	2.97	15.30	6.92	59.25
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	1249.28	1249.28	1249.28	259.07	462.85	273.41	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	294.77	294.77	294.77	61.13	109.21	64.51	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	6975.67	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	77.80	77.80	77.80	7.30	31.70	17.03	145.84
28095	VETIS	28491	VETIS	1.06	1.06	1.06	0.10	0.51	0.23	1.98
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	46.18	46.18	46.18	4.33	22.35	10.11	86.57
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	0.71	0.71	0.71	0.07	0.34	0.16	1.34
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	0.89	0.89	0.89	0.08	0.43	0.19	1.66
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0	0	0	0	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	5333.69	0	0
75	XSA AR11	28008	ARAD	1385.97	1385.97	1385.97	285.17	515.73	303.32	37.07
28008	ARAD	28775	ARAD B	929.00	929.00	929.00	191.15	345.69	203.31	24.85
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	736.93	736.93	736.93	152.82	273.03	161.28	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	0.64	0.64	0.64	0.06	0.31	0.14	1.20
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0.02	0.02	0.02	0.00	0.01	0.00	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	1659.91	2007.59	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	8522.20	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	5.92	5.92	5.92	0.56	2.86	1.29	11.09

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 201

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 1	P.D.F 6	P.D.F 2	CALAFAT	CETATE	TR.SEV	P.D.F 3
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.52	0.52	0.52	0.05	0.25	0.11	0.98
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.34	0.34	0.34	0.03	0.16	0.07	0.63
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	0.60	0.60	0.60	0.06	0.29	0.13	1.13
28036	IERNUT	28037	GADALIN	6.98	6.98	6.98	0.66	3.38	1.53	13.09
28003	MINTIA	28008	ARAD	56.02	56.02	56.02	5.26	27.12	12.26	105.02
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	319.86	319.86	319.86	66.33	118.51	70.00	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	2.12	2.12	2.12	0.20	1.03	0.46	3.98
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	3004.02	3633.24	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	2068.01	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	2052.57	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.41	0.41	0.41	0.02	0.20	0.09	0.76
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.41	0.41	0.41	0.04	0.20	0.09	0.76
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0.74	0.74	0.74	0.07	0.36	0.16	1.39
28064	BARU M	28800	BARU MA	21.95	21.95	21.95	2.06	10.63	4.80	41.15
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	354.46	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	11.84	11.84	11.84	1.11	5.73	2.59	22.19
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	351.82	0
85	XPF DJ11	28004	P.D.FIE	34.59	34.59	34.59	3.25	16.74	7.57	64.83
84	XRO MU11	28039	ROSIORI	0.24	0.24	0.24	0.02	0.11	0.05	0.44
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total cost alocat [\$ /h]</b>				102417.1	102417.1	102417.1	16564.63	62801.63	23094.93	355046.3

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	2.59	2.59	1171.96	1171.96	12.29	12.29	12.21
28036	IERNUT	28087	IERNUT	33.81	33.81	15281.56	15281.56	160.29	160.29	159.23
28045	URECHESI	28002	URECHESI	6388.16	6388.16	30285.95	30285.95	30084.04	0	0
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	18945.05	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	18945.05	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	157880	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	157880	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	313.81	313.81	0	0	1487.78	1487.78	1477.86
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	19268.83	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	19268.83	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0	0	65065.06	65065.06	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	0	0	3670.62	3670.62	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	158.15	158.15	0	0	749.77	749.77	744.77
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	134.55	134.55	0	0	637.91	637.91	633.65
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	29867.95	29867.95	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	29867.95	29867.95	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	156827
28069	ARAD	28774	ARAD A	0	0	1168.90	1168.90	0	0	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	258.70	258.70	0	0	1226.47	1226.47	1218.30
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	1.14	1.14	513.99	513.99	5.39	5.39	5.36
28069	ARAD	28071	TIMIS	0.00	0.00	1133.39	1133.39	0	0	0
28034	SIBIU	28036	IERNUT	43.32	43.32	19579.15	19579.15	205.37	205.37	204.00
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	2.14	2.14	965.56	965.56	10.13	10.13	10.06
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0	0	0	0

## 202 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	P.D.F 4	P.D.F 5	MINTIA 3	MINTIA 6	ROVIN 3	ROVIN 5	ROVIN 4
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	61.28	61.28	0	0	290.52	290.52	288.58
28045	URECHESI	28694	URECHEST	405.84	405.84	0	0	1924.06	1924.06	1911.24
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	146.59	146.59	1188.13	1188.13	694.96	694.96	690.32
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0.00	0.00	1.24	1.24	0.01	0.01	0.01
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	1.14	1.14	514.18	514.18	5.39	5.39	5.36
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	0	0	634.39	634.39	0	0	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	29.12	29.12	0	0	138.08	138.08	137.16
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	17.93	17.93	502.87	502.87	84.98	84.98	84.42
28003	MINTIA	28034	SIBIU	104.38	104.38	47178.85	47178.85	494.88	494.88	491.58
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	26.49	26.49	11974.79	11974.79	125.61	125.61	124.77
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	15139.25	15139.25	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	0	0	1461.73	1461.73	0	0	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	0	0	1461.73	1461.73	0	0	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	0	0	493.62	493.62	0	0	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	59.25	59.25	1662.05	1662.05	280.8816 24	280.8816 24	279.0090 8
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	0	0	1190.50	1190.50	0	0	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	0	0	0	0	0	0	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	145.84	145.84	1182.10	1182.10	691.42	691.42	686.81
28095	VETIS	28491	VETIS	1.98	1.98	896.19	896.19	9.40	9.40	9.34
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	86.57	86.57	0	0	410.40	410.40	407.67
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	1.34	1.34	603.72	603.72	6.33	6.33	6.29
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	1.66	1.66	750.24	750.24	7.87	7.87	7.82
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0	0	943.52	943.52	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	37.07	37.07	18055.99	18055.99	175.74	175.74	174.57
28008	ARAD	28775	ARAD B	24.85	24.85	12102.75	12102.75	117.80	117.80	117.01
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	1.20	1.20	543.44	543.44	5.70	5.70	5.66
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0	0	0.02	0.02	0	0	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	0	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	11.09	11.09	5013.11	5013.11	52.58	52.58	52.23
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0.98	0.98	443.50	443.50	4.65	4.65	4.62
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	0.63	0.63	283.99	283.99	2.98	2.98	2.96
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	1.13	1.13	508.66	508.66	5.34	5.34	5.30
28036	IERNUT	28037	GADALIN	13.09	13.09	5915.58	5915.58	62.05	62.05	61.64
28003	MINTIA	28008	ARAD	105.02	105.02	47466.53	47466.53	497.89	497.89	494.58
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0	0	0	0	0	0	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	3.98	3.98	1798.35	1798.35	18.86	18.86	18.74
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0	0	11580.59	11580.59	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.76	0.76	343.70	343.70	3.61	3.61	3.58
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0.76	0.76	343.70	343.70	3.61	3.61	3.58
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	1.39	1.39	627.81	627.81	6.59	6.59	6.54
28064	BARU M	28800	BARU MA	41.15	41.15	0	0	195.10	195.10	193.80
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	22.19	22.19	10030.52	10030.52	105.21	105.21	104.51
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	64.83	64.83	0	0	0	0	0
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0.44	0.44	200.60	200.60	2.10	2.10	2.09
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total cost alocat [\$/h]</b>				102596.5	102596.5	355046.3	355046.3	198978.5	168894.4	167768.4

## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 203

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	HASDAT	RETEZ1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	41.43	91.26	240.14	875.73	1668.99	1493.26	3071.83
28036	IERNUT	28087	IERNUT	540.25	1189.97	3131.21	11418.94	21762.56	19471.09	40054.71
28045	URECHESI	28002	URECHESI	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	26969.1	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	24129.42	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	0	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	8041.65	15326.01	13712.28	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	8041.65	15326.01	13712.28	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	0	0	0	0	0	0	0
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	15864.18	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	0	0	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28774	ARAD A	0	0	0	0	0	0	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	0	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	18.17	40.02	105.32	384.07	731.98	654.91	1347.23
28069	ARAD	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28034	SIBIU	28036	IERNUT	692.18	1524.63	4011.79	14630.26	27882.78	24946.89	51319.18
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	34.14	75.19	197.84	721.50	1375.06	1230.27	2530.84
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	12930.47	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	979.14	2156.70	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28694	URECHEST	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	2342.25	5159.13	13575.34	0	0	0	0
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0.04	0.09	0.24	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	18762.42	35757.97	31992.87	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	18762.42	35757.97	31992.87	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	18.18	40.04	105.36	384.21	732.25	655.15	1347.73
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	465.37	1025.05	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	6047.60	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	15571.3	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	286.42	630.89	0	0	0	0	0
28003	MINTIA	28034	SIBIU	1667.91	3673.81	9666.992	0	0	0	0
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	423.34	932.48	2453.646	8948.00	17053.37	15257.75	31387.29
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	0	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	0	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	1575.05	3001.77	2685.70	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	1537.32	2929.87	2621.37	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	946.67	2085.18	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	0	0	0	0	0	0	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	2330.34	5132.91	13506.35	0	0	0	0
28095	VETIS	28491	VETIS	31.68	69.79	183.63	669.67	1276.27	1141.89	2349.02
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0	0	0	0	0	0	0

## 204 Studiu de caz pentru sistemul DET Vest – 7

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	HASDAT	RETEZ1	MINTIA 5	LOTRU	LOTRU 1	LOTRU 2	SIBIU
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	21.34	47.01	123.70	451.12	859.76	769.23	1582.42
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	26.52	58.42	153.72	560.60	1068.42	955.92	1966.45
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0	0	0	0	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	592.31	1304.64	3432.93	0	0	0	0
28008	ARAD	28775	ARAD B	397.02	874.49	2301.06	0	0	0	0
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	19.21	42.32	111.35	406.08	773.92	692.43	1424.42
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0	0	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	0	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	177.23	390.37	1027.19	3745.98	7139.21	6387.49	13139.94
28094	ROSIORI	28095	VETIS	15.68	34.54	90.87	331.40	631.60	565.09	1162.47
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	10.04	22.11	58.19	212.21	404.43	361.85	744.37
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	17.98	39.61	104.22	380.09	724.39	648.11	1333.26
28036	IERNUT	28037	GADALIN	209.13	460.65	1212.11	4420.34	8424.41	7537.37	15505.41
28003	MINTIA	28008	ARAD	1678.08	3696.22	9725.94	0	0	0	0
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0	0	0	0	0	0	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	63.58	140.04	368.48	1343.79	2561.04	2291.38	4713.68
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0	0	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	12.15	26.76	70.42	256.82	489.46	437.92	900.87
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	12.15	26.76	70.42	256.82	489.46	437.92	900.87
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	22.19	48.89	128.64	469.12	894.07	799.93	1645.56
28064	BARU M	28800	BARU MA	0	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	354.61	781.08	2055.26	7495.17	14284.52	12780.44	26291.12
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	0	0
85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0	0
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	7.09	15.62	41.10	149.90	285.68	255.60	525.80
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	405.89	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	405.89	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total cost alocat [\$/h]</b>				15585.31	54452.6	85677.61	134919.8	259460	232140.4	228946.3

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B		
28087	IERNUT	28093	BAIA M.	2689.11	2689.11	0	0	0	0
28036	IERNUT	28087	IERNUT	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28002	URECHESI	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29190	P.D.F 2	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29193	P.D.F 5	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29232	LOTRU 1	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29192	P.D.F 4	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29189	P.D.F 1	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	29191	P.D.F 3	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	29250	P.D.F.6	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28052	RESITA	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	29233	LOTRU 2	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29121	ROVIN 3	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29119	ROVIN 5	0	0	0	0	0	0
28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29262	MINTIA 6	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	29260	MINTIA 3	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0
28040	LOTRU	28100	SIBIU	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28003	MINTIA	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28008	ARAD	0	0	0	0	203.023	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0
28052	RESITA	28071	TIMIS	0	0	0	0	356.747	0
28047	P.D.F.A	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28062	TG.JIU	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29159	IERNUT 5	6939.12	0	0	0	0	0



## 7.3 – Regimuri de funcționare analizate 205

Nod i	Nume nod i	Nod j	Nume nod j	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B		
28914	R.MARE	29162	RETEZAT1	0	0	0	0	0	0
28087	IERNUT	29160	IERNUT 6	0	6939.12	0	0	0	0
28063	PAROSEN	28064	BARU M	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	29238	ROVIN 4	0	0	0	0	0	0
28069	ARAD	28774	ARAD A	0	0	0	0	64.652	0
28064	BARU M	28065	HAJD OT.	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	1179.38	1179.38	0	0	0	0
28069	ARAD	28071	TIMIS	0	0	0	0	62.689	0
28034	SIBIU	28036	IERNUT	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28459	UNGHE.A	2215.52	2215.52	0	0	0	0
28040	LOTRU	28562	LOTRU	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	0	0	0	0	0	0
28045	URECHESI	28694	URECHEST	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28003	MINTIA	0	0	0	0	0	0
28774	ARAD A	28775	ARAD B	0	0	0	0.00493	2.4232	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28087	IERNUT	1179.81	1179.81	0	0	0	0
28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28071	TIMIS	0	0	0	0	35.0880	0
28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	29169	MINTIA 5	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28068	MINTIA B	0	0	0	0	0	0
28003	MINTIA	28034	SIBIU	0	0	0	0	0	0
28038	CLUJ E	28509	CLUJ ES	0	0	0	0	0	0
28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0
28071	TIMIS	28747	TIMIS B	0	0	0	0	80.848	0
28071	TIMIS	28746	TIMIS A	0	0	0	0	80.848	0
28069	ARAD	28070	SACALAZ	0	0	0	0	27.302	0
28100	SIBIU	28537	SIBIU SB	0	0	0	0	0	0
28100	SIBIU	28538	SIBIU S	0	0	0	0	0	0
28066	PESTIS	28792	PESTIS	0	0	0	0	0	0
28070	SACALAZ	28756	SACALAZ	0	0	0	0	65.847	0
28052	RESITA	28729	RESITA A	0	0	0	0	388.420	0
28050	CETATE1	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0
28068	MINTIA B	28787	MINTIA	0	0	0	0	0	0
28095	VETIS	28491	VETIS	0	0	0	0	0	0
28808	PAROSEN	28063	PAROSEN	0	0	0	0	0	0
28729	RESITA A	28737	IAZ B	0	0	0	0	2155.573	0
28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	1385.27	1385.27	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28485	BAIA MA	462.79	462.79	0	0	0	0
28066	PESTIS	28067	MINTIA A	0	0	0	0	0	0
28709	CALAFAT	29102	CETATE	0	0	0	0	0	0
75	XSA_AR11	28008	ARAD	0	0	0	0	72.009	0
28008	ARAD	28775	ARAD B	0	0	0	12102.75	48.267	0
28053	IAZ 2	28736	IAZ A	0	0	0	0	971.050	0
28087	IERNUT	28524	IERNUT	1246.95	1246.95	0	0	0	0
28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	0	0	0	0	0.001	0
28051	CALAFAT	28709	CALAFAT	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	0	0	0	0	0	0
28096	ORADEA	28839	ORAD II	0	0	0	0	0	0
28094	ROSIORI	28095	VETIS	0	0	0	0	0	0
28086	UNGHENI	28460	UNGHE.B	651.62	651.62	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28484	BAIA MA3	313.77	313.77	0	0	0	0
28036	IERNUT	28037	GADALIN	0	0	0	0	0	0
28003	MINTIA	28008	ARAD	0	0	0	0	0	0
28729	RESITA A	28730	RESITA B	0	0	0	0	0	0.0208
28052	RESITA	28053	IAZ 2	0	0	0	0	421.484	0
28039	ROSIORI	28096	ORADEA	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	0	0	0	0	0	0
28049	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0
28048	TR.SEV	28719	TR.S.ES	0	0	0	0	0	0
28067	MINTIA A	28071	TIMIS	0	0	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0	0	0	0	0	0
28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	0	0	0	0	0	0

Nod <i>i</i>	Nume nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	Nume nod <i>j</i>	IERNUT 5	IERNUT 6	BARU MA	ARAD B		
28037	GADALIN	28038	CLUJ E	0	0	0	0	0	0
28064	BARU M	28800	BARU MA	0	0	238.399	0	0	0
28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	0	0	0	0	0	0
28037	GADALIN	28039	ROSIORI	0	0	0	0	0	0
28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	0	0	0	0	0	0
85	XPF DJ11	28004	P.D.FIE	0	0	0	0	0	0
84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0
28065	HAJD OT.	28795	HASDAT	0	0	0	0	0	0
28054	IAZ 1	28737	IAZ B	0	0	0	0	434.881	0
28052	RESITA	28054	IAZ 1	0	0	0	0	188.76	0
<b>Total cost alocat [\$/h]</b>				18263.37	238.34	12102.8	5659.918	0.02082	238.399
<b>Total general [\$/h]</b>				3028946					

## 7.4. Concluzii

Capitolul 7 este în întregime original, reprezentând principala parte aplicativă a lucrării. El are ca obiect un amplu studiu de caz privind aplicarea metodelor de accesului la sistemul de transport al energiei electrice, cu alte cuvinte alocarea costurilor de transport participanților la piața de energie electrică (generic numiți producători și consumatori) la un sistem electroenergetic real de mari dimensiuni. Acesta este subsistemul de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest al sistemului electroenergetic al României, acoperit în principal de Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca. Regimul de funcționare analizat este unul real, de tip vârf de sarcină, la nivelul anilor 2007-2008. Aplicații similare au fost utilizate și în cadrul unor contracte de cercetare derulate în perioada respectivă în cadrul Catedrei de Electroenergetică a Universității "Politehnica" din Timișoara, beneficiar fiind C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., operatorul de transport și de sistem în România, prin intermediul Sucursale de Transport Timișoara.

În cadrul acestui capitol s-a realizat aplicarea combinată a metodelor prețului marginal, Bialek, MW-km și procedura de alocare a pierderilor de putere activă, elaborată de autor. Prima metodă, cea a prețului nodal, a fost aplicată în etapa analizei regimurilor ca urmare a existenței congestiilor. Studiind rezultatele obținute s-a putut constata că pentru ambele situații congestiile s-au eliminat cu succes, tensiunile revenind în domeniul admisibil. De asemenea, prețurile nodale prezintă valori apropiate, deci regimul tinde spre un optim.

Metodele Bialek, MW-km și procedeul de evaluare a pierderilor de putere activă prezintă două aspecte esențiale: practicabilitate și corectitudine. Rezultatele obținute indică următoarele:

- odată ce sunt cunoscute informațiile pentru generatoare și consumatori, circulațiile de putere activă și pierderile de putere activă, metoda Bialek determină traseul puterilor active de la surse la consumatori. În acest caz experiența operatorului de sistem este esențială;
- combinația între metodele Bialek, MW-km și procedeul de evaluare a pierderilor este ușor de implementat, necesitând un algoritm topologic;
- pierderile de putere activă sunt uniforme și exacte, fără îndoială mai echitabile, având posibilitatea de a determina contribuțiile individuale ale surselor;
- procedeul de evaluare a pierderilor poate fi utilizat în cadrul funcționării în timp real;
- modul de determinare al costurilor aferente transportului este clar și transparent.

## 8. CONCLUZII GENERALE ȘI CONTRIBUȚII PERSONALE

În cadrul acestui capitol sunt prezentate concluziile generale ale lucrării, contribuțiile originale, 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 evoluției pieței de energie electrică, se pot afirma următoarele:

- cadrul legislativ primar și secundar din România este în deplină concordanță cu cerințele Directivei europene 2003/54/EC;
- începând din 1 iulie 2005, în cadrul C.N. Transelectrica S.A. s-a implementat un mecanism complex de piață, numit piața de echilibrare, care permite OTS eliminarea dezechilibrelor apărute în funcționare și gestionarea congestiilor apărute în rețeaua de transport;
- cantitățile de energie electrică tranzacționate pe piața de echilibrare sunt semnificative și deloc de neglijat; OTS a fost nevoit să recurgă la această componentă a pieței pentru eliminarea unui număr important de situații de congestie.

Practicile și mecanismele aferente stabilirii tarifului accesului la rețeaua de transport al energiei electrice și managementului congestiilor, la nivel internațional, respectiv național, conduc la următoarele concluzii:

- infrastructura care face posibilă existența pieței de energie electrică, este reprezentată de rețeaua de transport. În condițiile liberalizării pieței de energie și a dereglementării sistemelor electroenergetice, recuperarea costurilor legate de transportul energiei electrice de către operatorul de transport și sistem a devenit esențială. În pofida tuturor dificultăților legate de soluționarea acestei probleme, se impune ca o necesitate elaborarea și implementarea unui mecanism inteligibil și transparent de alocare a costurilor de transport utilizatorilor rețelei de transport (producători de energie electrică, comercianți, distribuitori, consumatori etc.);
- Dezvoltarea pieței și amplificarea tranzacțiilor, folosirea instalațiilor de transport aproape de capacitatea lor maximă, sau uneori chiar peste, au condus la apariția congestiilor în cadrul acestei infrastructuri;
- în cadrul piețelor competitive de energie, managementul congestiilor reprezintă, probabil, una dintre componentele esențiale ale managementului transportului de energie electrică. Există preocupări multiple la nivel mondial, în cadrul unor grupuri renumite de cercetare, în această direcție;
- prezintă o deosebită importanță includerea în cadrul prețului de transport a tuturor cheltuielilor legate de managementul congestiilor (taxele de penalizare a congestiilor, taxele plătite unor consumatori pentru a reduce consumul etc.).

Din punct de vedere al aplicațiilor software dezvoltate pentru alocarea costurilor în condițiile absenței sau prezenței congestiilor, se pot evidenția următoarele concluzii:

- în literatura de specialitate se remarcă utilizarea preponderentă a abordării alocării costurilor de transport și a analizei congestiilor calculând circulația de puteri în curent continuu, ceea ce înseamnă ipoteze simplificatoare foarte „dure”, care, în anumite situații, pot să conducă la rezultate nerealiste, eronate;

- în condițiile actuale ale performanțelor sistemelor informatice, ale 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. Aceste aplicații au un rol bine definit, didactic și explicativ, dar nu se pot substitui studiilor de anvergură, realizate pe sisteme electroenergetice reale, de mari și foarte mari dimensiuni.

În cele ce urmează, se face o prezentare sistematizată, pe capitole, a celor mai importante contribuții personale aduse în cadrul tezei de doctorat:

#### Capitolul 2

- prezentarea într-o manieră sistematizată proprie a principalelor noțiuni privind accesul deschis la rețeaua de transport;
- critica metodelor simplificate utilizate, în mod nejustificat la ora actuală, de o serie de autori, în calculele legate de prețul transportului de energie electrică, de determinarea costurilor marginale locale și, mai ales, în ceea ce privește managementul situațiilor de congestie, din ce în ce mai frecvente în condițiile pieței libere a energiei, a dereglementării sistemelor electroenergetice și a creșterii importanței aspectelor economice, cel puțin la fel de importante ca cele de natură tehnică;
- preluarea, adaptarea și completarea unor modele matematice riguroase pentru determinarea costurilor marginale locale și pentru tratarea situațiilor de congestie, bazate pe calculul complet al circulației de puteri și pe optimizarea regimului de funcționare, abordată ca problemă de programare neliniară de foarte mari dimensiuni și soluționată cu tehnici moderne de optimizare neliniară;
- realizarea unui studiu de caz, pe un sistem test de dimensiuni reduse, privind determinarea prețurilor marginale locale, a prețului transportului puterii, a costurilor legate de pierderile de putere și de penalizarea congestiilor.

#### Capitolul 3

- prezentarea într-o viziune proprie a metodelor de alocare a costului transportului energiei electrice;
- elaborarea unor modele matematice riguroase pentru cele două metode pe care s-a concentrat atenția, împreună cu tehnicile de soluționare, implementate în aplicații soft dedicate;
- elaborarea unei proceduri pentru alocarea pierderilor de putere activă;
- analiza influenței conductanței transversale în cazul metodei matricelor de sistem, pentru cele trei scheme echivalente, urmată de recomandări în privința schemei echivalente cu care să se lucreze în continuare și a considerării conductanței transversale;
- evaluarea influenței modificării locației nodului de echilibrare asupra factorilor de distribuție;
- testarea procedurii de alocare a pierderilor de putere activă pentru metoda factorilor de distribuție;
- perfecționarea metodei factorilor de distribuție aferenți puterii reactive pentru calculul pierderilor de putere reactivă;
- compararea într-o manieră proprie a celor două metode de alocare.

#### Capitolul 4

- prezentarea într-o manieră proprie a metodelor de trasabilitate;
- realizarea unei analize critice a celor două metode de trasabilitate folosind două sisteme test;
- elaborarea unor algoritme proprii și a instrumentelor soft corespunzătoare, care răspund scopului propus;
- implementarea procedurii de evaluarea a pierderilor de putere activă pentru cele două metoda, Bialek și Kirschen;
- realizarea unei comparații între cele două metode folosind rezultatele obținute pentru sistemul cu 12 noduri, cu formularea unor concluzii cu caracter mai general.

#### Capitolul 5

- elaborarea unui model matematic complet al congestiilor interzonale și intrazonale, fără ipoteze simplificatoare de genul circulației de puteri în curent continuu sau al altor modele liniare sau liniarizate;
- modelul matematic este în esență, și acum, o problemă de optimizare neliniară de foarte mari dimensiuni, soluționată cu tehnicile specifice programării neliniare;
- realizarea unei analize critice a metodei de determinare a prețurilor zonale;
- testarea metodei propuse pe sistemul cu 12 noduri;
- utilizarea metodei Bialek pentru determinarea contribuțiilor individuale ale generatoarelor la circulațiile de puteri și, implicit, la alimentarea consumatorilor;
- analiza influenței taxei de penalitate.

#### Capitolul 6

- întreg capitolul 6 are un pronunțat grad de originalitate, prezentând și soluționând problema transferurilor indirect de putere de ordinul sutelor de MW prin intermediul unui sistem tampon;
- și aici se utilizează un model matematic complet, bazat pe circulația de puteri în curent alternativ;
- studiul de caz, realizat asupra unui sistem test, conduce la o serie de concluzii interesante.

#### Capitolul 7

- capitolul 7 este în întregime original, reprezentând principala parte aplicativă a lucrării. El are ca obiect un amplu studiu de caz privind aplicarea metodelor de accesului la sistemul de transport al energiei electrice, cu alte cuvinte alocarea costurilor de transport participanților la piața de energie electrică la un sistem electroenergetic real de mari dimensiuni. Acesta este subsistemul de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest al sistemului electroenergetic al României, acoperit în principal de Dispeceratul Electroenergetic Teritorial Timișoara și, parțial, de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca. Regimul de funcționare analizat este unul real, de tip vârf de sarcină, la nivelul anilor 2007-2008;
- în cadrul acestui capitol s-a realizat aplicarea combinată a metodelor prețului marginal, Bialek, MW-km și procedura de alocare a pierderilor de putere activă, elaborată de autor. Prima metodă, cea a prețului nodal, a fost aplicată în etapa analizei regimurilor ca urmare a existenței congestiilor. Studiind rezultatele obținute, s-a putut constata că pentru ambele situații congestiile s-au eliminat cu succes, tensiunile revenind în domeniul admisibil. De asemenea, prețurile nodale prezintă valori apropiate, deci regimul tinde spre un optim.

Rezultatele cercetării au fost și vor fi valorificate în totalitate în cadrul unor contracte de cercetare științifică încheiate între Universitatea „Politehnica” din Timișoara și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Până în prezent s-au derulat 3 asemenea contracte, autorul făcând parte din echipa a două dintre ele [\*\*\*2007a], [\*\*\*2007b]. De altfel, la baza stabilirii temei tezei de doctorat au și 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 bună parte a rezultatelor obținute în cadrul tezei au fost publicate sau sunt în curs de publicare. Se menționează faptul că din totalul de 14 lucrări proprii care figurează în lista bibliografică, 3 au fost publicate în volumele unor manifestări științifice de prestigiu din străinătate [Pop2008a], [Pop2008b], [Barbulescu2008], restul fiind publicate în țară [Nemes2005a], [Nemes2005b], [Nemes2007], [Pop2007], [Pop2008c], [Pop2009] sau constituind protocoale de contract și referate de cercetare.

Analizele teoretice și practice realizate în cadrul tezei de doctorat, precum și rezultatele obținute, deschid o serie de direcții privind cercetarea ulterioară în domeniu. Se recomandă ferm dezvoltarea unor modele matematice complete, fără ipoteze simplificatoare (unele cu totul nejustificate în condițiile tehnicii de calcul actuale), și continuarea cercetărilor în ceea ce privește alegerea celor mai echitabile metode de alocare a costului transportului energiei electrice participanților la piața de energie. Problema prezintă un deosebit interes atât operatorilor de transport și de sistem, cât și participanților la piața de energie electrică (producătorii, distribuitorii și utilizatorii de energie electrică). Teza de doctorat reprezintă un pas în soluționarea unor probleme în care cu siguranță nu s-a spus încă ultimul cuvânt.

## Anexa 1. Sistem test cu 4 noduri, varianta cu pierderi de putere activă

Sistemul test 4 noduri (Fig. A1.1) cuprinde două noduri tip generator și două noduri tip consumator. Nodul 1 este nod de echilibrare. Parametrii elementelor de rețea sunt prezentați în tabelul A1.1. Tabelul A1.2 cuprinde datele inițiale ale nodurilor, precum și rezultatele circulației de puteri pentru regimul de funcționare considerat. Tabelul A1.3 prezintă rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului.

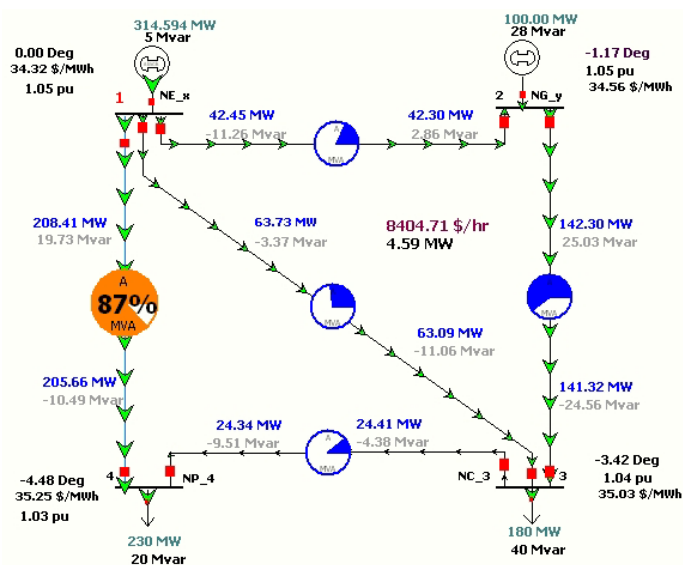


Fig. A1.1. Sistem test cu 4 noduri, regim normal de funcționare

Tabelul A1.1. Parametrii elementelor de rețea

Nod $i$	Nod $j$	$R$ [u.r.]	$X$ [u.r.]	$B$ [u.r.]	$L$ [km]
1	2	0.00861	0.05165	0.0840	62.5
1	3	0.01722	0.10331	0.1680	125
1	4	0.00689	0.04132	0.0670	50
2	3	0.00517	0.03099	0.0500	37.5
4	3	0.01377	0.08264	0.1345	100

Tabelul A1.2. Date și rezultate circulație de puteri pentru noduri

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVar]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	231.000	0			314.59	5.10
2	231.000	-1.17			100.00	27.9
3	227.831	-3.42	180	40		
4	226.657	-4.48	230	20		

Tabelul A1.3. Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [Mvar]	$S_{ij}^{max}$ [MVA]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
1	2	42.4	-11.3	18.3	0.14	-8.4
1	3	63.7	-3.4	26.7	0.64	-14.43
1	4	208.4	19.7	87.2	2.75	9.24
2	3	142.3	25	60.2	0.98	0.47
4	3	-24.3	-9.5	10.9	0.08	-13.88

## Anexa 2. Sistem test cu 4 noduri, varianta fără pierderi de putere activă

Sistemul test 4 noduri este prezentat în Fig. A2.1. Parametrii elementelor de rețea sunt prezentați în tabelul A1.1 (Anexa 1). Tabelul A2.1 cuprinde datele inițiale ale nodurilor, precum și rezultatele circulației de puteri pentru regimul de funcționare considerat (cu neglijarea pierderilor de putere activă). Tabelul A2.2 prezintă rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului.

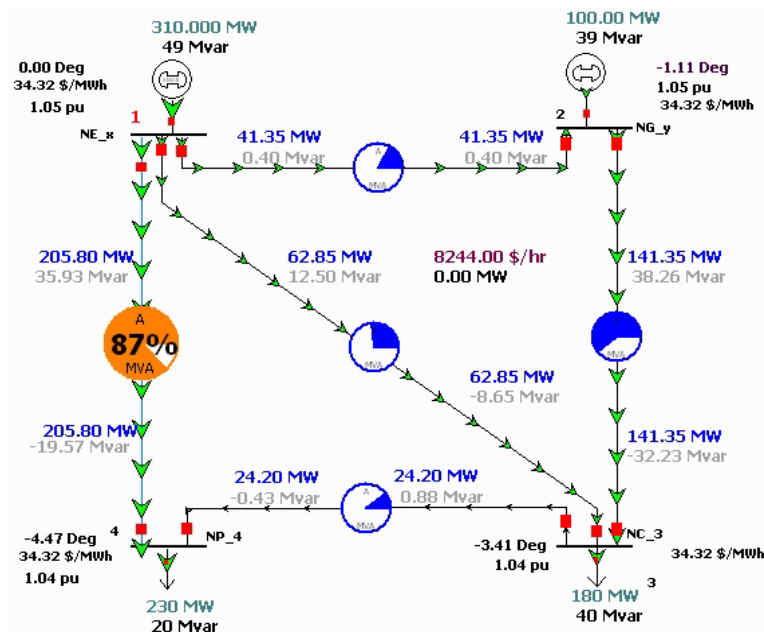


Fig. A2.1. Sistem test cu 4 noduri, regim fără pierderi

Tabelul. A2.1. Rezultate circulație de puteri pentru noduri

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVar]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	231.000	0			310	48.82
2	231.000	-1.11			100	38.66
3	228.700	-3.41	180	40		
4	228.585	-4.47	230	20		

Tabelul. A2.2. Date și rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [Mvar]	$S_{ij}^{max}$ [MVA]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
1	2	41.3	0.4	17.2	0	0.8
1	3	62.8	12.5	26.7	0	3.85
1	4	205.8	35.9	87	0	16.36
2	3	141.3	38.3	61	0	6.03
4	3	-24.2	-0.4	10.1	0	0.45



## Anexa A3. Sistem test cu 12 noduri, varianta cu pierderi de putere activă

Sistemul test 12 noduri este prezentat în Fig. A3.1. Nodul 1 este nod de echilibrare. Parametrii elementelor de rețea sunt prezentați în tabelul A3.1. Tabelul A3.2 cuprinde datele inițiale ale nodurilor, precum și rezultatele circulației de puteri pentru regimul de funcționare considerat. Tabelul A3.3 prezintă rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului.

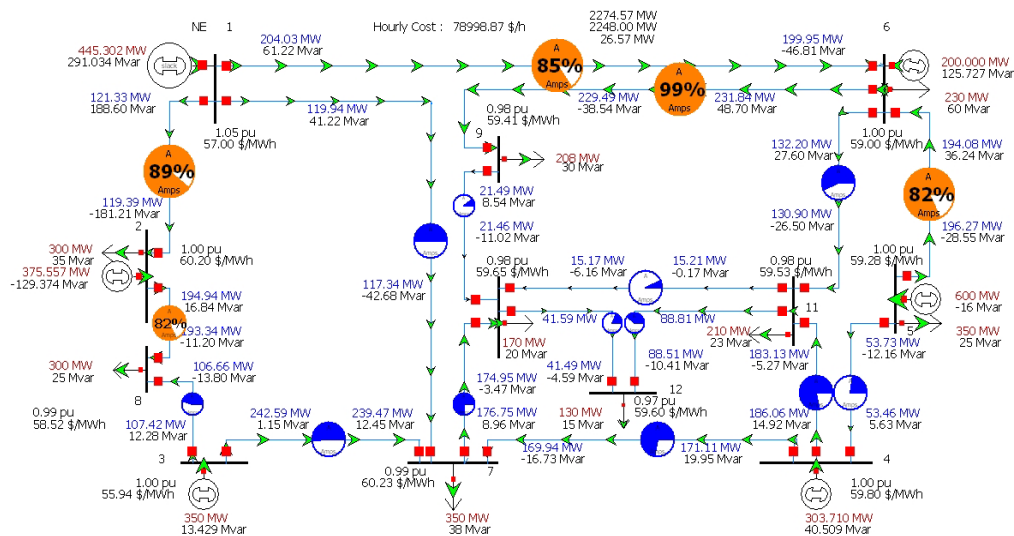


Fig. A3.1. Sistem test cu 12 noduri, regim normal de funcționare

Tabelul. A3.1. Parametrii elementelor de rețea

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	<i>R</i> [u.r]	<i>X</i> [u.r]	<i>B</i> [u.r]	<i>L</i> [km]
1	2	0.00415	0.02500	0.04000	30
1	6	0.00969	0.05838	0.09490	70
1	7	0.01660	0.10000	0.16132	120
2	8	0.00415	0.02500	0.04000	30
3	7	0.00526	0.03169	0.05110	38
8	3	0.00623	0.03752	0.06000	45
5	4	0.00830	0.05000	0.08000	60
7	4	0.00387	0.02335	0.03765	28
11	4	0.00830	0.05000	0.08000	60
6	5	0.00554	0.03335	0.05379	40
6	9	0.00415	0.02500	0.04000	30
6	11	0.00692	0.04170	0.06725	50
10	7	0.00554	0.03335	0.05379	40
9	10	0.00277	0.01667	0.02690	20
10	11	0.00692	0.04170	0.06725	50
10	12	0.00484	0.02912	0.04700	34
11	12	0.00346	0.02080	0.03360	25

Tabelul. A3.2. Date și rezultate circulație de puteri noduri

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVar]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	231.000	0.00			490.89	285.76
2	220.000	-1.68	300.00	35.00	340.49	-122.84
3	220.000	-2.08			350.00	13.37
4	220.000	-4.28			293.72	41.82
5	220.000	-2.61	350.00	25.00	600.00	-15.82
6	220.000	-6.39	230.00	60.00	200.00	126.57
7	217.587	-6.48	350.00	38.00		
8	217.440	-4.42	300.00	25.00		
9	215.443	-9.69	208.00	30.00		
10	214.946	-9.91	170.00	20.00		
11	215.467	-9.55	210.00	23.00		
12	214.322	-10.64	130.00	15.00		

Tabelul. A3.3. Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [Mvar]	$S_{ij}^{max}$ [MVA]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
1	2	154.1	184.0	100.0	2.22	9.04
1	6	211.3	60.8	91.6	4.34	15.97
1	7	125.5	40.9	55.0	2.81	-0.25
2	8	192.3	17.1	80.5	1.57	5.39
3	7	240.0	1.4	100.0	3.05	13.20
8	3	-109.2	-13.3	46.1	0.79	-1.31
5	4	56.6	-12.5	24.1	0.30	-6.36
7	4	-165.6	-17.7	70.0	1.11	2.88
11	4	-180.4	-5.9	76.6	2.85	9.14
6	5	-191.3	35.6	81.4	2.13	7.31
6	9	233.8	48.5	99.5	2.38	10.39
6	11	134.4	27.3	57.2	1.34	1.34
10	7	-173.5	-3.7	73.1	1.77	5.32
9	10	23.4	8.1	10.7	0.03	-2.46
10	11	-14.9	-6.2	6.7	0.04	-6.33
10	12	41.8	0.6	17.5	0.11	-3.94
11	12	88.6	9.0	37.1	0.30	-1.48

## Anexa A4. Sistem test cu 12 noduri, varianta fără pierderi de putere activă

Sistemul test 12 noduri este prezentat în Fig. A4.1. Parametrii elementelor de rețea sunt prezentați în tabelul A3.1 (Anexa 3). Tabelul A4.1 cuprinde datele inițiale ale nodurilor, precum și rezultatele circulației de puteri pentru regimul de funcționare considerat (cu neglijarea pierderilor de putere activă). Tabelul A4.2 prezintă rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului.

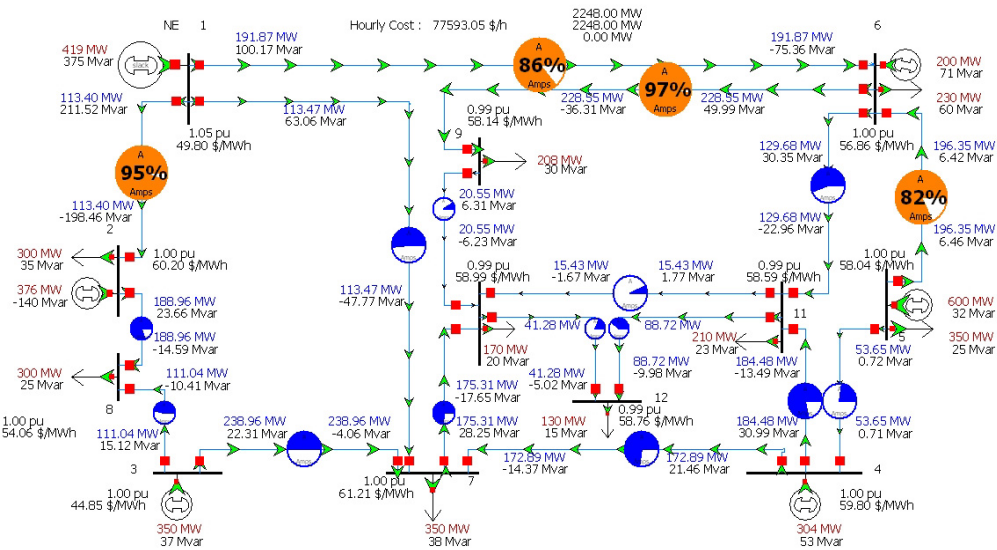


Fig. A4.1. Sistem test cu 12 noduri, regim fără pierderi

Tabelul. A4.1. Date și rezultate circulație de puteri pentru noduri

Nod	U [kV]	δ [grd]	P <sub>c</sub> [MW]	Q <sub>c</sub> [MVar]	P <sub>g</sub> [MW]	Q <sub>g</sub> [MVAR]
1	231.000	0.00			418.74	374.75
2	220.000	-1.55	300.00	35.00	375.56	-139.80
3	220.003	-1.87			350.00	37.43
4	220.004	-3.91			303.71	53.16
5	220.004	-2.37	350.00	25.00	600.00	32.18
6	220.003	-6.12	230.00	60.00	200.00	71.40
7	219.082	-6.23	350.00	38.00		
8	218.946	-4.27	300.00	25.00		
9	217.617	-9.44	208.00	30.00		
10	217.384	-9.64	170.00	20.00		
11	217.544	-9.26	210.00	23.00		
12	217.042	-10.34	130.00	15.00		

Tabelul. A4.2. Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea

Nod i	Nod j	P <sub>ij</sub> [MW]	Q <sub>ij</sub> [Mvar]	S <sub>ij</sub> <sup>max</sup> [MVA]	ΔP [MW]	ΔQ [MVAR]
1	2	113.4	211.5	240.0	100.0	13.06
1	6	191.9	100.2	216.4	90.2	24.81
1	7	113.5	63.1	129.8	54.1	15.28
2	8	189.0	23.7	190.4	79.3	9.07

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [Mvar]	$S_{ij}^{max}$ [MVA]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
3	7	239.0	22.3	240.0	100.0	18.25
8	3	-111.0	-10.4	111.5	46.7	4.71
5	4	53.7	0.7	53.7	22.4	1.44
7	4	-172.9	-14.4	173.5	72.6	7.09
11	4	-184.5	-13.5	185.0	77.9	17.50
6	5	-196.4	6.4	196.5	81.9	12.87
6	9	228.6	50.0	234.0	97.5	13.68
6	11	129.7	30.4	133.2	55.5	7.40
10	7	-175.3	-17.6	176.2	74.0	10.60
9	10	20.5	6.3	21.5	9.0	0.08
10	11	-15.4	-1.7	15.5	6.5	0.10
10	12	41.3	5.5	41.7	17.4	0.52
11	12	88.7	11.7	89.5	37.3	1.70

## Anexa 5. Sistem test cu 25 noduri, varianta cu pierderi de putere activă

Sistemul Test25 are 25 de noduri și 29 de elemente de rețea și a fost creat pe baza părții de sud-vest a sistemului electroenergetic al României [Kilyeni1988]. Cuprinde 6 noduri generatoare (nodul 1 este nodul de echilibrare) și 19 consumatoare. Regimul normal de funcționare este prezentat în figura A5.1.

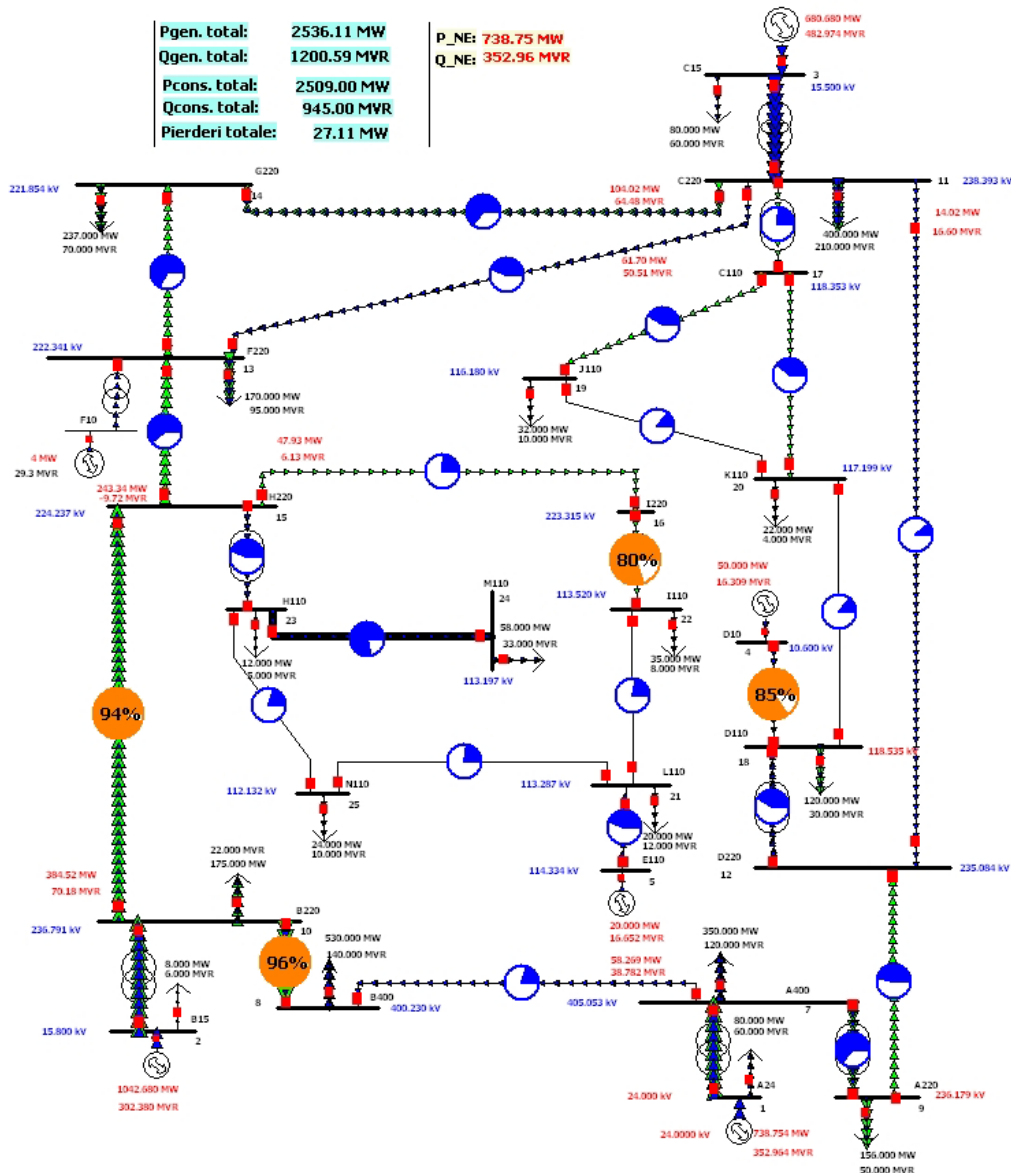


Fig. A5.1. Sistem test 25 noduri, regim normal de funcționare

Parametrii elementelor de rețea sunt prezentați în tabelul A5.1. Tabelul A5.2 cuprinde datele inițiale ale nodurilor, precum și rezultatele circulației de puteri pentru regimul de funcționare considerat. Tabelul A5.3 prezintă rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului.

Tabelul. A5.1. Parametrii elementelor de rețea

Nod <i>i</i>	Nod <i>j</i>	<i>R</i> [u.r.]	<i>X</i> [u.r.]	<i>B</i> [u.r.]	<i>L</i> [km]
7	1	0.00035	0.01872	-0.0375	180
7	9	0.0007	0.0317	-0.0181	306
10	2	0.00025	0.01015	-0.062	12
8	10	0.00035	0.01585	-0.0363	153
8	7	0.00175	0.018	0.4608	173
17	19	0.04132	0.15702	0.01307	51
17	20	0.04793	0.09587	0.00871	31
11	3	0.00042	0.01191	-0.1088	29
11	12	0.01426	0.07851	0.11616	94
11	17	0.00147	0.0605	-0.01322	72
18	4	0.00995	0.20764	-0.0065	68
12	9	0.00971	0.07169	0.08567	86
12	18	0.00147	0.0605	-0.0132	72
13	11	0.01922	0.11364	0.17037	136
13	15	0.00486	0.03171	0.17908	38
13	6	0.00735	0.22969	-0.0027	275
14	11	0.00959	0.09686	0.22893	116
14	13	0.00351	0.02397	0.136	29
23	25	0.06198	0.12975	0.01198	42
23	24	0.00298	0.00512	0.0847	3
15	10	0.00857	0.05083	0.3059	122
15	23	0.00147	0.0605	-0.0132	72
15	16	0.00455	0.02665	0.03872	32
22	21	0.02066	0.04545	0.00411	15
16	22	0.00147	0.0605	-0.0132	72
19	20	0.08264	0.16529	0.01512	54
20	18	0.05579	0.26364	0.02057	86
21	5	0.01736	0.03818	0.00339	12
25	21	0.04545	0.11405	0.01029	37

Tabelul A5.2. Date și rezultate circulație de puteri pentru noduri

Nod	<i>U</i> [kV]	$\delta$ [grd]	<i>P<sub>c</sub></i> [MW]	<i>Q<sub>c</sub></i> [MVar]	<i>P<sub>g</sub></i> [MW]	<i>Q<sub>g</sub></i> [MVAR]	<i>C<sub>i</sub>(P<sub>gi</sub>)</i>
1	24.00	0	80	60	738.58	352.94	$0.02 \cdot P_{g1}^2 + 20 P_{g1} + 200$
2	15.80	3.68	8	6	1042.68	302.37	$4 P_{g2}$
3	15.50	-9.01	80	60	680.85	482.96	$0.025 \cdot P_{g3}^2 + 40 P_{g3} + 300$
4	10.60	-9.13			50	16.31	$0.03 \cdot P_{g4}^2 + 30 P_{g4} + 300$
5	114.33	-14.01			20	16.65	$6 P_{g5}$
6	10.82	-15.6			4	29.3	$0.01 \cdot P_{g6}^2 + 10 P_{g6} + 100$
7	405.05	-5.05	350	120			
8	400.23	-5.58	530	140			
9	236.18	-8.9	156	50			
10	236.79	-1.85	175	22			
11	238.39	-12.94	400	210			
12	235.09	-12.23					
13	222.34	-16	170	95			
14	221.86	-17.84	237	70			
15	224.24	-11.71					
16	223.32	-12.39					
17	118.35	-14.33					
18	118.54	-14.51	120	30			
19	116.18	-16.06	32	10			
20	117.20	-15.42	22	4			
21	113.29	-14.26	20	12			
22	113.52	-13.94	35	8			
23	113.54	-14.28	12	5			
24	113.20	-14.4	58	33			
25	112.13	-14.94	24	10			

Tabelul A5.3. Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [Mvar]	$S_{ij}^{max}$ [MVA]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
7	1	-657.3	-221	0	1.26	71.96
7	9	249.1	62.2	64.2	0.39	19.52
10	2	-1032.1	-183.5	89.7	2.61	112.82
8	10	-471.9	-55.8	96.3	0.7	35.57
8	7	-58.1	-84.2	20.5	0.12	-45.41
17	19	23.8	6.8	41.3	0.22	-0.64
17	20	23	0	38.4	0.22	-0.56
11	3	-598.8	-351.1	61.2	2.1	71.88
11	12	-13.9	16.6	16.4	0.09	-12.96
11	17	46.9	9.5	23.9	0.03	2.72
18	4	-49.8	-10.5	87.7	0.24	5.83
12	9	-92	2.9	46.5	0.73	-4.47
12	18	78	26.7	41.2	0.08	4.95
13	11	-60.5	-62	43.3	1.22	-11.47
13	15	-240.5	9.3	60.9	2.77	-0.38
13	6	-3.9	-27.1	49.3	0.06	2.16
14	11	-102.7	-75.6	63.8	1.38	-11.14
14	13	-134.3	5.6	67.9	0.63	-9.57
23	25	11.5	4.1	20.9	0.09	-1.07
23	24	58.1	24.2	83.4	0.12	-8.79
15	10	-372.9	-35.5	97.7	11.5	34.63
15	23	81.7	39.1	45.3	0.11	5.83
15	16	47.9	6.1	24.4	0.1	-3.4
22	21	12.8	-1.2	21.4	0.03	-0.37
16	22	47.8	9.5	81.3	0.03	2.71
19	20	-8.4	-2.5	14.6	0.05	-1.59
20	18	-7.6	-4.4	14.7	0.03	-2.2
21	5	-19.9	-16.8	43.4	0.11	-0.12
25	21	-12.6	-4.8	22.5	0.08	-0.89

## Anexa A6. Sistem test cu 25 noduri, varianta fără pierderi de putere activă

Sistemul test 25 noduri este prezentat în Fig. A6.1. Parametrii elementelor de rețea sunt prezentați în tabelul A5.1 (Anexa 5). Tabelul A6.1 cuprinde datele inițiale ale nodurilor, precum și rezultatele circulației de puteri pentru regimul de funcționare considerat (cu neglijarea pierderilor de putere activă). Tabelul A6.2 prezintă rezultatele circulației de puteri referitoare la laturile sistemului.

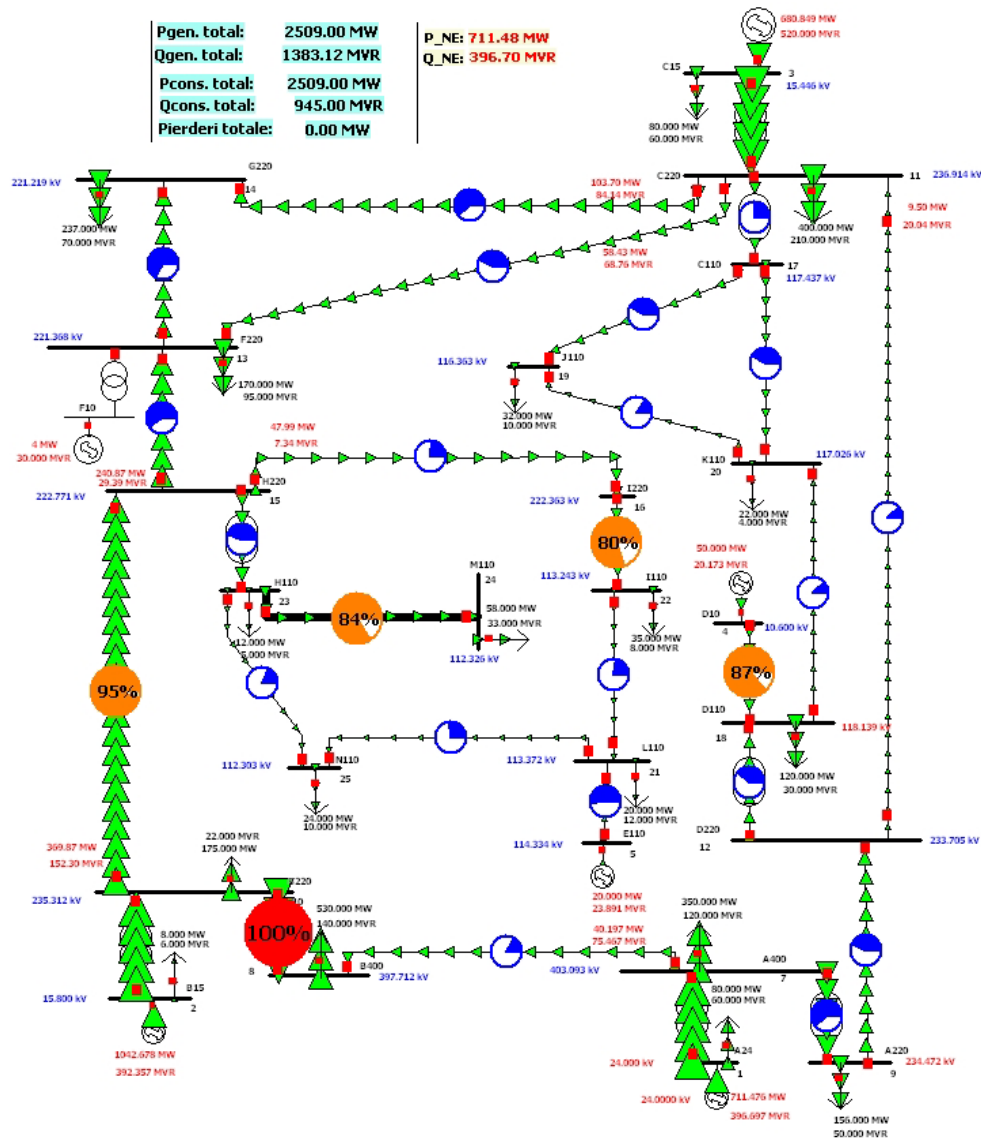


Fig. A6.1. Sistem test 25 noduri, regim fără pierderi



Tabelul A6.1. Date și rezultate circulație de puteri pentru noduri

Nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grd]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVar]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]
1	24.00	0	80	60	719.13	357.49
2	15.80	4.11	8	6	1050	335.84
3	15.50	-8.59	80	60	669.87	460.95
4	10.60	-8.78			50	14.91
5	114.33	-13.58			20	2.91
6	10.82	-15.75			0	20.22
7	405.41	-4.94	350	120		
8	400.73	-5.37	530	140		
9	236.49	-8.76	156	50		
10	236.65	-1.5	175	22		
11	239.60	-12.52	400	210		
12	236.59	-11.98				
13	227.07	-15.75	170	95		
14	227.22	-17.5	237	70		
15	227.63	-11.48				
16	226.61	-12.17				
17	118.99	-13.92				
18	119.41	-14.21	120	30		
19	118.14	-15.74	32	10		
20	118.73	-15.05	22	4		
21	114.21	-13.99	20	12		
22	114.64	-13.68	35	8		
23	115.25	-13.99	12	5		
24	115.09	-14.15	58	33		
25	114.12	-14.76	24	10		

Tabelul A6.2. Rezultate circulație de puteri pentru elemente de rețea

Nod $i$	Nod $j$	$P_{ij}$ [MW]	$Q_{ij}$ [Mvar]	$S_{ij}^{max}$ [MVA]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
7	1	-639.1	-228.5	0	0	69.03
7	9	246.6	66.2	63.8	0	19.29
10	2	-1042	-213.7	91.1	0	116.1
8	10	-487.5	-52	99.1	0	37.52
8	7	-42.5	-88	19.5	0	-45.71
17	19	23.5	5	40.3	0	-0.73
17	20	24	2.4	40.2	0	-0.54
11	3	-589.9	-332.5	59.4	0	68.49
11	12	-14.1	12.2	14.5	0	-13.23
11	17	47.5	10.2	24.3	0	2.76
18	4	-50	-9.1	87	0	5.76
12	9	-90.6	-1.7	45.3	0	-4.8
12	18	76.5	27.1	40.6	0	4.82
13	11	-55.7	-59.2	40.7	0	-13.19
13	15	-250.5	-8.5	62.7	0	-0.44
13	6	0	-19.1	33.7	0	1.16
14	11	-100.8	-67.8	60.8	0	-13.75
14	13	-136.2	-2.2	68.2	0	-10.33
23	25	11.2	7.7	23.7	0	-1.07
23	24	58	23.9	83.4	0	-9.09
15	10	-379.5	-66.7	98.3	0	35.51
15	23	81.2	42.4	45.8	0	5.83
15	16	47.8	16.2	25.8	0	-3.47
22	21	12.8	8.8	26.2	0	-0.34
16	22	47.8	19.7	86.1	0	2.86
19	20	-8.5	-4.3	15.9	0	-1.63
20	18	-6.5	-3.7	12.5	0	-2.3
21	5	-20	-3.1	33.7	0	-0.22
25	21	-12.8	-1.2	21.4	0	-0.93

## Anexa 7. Sistemul DET Vest

Sistemul DET Vest este prezentat în Fig. 7.1, având următoarele caracteristici principale:

- număr total de noduri – 88, dintre care 35 cu generatoare (17 reale, 18 echivalente) și 42 noduri cu consum;
- număr total elemente de rețea – 110, dintre care 45 linii electrice aeriene, 58 transformatoare și autotransformatoare, 4 cuple și 3 bobine de compensare inductivă transversală.

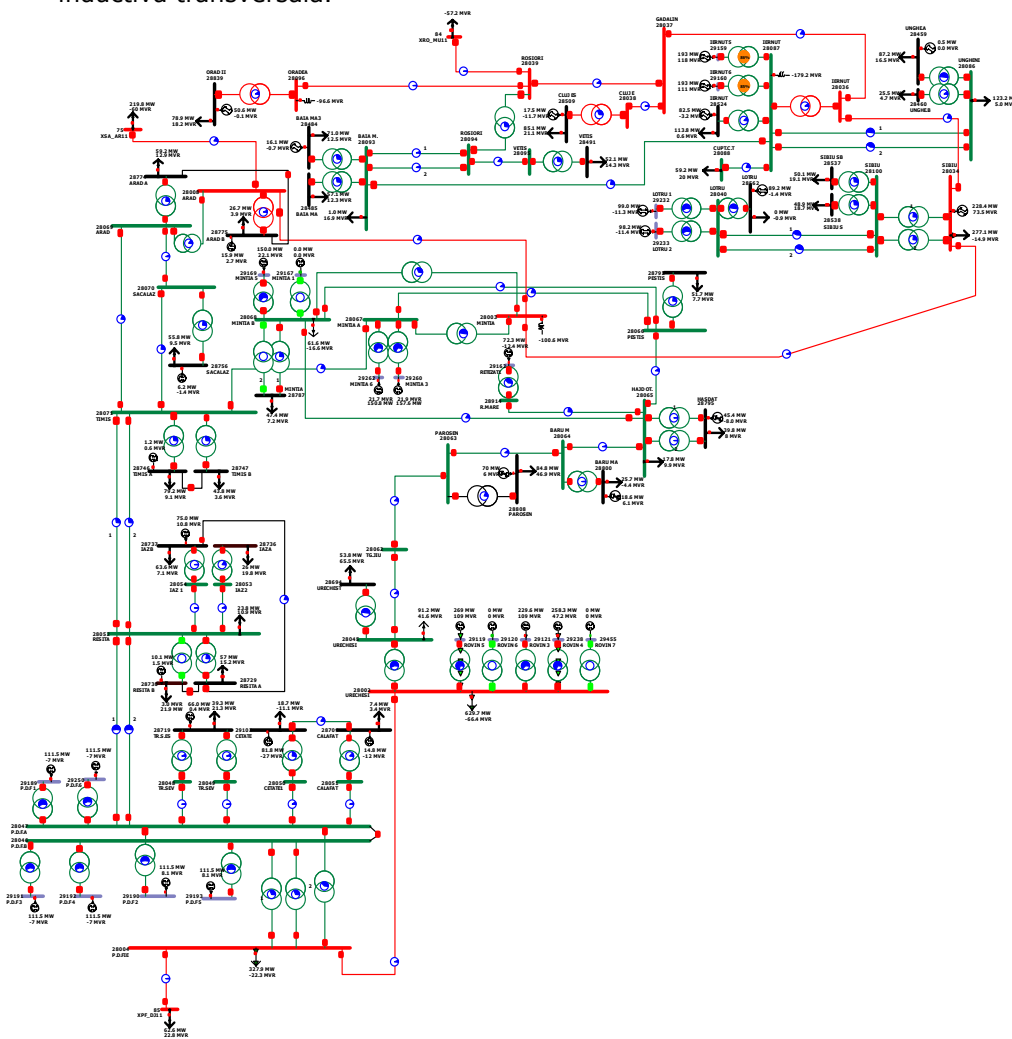


Fig. A7.1. Sistemul DET Vest

Sistemul DET Vest cuprinde zona de Vest, Sud-Vest și Nord-Vest a sistemului electroenergetic al României, acoperit în principal de Dispeceeratul Electroenergetic

Teritorial Timișoara și, parțial, de Dispeceratele Electroenergetice Teritoriale Craiova și Cluj-Napoca. Se observă că în zona de interes au fost luate în considerare în principal nivele de tensiune de 400 și 220 kV, generatoarele reale fiind introduse la medie tensiune, împreună cu transformatoarele bloc aferente. De asemenea, s-au considerat în schemă și autotransformatoarele de 220/110 kV.

În toate nodurile sistemului s-au introdus atât consumurile reale, cât și cele echivalente rezultate prin eliminarea rețelei de 110 kV.

Regimul de funcționare considerat este unul de tip maxim seară iarnă, care coincide în limite rezonabile cu cel furnizat de către UnODEN Dispeceratul Electroenergetic Național al României) pentru anul 2007-2008.

Elementele esențiale legate de regimul inițial de funcționare sunt următoarele: tabelul A7.1 prezintă datele inițiale referitoare la nodurile generatoare; tabelul A7.2 prezintă datele inițiale referitoare la nodurile consumatoare; tabelul A7.3 prezintă parametrii liniilor electrice; tabelul A7.4 prezintă parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor; tabelul A7.5 prezintă rezultatele circulației de puteri referitoare la noduri; tabelul A7.6 prezintă circulațiile de puteri pe liniile electrice; tabelul A7.7 prezintă circulațiile de puteri pentru transformatoare și auto-transformatoare; tabelul A7.8 prezintă bilanțul general de puteri.

Tabelul A7.1. Date inițiale noduri generatoare

Nr. crt.	Nod	Nume nod	$U_n$ [kV]	$P_g$ [MW]	$U_b$ [kV]	$P_{min}$ [MW]	$P_{max}$ [MW]	$Q_{min}$ [MVAR]	$Q_{max}$ [MVAR]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]
1.	29159	IERNUT 5	15.75	193.00	15.800	66.00	193.00	0.00	126.00	0.00	0.00
2.	29160	IERNUT 6	15.75	193.00	15.800	66.00	193.00	-26.00	126.00	0.00	0.00
3.	29162	RETEZAT1	15.75	72.30	14.962	65.00	100.00	-15.00	34.00	0.00	0.00
4.	29169	MINTIA 5	15.75	150.00	15.300	46.00	165.00	-22.00	140.00	0.00	0.00
5.	29189	P.D.F 1	15.75	111.50	14.985	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
6.	29190	P.D.F 2	15.75	111.50	15.152	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
7.	29191	P.D.F 3	15.75	111.50	14.986	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
8.	29192	P.D.F 4	15.75	111.50	14.986	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
9.	29193	P.D.F 5	15.75	111.50	15.152	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
10.	29232	LOTRU 1	15.75	99.00	15.000	20.00	170.00	-40.00	40.00	0.00	0.00
11.	29233	LOTRU 2	15.75	98.20	15.000	20.00	152.10	-40.00	40.00	0.00	0.00
12.	29250	P.D.F.6	15.75	111.50	14.985	80.00	190.00	-10.00	93.00	0.00	0.00
13.	29260	MINTIA 3	15.75	157.60	15.356	140.00	185.00	-39.00	140.00	0.00	0.00
14.	29262	MINTIA 6	15.75	150.80	15.356	140.00	185.00	-39.00	140.00	0.00	0.00
15.	29119	ROVIN 5	24.00	270.00	24.552	210.00	278.00	100.00	204.00	0.00	0.00
16.	29121	ROVIN 3	24.00	229.60	24.578	210.00	278.00	100.00	204.00	0.00	0.00
17.	29238	ROVIN 4	24.00	258.30	24.000	189.00	287.00	0.00	204.00	0.00	0.00
18.	28034	SIBIU	400.00	-	404.400	-500.00	500.00	-200.00	200.00	0.00	0.00

Tabelul A7.2. Datele inițiale noduri consumatoare

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	$U_n$ [kV]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]
1.	28459	UNGHE.A	110	-86.70	-16.50
2.	28460	UNGHE.B	110	-25.50	-4.70
3.	28484	BAIA MA3	110	-50.00	-12.50
4.	28485	BAIA MA	110	-50.00	-12.30
5.	28491	VETIS	110	-52.10	-14.30
6.	28509	CLUJ ES	110	-67.60	-32.80
7.	28524	IERNUT	110	-31.30	-3.80
8.	28537	SIBIU SB	110	-50.10	-19.10
9.	28538	SIBIU S	110	-48.90	-18.70
10.	28562	LOTRU	110	+89.20	-0.50
11.	28694	URECHEST	110	-53.80	-65.50
12.	28709	CALAFAT	110	+7.40	-15.40

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	$U_n$ [kV]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]
13.	28719	TR.S.ES	110	+26.70	-20.90
14.	28729	RESITA A	110	-57.00	-15.20
15.	28730	RESITA B	110	-11.80	-1.50
16.	28736	IAZ A	110	-26.00	-19.80
17.	28737	IAZ B	110	+11.40	+3.70
18.	28746	TIMIS A	110	-78.00	-8.50
19.	28747	TIMIS B	110	-43.80	-3.60
20.	28756	SACALAZ	110	-49.60	-10.9
21.	28774	ARAD A	110	-59.20	-12.90
22.	28775	ARAD B	110	-10.80	-1.20
23.	28787	MINTIA	110	-47.40	-7.20
24.	28792	PESTIS	110	-51.70	-7.70
25.	28795	HASDAT	110	5.60	-16.00
26.	28800	BARU MA	110	-7.10	+10.50
27.	28808	PAROSEN	110	-14.80	-40.90
28.	28839	ORAD II	110	-28.30	-18.30
29.	29102	CETATE	110	+63.10	-15.90
30.	28040	LOTRU	220	0.00	0.00
31.	28045	URECHESI	220	-91.20	-41.60
32.	28046	P.D.F.B	220	0.00	0.00
33.	28047	P.D.F.A.	220	0.00	0.00
34.	28048	TR. SEV	220	0.00	0.00
35.	28049	TR. SEV	220	0.00	0.00
36.	28050	CETATE1	220	0.00	0.00
37.	28051	CALAFAT	220	0.00	0.00
38.	28052	RESITA	220	-23.80	-10.90
39.	28053	IAZ2	220	0.00	0.00
40.	28054	IAZ1	220	0.00	0.00
41.	28062	TG. JIU	220	0.00	0.00
42.	28063	PAROSEN	220	0.00	0.00
43.	28064	BARU M	220	0.00	0.00
44.	28065	HAJD OT.	220	-17.80	-9.90
45.	28066	PESTIS	220	0.00	0.00
46.	28067	MINTIA A	220	0.00	0.00
47.	28068	MINTIA B	220	-61.60	+16.60
48.	28069	ARAD	220	0.00	0.00
49.	28070	SALACAZ	220	0.00	0.00
50.	28071	TIMIS	220	0.00	0.00
51.	28086	UNGHENI	220	-123.20	-5.00
52.	28087	IERNUT	220	0.00	0.00
53.	28088	CUPT.C.T	220	-59.20	-20.00
54.	28093	BAIA M.	220	-50.00	-16.90
55.	28094	ROSIORI	220	0.00	0.00
56.	28095	VETIS	220	0.00	0.00
57.	28100	SIBIU	220	0.00	0.00
58.	28914	R. MARE	220	0.00	0.00
59.	75	XSA_AR11	400	-219.80	+60.00
60.	84	XRO_MU11	400	-10.80	+57.20
61.	85	XPF_DJ11	400	-62.60	-22.80
62.	28002	URECHESI	400	-629.70	+66.40
63.	28003	MINTIA	400	0.00	0.00
64.	28004	P.D.FIE	400	-327.90	+22.30
65.	28808	ARAD	400	0.00	0.00
66.	28034	SIBIU	400	+1.30	+88.40
67.	28036	IERNUT	400	0.00	0.00
68.	28037	GADALIN	400	0.00	0.00
69.	28038	CLUJ E	400	0.00	0.00
70.	28039	ROSIORI	400	0.00	0.00
71.	28096	ORADEA	400	0.00	0.00

Tabelul A8.3. Parametrii liniilor electrice

Nr. crt.	Nr. nod $i$	Nume nod $i$	$U_n$ [kV]	Nr. nod $j$	Nume nod $j$	$R$ [u.r.]	$X$ [u.r.]	$B$ [u.r.]	$S_{max}$ [MVA]
1.	28709	CALAFAT	110	29102	CETATE	0.02023	0.12436	0.01210	95
2.	28729	RESITA A	110	28730	RESITA B	0.00000	0.00001	0.00000	111
3.	28729	RESITA A	110	28737	IAZ B	0.03986	0.10710	0.01010	95
4.	28746	TIMIS A	110	28747	TIMIS B	0.00000	0.00001	0.00000	114
5.	28774	ARAD A	110	28775	ARAD B	0.00000	0.00083	0.00000	114
6.	28040	LOTRU	220	28100	SIBIU	0.01236	0.07527	0.11870	333
7.	28040	LOTRU	220	28100	SIBIU	0.01236	0.07527	0.11870	333
8.	28045	URECHESI	220	28062	TG.JIU	0.00270	0.01658	0.02580	305
9.	28046	P.D.F.B	220	28047	P.D.F.A	0.00000	0.00001	0.00000	333
10.	28047	P.D.F.A	220	28049	TR.SEV	0.00181	0.01104	0.01740	333
11.	28047	P.D.F.A	220	28048	TR.SEV	0.00181	0.01104	0.01740	333
12.	28047	P.D.F.A	220	28050	CETATE1	0.01293	0.07869	0.12410	305
13.	28047	P.D.F.A	220	28052	RESITA	0.01644	0.10008	0.15780	305
14.	28047	P.D.F.A	220	28052	RESITA	0.01644	0.10008	0.15780	305
15.	28047	P.D.F.A	220	28051	CALAFAT	0.01798	0.10949	0.17270	333
16.	28052	RESITA	220	28054	IAZ 1	0.00431	0.02626	0.04140	333
17.	28052	RESITA	220	28053	IAZ 2	0.00431	0.02626	0.04140	333
18.	28052	RESITA	220	28071	TIMIS	0.01027	0.06253	0.09860	333
19.	28052	RESITA	220	28071	TIMIS	0.01027	0.06253	0.09860	333
20.	28062	TG.JIU	220	28063	PAROSEN	0.00597	0.03290	0.05060	274
21.	28063	PAROSEN	220	28064	BARU M	0.00317	0.01749	0.02690	305
22.	28064	BARU M	220	28065	HAJD OT.	0.00689	0.03800	0.05840	305
23.	28065	HAJD OT.	220	28066	PESTIS	0.00252	0.01389	0.02170	305
24.	28065	HAJD OT.	220	28068	MINTIA B	0.00362	0.02228	0.03460	305
25.	28065	HAJD OT.	220	28914	R.MARE	0.00186	0.02524	0.07620	305
26.	28066	PESTIS	220	28068	MINTIA B	0.00290	0.01604	0.02500	305
27.	28066	PESTIS	220	28067	MINTIA A	0.00290	0.01604	0.02500	305
28.	28067	MINTIA A	220	28071	TIMIS	0.01826	0.11227	0.17430	333
29.	28069	ARAD	220	28071	TIMIS	0.00755	0.04593	0.07240	333
30.	28069	ARAD	220	28070	SACALAZ	0.00774	0.04713	0.07430	333
31.	28070	SACALAZ	220	28071	TIMIS	0.00346	0.02104	0.03320	333
32.	28086	UNGHENI	220	28087	IERNUT	0.00455	0.02511	0.03860	305
33.	28086	UNGHENI	220	28087	IERNUT	0.00230	0.02249	0.0550	242
34.	28087	IERNUT	220	28088	CUPT.C.T	0.01005	0.05540	0.08520	305
35.	28087	IERNUT	220	28093	BAIA M.	0.02136	0.13127	0.20390	305
36.	28093	BAIA M.	220	28094	ROSIORI	0.00465	0.02831	0.04460	305
37.	28093	BAIA M.	220	28094	ROSIORI	0.00465	0.02831	0.04460	305
38.	28094	ROSIORI	220	28095	VETIS	0.00492	0.02994	0.04720	343
39.	75	XSA_AR11	400	28008	ARAD	0.00106	0.01119	0.29700	1212
40.	84	XRO_MU11	400	28039	ROSIORI	0.00086	0.00812	0.21090	1178
41.	85	XPF_DJ11	400	28004	P.D.FIE	0.00002	0.00027	0.00340	1330
42.	28002	URECHESI	400	28004	P.D.FIE	0.00181	0.01773	0.47370	1247
43.	28003	MINTIA	400	28034	SIBIU	0.00276	0.02701	0.72140	1178
44.	28003	MINTIA	400	28008	ARAD	0.00295	0.02889	0.77170	1178
45.	28034	SIBIU	400	28036	IERNUT	0.00180	0.01759	0.46970	1178
46.	28036	IERNUT	400	28037	GADALIN	0.00108	0.01059	0.28300	1178
47.	28037	GADALIN	400	28038	CLUJ E	0.00041	0.00406	0.10850	1178
48.	28037	GADALIN	400	28039	ROSIORI	0.00253	0.02483	0.66320	1109
49.	28039	ROSIORI	400	28096	ORADEA	0.00284	0.02778	0.74210	1178

Tabelul A8.4. Parametrii transformatoarelor și autotransformatoarelor

Nr. crt.	Nod $i$	Nume nod $i$	$U_{n_i}$ [kV]	Nod $j$	Nume nod $j$	$U_{n_j}$ [kV]	$S_n$ [MVA]	$R$ [u.r.]	$X$ [u.r.]	$B$ [u.r.]	Plot	Nr. ploturi	$\Delta U_{plot}$ [%]
1.	28808	PAROSEN	110	28063	PAROSEN	220	200	0.00111	0.04691	-0.00570	+1	± 12	1.25
2.	28045	URECHESI	220	28002	URECHESI	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	± 12	1.25
3.	28046	P.D.F.B	220	28004	P.D.FIE	400	500	0.00041	0.02540	-0.02500	0	± 12	1.25
4.	28046	P.D.F.B	220	28004	P.D.FIE	400	500	0.00041	0.02540	-0.02500	0	± 12	1.25
5.	28047	P.D.F.A	220	28004	P.D.FIE	400	400	0.00064	0.02856	-0.02000	0	± 12	1.25
6.	28067	MINTIA A	220	28003	MINTIA	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	± 12	1.25
7.	28068	MINTIA B	220	28003	MINTIA	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	± 12	1.25
8.	28069	ARAD	220	28008	ARAD	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	± 12	1.25
9.	28094	ROSIORI	220	28039	ROSIORI	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	± 12	1.25

Nr. crt.	Nod $i$	Nume nod $i$	$U_n$ [kV]	Nod $j$	Nume nod $j$	$U_n$ [kV]	$S_n$ [MVA]	$R$ [u.r.]	$X$ [u.r.]	$B$ [u.r.]	Plot	Nr. ploturi	$\Delta U_{plot}$ [%]
10.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	$\pm 12$	1.25
11.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	400	0.00064	0.02875	-0.02000	0	$\pm 12$	1.25
12.	28040	LOTRU	220	28562	LOTRU	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
13.	28045	URECHESI	220	28694	URECHEST	110	200	0.00147	0.06050	-0.00580	0	$\pm 12$	1.25
14.	28048	TR.SEV	220	28719	TR.S.ES	110	200	0.00147	0.06441	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
15.	28049	TR.SEV	220	28719	TR.S.ES	110	200	0.00147	0.06441	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
16.	28050	CETATE1	220	29102	CETATE	110	200	0.00147	0.06441	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
17.	28051	CALAFAT	220	28709	CALAFAT	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
18.	28052	RESITA	220	28729	RESITA A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
19.	28053	IAZ 2	220	28736	IAZ A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
20.	28054	IAZ 1	220	28737	IAZ B	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
21.	28064	BARU M	220	28800	BARU MA	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
22.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
23.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
24.	28066	PESTIS	220	28792	PESTIS	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
25.	28068	MINTIA B	220	28787	MINTIA	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
26.	28069	ARAD	220	28774	ARAD A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
27.	28070	SACALAZ	220	28756	SACALAZ	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
28.	28071	TIMIS	220	28747	TIMIS B	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
29.	28071	TIMIS	220	28746	TIMIS A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
30.	28086	UNGHENI	220	28460	UNGHE.B	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
31.	28086	UNGHENI	220	28459	UNGHE.A	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
32.	28087	IERNUT	220	28524	IERNUT	110	200	0.00214	0.09432	-0.01160	0	$\pm 12$	1.25
33.	28093	BAIA M.	220	28484	BAIA MA3	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
34.	28093	BAIA M.	220	28485	BAIA MA	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
35.	28095	VETIS	220	28491	VETIS	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
36.	28100	SIBIU	220	28538	SIBIU S	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
37.	28100	SIBIU	220	28537	SIBIU SB	110	200	0.00147	0.06050	-0.01320	0	$\pm 12$	1.25
38.	28040	LOTRU	220	29233	LOTRU 2	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.01130	0	$\pm 1$	5
39.	28040	LOTRU	220	29232	LOTRU 1	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.01130	0	$\pm 1$	5
40.	28046	P.D.F.B	220	29191	P.D.F 3	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	$\pm 1$	5
41.	28046	P.D.F.B	220	29193	P.D.F 5	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	$\pm 1$	5
42.	28046	P.D.F.B	220	29192	P.D.F 4	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	$\pm 1$	5
43.	28047	P.D.F.A	220	29190	P.D.F 2	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	$\pm 1$	5
44.	28047	P.D.F.A	220	29250	P.D.F.6	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	$\pm 1$	5
45.	28047	P.D.F.A	220	29189	P.D.F 1	15.75	216	0.00138	0.06481	-0.01300	0	$\pm 1$	5
46.	28067	MINTIA A	220	29262	MINTIA 6	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.00990	+1	$\pm 1$	5
47.	28067	MINTIA A	220	29260	MINTIA 3	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.00990	+1	$\pm 1$	5
48.	28068	MINTIA B	220	29169	MINTIA 5	15.75	250	0.00133	0.04347	-0.00990	+1	$\pm 1$	5
49.	28087	IERNUT	220	29159	IERNUT 5	15.75	250	0.00133	0.04388	-0.00990	0	$\pm 1$	5
50.	28087	IERNUT	220	29160	IERNUT 6	15.75	250	0.00133	0.04388	-0.00990	0	$\pm 1$	5
51.	28914	R.MARE	220	29162	RETEZAT1	15.75	190	0.00138	0.06621	-0.01130	0	$\pm 1$	5
52.	28036	IERNUT	400	28087	IERNUT	220	400	0.00081	0.02756	-0.01450	0	$\pm 12$	1.25
53.	28008	ARAD	400	28775	ARAD B	110	250	0.00151	0.07740	-0.00930	0	$\pm 12$	1.56
54.	28038	CLUJ E	400	28509	CLUJ ES	110	250	0.00151	0.07744	-0.00930	0	$\pm 12$	1.56
55.	28096	ORADEA	400	28839	ORAD II	110	250	0.00151	0.07744	-0.00930	0	$\pm 12$	1.56
56.	28002	URECHESI	400	29119	ROVIN 5	24	400	0.00080	0.03900	-0.01600	+1	$\pm 1$	5
57.	28002	URECHESI	400	29238	ROVIN 4	24	400	0.00080	0.03900	-0.01600	+1	$\pm 1$	5
58.	28002	URECHESI	400	29121	ROVIN 3	24	400	0.00080	0.03900	-0.01600	+1	$\pm 1$	5

Tabelul A8.5. Rezultate circulație de puteri referitoare la noduri

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grade]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]
1.	29159	IERNUT 5	15.800	-16.270	193.00	118.51	0.00	0.00
2.	29160	IERNUT 6	15.800	-16.280	193.00	111.53	0.00	0.00
3.	29162	RETEZAT1	14.962	-10.693	72.30	-10.87	0.00	0.00
4.	29169	MINTIA 5	15.300	-11.273	150.00	21.69	0.00	0.00
5.	29189	P.D.F 1	14.985	-2.523	111.50	-7.50	0.00	0.00
6.	29190	P.D.F 2	15.152	-2.586	111.50	8.06	0.00	0.00
7.	29191	P.D.F 3	14.986	-2.523	111.50	-7.36	0.00	0.00
8.	29192	P.D.F 4	14.986	-2.523	111.50	-7.36	0.00	0.00
9.	29193	P.D.F 5	15.152	-2.586	111.50	8.05	0.00	0.00
10.	29232	LOTRU 1	15.000	-7.581	99.00	-11.19	0.00	0.00

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	U [kV]	$\delta$ [grade]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]
11.	29233	LOTRU 2	15.000	-7.614	98.20	-11.23	0.00	0.00
12.	29250	P.D.F.6	14.985	-2.523	111.50	-7.50	0.00	0.00
13.	29260	MINTIA 3	15.356	-10.299	157.60	21.71	0.00	0.00
14.	29262	MINTIA 6	15.356	-10.479	150.80	21.44	0.00	0.00
15.	29119	ROVIN 5	24.552	-4.104	270.00	108.92	0.00	0.00
16.	29121	ROVIN 3	24.578	-5.009	229.60	108.84	0.00	0.00
17.	29238	ROVIN 4	24.000	-4.204	258.30	47.13	0.00	0.00
18.	28459	UNGHE.A	118.559	-25.253	0.50	0.00	87.20	16.50
19.	28460	UNGHE.B	119.49	-23.448	0.00	0.00	25.50	4.70
20.	28484	BAIA MA3	118.177	-27.758	16.10	-0.70	50.00	12.50
21.	28485	BAIA MA	118.226	-27.823	0.00	0.00	50.00	12.30
22.	28491	VETIS	118.015	-28.186	0.00	0.00	52.10	14.30
23.	28509	CLUJ ES	119.01	-24.95	17.50	-11.70	85.10	21.10
24.	28524	IERNUT	120.227	-22.665	82.50	-3.20	113.80	0.60
25.	28537	SIBIU SB	120.339	-18.769	0.00	0.00	50.10	19.10
26.	28538	SIBIU S	120.367	-18.735	0.00	0.00	48.90	18.70
27.	28562	LOTRU	115.384	-8.886	89.20	-1.40	0.00	-0.90
28.	28694	URECHEST	117.374	-14.522	0.00	0.00	53.80	65.50
29.	28709	CALAFAT	119.795	-4.837	14.80	-12.00	7.40	3.40
30.	28719	TR.S.ES	120.641	-6.574	66.00	0.40	39.30	21.30
31.	28729	RESITA A	118.049	-16.581	0.00	0.00	57.00	15.20
32.	28730	RESITA B	118.049	-16.581	10.10	1.50	21.90	3.00
33.	28736	IAZ A	116.996	-16.24	0.00	0.00	26.00	19.80
34.	28737	IAZ B	119.122	-15.547	75.00	10.80	63.60	7.10
35.	28746	TIMIS A	119.204	-20.27	1.20	0.60	79.20	9.10
36.	28747	TIMIS B	119.204	-20.27	0.00	0.00	43.80	3.60
37.	28756	SACALAZ	119.014	-20.812	6.20	-1.40	55.80	9.50
38.	28774	ARAD A	120.788	-21.519	0.00	0.00	59.20	12.90
39.	28775	ARAD B	120.798	-21.515	15.90	2.70	26.70	3.90
40.	28787	MINTIA	115.034	-16.745	0.00	0.00	47.40	7.20
41.	28792	PESTIS	120.979	-16.387	0.00	0.00	51.70	7.70
42.	28795	HASDAT	120.78	-14.583	45.40	-8.00	39.80	8.00
43.	28800	BARU MA	115.503	-14.49	18.60	6.10	25.70	-4.40
44.	28808	PAROSEN	115.684	-14.326	70.00	6.00	84.80	46.90
45.	28839	ORAD II	117.343	-25.681	50.60	-0.10	78.90	18.20
46.	29102	CETATE	120.057	-3.763	81.80	-27.00	18.70	-11.10
47.	28040	LOTRU	231.966	-11.696	0.00	0.00	0.00	0.00
48.	28045	URECHESI	232.155	-12.988	0.00	0.00	91.20	41.60
49.	28046	P.D.F.B	231.914	-7.076	0.00	0.00	0.00	0.00
50.	28047	P.D.F.A	231.913	-7.076	0.00	0.00	0.00	0.00
51.	28048	TR.SEV	231.671	-6.989	0.00	0.00	0.00	0.00
52.	28049	TR.SEV	231.671	-6.989	0.00	0.00	0.00	0.00
53.	28050	CETATE1	231.041	-5.164	0.00	0.00	0.00	0.00
54.	28051	CALAFAT	230.567	-5.576	0.00	0.00	0.00	0.00
55.	28052	RESITA	227.337	-15.146	0.00	0.00	23.80	10.90
56.	28053	IAZ 2	225.908	-15.468	0.00	0.00	0.00	0.00
57.	28054	IAZ 1	227.316	-15.278	0.00	0.00	0.00	0.00
58.	28062	TG.JIU	231.566	-13.324	0.00	0.00	0.00	0.00
59.	28063	PAROSEN	230.079	-13.98	0.00	0.00	0.00	0.00
60.	28064	BARU M	230.825	-14.258	0.00	0.00	0.00	0.00
61.	28065	HAJD OT.	231.591	-14.669	0.00	0.00	17.80	9.90
62.	28066	PESTIS	232.164	-14.919	0.00	0.00	0.00	0.00
63.	28067	MINTIA A	233.247	-14.454	0.00	0.00	0.00	0.00
64.	28068	MINTIA B	232.342	-15.256	0.00	0.00	61.60	-16.60
65.	28069	ARAD	230.933	-20.11	0.00	0.00	0.00	0.00
66.	28070	SACALAZ	228.795	-19.362	0.00	0.00	0.00	0.00
67.	28071	TIMIS	228.658	-18.485	0.00	0.00	0.00	0.00
68.	28086	UNGHENI	228.85	-22.705	0.00	0.00	123.20	5.00
69.	28087	IERNUT	230.537	-21.259	0.00	0.00	0.00	0.00
70.	28088	CUPT.C.T	227.35	-22.915	0.00	0.00	59.20	20.00
71.	28093	BAIA M.	227.512	-26.133	0.00	0.00	50.00	16.90
72.	28094	ROSIORI	228.92	-25.85	0.00	0.00	0.00	0.00
73.	28095	VETIS	227.318	-26.642	0.00	0.00	0.00	0.00
74.	28100	SIBIU	232.261	-17.347	0.00	0.00	0.00	0.00

Nr. crt.	Număr nod	Nume nod	$U$ [kV]	$\delta$ [grade]	$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]	$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]
75.	28914	R.MARE	231.154	-13.717	0.00	0.00	0.00	0.00
76.	75	XSA_AR11	405.429	-22.187	0.00	0.00	219.80	-60.00
77.	84	XRO_MU11	404.822	-24.356	0.00	0.00	10.80	-57.20
78.	85	XPF_DJ11	405.616	-9.342	0.00	0.00	62.60	22.80
79.	28002	URECHESI	413.696	-10.053	0.00	0.00	629.70	-66.40
80.	28003	MINTIA	401.134	-17.343	0.00	0.00	0.00	0.00
81.	28004	P.D.FIE	405.645	-9.333	0.00	0.00	327.90	-22.30
82.	28008	ARAD	403.149	-20.763	0.00	0.00	0.00	0.00
83.	28034	SIBIU	404.4	-18.847	227.75	73.22	277.10	-14.90
84.	28036	IERNUT	403.434	-21.07	0.00	0.00	0.00	0.00
85.	28037	GADALIN	403.464	-22.323	0.00	0.00	0.00	0.00
86.	28038	CLUJ E	402.82	-22.471	0.00	0.00	0.00	0.00
87.	28039	ROSIORI	402.677	-24.273	0.00	0.00	0.00	0.00
88.	28096	ORADEA	393.096	-24.607	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabelul A8.6. Rezultatele circulației de puteri pentru liniile electrice

Nr. crt.	Nr. nod $i$	Nume nod $i$	Nr. nod $j$	Nume nod $j$	$U_n$ [kV]	$P_i$ [MW]	$P_j$ [MW]	$Q_j$ [MVAR]	$Q_j$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
1.	28709	CALAFAT	29102	CETATE	110	-17.71	17.87	0.25	-1.36	0.159	-1.107
2.	28729	RESITA A	28730	RESITA B	110	11.80	-11.80	1.50	-1.50	0.000	0.000
3.	28729	RESITA A	28737	IAZ B	110	-20.33	20.48	-2.61	1.83	0.145	-0.786
4.	28746	TIMIS A	28747	TIMIS B	110	-17.10	17.10	-2.45	2.45	0.000	0.000
5.	28774	ARAD A	28775	ARAD B	110	-10.12	10.12	-12.58	12.59	0.000	0.002
6.	28040	LOTRU	28100	SIBIU	220	142.78	-140.25	-24.71	25.50	2.535	0.789
7.	28040	LOTRU	28100	SIBIU	220	142.78	-140.25	-24.71	25.50	2.535	0.789
8.	28045	URECHESI	28062	TG.JIU	220	41.07	-40.98	9.03	-11.62	0.095	-2.599
9.	28046	P.D.F.B	28047	P.D.F.A	220	18.94	-18.94	34.80	-34.80	0.000	0.000
10.	28047	P.D.F.A	28049	TR.SEV	220	-44.61	45.11	6.55	-18.74	0.500	-12.194
11.	28047	P.D.F.A	28048	TR.SEV	220	-13.21	13.25	11.70	-13.60	0.041	-1.898
12.	28047	P.D.F.A	28050	CETATE1	220	-13.21	13.25	11.71	-13.61	0.041	-1.898
13.	28047	P.D.F.A	28052	RESITA	220	154.17	-150.34	-1.38	5.60	3.827	4.219
14.	28047	P.D.F.A	28052	RESITA	220	154.17	-150.34	-1.38	5.60	3.827	4.219
15.	28047	P.D.F.A	28051	CALAFAT	220	-24.54	25.00	0.70	-19.07	0.458	-18.374
16.	28052	RESITA	28054	IAZ 1	220	96.40	-95.27	-28.09	23.24	1.131	-4.853
17.	28052	RESITA	28053	IAZ 2	220	96.40	-95.27	-28.09	23.24	1.131	-4.853
18.	28052	RESITA	28071	TIMIS	220	26.23	-26.11	19.11	-23.22	0.125	-4.113
19.	28052	RESITA	28071	TIMIS	220	9.25	-9.17	-3.34	-1.06	0.082	-4.399
20.	28062	TG.JIU	28063	PAROSEN	220	40.98	-40.78	11.62	-16.64	0.203	-5.011
21.	28063	PAROSEN	28064	BARU M	220	25.88	-25.79	-26.37	23.63	0.090	-2.746
22.	28064	BARU M	28065	HAJD OT.	220	18.59	-18.45	-16.12	9.84	0.149	-6.274
23.	28065	HAJD OT.	28066	PESTIS	220	30.26	-30.18	-26.33	24.12	0.080	-2.217
24.	28065	HAJD OT.	28068	MINTIA B	220	-71.53	72.05	9.97	-17.18	0.519	-7.210
25.	28065	HAJD OT.	28914	R.MARE	220	47.32	-47.16	-25.45	22.16	0.160	-3.286
26.	28066	PESTIS	28068	MINTIA B	220	38.76	-38.67	-13.59	11.04	0.094	-2.549
27.	28066	PESTIS	28067	MINTIA A	220	-60.42	60.57	-22.61	20.40	0.158	-2.206
28.	28067	MINTIA A	28071	TIMIS	220	70.91	-69.74	0.83	-14.93	1.177	-14.100
29.	28069	ARAD	28071	TIMIS	220	-61.58	62.07	30.74	-36.55	0.485	-5.812
30.	28069	ARAD	28070	SACALAZ	220	-25.91	26.15	22.01	-29.54	0.242	-7.531
31.	28070	SACALAZ	28071	TIMIS	220	-75.88	76.13	14.38	-16.80	0.258	-2.417
32.	28086	UNGHENI	28087	IERNUT	220	-111.37	111.97	-12.29	10.98	0.603	-1.303
33.	28086	UNGHENI	28087	IERNUT	220	-124.32	125.00	-24.17	21.49	0.675	-2.681
34.	28087	IERNUT	28088	CUPT.C.T	220	70.74	-69.37	-8.71	-7.43	1.368	-16.143
35.	28087	IERNUT	28093	BAIA M.	220	59.72	-59.20	12.72	-20.00	0.520	-7.280
36.	28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	220	-21.95	22.07	-22.11	17.54	0.124	-4.568
37.	28093	BAIA M.	28094	ROSIORI	220	-21.95	22.07	-22.11	17.54	0.124	-4.568
38.	28094	ROSIORI	28095	VETIS	220	52.46	-52.23	14.49	-18.72	0.228	-4.235
39.	75	XSA_AR11	28008	ARAD	400	-219.80	220.36	60.00	-84.46	0.557	-24.461
40.	84	XRO_MU11	28039	ROSIORI	400	-10.80	10.84	57.20	-78.31	0.040	-21.112
41.	85	XPF_DJ11	28004	P.D.FIE	400	-62.60	62.60	-22.80	22.46	0.001	-0.338
42.	28002	URECHESI	28004	P.D.FIE	400	-61.19	62.36	98.82	-145.33	1.166	-46.508



Nr. crt.	Nr. nod $i$	Nume nod $i$	Nr. nod $j$	Nume nod $j$	$U_n$ [kV]	$P_i$ [MW]	$P_j$ [MW]	$Q_j$ [MVAR]	$Q_j$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
43.	28003	MINTIA	28034	SIBIU	400	95.16	-93.63	-74.96	4.62	1.525	-70.340
44.	28003	MINTIA	28008	ARAD	400	206.07	-203.48	-71.04	5.46	2.590	-65.579
45.	28034	SIBIU	28036	IERNUT	400	224.78	-223.09	-28.73	-10.50	1.699	-39.227
46.	28036	IERNUT	28037	GADALIN	400	208.35	-207.40	-34.03	9.79	0.952	-24.241
47.	28037	GADALIN	28038	CLUJ E	400	68.03	-67.82	27.73	-38.52	0.210	-10.793
48.	28037	GADALIN	28039	ROSIORI	400	139.36	-137.74	-37.52	-25.12	1.621	-62.638
49.	28039	ROSIORI	28096	ORADEA	400	29.93	-28.46	46.27	-117.54	1.466	-71.275

Tabelul A8.7. Rezultatele circulație de puteri pentru transformatoare și autotransformatoare

Nr. crt.	Nr. nod $i$	Nume nod $i$	$U_{ni}$ [kV]	Nr. nod $j$	Nume nod $j$	$U_{nj}$ [kV]	$P_i$ [MW]	$P_j$ [MW]	$Q_j$ [MVAR]	$Q_j$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
1.	28808	PAROSEN	110	28063	PAROSEN	220	-14.80	14.89	-40.90	43.01	0.093	2.108
2.	28045	URECHESI	220	28002	URECHESI	400	-186.26	186.89	-121.26	139.97	0.630	18.707
3.	28046	P.D.F.B	220	28004	P.D.FIE	400	157.25	-156.84	-38.19	50.06	0.405	11.872
4.	28046	P.D.F.B	220	28004	P.D.FIE	400	157.25	-156.84	-38.19	50.06	0.405	11.872
5.	28047	P.D.F.A	220	28004	P.D.FIE	400	139.60	-139.17	-34.97	45.06	0.430	10.088
6.	28067	MINTIA A	220	28003	MINTIA	400	175.90	-175.41	-4.53	17.56	0.489	13.027
7.	28068	MINTIA B	220	28003	MINTIA	400	126.22	-125.82	-19.02	27.87	0.397	8.856
8.	28069	ARAD	220	28008	ARAD	400	38.28	-37.95	-57.25	62.83	0.326	5.575
9.	28094	ROSIORI	220	28039	ROSIORI	400	-96.61	96.98	-49.56	57.17	0.371	7.606
10.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	90.61	-90.25	-48.83	56.11	0.365	7.278
11.	28100	SIBIU	220	28034	SIBIU	400	90.61	-90.25	-48.83	56.11	0.365	7.278
12.	28040	LOTRU	220	28562	LOTRU	110	-89.00	89.20	7.81	-0.50	0.203	7.305
13.	28045	URECHESI	220	28694	URECHEST	110	53.99	-53.80	70.64	-65.50	0.190	5.139
14.	28048	TR.SEV	220	28719	TR.S.ES	110	-13.25	13.35	13.61	-10.45	0.100	3.155
15.	28049	TR.SEV	220	28719	TR.S.ES	110	-13.25	13.35	13.60	-10.45	0.100	3.155
16.	28050	CETATE1	220	29102	CETATE	110	-45.11	45.23	18.74	-14.54	0.124	4.205
17.	28051	CALAFAT	220	28709	CALAFAT	110	-25.00	25.11	19.07	-15.65	0.107	3.419
18.	28052	RESITA	220	28729	RESITA A	110	48.59	-48.47	18.31	-14.09	0.126	4.226
19.	28053	IAZ 2	220	28736	IAZ A	110	26.11	-26.00	23.22	-19.80	0.106	3.424
20.	28054	IAZ 1	220	28737	IAZ B	110	9.17	-9.08	1.06	1.87	0.094	2.933
21.	28064	BARU M	220	28800	BARU MA	110	7.20	-7.10	-7.51	10.50	0.098	2.990
22.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	-2.70	2.80	11.03	-8.00	0.097	3.035
23.	28065	HAJD OT.	220	28795	HASDAT	110	-2.70	2.80	11.03	-8.00	0.097	3.035
24.	28066	PESTIS	220	28792	PESTIS	110	51.83	-51.70	12.08	-7.70	0.130	4.379
25.	28068	MINTIA B	220	28787	MINTIA	110	47.53	-47.40	11.41	-7.20	0.128	4.210
26.	28069	ARAD	220	28774	ARAD A	110	49.21	-49.08	4.51	-0.32	0.125	4.189
27.	28070	SACALAZ	220	28756	SACALAZ	110	49.73	-49.60	15.16	-10.90	0.127	4.258
28.	28071	TIMIS	220	28747	TIMIS B	110	61.04	-60.90	10.90	-6.05	0.141	4.851
29.	28071	TIMIS	220	28746	TIMIS A	110	61.04	-60.90	10.90	-6.05	0.141	4.851
30.	28086	UNGHENI	220	28460	UNGHE.B	110	25.60	-25.50	7.97	-4.70	0.103	3.272
31.	28086	UNGHENI	220	28459	UNGHE.A	110	86.89	-86.70	23.48	-16.50	0.193	6.981
32.	28087	IERNUT	220	28524	IERNUT	110	31.45	-31.30	7.19	-3.80	0.151	3.390
33.	28093	BAIA M.	220	28484	BAIA MA3	110	55.03	-54.90	17.76	-13.20	0.134	4.563
34.	28093	BAIA M.	220	28485	BAIA MA	110	57.24	-57.10	16.98	-12.30	0.137	4.679
35.	28095	VETIS	220	28491	VETIS	110	52.23	-52.10	18.72	-14.30	0.130	4.422
36.	28100	SIBIU	220	28538	SIBIU S	110	49.03	-48.90	23.10	-18.70	0.131	4.399
37.	28100	SIBIU	220	28537	SIBIU SB	110	50.23	-50.10	23.57	-19.10	0.133	4.468
38.	28040	LOTRU	220	29233	LOTRU 2	15.75	-97.88	98.20	20.77	-11.23	0.317	9.540
39.	28040	LOTRU	220	29232	LOTRU 1	15.75	-98.68	99.00	20.85	-11.19	0.319	9.654
40.	28046	P.D.F.B	220	29191	P.D.F 3	15.75	-111.14	111.50	19.06	-7.36	0.357	11.696
41.	28046	P.D.F.B	220	29193	P.D.F 5	15.75	-111.15	111.50	3.46	8.05	0.353	11.509
42.	28046	P.D.F.B	220	29192	P.D.F 4	15.75	-111.14	111.50	19.06	-7.36	0.357	11.696
43.	28047	P.D.F.A	220	29190	P.D.F 2	15.75	-111.15	111.50	3.45	8.06	0.353	11.509
44.	28047	P.D.F.A	220	29250	P.D.F 6	15.75	-111.14	111.50	19.20	-7.50	0.357	11.699
45.	28047	P.D.F.A	220	29189	P.D.F 1	15.75	-111.14	111.50	19.20	-7.50	0.357	11.699
46.	28067	MINTIA A	220	29262	MINTIA 6	15.75	-150.31	150.80	-8.69	21.44	0.492	12.744
47.	28067	MINTIA A	220	29260	MINTIA 3	15.75	-157.08	157.60	-8.00	21.71	0.521	13.708
48.	28068	MINTIA B	220	29169	MINTIA 5	15.75	-149.51	150.00	-8.99	21.69	0.490	12.701

Nr. crt.	Nr. nod $i$	Nume nod $i$	$U_{ni}$ [kV]	Nr. nod $j$	Nume nod $j$	$U_{nj}$ [kV]	$P_i$ [MW]	$P_j$ [MW]	$Q_j$ [MVAR]	$Q_i$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
49.	28087	IERNUT	220	29159	IERNUT 5	15.75	-192.16	193.00	-94.06	118.51	0.840	24.446
50.	28087	IERNUT	220	29160	IERNUT 6	15.75	-192.18	193.00	-87.78	111.53	0.819	23.749
51.	28914	R.MARE	220	29162	RETEZAT1	15.75	-72.05	72.30	17.18	-10.87	0.249	6.314
52.	28036	IERNUT	400	28087	IERNUT	220	14.74	-14.54	44.53	-41.03	0.195	3.502
53.	28008	ARAD	400	28775	ARAD B	110	21.08	-20.92	16.18	-13.79	0.159	2.391
54.	28038	CLUJ E	400	28509	CLUJ ES	110	67.82	-67.60	38.52	-32.80	0.224	5.718
55.	28096	ORADEA	400	28839	ORAD II	110	28.46	-28.30	20.96	-18.30	0.159	2.663
56.	28002	URECHESI	400	29119	ROVIN 5	24	-269.08	270.00	-73.99	108.92	0.916	34.924
57.	28002	URECHESI	400	29238	ROVIN 4	24	-257.48	258.30	-16.91	47.13	0.820	30.225
58.	28002	URECHESI	400	29121	ROVIN 3	24	-228.84	229.60	-81.50	108.84	0.761	27.347

Tabelul A8.8. Bilanțul general al puterilor

$P_g$ [MW]	$Q_g$ [MVAR]	$\Delta P$ [MW]	$\Delta Q$ [MVAR]
3430	548.7		
$P_c$ [MW]	$Q_c$ [MVAR]	52.75	-83.07
3377.2	255.4		

## BIBLIOGRAFIE

1. [Abhyankar2006] Abhyankar A.R., Soman S.A., Khaparde S.A., *Optimization Approach to Real Power Tracing: An Application to Transmission Fixed Cost Allocation*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 21, No. 3, August 2006, pp. 1350-1361.
2. [Acharya2007] Acharya N., Mithulamanthan N., *Influence of TCSC on Congestion and Price Spot in Electricity Market with Bilateral Contract*, Electric System Reaserch, 2007, Vol. 77, Nr. 8, pp. 1010-1018.
3. [Alaywan2001a] Alaywan Z., *Understanding the California Firm Transmission Rights*, 2001, www.caiso.com/aboutus/articles.
4. [Alaywan2001b] Alaywan Z., *Effects of Firm Transmission Rights on Transmission Revenue Allocation in California*, 2001, www.caiso.com/aboutus/articles.
5. [Allan1981] Allan R.N., da Silva A.M.L., Burchett R.C., *Evaluation Method and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions*, IEEE Trans. Power App. Syst., May 1981, Vol. PASS-100, no. 5, pp. 2539-2546.
6. [Alomoush1999] Alomoush M.I., Shahidehpour S.M., *Fixed Transmission Right for Zonal Congestion Management*, IIE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 146, No. 5, November 1999, pp. 471-476.
7. [Alvarado1999] Alvarado F., *The Stability of Power System Markets*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, May 1999, pp. 505-511.
8. [Alvey1998] Alvey T., Goodwin D., Ma X., Streiffert D., Sun D., *A Security-Constrained Bid-Clearing System for the New Zealand Wholesale Electricity Market*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, May 1998, pp. 340-346.
9. [Barbulescu2008] Barbulescu C., Vuc Gh., Kilyeni S., Jigoria-Oprea D., **Pop O.**, *Transmission Planning – a Probabilistic Load Flow Perspective*, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, Vienna, 13-15 August, 2008, pp. 666-671.
10. [Barbulescu2009] Barbulescu C., *Managementul congestiilor în condițiile pieței libere a energiei*, Teză de doctorat, Universitatea "Politehnica din Timișoara, 2009.
11. [Bhattacharya2001] Bhattacharya K., Bollen M.H.J., Daalder J.E., *Operation of Restructured Power Systems*, Springer, 2001.
12. [Bialek1996] Bialek J., *Tracing the Flow*, IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 143, No. 4, July 1996, pp 313-320.
13. [Bialek1997] Bialek J., *Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 12, No. 3, August 1997, pp. 1185-1193.
14. [Bialek1998] Bialek J., *Allocation of Transmission Supplementary Charge to Real and Reactive Loads*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 13, No. 3, August 1998, pp. 749-754.
15. [Bialek2004] Bialek J., Kattuman P.A., *Proportional Sharing Assuption on Tracing Methodology*, IEEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 151, No. 4, July 2004, pp. 526-532.
16. [Bielecki2004] Bielecki J., Desta M.G., *Electricity Trade in Europe: Review of the Economic and Regulatory Changes*, Kluwer Law International, 2004.

17. [Bushnell1998] Bushnell J., *Transmission Rights and Market Power*, Discussion Draft, October 1998, [http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/archive/E542/classfiles/trans\\_rights2.pdf](http://faculty-gsb.stanford.edu/wilson/archive/E542/classfiles/trans_rights2.pdf).
18. [Buygi2004a] Buygi M.O., Balzer G., Shanechi H.M., Shahidehpour M., *Market-Based Transmission Power Planning*, IEEE Transactions on Power System, Nov. 2004, Vol. 19, No. 4, pp. 2060-2067.
19. [Buygi2004b] Buygi M.O., *Transmission Expansion Planning in Deregulated Power System*, 2004, <http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv.pdf>.
20. [Canizares2004] Canizares C.A., Milano F., Chen H., Sght A., *Transmission Congestion Management and Pricing in Simple Auction Electricity Markets*, International Journal of Emerging Electric Power Systems, Vol. 1, Issue 1, 2004, Article 1.
21. [Charpentier1995] Charpentier J.P., Schenk K., *International Power Interconnections*, March 1995, <http://rru.worldbank.org/documents/publicpolicyjournal/042charpe.pdf>.
22. [Chen2002] Chen L., Suzuki H., Wachi T., Shimura Y., *Component of Nodal Prices for Electric Power System*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 17, No. 1, February 2002, pp. 41-49.
23. [Chun2005] Chun-Lien S., *Probabilistic Load-Flow Computation Using Point Estimate Method*, IEEE Trans. on Power Syst., November 2005, Vol. 20, No. 4, pp. 1843-1851.
24. [Conejo2001] Conejo A.J., Galiana F.D., Kockar I., *Z-bus Loss Allocation*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 16, No. 1, February 2001, pp. 105-110.
25. [Conejo2002a] Conejo A.J., Galiana F.D., Kockar I., *Closure to Discussion of „Z-bus Loss Allocation*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 17, No. 2, May 2002, pp. 526-527.
26. [Conejo2002b] Conejo A.J., Arroyo J.M., Alguacil N., Guijarro A.L., *Transmission Loss Allocation: A Comparison of Different Practical Algorithms*, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 17, No. 3, August 2002, pp. 571-576.
27. [Conejo2005] Conejo A.J., Castillo E., Minguez R., Milano F., *Locational Marginal Price Sensitivities*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No. 4, November 2005, pp. 2026-2033.
28. [Conejo2007] Conejo A.J., Contreras J., Lima D.A., Padilha-Feltrin A., *Z-bus Transmission Network Cost Allocation*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 22, No. 1, February 2007, pp. 342-349.
29. [Crousillat1993] Crousillat E.O., Dörfner P., Alvarado P., Merrill H.M., *Conflicting Objectives And Risk in Power System Planning*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 887-893.
30. [Dai2000] Dai Y., McCalley J.D., Vittal V., *Simplification, Expansion and Enhancement of Direct Interior Point Algorithm for Power System Maximum Loadability*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 3, August 2000, pp. 1014 – 1021.
31. [Dai2008] Dai J., Phulpin Y., Rious V., Ernst D., *How Compatible is Perfect Competition with Transmission Loss Allocation Methods?*, International Conference on the European Electricity Market, 2008, [http://www.montefiore.ulg.ac.be/~ernst/paper\\_080404.pdf](http://www.montefiore.ulg.ac.be/~ernst/paper_080404.pdf).
32. [Deng2004] Deng S.J., Oren S., Metiopoulos S., *The Inherent Inefficiency of the Point-to-Point Congestion Revenue Right Auction*, System Sciences, Proceedings of the 37th Annual Hawaii International Conference, 5-8 Jan. 2004, pp. 7.
33. [ElKeib1997] El-Keib A.A., Ma X., *Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 12, No. 2, May. 1997, pp. 559-565.
34. [Esposito2002] Espósito A.G., Santos J.R., *Discussion of Z-bus Loss Allocation*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 17, No. 2, May 2002, pp. 525.
35. [Fang1999] Fang R., David A., *Transmission Congestion Management*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 14, No. 3, August 1999, pp. 877-833.

36. [Ferrero1998] Ferrero R.W., Rivera J.F., Shahidehpour S.M., *Application of Games with Incomplete Information for Pricing Electricity in Deregulated Power Pools*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 1, February 1998, pp. 184-189.
37. [Finney1997] Finney J.D., Othman H.A., Rutz W.L., *Evaluating Transmission Congestion Constraints in System Planning*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, No. 3, August 1997, pp. 1143-1150.
38. [Galiana2003] Galiana F.D., Conejo A.J., Gil H.A., *Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges*, Power Systems, IEEE Transactions on Volume 18, Issue 4, Nov. 2003, pp. 1425-1431.
39. [Gamm2005] Gamm A.Z., Golub I.I., *Impact of Allocation Factors on Electric Power System Control*, 2005 IEEE St. Petersburg PowerTech, St. Petersburg, Rusia, June 27-30, 2005, pp. 1-6.
40. [Gomez2008] Gomez-Esposito A., Conejo A.J., Cañizares C., *Electric Energy Systems: Analysis and Operation*, CRC Press, 2008
41. [Gribik2005] Gribik P.R., Shirmohammadi D., *Transmission Rights and Transmission Expansions*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 20, No. 4, November 2005, pp. 1728-1737.
42. [Griffin2005] Griffin J.M., Puller S.L., *Electricity Deregulation: Choices and Challenges*, University of Chicago\_Press, 2005.
43. [Happ1994] Happ H.H., *Cost of Wheeling Methodologies*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 9, No. 1, February. 1994, pp. 147-156.
44. [Happ1996] Happ H.H., *Transmission Access Issues*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 11 No. 1, February 1996, pp. 41-51.
45. [Harvey2000]Harvey S.M., Hogan W., *Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power: Further Comment*, February 11, 2000, [http://ksghome.harvard.edu/~WHogan/zonal\\_Feb11.pdf](http://ksghome.harvard.edu/~WHogan/zonal_Feb11.pdf).
46. [Harvey2005] Harvey S.M., Hogan W. W., Pope S. L., *Transmission Capacity Reservations and Transmission Congestion Contracts*, 2005, <http://www.ksg.harvard.edu/whogan>.
47. [Hautot2000] Hautot A., Bauchet S., Amandaly F., Meyer B., Vitet S., *Pricing of Network Access: How to Fit Investment and Operating Cost and Allocation Schemes to Build a Pricing System*, Session 2000, CIGRE, 37-205.
48. [Hogan1992] Hogan W., *Contract Networks for Electric Power Transmission*, Journal of Regulatory Economics. Vol. 4, 1992, pp. 21 1-242.
49. [Hogan1998] Hogan W.W., *Transmission Investment and Competitive Electricity Markets*, April 1998, <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/trn98.pdf>.
50. [Hunt2002] Hunt S., *Making Competition Work in Electricity*, John Wiley & Sons, 2002.
51. [Ilic1998] Ilic M.D., Galiana F.D., Fink L.H., *Power Systems Restructuring: Engineering and Economics*, Springer Ltd, 1998.
52. [Jiang1995] Jiang A., Ertern S., *Economic Dispatch with Non-Monotonically Increasing Incremental Cost Units and Transmission System Losses*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 891-897.
53. [Khatib2007] Khatib S.E., Galiana F.D., *Negotiating Bilateral Contracts in Electricity Markets*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 2, May 2007, pp. 553-562.
54. [Kilyeni1988] Kilyeni S., Nemeş M., Buta A., Luştea B., Velicescu C., Şurianu D., *Sistem test cu 25 de noduri*, Conferinţa Naţională de Energetică, Bucureşti, 1988.
55. [Kilyeni2008] Kilyeni S, *Tehnice numerice de analiză asistată de calculator a regimurilor de funcţionare a sistemelor electroenergetice*, Ed. a 2-a, Editura Orizonturi Universitare, Timişoara, 2008.

56. [Kilyeni2009] Kilyeni Șt., Tehnici de optimizare în inginerie energetică, Orizonturi Universitare, Timișoara, 2009.
57. [Kim2000] Kim B.H., Baldick B., *A Comparison of Distributed Optimal Power Flow Algorithms*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 599-604.
58. [Kischen1997] Kischen D., Allan R., Strbac G., *Contributions of Individual Generators to Loads and Flow*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 52-66.
59. [Kirschen1999] Kirschen D., Strbac G., *Tracing Active and Reactive Power between Generators and Load Using Real and Imaginary Currents*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 14, No. 4, November 1999, pp. 1212-1319.
60. [Kirschen2004] Kirschen D., Strbac G., *Fundamentals of Power System Economics*, John Wiley & Sons, 2004.
61. [Krause2005] Krause T., *Congestion Management in Liberalized Electricity Markets – Theoretical Concepts and International Application*, EEH-Power Systems Laboratory, Zürich, May 2005, [www.eeh.ethz.ch/de/power/energieuebertragung/publikationen](http://www.eeh.ethz.ch/de/power/energieuebertragung/publikationen).
62. [Kristiansen2008] Kristiansen T., *Allocation of Long-term Financial Transmission Rights for Transmission Expansion*, European Journal of Operational Research 184, 2008, pp. 1122–1139.
63. [Kumar2004] Kumar A., Srivastava S.D., Sigh S.N., *A Zonal Congestion Management Approach using Active and Reactive Power Rescheduling*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 19, No. 1, February 2004, pp. 554-562.
64. [Kovasc1994] Kovasc R.R., Leverett A., *A Load Flow Based Method for Calculating Embedded, Incremental and Marginal Cost of Transmission Capacity*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 272-278.
65. [Laffaye2004] Laffaye H., *Cross-Border Transmission Access and Congestion Management*, IEA Workshop, November 18, 2004.
66. [Lai2001] Lai L.L., *Power System Restructuring and Deregulation: Trading, Performance and Information Technology*, John Wiley & Sons Ltd, 2001.
67. [Lee1992] Lee C., Chen N., *Distribution Factors of Reactive Power Flow in Transmission Line and Transformer Outage Studies*, Transactions On Power Systems, Vol. 7, No. 1, February 1992, pp. 194-200.
68. [Leite1984] Leite da Silva A.M., Ariento V.L., Allan R.N., *Probabilistic Load Flow Considering Dependence Between Input Nodal Powers*, IEEE Trans. Power App. Syst., Jun 1984, Vol. PASS-103, no. 6, pp. 1524-1530.
69. [Leveque2003] Lévêque F., *Transport Pricing of Electricity Networks*, Springer, 2003.
70. [Li2005] Li T., Shahidehpour M., *Risk-Constrained FTR Bidding Strategy in Transmission Markets*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 20, No. 2, May 2005, pp. 1014-1021.
71. [Lima1994] Lima M., Pereira M.V.F., Pereira J.L.R., *An Integrated Framework for Cost Allocation in a Multi-owned Transmission System*, IEEE/PES Summer Meeting, San Francisco, CA, July 1994.
72. [Limpasuwan2002] Limpasuwan T., Onjgsakul W., Limmechokchai W., *A Transmission Pricing Method Based on Electricity Tracing in Thailand*, ScienceAsia: Journal of the Science Society of Thailand, Vol. 28, No. 1, March 2002, pp. 77-85.
73. [Ma1998] Ma X., El-Keib A.A., Tim A.H., *Marginal cost-based pricing of wheeling transactions and independent power producers considering security constraints*, Electric Power System Research, Vol. 48, 15 December 1998, Pag. 73-78.
74. [Mateus2005] Mateus J.C., Franco P.C., *Transmission Loss Allocation Through Equivalent Bilateral Exchanges and Economical Analysis*, IEEE Transactions On Power Systems, Vol. 20, No. 4, November 2005, pp. 1799-1807.



75. [Meisel1993] Meisel J., *System Incremental Cost Calculations Using the Participation Factor Load-Flow Formulation*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 1, February 1993, pp. 357-363.
76. [Meliopoulos1990] Meliopoulos A.P., Cokkinides G.J., Chao X.Y., *A New Probabilistic Power Flow Analysis Method*, IEEE Trans. Power App. Syst., Feb 1990, Vol. 5, pp. 182-190.
77. [Momoh2001] Momoh J.A. James, *Electric power system applications and optimization*, Publisher Marcell Dekker, New York, 2001.
78. [Ng1981] Ng W.Y., *Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations*, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-100, No. 3, March 1981, pp. 1001-1005.
79. [Nemes2002a] Nemeş M., Vuc Gh., Păunescu D., *Pricing of Transmission System Access*, Regional Energy Forum, CNE'2002, Section 2, 9-13 Jun 2002, Neptun-Olimp, Romania.
80. [Nemes2002b] Nemeş M., Vuc Gh., Păunescu D., *Influence of Price Dependent Load in the Marginal Cost of Power Systems*, Proceedings of the 4<sup>th</sup> International Conference on Technology and Automation, 5-6 oct. 2002, Thessaloniki, Greece, pp.127-133.
81. [Nemes2002c] Nemeş M., Vuc Gh., Păunescu D., *Riscul pe piaţa energiei electrice*, Simpozionul Naţional de Reţele Electrice SNRE'2002, III.21, 12-13 sept. 2002, Băile Felix.
82. [Nemes2003a] Nemeş M., Vuc Gh., Păunescu D., *Influence of Penalty Tax in the Management of Congestions*, Balkan Power Conference BPC 2003, Ljubljana, Croatia, Vol. 3.
83. [Nemes2003b] Nemeş M., *Components of Marginal Cost for Power Systems*, The 5<sup>th</sup> International Power System Conference, Timişoara, Nov. 2003, pp. 395-398.
84. [Nemes2003c] Nemeş M., *Sisteme electrice de putere. Probleme actuale*, Editura Orizonturi Universitare, Timişoara, 2003.
85. [Nemes2003d] Nemeş M., Vuc Gh., Păunescu D., *Influence of Price Dependent Load in the Management of Congestions*, 6<sup>th</sup> International Conference of Applied Electromagnetics, PES 2003, Nis, Serbia and Montenegro, pp.197-200.
86. [Nemes2003e] Nemeş M., Păunescu D., Vuc Gh., *The Management of Congestion with Penalty Tax*, 4<sup>th</sup> Internaţional Conference of Electromechanical and Power Systems SIELMEN 2003, Voi III, Chişinău, pp. 111-114.
87. [Nemes2003f] Nemeş M., Păunescu D., Vuc Gh., *Corelaţia regret - profit maxim pe pieţele de energie electrică*, Energetica, vol. 51, nr. 11-12, 2003, pag. 526-528.
88. [Nemes2004] Nemeş M., Păunescu D., Vuc Gh., *Minimize of Hourly Cost by Gradual Penalty Tax*, The Fifth International World Energy System Conference, May 17-19 2004, Oradea, România, voi III, pp. 565-570.
89. [Nemes2005a] Nemeş M., Vuc Gh., Păunescu D., **Pop O.**, *Modificarea structurii sistemelor electrice de putere în condiţiile pieţei energiei*, Zilele Academice Timişene Ediţia a IX-a, 26-27 mai 2005.
90. [Nemes2005b] Nemeş M., **Pop O.**, *Costul congestiilor în sistemul de transport şi preţul marginal local în condiţia pieţei energiei*, Scientific Bulletin of "Politehnica" University Timisoara, Transactions on Power Engineering, Fasc. 1-2, 2005, pp. 377-384.
91. [Nemes2006a] Nemeş M., Păunescu D., Vuc Gh., *Valoarea probabilă a congestiei şi competitivitatea pieţei energiei electrice*, Conferinţa naţională a energiei – CNE 2006, Neptun, 11-16 iunie 2006, pp. 114-119.

92. [Nemes2006b] Nemeş M., Păunescu D., Vuc Gh., *Analyzing the Impact of Probabilistic Load on Systems Hourly Cost*, 1<sup>st</sup> International Conference on Modern Power Systems MPS 2006, Nov. 8-11, 2006, Cluj-Napoca, România, pp. 163-168.
93. [Nemes2007] Nemeş M., **Pop O.**, *Optimal Transfer in Power Systems*, Scientific Bulletin of "Politehnica" University Timisoara, Transactions on Power Engineering, Fasc. 1-2, 2005,, pp. 455-462.
94. [Nemes2008] Nemeş M., Păunescu D., *The Estimate of Regret in Power System*, Conferința națională a energiei – CNE 2008, Neptun, 14-18 iunie 2008, pp. 1-6.
95. [ONeill2002] O’Neill R.P., Helman U., Hobbs B.F., Stewart, W.R. Jr., Rothkopf M.H., *A Joint Energy And Transmission Rights Auction: Proposal and Properties*, Power Systems, IEEE Transactions on Power Systems, Volume 17, Issue 4, Nov 2002, pp. 1058-1067.
96. [Pan2000] Pan J., Teklu Y., Rahman S., *Review of Usage-Based Transmission Cost Allocation Methods under Open Access*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 15, No. 4, November 2000, pp. 1218-1224.
97. [Paunescu2003] Păunescu D., Nemeş M., Vuc Gh., *Optimizarea costului generării și influența sa asupra reducerii puterii la consumator*, Conferința Internațională Energie-Mediu, CIEM 2003, Vol. 1, pp. 40-47.
98. [Paunescu2007] Păunescu D., Vuc Gh., Nemeş M., *Probabilistic Model of Consumers in Electricity Market*, 7<sup>th</sup> International Power System Conference, 22-23 November, 2007, pp. 517-526.
99. [Perez1995] Pérez-Arriaga I.J., Rudnick H., Stadlin W. O., *International Power System Transmission Open Access Experience*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995, pp. 554-564.
100. [Perez2004] Pérez-Arriaga I.J., Olmos L., *A Plausible Congestion Management Scheme for the Electricity Market of the European Union*, Working Paper IIT, Ref. Number: IIT-03-037A, March 2004.
101. [Phulpin2006] Phulpin Y, Hennebe M., S. Plumel, *A Market Based Approach to Evaluate the Efficiency of Transmission Loss Allocation*, Author manuscript, published in "Modern Electric Power Systems, Wroclaw: Poland (2006)", [http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/20/60/56/PDF/MEPS06\\_TLA.pdf](http://hal.archives-ouvertes.fr/docs/00/20/60/56/PDF/MEPS06_TLA.pdf).
102. [pjm2008] [www.pjm.com](http://www.pjm.com).
103. [Pop2006a] **Pop O.**, *Componentele tarifului accesului la sistemul de transport al energiei electrice*, referat de doctorat nr. 1, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 2006.
104. [Pop2006b] **Pop O.**, *Influența congestiilor asupra regimului optim al sistemelor de transport al energiei electrice*, referat de doctorat nr. 2, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 2006.
105. [Pop2006c] **Pop O.**, *Metode de alocare a tarifului la sistemul de transport al energiei electrice*, referat de doctorat nr. 3, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 2006.
106. [Pop2007] **Pop O.**, Nemeş M., *Power Transmission Allocation With Network Matrices*, The 7<sup>th</sup> International Power Systems Conference, Timișoara 2007, November 21-23, pp. 527-534.
107. [Pop2008a] **Pop O.**, Barbulescu C., Nemes M., Kilyeni S., *The Influence of the Common Structure Modification on the Allocation*, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, Paris, 04-06 July, 2008, Vol. 30 , pp. 126-132.
108. [Pop2008b] **Pop O.**, Barbulescu C., Nemes M., Kilyeni S., *The Influence of the Common Structure Modification on the Active Power Losses Allocation*, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, Vienna, 13-15 August, 2008, vol. 31, July 2008, pp. 660-665.



109. [Pop2008c] **Pop O.**, Nemeş M., *Reactive power allocation in electrical systems*, Buletinul Ştiinţific al Universităţii Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol. 49, Special Issue, 2008, pp. 35-38.
110. [Pop2009] **Pop O.**, Paunescu D., Kilyeni St., Nemes M., Kilyeni A., Barbulescu C., *Probabilistic Distribution Factors Assessment Using OptimalPowerPrice Mathematica Software. Case Study: Test 25 Buses Test Power System*, 5<sup>th</sup> International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics – SACI 2009, May 28-29, 2009, Timisoara, Romania, pp. 453-458
111. [Raikar2001] Raikar S., Ilić M., *Assessment of Transmission Congestion for Major Electricity Markets in US*, 2001.
112. [Rudnick1995] Rudnick H., Palma R., Hernandez J., *Marginal Pricing and Supplement Cost Allocation in Transmission Open Access*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 10, No. 2, May 1995, pp. 1125-1132.
113. [Rui2001] Rui M.G.C., Ferreira L.A., *A Comparison Between Chronological and Probabilistic Methods to Estimate Wind Power Capacity Credit*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 16, No. 4, November 2001, pp. 904-909.
114. [Schweppe1984] Schweppe F. et al, *Spot Pricing of Energy*, Kluwer Academic Publications, 1984.
115. [Shahidehpour2001] Shahidehpour M., Alomoush M., *Restructured Electrical Power Systems: Operation, Trading, and Volatility*, CRC Press, 2001.
116. [Shahidehpour2003] Shahidehpour M., Wang Y., *Communication and Control in Electric Power Systems: Applications of Parallel and Distributed Processing*, John Wiley & Sons, 2003.
117. [Shahidehpour2004] Shahidehpour M., Yahim H., Li Z., *Market Operations in Electric Power Systems. Forecasting, Scheduling and Risk Management*, John Wiley & Sons, 2004.
118. [Shirmohammadi1989] Shirmohammadi D., Gribik P.R., Law E., Malinowski J. H., O'Donnell R., *Evaluation of Transmission Network Capacity Use for Wheeling Transactions*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 4, No. 4, October 1989, pp. 1405-1412.
119. [Shirmohammadi1996] Shirmohammadi D., Filho X.V., Gorenstin B., Pereira M., *Some Fundamental Technical Concept about Cost Based Transmission Pricing*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 2, May 1996, pp. 1002-1008.
120. [Song2003] Song Y.H., Wang X.F., *Operation of Market-Oriented Power Systems*, Springer, 2003.
121. [Stoft1997] Stoft S., *Zones: Simple or Complex?*, The Electricity Journal, Vol. 10, Issue 1, January-February 1997, pp. 24-31.
122. [Stoft2003] Stoft S., *Power System Economics. Designing Markets for Electricity*, John Wiley & Sons, 2003.
123. [Strbac1998] Strbac G., Kirschen D., Almed S., *Allocating Transmission System Usage on the Basis of Traceable Contributions of Generators and Loads to Flow*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 13, No. 2, May 1998, pp. 527-534.
124. [SunJ2006] Sun J., Shang W., *Evaluating the Performance of Financial Transmission Rights Auction Market: Evidence from the U.S. Midwest Energy Region*, November 3, 2006.
125. [SunS2006] Sun S., *U.S. Financial Transmission Rights: Theory and Practice*, ISU Economics Working Paper No. 05008, Department of Economics Iowa State University, October, 2006.
126. [Tabors1994] Tabors R.D., *Transmission System Management and Pricing: New Paradigms and International Comparisons*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 206-215.

127. [Tomokazu2007] Tomokazu O., Shuichi K., Shinichi I., *Transmission Line Loss Allocation using Power Flow Tracing with Distribution Factors*, Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE, 24-28 June 2007 pp.1-7.
128. [Tovar2004] Tovar-Hernández H., Gutierrez-Alcaraz G., Moreno-Goytia E., *Transmission Allocation Cost Methodologies: Experiences in Latin Electricity Markets*, Electricity Transmission in Deregulated Markets: Challenges, Opportunities and Necessary R&D Agenda, December 15-16, 2004.
129. [Venkatesh1992] Venkatesh S.V., Liu W.E., Papalexopoulos A.D., *A Least Squares Solution for Optimal Power Flow Sensitivity Calculation*, Transactions on Power Systems, Vol. 7, No. 3. August 1992, pp. 1394-1401.
130. [Vertatesh2004] Vertatesh P., Gnanadass R., *Available Transfer Capacity Determination using Power Transfer Distribution Factors*, International Journal of Emerging Electric Power System, Vol. 1, Issue 2, 2004, Article 1009.
131. [Walters1993] Walters D.C., Sheble G.B., *Genetic Algorithm Solution of Economic Dispatch with Valve Point Loading*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, No. 3, August 1993, pp. 1325-1332.
132. [wolfram] <http://www.wolfram.com>.
133. [Wu2004] T. Wu T., Rothleder M., Alaywan Z., Papalexopoulos A.D., *Pricing Energy and Ancillary Services in Integrated Market Systems by Optimal Flow*, IEEE Transactions on Power System, Vol. 19, No. 1, February 2004, pp. 339-347.
134. [Yoon2000] Yoon Y.T., Arce J.R., Collison K.K., Ilić M.D., *Implementation of Cluster-based Congestion Management System*, May 2000, <http://web.mit.edu/energylab/www/pubs/el00-001wp.pdf>.
135. [Yu2005] Yu C.W., *Developing a Computer-based Transmission Pricing Model for Power Market Operation Teaching*, International Journal of Electrical Engineering Education, Sept 2005.
136. [Xie2000] Xie K., Song Y., Stonham J., Yu E., Liu G., *Decomposition Model and Interior Point Methods for Optimal Spot Pricing of Electricity in Deregulation Environments*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, No. 1, February 2000, pp. 39-50.
137. [Zang2004] Zang P., Lee S.T., *Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion*, IEEE Transactions on Power Systems,, Feb 2004, Vol. 19, No. 1, pp. 676-682.

## SINTEZĂ PRIVIND LUCRĂRILE PROPRII

1. [Barbulescu2008] Barbulescu C., Vuc Gh., Kilyeni S., Jigoria-Oprea D., **Pop O.**, *Transmission Planning – a Probabilistic Load Flow Perspective*, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, Vienna, 13-15 August, 2008, pp. 666-671.
2. [Nemes2005a] Nemeş M., Vuc Gh., Păunescu D., **Pop O.**, *Modificarea structurii sistemelor electrice de putere în condițiile pieței energiei*, Zilele Academice Timișene, Ediția a IX-a, 26-27 mai 2005.
3. [Nemes2005b] Nemeş M., **Pop O.**, *Costul congestiilor în sistemul de transport și prețul marginal local în condiția pieței energiei*, Scientific Bulletin of "Politehnica" University Timisoara, Transactions on Power Engineering, Fasc. 1-2, 2005, pp. 377-384.
4. [Nemes2007] Nemeş M., **Pop O.**, *Optimal Transfer in Power Systems, Costul congestiilor în sistemul de transport și prețul marginal local în condiția pieței energiei*, Scientific Bulletin of "Politehnica" University Timisoara, Transactions on Power Engineering, Fasc. 1-2, 2007, pp. 455-462.
5. [Pop2006a] **Pop O.**, *Componentele tarifului accesului la sistemul de transport al energiei electrice*, referat de doctorat nr. 1, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 2006.
6. [Pop2006b] **Pop O.**, *Influența congestiilor asupra regimului optim al sistemelor de transport al energiei electrice*, referat de doctorat nr. 2, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 2006.
7. [Pop2006c] **Pop O.**, *Metode de alocare a tarifului la sistemul de transport al energiei electrice*, referat de doctorat nr. 3, Universitatea "Politehnica" Timișoara, 2006.
8. [Pop2007] **Pop O.**, Nemeş M., *Power Transmission Allocation with Network Matrices*, The 7<sup>th</sup> International Power Systems Conference, Timișoara 2007, November 21-23, pp. 527-534.
9. [Pop2008a] **Pop O.**, Barbulescu C., Nemes M., Kilyeni S., *The Influence of the Common Structure Modification on the Allocation*, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, Paris, 04-06 July, 2008, Vol. 30, pp. 126-132.
10. [Pop2008b] **Pop O.**, Barbulescu C., Nemes M., Kilyeni S., *The Influence of the Common Structure Modification on the Active Power Losses Allocation*, Proceedings of World Academy of Science, Engineering and Technology, Vienna, 13-15 August, 2008, vol. 31, July 2008, pp. 660-665..
11. [Pop2008c] **Pop O.**, Nemeş M., *Reactive power allocation in electrical systems*, Buletinul Științific al Universității Tehnice din Cluj-Napoca, Acta Electrotehnica, vol. 49, Special Issue, 2008, pp. 35-38.
12. [Pop2009] **Pop O.**, Paunescu D., Kilyeni St., Nemes M., Kilyeni A., Barbulescu C., *Probabilistic Distribution Factors Assessment Using OptimalPowerPrice Mathematica Software. Case Study: Test 25 Buses Test Power System*, 5<sup>th</sup> International Symposium on Applied Computational Intelligence and Informatics – SACI 2009, May 28-29, 2009, Timisoara, Romania, pp. 453-458.

13. [\*\*\*2007a] \*\*\*, Analiza congestiilor în SEE complexe. Studiu de caz pentru subsistemul din Zona de Vest a României, Contract de cercetare științifică nr. UPT 658/2007, încheiat între Universitatea „Politehnica” din Timișoara și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.
14. [\*\*\*2007c] \*\*\*, Studiu privind regimurile de funcționare ale subsistemului deservit de ST Timișoara în perspectiva extinderii la 400 kV, Contract de cercetare științifică nr. UPT 720/2007, încheiat între Universitatea „Politehnica” din Timișoara și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.